



## **ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

### **К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА**

**(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2021 ГОД)**

#### **ГЛАВА 1 «СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗ- ВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ»**

Стерлитамак 2020

## СОСТАВ РАБОТЫ

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2021 год)	80445.СТ-ПСТ.000.000
<i>Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2021 год)</i>	
Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.001.000
Приложение 1 «Тепловые нагрузки и потребление тепловой энергии абонентами»	80445.ОМ-ПСТ.001.001
Приложение 2 «Тепловые сети»	80445.ОМ-ПСТ.001.002
Приложение 3 «Оценка надежности теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.001.003
Приложение 4 «Существующие гидравлические режимы тепловых сетей»	80445.ОМ-ПСТ.001.004
Приложение 5 «Графическая часть»	80445.ОМ-ПСТ.001.005
Глава 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.002.000
Приложение 1 «Характеристика существующей и перспективной застройки и тепловой нагрузки по элементам территориального деления»	80445.ОМ-ПСТ.002.001
Глава 3 «Электронная модель систем теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.003.000
Приложение 1 «Инструкция пользователя»	80445.ОМ-ПСТ.003.001
Приложение 2 «Руководство администратора»	80445.ОМ-ПСТ.003.002
Глава 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»	80445.ОМ-ПСТ.004.000
Приложение 1 «Перспективные гидравлические режимы тепловых сетей»	80445.ОМ-ПСТ.004.001
Глава 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.005.000
Глава 6 «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и мак-	80445.ОМ-ПСТ.006.000

Наименование документа	Шифр
симального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах»	
Глава 7 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии»	80445.ОМ-ПСТ.007.000
Приложение 1 «Графическая часть»	80445.ОМ-ПСТ.007.001
Глава 8 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей»	80445.ОМ-ПСТ.008.000
Глава 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.009.000
Глава 10 «Перспективные топливные балансы»	80445.ОМ-ПСТ.010.000
Глава 11 «Оценка надежности теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.011.000
Глава 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение»	80445.ОМ-ПСТ.012.000
Глава 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.013.000
Глава 14 «Ценовые (тарифные) последствия»	80445.ОМ-ПСТ.014.000
Глава 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций»	80445.ОМ-ПСТ.015.000
Приложение 1 «Графическая часть»	80445.ОМ-ПСТ.015.001
Глава 16 «Реестр проектов схемы теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.016.000
Глава 17 «Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.017.000
Глава 18 «Сводный том изменений, выполненных в актуализированной схеме теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.018.000

## СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ.....	14
ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ .....	21
1 ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	26
1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	26
1.2 Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей.....	31
1.3 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими (теплосетевыми) организациями.....	34
1.4 Описание зон действия производственных и ведомственных котельных.....	37
1.5 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения .....	37
1.6 Описание изменений в функциональной структуре теплоснабжения городского округа город Стерлитамак за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	38
2 ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ.....	39
2.1 Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак.....	39
2.1.1 СТЕРЛИТАМАКСКАЯ ТЭЦ.....	39
2.1.2 НОВО-СТЕРЛИТАМАКСКАЯ ТЭЦ.....	61
ВСЕ ТУРБОАГРЕГАТЫ СТАНЦИИ ПРОШЛИ КОНКУРСНЫЙ ОТБОР МОЩНОСТИ ДО 2021 ГОДА.....	90
2.2 Котельные города Стерлитамак .....	90
2.2.1 Основная котельная котельного цеха № 7 ООО «БашРТС» .....	90
2.2.2 Малые котельные котельного цеха № 7 ООО «БашРТС» .....	104
2.2.3 Котельные ООО «ПСК» .....	125
2.2.4 Котельные организаций, не осуществляющих регулируемые виды деятельности в области теплоснабжения .....	131
3 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ .....	133
3.1 Общие положения .....	133
3.2 Тепловые сети ООО «БашРТС» Стерлитамакского РТС.....	135
3.2.1 Описание структуры тепловых сетей, с выделением сетей горячего водоснабжения. Параметры тепловых сетей.....	135
3.2.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии	140



3.2.3	Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .....	140
3.2.4	Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. Фактические температурные режимы отпуска тепла и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	149
3.2.5	Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей	159
3.2.6	Статистика отказов (аварийных ситуаций) тепловых сетей. Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей .....	159
3.2.7	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	167
3.2.8	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 .....	168
3.2.9	Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям	170
3.2.10	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения .....	170
3.2.11	Описание наиболее распространенных типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	171
3.2.12	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя .....	171
3.2.13	Анализ работы диспетчерских служб и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи .....	176
3.2.14	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов,	

насосных станций .....	182
3.2.15 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	184
3.2.16 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	185
3.2.17 Данные энергетических характеристик тепловых сетей.....	189
3.3 Тепловые сети АО «СРТС» .....	189
3.3.1 Описание структуры тепловых сетей, от магистральных выводов до центральные тепловые пунктов с выделением сетей горячего водоснабжения. Параметры тепловых сетей.....	189
3.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии .....	192
3.3.3 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .....	192
3.3.4 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. Фактические температурные режимы отпуска тепла и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети 194	
3.3.5 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей	194
3.3.6 Статистика отказов (аварийных ситуаций) тепловых сетей. Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей.....	195
3.3.7 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	197
3.3.8 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 .....	199
3.3.9 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям 200	
3.3.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей	

эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	200
3.3.11 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	201
3.3.12 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	201
3.3.13 Анализ работы диспетчерских служб и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи .....	201
3.3.14 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций .....	202
3.3.15 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	202
3.3.16 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	202
3.3.17 Данные энергетических характеристик тепловых сетей.....	206
3.4 Тепловые сети ООО «ПСК» .....	206
3.4.1 Описание структуры тепловых сетей, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов с выделением сетей горячего водоснабжения. Параметры тепловых сетей.....	206
3.4.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии .....	208
3.4.3 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .....	208
3.4.4 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. Фактические температурные режимы отпуска тепла и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	209
3.4.5 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей	209
3.4.6 Статистика отказов (аварийных ситуаций) тепловых сетей. Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей.....	210
3.4.7 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и	

планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	210
3.4.8 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 .....	211
3.4.9 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям	211
3.4.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	212
3.4.11 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	212
3.4.12 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	212
3.4.13 Анализ работы диспетчерских служб и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи .....	212
3.4.14 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций .....	213
3.4.15 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	213
3.4.16 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	213
3.4.17 Данные энергетических характеристик тепловых сетей.....	213
4 ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....	214
4.1 Зоны действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.....	214
4.2 Зоны действия котельных ООО «БашРТС» .....	216
4.3 Зона действия котельной ООО «ПСК» .....	216
4.4 Определение эффективного радиуса теплоснабжения .....	216
5 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЗОНАХ	

ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ .....	219
5.1 Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления .....	219
5.2 Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии .....	219
5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	219
5.4 Величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом .....	220
5.5 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	220
5.6 Значения тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения .....	224
5.6.1 Значения договорных тепловых нагрузок, подключенных к источнику комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак .....	224
5.6.2 Значения договорных тепловых нагрузок, подключенных к КЦ-7 БашРТС- Стерлитамак.....	224
5.6.3 Значения договорных тепловых нагрузок, подключенных к котельной ООО «ПСК» .....	225
5.6.4 Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии .....	226
5.7 Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	233
6 БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ .....	234
6.1 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак.....	234
6.1.1 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК» .....	234
6.1.2 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия Ново - Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК» .....	237

6.2	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия котельных	240
6.2.1	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия основной котельной котельного цеха №7 (КЦ-7) ООО «БашРТС» .....	240
6.2.2	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия малых котельных котельного цеха № 7 (КЦ-7) ООО «БашРТС» .....	242
6.2.3	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной ООО «ПСК» .....	246
6.3	Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	248
7	БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ .....	249
7.1	Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть ...	250
7.1.1	Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зоне действия СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельной КЦ-7 .....	250
7.1.2	Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия котельных АО «СРТС» .....	253
7.1.3	Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зоне действия котельной ООО «ПСК»	256
7.2	Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	257
7.3	Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой	

системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	257
8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом .....	258
8.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак	258
8.1.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом Стерлитамакской ТЭЦ .....	258
8.1.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом Ново-Стерлитамакской ТЭЦ.....	268
8.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом котельных города Стерлитамак.....	274
8.2.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом основной котельной котельного цеха № 7 ООО «БашРТС» (КЦ-7).....	274
8.2.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом малых котельных КЦ-7 ООО «БашРТС» .....	279
8.2.3 Топливные балансы и система обеспечения топливом котельной ООО «ПСК» .....	281
8.3 Описание использования местных видов топлива.....	282
8.4 Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	282
9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	283
9.1 Общие положения .....	283
9.2 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	284
9.3 Частота отключений потребителей .....	286
9.4 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений.....	286
9.5 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного	



энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»...	289
9.6 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении.....	293
10 ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ .....	294
10.1 Результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями устанавливаемыми Правительством РФ в стандартах раскрытия информации.....	294
10.2 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	296
11 ТАРИФЫ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	299
11.1 Динамика утвержденных цен (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 .....	299
11.2 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	307
11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения .....	307
11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	312
11.5 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	312
12 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК.....	313



12.1	Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения.....	313
12.2	Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения.....	314
12.3	Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	315
12.4	Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	315
12.5	Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения .....	315
12.6	Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города Стерлитамак, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	316

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 – Основные технические характеристики турбоагрегатов СтТЭЦ .....	40
Таблица 2.2 – Основные технические характеристики энергетических котлов СтТЭЦ....	40
Таблица 2.3 – Характеристики водогрейных котлов СтТЭЦ.....	41
Таблица 2.4 – Установленная и располагаемая на конец года электрическая мощность и установленная тепловая мощность СтТЭЦ в 2014-2019 годах .....	42
Таблица 2.5 – Потребление тепловой мощности на собственные нужды СтТЭЦ в 2013-2019 годах, Гкал/ч.....	42
Таблица 2.6 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто СтТЭЦ в 2013÷2019 годах.....	43
Таблица 2.7 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов СтТЭЦ на 01.01.2020ц .....	44
Таблица 2.8 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин СтТЭЦ на 01.01.2020 .....	44
Таблица 2.9 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов СтТЭЦ на 01.01.2020.....	45
Таблица 2.10 – Состав теплообменного оборудования ТФУ СтТЭЦ на 01.01.2020 .....	46
Таблица 2.11 – Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки СтТЭЦ	47
Таблица 2.12 – Приборы учета, установленные на выводах СтТЭЦ .....	55
Таблица 2.13 – Основные технические характеристики турбоагрегатов Н-СтТЭЦ .....	62
Таблица 2.14 – Основные технические характеристики энергетических котлов Н-СтТЭЦ .....	62
Таблица 2.15 – Характеристики водогрейных котлов СтТЭЦ.....	63
Таблица 2.16 – Установленная и располагаемая на конец года электрическая мощность и установленная тепловая мощность Н-СтТЭЦ в 2014-20219 годах .....	63
Таблица 2.17 – Потребление тепловой мощности на собственные нужды Н-СтТЭЦ в 2013-2019 годах, Гкал/ч .....	64
Таблица 2.18 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто Н-СтТЭЦ в 2013÷20179 годах.....	65
Таблица 2.19 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов Н-СтТЭЦ на 01.01.2020 .....	66
Таблица 2.20 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового	

ресурса паровых турбин Н-СтТЭЦ на 01.01.2020.....	66
Таблица 2.21 – Год ввода в эксплуатацию,и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов Н-СтТЭЦ на 01.01.2020.....	67
Таблица 2.22 – Состав теплообменного оборудования ТФУ Н-СтТЭЦ на 01.01.2020 года .....	68
Таблица 2.23 – Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки Н-СтТЭЦ .....	68
Таблица 2.24 – Приборы учета, установленные на выводах Н-СтТЭЦ.....	77
Таблица 2.25 – Информация о причинах аварийности и мероприятия по их устранению на Н-СтТЭЦ за период 2016 ÷ 2020 годы .....	80
Таблица 2.26 – Основные технические характеристики паровых котлов КЦ-7 .....	91
Таблица 2.27 – Основные технические характеристики водогрейных котлов КЦ-7.....	91
Таблица 2.28 – Характеристика теплообменного оборудования КЦ-7 .....	93
Таблица 2.29 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность КЦ-7 в горячей воде, на 01.01.2020 .....	97
Таблица 2.30 – Сроки эксплуатации котлов КЦ-7.....	98
Таблица 2.31 – Среднегодовое время работы основного оборудования КЦ-7 .....	103
Таблица 2.32 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования малых котельных КЦ-7 города Стерлитамак.....	106
Таблица 2.33 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность малых котельных .....	116
Таблица 2.34 –Затраты тепловой энергии на собственные нужды малых котельных ...	117
Таблица 2.35 – Располагаемая тепловая мощность нетто малых котельных .....	117
Таблица 2.36 – Срок эксплуатации котлов малых котельных АО «СРТС» .....	119
Таблица 2.37 – Среднегодовое время работы основного оборудования малых котельных АО «СРТС» в 2019 году .....	123
Таблица 2.38 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования МК-6 ООО «ПСК».....	126
Таблица 2.39 –Затраты тепловой энергии на собственные нужды МК-6.....	127
Таблица 2.40 – Располагаемая тепловая мощность нетто МК-6 .....	128
Таблица 2.41 – Среднегодовое время работы основного оборудования МК-6 в 2017 году .....	131
Таблица 2.42 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования промышленных котельных.....	132

Таблица 3.1 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС с разбивкой по условному диаметру .....	135
Таблица 3.2 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по способам прокладки.....	136
Таблица 3.3 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по годам прокладки .....	138
Таблица 3.4 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типу тепловой изоляции ....	139
Таблица 3.5 – Данные об основном оборудовании и характеристиках тепловых пунктов АО «СРТС».....	142
Таблица 3.6 – Температурные графики регулирования отпуска тепла в системы отопления от ЦТП АО «СРТС» .....	149
Таблица 3.7 – Повреждения на тепловых сетях ООО «БашРТС» города Стерлитамак за период с 2015 по 2017 годы .....	160
Таблица 3.8 – Капитальные ремонты на тепловых сетях Стерлитамакского РТС за 2016-2019 годы.....	168
Таблица 3.9 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии Стерлитамакского РТС в 2019 году.....	170
Таблица 3.10 – Приборы учета тепла, установленные на ЦТП ООО «БашРТС» .....	172
Таблица 3.11 – Средства измерения и автоматики на ЦТП АО «СРТС» .....	182
Таблица 3.12 – Данные по бесхозным тепловым сетям.....	186
Таблица 3.13 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» с разбивкой по условному диаметру .....	189
Таблица 3.14 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» по способам прокладки .....	190
Таблица 3.15 – Данные об основном оборудовании и характеристиках тепловых пунктов АО «СРТС».....	193
Таблица 3.16 – Температурные графики регулирования отпуска тепла в системы отопления от ЦТП АО «СРТС» .....	194
Таблица 3.17 – Статистика повреждений на тепловых сетях АО «СРТС» в 2015 ÷ 2019 гг. ....	195
Таблица 3.18 – Капитальные ремонты на тепловых сетях АО «СРТС» за 2016 ÷ 2019 гг.	

.....	197
Таблица 3.19 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии АО «СРТС» в 2016 - 2019 годах.....	200
Таблица 3.20– Перечень бесхозяйных тепловых сетей, предоставленный АО «СРТС» .....	203
Таблица 3.21 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объёма трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» с разбивкой по условному диаметру .....	206
Таблица 3.22 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по способам прокладки.....	207
Таблица 3.23 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии ООО «ПСК» в 2016 и 2017 годах.....	211
Таблица 4.1 – Перечень котельных ООО «БашРТС».....	216
Таблица 4.2 – Расчет эффективного и фактического радиусов теплоснабжения .....	218
Таблица 5.1– Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях на территории республики Башкортостан в отопительный период* (Гкал на 1 кв. м в месяц) .....	221
Таблица 5.2 – Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению в жилых помещениях на территории Республики Башкортостан, куб. м в месяц/чел.....	222
Таблица 5.3 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на общедомовые нужды на территории Республики Башкортостан, м3 в месяц/м2 общей площади .....	223
Таблица 5.4 – Суммарные расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к котельным АО «СРТС» в 2019 году, Гкал/ч.....	225
Таблица 5.5 – Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах СтТЭЦ .....	229
Таблица 5.6 – Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах Н-СтТЭЦ .....	231
Таблица 5.7 – Изменение тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, Гкал/ч.....	233
Таблица 6.1 – Тепловой баланс СтТЭЦ за 2017, 2018 и 2019 годы, Гкал/ч.....	235
Таблица 6.2 – Тепловой баланс Н-СтТЭЦ на 2017, 2018 и 2019 годы, Гкал/ч.....	238
Таблица 6.3 – Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки КЦ-7 в 2017, 2018 и 2019 годах, Гкал/ч .....	240
Таблица 6.4 – Балансы установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей малых котельных КЦ-7, Гкал/ч.....	244

Таблица 6.5 – Балансы установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей МК-6 ООО «ПСК», Гкал/ч .....	246
Таблица 7.1 – Расход теплоносителя в тепловых сетях ООО «БашРТС», тыс. м <sup>3</sup> .....	249
Таблица 7.2 – Характеристики ВПУ Стерлитамакской ТЭЦ .....	251
Таблица 7.3 – Характеристики ВПУ Н-СтТЭЦ .....	251
Таблица 7.4 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ .....	252
Таблица 7.5 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия КЦ-7 .....	253
Таблица 7.6 – Характеристика ВПУ малых котельных АО «СРТС» .....	253
Таблица 7.7 – Годовой расход теплоносителя в тепловых сетях ООО «СРТС» за 2018 год.....	254
Таблица 7.8 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия малых котельных АО «СРТС» .....	254
Таблица 7.9 – Характеристика ВПУ МК-6.....	256
Таблица 7.10 – Годовой расход теплоносителя в зонах действия котельной ООО «ПСК» .....	256
Таблица 7.11 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия малой котельной ООО «ПСК» .....	256
Таблица 8.1 – Теплота сгорания природного газа СтТЭЦ в 2019 году .....	258
Таблица 8.2 – Расход основного и резервного топлива на СтТЭЦ за период 2014 ÷ 2019 годы .....	259
Таблица 8.3 – Топливный баланс СтТЭЦ за 2014 ÷ 2019 годы .....	260
Таблица 8.4 – Характеристики резервного топлива СтТЭЦ .....	262
Таблица 8.5 – Утвержденные на 2016 - 2019 г. значения запасов мазута на СтТЭЦ, тыс. т н.т.....	263
Таблица 8.6 – Теплота сгорания природного газа СтТЭЦ в 2019 году .....	268
Таблица 8.7 – Расход основного и резервного топлива на СтТЭЦ за период 2014 ÷ 2019 годы .....	268
Таблица 8.8 – Топливный баланс Н-СтТЭЦ за 2014 ÷ 2019 годы .....	269
Таблица 8.9 – Утвержденные на 2016 - 2019 гг. значения запасов мазута на Н-СтТЭЦ, тыс. т н.т.....	272
Таблица 8.10 – Расход топлива КЦ-7 за 2016 - 2019 годы по месяцам.....	275
Таблица 8.11 – Структура жидкого топлива КЦ-7 .....	279

Таблица 8.12 – Потребление природного газа малыми котельными КЦ-7 в 2019 году .	279
Таблица 8.13 – Расход топлива малыми котельными КЦ-7 в 2019 году .....	280
Таблица 9.1 – Базовые показатели интенсивности отказов тепловых сетей .....	286
Таблица 9.2 – Базовые целевые показатели надежности объектов теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан.....	293
Таблица 10.1 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на коллекторах источника ООО «БГК», тыс. руб. ....	294
Таблица 10.2 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ООО «БашРТС» потребителям города Стерлитамак, тыс. руб. ....	296
Таблица 10.3 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «СРТС» потребителям с коллекторов теплоисточников АО «СРТС», тыс. руб. ....	296
Таблица 10.4 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на услуги по транспорту тепловой энергии оказываемые АО «СРТС», тыс. руб. ....	296
Таблица 10.5 – Изменение основных технико-экономических показателей теплоснабжающих организаций, тыс. руб. ....	298
Таблица 11.1 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям городского округа города Стерлитамак Республики Башкортостан на 2016 - 2023 гг., руб./Гкал.....	300
Таблица 11.2 – Тарифы на горячую воду (горячее водоснабжение), поставляемую потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан с использованием закрытой системы горячего водоснабжения на 2016 - 2023 гг. ....	302
Таблица 11.3 – Тарифы на теплоноситель, поставляемый потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан в закрытых системах теплоснабжения на 2016 - 2023 гг., руб./куб.м .....	303
Таблица 11.4 – Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, оказываемые потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на 2016 - 2023 гг., руб./Гкал.....	303
Таблица 11.5 – Плата за подключение к системе теплоснабжения ООО «БашРТС» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если	



подключаемая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, тыс. руб./Гкал/ч (без НДС) .....	308
Таблица 11.6 – Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч (от источников ООО «Башкирская генерирующая компания»), тыс. руб./Гкал/ч (без НДС) .....	309
Таблица 11.7 – Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/ч (от источников ООО «Башкирская генерирующая компания»), тыс. руб./Гкал/ч (без НДС) .....	310
Таблица 11.8 – Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч (от источников ООО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети»), тыс. руб./Гкал/ч (без НДС) .....	311



## ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Места расположения наиболее крупных источников тепла в городе Стерлитамак.....	30
Рисунок 1.2 – Схема ОДУ «БашРТС-Стерлитамак» .....	33
Рисунок 1.3 – Структура договорных отношений между теплоснабжающими, теплосетевыми организациями и конечными потребителями ЖКС г. Стерлитамак .....	36
Рисунок 2.1 – Принципиальная тепловая схема ТФУ СтТЭЦ.....	48
Рисунок 2.2 – Спецификация к принципиальной тепловой схеме ТФУ СтТЭЦ.....	49
Рисунок 2.3 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от СтТЭЦ без учета верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС .....	51
Рисунок 2.4 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от СтТЭЦ с учетом верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС .....	52
Рисунок 2.5 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе возвращаемый от потребителя на СтТЭЦ.....	53
Рисунок 2.6 – Коэффициенты использования электрической и тепловой установленной мощности СтТЭЦ.....	54
Рисунок 2.7 – Принципиальная тепловая схема ТФУ Н-СтТЭЦ.....	70
Рисунок 2.8 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от Н-СтТЭЦ без учета верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС .....	72
Рисунок 2.9 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от Н-СтТЭЦ с учетом верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС .....	73
Рисунок 2.10 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе возвращаемый от потребителя на Н-СтТЭЦ .....	74
Рисунок 2.11 – Коэффициенты использования электрической и тепловой установленной мощности Н-СтТЭЦ.....	75
Рисунок 2.12 – Тепловая схема КЦ-7 .....	94
Рисунок 2.13 – Тепловая схема КЦ-7 (продолжение) .....	95
Рисунок 2.14 – Спецификация к тепловой схеме КЦ-7 .....	96
Рисунок 2.15 – Ввод тепловой мощности котельной КЦ-7 .....	98

Рисунок 2.16 – Распределение установленных мощностей котлоагрегатов КЦ-7 .....	99
Рисунок 2.17 – График температуры в подающем трубопроводе сетевой воды города Стерлитамак.....	101
Рисунок 2.18 – Температуры сетевой воды для температурных графиков отпуска тепла 150/70 °С.....	102
Рисунок 2.19 – Технологическая схема МК-1 .....	108
Рисунок 2.20 – Технологическая схема МК-2.....	109
Рисунок 2.21 – Технологическая схема МК-3.....	110
Рисунок 2.22 – Технологическая схема МК-4.....	111
Рисунок 2.23 – Технологическая схема МК-7 .....	112
Рисунок 2.24 – Технологическая схема МК-8.....	113
Рисунок 2.25 – Технологическая схема МК-10.....	114
Рисунок 2.26 – Технологическая схема МК-14.....	115
Рисунок 2.27 – Ввод тепловых мощностей малых котельных КЦ-7 .....	118
Рисунок 2.28 – Распределение установленной мощности котлов малых котельных АО «СРТС» по сроку эксплуатации .....	119
Рисунок 2.29 – Температурный график регулирования отпуска тепла для источников теплоснабжения г. Стерлитамак.....	121
Рисунок 2.30 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-1 .....	122
Рисунок 2.31 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-2, 3, 7, 10 и 14.....	123
Рисунок 2.32 – Температурный график регулирования отпуска тепла для источников теплоснабжения г. Стерлитамак.....	130
Рисунок 3.1 – Схема магистральных тепловых сетей города Стерлитамак .....	134
Рисунок 3.2 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по диаметрам.....	136
Рисунок 3.3 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС надземной и подземной прокладки.....	137
Рисунок 3.4 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типам надземной и подземной прокладки.....	137
Рисунок 3.5 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по годам прокладки .....	138
Рисунок 3.6 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей	

Стерлитамакского РТС по типу тепловой изоляции .....	139
Рисунок 3.7 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей Стерлитамакского РТС с учетом верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС .....	151
Рисунок 3.8 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей Стерлитамакского РТС .....	152
Рисунок 3.9 – Температурный график регулирования отпуска тепла для источников теплоснабжения г. Стерлитамак.....	153
Рисунок 3.10 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-1 .....	154
Рисунок 3.11 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-2, 3, 7, 10 и 14.....	155
Рисунок 3.12 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-1 (город).....	156
Рисунок 3.13 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-3 (город).....	156
Рисунок 3.14 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-13 (Строймаш) .....	157
Рисунок 3.15 – Температурный график Н-СтТЭЦ по выводу ТМ-8 (город) .....	157
Рисунок 3.16 – Температурный график Н-СтТЭЦ по выводу ТМ-9 (Каустик) .....	158
Рисунок 3.17 – Температурный график КЦ-7 по выводу ТМ-11 (город).....	158
Рисунок 3.18 – Схема ОДУ «БашРТС-Стерлитамак» .....	177
Рисунок 3.19 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» по диаметрам.....	190
Рисунок 3.20 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» надземной и подземной прокладки.....	191
Рисунок 3.21 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» по типам надземной и подземной прокладки .....	191
Рисунок 3.22 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» по диаметрам .....	207
Рисунок 3.23 – Соотношение протяженности трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» надземной и подземной прокладки .....	208
Рисунок 4.1 – Зоны действия источников тепловой энергии на территории городского округа город Стерлитамак.....	215
Рисунок 5.1 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2019 году по выводу ТМ-1 «Город» .....	227
Рисунок 5.2 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2019 году по	

выводу ТМ-3 «Город» .....	228
Рисунок 5.3 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2019 году по выводу ТМ-13 «Строймаш».....	228
Рисунок 5.4 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2019 году по выводу ТМ-8 «Город» .....	230
Рисунок 5.5 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2019 году по выводу ТМ9 «Каустик» .....	230
Рисунок 5.6 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2019 году по выводу ТМ-11 «Город» .....	232
Рисунок 8.1 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за январь 2019 года.....	264
Рисунок 8.2 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за январь 2019 года (продолжение).....	265
Рисунок 8.3 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за декабрь 2019 года.....	266
Рисунок 8.4 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за декабрь 2019 года (продолжение).....	267
Рисунок 8.5 – Характеристики резервуаров запаса мазута Н-СтТЭЦ .....	271
Рисунок 8.6 – Характеристики топочного мазута Н-СтТЭЦ.....	273
Рисунок 8.7 – Паспорт качества газа для КЦ-7 за октябрь 2019 года (начало) .....	277
Рисунок 8.8 – Паспорт качества газа для КЦ-7 за октябрь 2019 года (продолжение) ....	278
Рисунок 9.1 – Анализ продолжительности ремонтов (восстановлений) теплоснабжения .....	288
Рисунок 9.2 – Сравнительная оценка значений вероятности безотказной работы наиболее удаленных от источников потребителей тепловой энергии городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан .....	290
Рисунок 10.1 – Результаты финансово-хозяйственной деятельности ООО «БГК» в 2019 году .....	295
Рисунок 11.1 – Динамика изменений тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям теплоснабжающими организациями городского округа город Стерлитамак с использованием закрытой системы горячего водоснабжения на 2016 - 2023 гг. ....	305
Рисунок 11.2 – Динамика изменений тарифов на теплоноситель потребителям теплоснабжающих организаций городского округа город Стерлитамак в закрытой системе теплоснабжения на 2016 – 2023 гг. ....	305
Рисунок 11.3 – Динамика изменений тарифов на тепловую энергию (мощность) потребителям теплоснабжающих организаций городского округа город Стерлитамак на	

2016 - 2023 гг. ....	306
----------------------	-----

## **1 ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

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

Городской округ город Стерлитамак – муниципальное образование в Республике Башкортостан Российской Федерации. В городской округ город Стерлитамак входит единственный населенный пункт – город Стерлитамак (далее по тексту - город Стерлитамак).

Общая площадь города составляет 108,52 км<sup>2</sup>. Численность населения городского округа на 2019 год составила 278 127 человек.

Город условно разделён на две части – западную и восточную (граница проходит по железной дороге), которые включают в себя следующие микрорайоны

- Западная часть: Коммунистический, Комсомольский, Курчатовский, Ленинский, Нахимовский, Первомайский, Солнечный, Уральский;
- Восточная часть: Ашкадарский, Железнодорожный, Краснознаменский, Михайловский, Северный, Советский, Шахтау, Южный.

В административном центре г. Стерлитамак преобладает централизованное теплоснабжение.

Согласно форме федерального статистического наблюдения № 1 – жилфонд «Сведения о жилищном фонде» по состоянию на 01.01.2020 общая площадь жилых помещений жилищного фонда городского округа г. Стерлитамак составила 6 226,28 тыс. м<sup>2</sup>.

К системам централизованного теплоснабжения по отоплению подключено 6 132,73 тыс. м<sup>2</sup>, что составляет 98,5 % от всего жилого фонда города.

К системам централизованного теплоснабжения по ГВС подключено 4 935,12 тыс. м<sup>2</sup>, что составляет 79,3 % от всего жилого фонда города.

Общественно – деловая застройка также преимущественно подключена к системам централизованного теплоснабжения.

В централизованном теплоснабжении ЖКС г. Стерлитамак принимают участие следующие теплоснабжающие и теплосетевые организации:

- ООО «Башкирская Генерирующая Компания» (далее по тексту - ООО «БГК»), является теплоснабжающей организацией, на балансе которой в городе Стерлитамак находится Стерлитамакская ТЭЦ и Ново-Стерлитамакская ТЭЦ (с 1 июля 2014 года Ново-Стерлитамакская ТЭЦ - производственная площадка Стерлитамакской ТЭЦ) суммарная установленная электрическая мощность станции составляет 575 МВт, тепловая – 3 050,2 Гкал/ч, в том числе:
  - Стерлитамакская ТЭЦ с установленной электрической мощностью 320 МВт и тепловой 1 539 Гкал/ч, основным топливом для ТЭЦ является природный газ, резервным – мазут;
  - Ново-Стерлитамакская ТЭЦ с установленной электрической мощностью 255 МВт и тепловой 1 511,2 Гкал/ч, основным топливом для ТЭЦ является природный газ, резервным – мазут.
- БашРТС-Стерлитамак филиал ООО «БашРТС» (далее по тексту - БашРТС-Стерлитамак), является теплогенерирующей и теплосетевой организацией, в городе Стерлитамаке эксплуатирует котельную котельного цеха №7 (далее КЦ-7) ООО «БашРТС» с установленной тепловой мощностью 387,6 Гкал/ч, основным топливом для КЦ-7 является природный газ, резервным – мазут. С 8 мая 2019 года в эксплуатацию ООО «БашРТС» переданы все малые котельные и большинство тепловых сетей, до того находящихся в эксплуатации АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» (далее по тексту - АО «СРТС»<sup>1</sup>). В связи с чем с 8 мая 2019 года<sup>2</sup> на балансе «БашРТС» находятся 8 малых котельных с суммарной установленной тепловой мощностью 22,5 Гкал/ч, основным видом топлива для котельных является природный газ, резервным (только для МК-1) – дизельное топливо, на остальных котельных резервное топливо не предусмотрено; к малым котельным КЦ-7 относятся:
  - малая котельная МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151, установленная тепловая мощность 5,16 Гкал/ч;
  - малая котельная МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84, установленная тепловая мощность 10 Гкал/ч;

---

<sup>1</sup> АО "СРТС" действует с 22 сентября 2017 года, является правопреемником ООО «Стерлитамакские тепловые сети»

<sup>2</sup> Изменения связаны с принятием имущества в арендованное пользование без права выкупа (согласно договору аренды № 119-71 от 21.05.2019г.). До 08.05.2019г имущество находилось в аренде у АО «СРТС».

- малая котельная МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а, установленная тепловая мощность 1,29 Гкал/ч;
  - малая котельная МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56, установленная тепловая мощность 0,65 Гкал/ч
  - малая котельная МК-7, г. Стерлитамак, ул. К. Маркса, 54, установленная тепловая мощность 1,17 Гкал/ч;
  - малая котельная МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97, установленная тепловая мощность 1,3 Гкал/ч;
  - малая котельная МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1, установленная тепловая мощность 1,17 Гкал/ч
  - малая котельная МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138, установленная тепловая мощность 1,76 Гкал/ч.
- АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети», является теплосетевой организацией, на балансе которой в городе Стерлитамак находятся тепловые сети и три ЦТП;
  - ООО «Первая сетевая компания» (далее ООО «ПСК»), с 1 января 2018 года арендует МК-6 и обеспечивает теплоснабжение пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, малая котельная МК-6 расположена по адресу: пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, ул. Ученическая, 27а, установленная тепловая мощность котельной составляет 13 Гкал/ч, основным видом топлива для котельной является природный газ, резервное топливо отсутствует;

Потребителями тепла от Стерлитамакской ТЭЦ являются:

- жилищно-коммунальный сектор северной и центральной частей города;
- посёлок «Строймаш»;
- ОАО «Строймаш».

Потребителями тепла от Ново-Стерлитамакской ТЭЦ являются:

- АО «Башкирская содовая компания»;
- ОАО «Синтез-Каучук» (ранее ОАО «Каучук»);
- часть жилищно-коммунального сектора юго-западного и юго-восточного районов города;
- посёлок «Первомайский».

Потребителями тепла основной котельной КЦ-7 являются жилищно-коммунальный сектор микрорайонов Прибрежный, Южный и части Юго-Восточного района города.



Потребителями малых котельных КЦ-7 являются потребители ЖКС города, расположенные в основном в изолированных зонах теплоснабжения данных котельных.

Транспорт тепла от источников централизованного теплоснабжения до потребителей ЖКС городу осуществляют «БашРТС-Стерлитамак» и АО «СРТС» и ООО «ПСК» по развитой системе магистральных и распределительных сетей. Магистральные водяные тепловые сети выполнены в двухтрубном исполнении, обеспечивают подачу тепла в горячей воде на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Сети отопления (ЦО) двухтрубные, сети ГВС от тепловых пунктов одно- и двухтрубные.

Большинство потребителей подключено через централизованные и индивидуальные тепловые пункты (ЦТП). В городе действует одна перекачивающая насосная станция (ПНС). Большинство ЦТП и ПНС находятся на балансе ООО «БашРТС» (в том числе 53 ЦТП с суммарной установленной мощностью 684 Гкал/ч) и три ЦТП с суммарной тепловой мощностью 16,14 Гкал/ч находятся на балансе АО «СРТС».

Система централизованного теплоснабжения города закрытая, без разбора теплоносителя из тепловых сетей на нужды ГВС.

Тепловые сети от СтТЭЦ, НСтТЭЦ, КЦ-7 закольцованы и разделены секционирующими задвижками.

Места расположения СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и КЦ-7 на территории города представлены на рисунке 1.1.

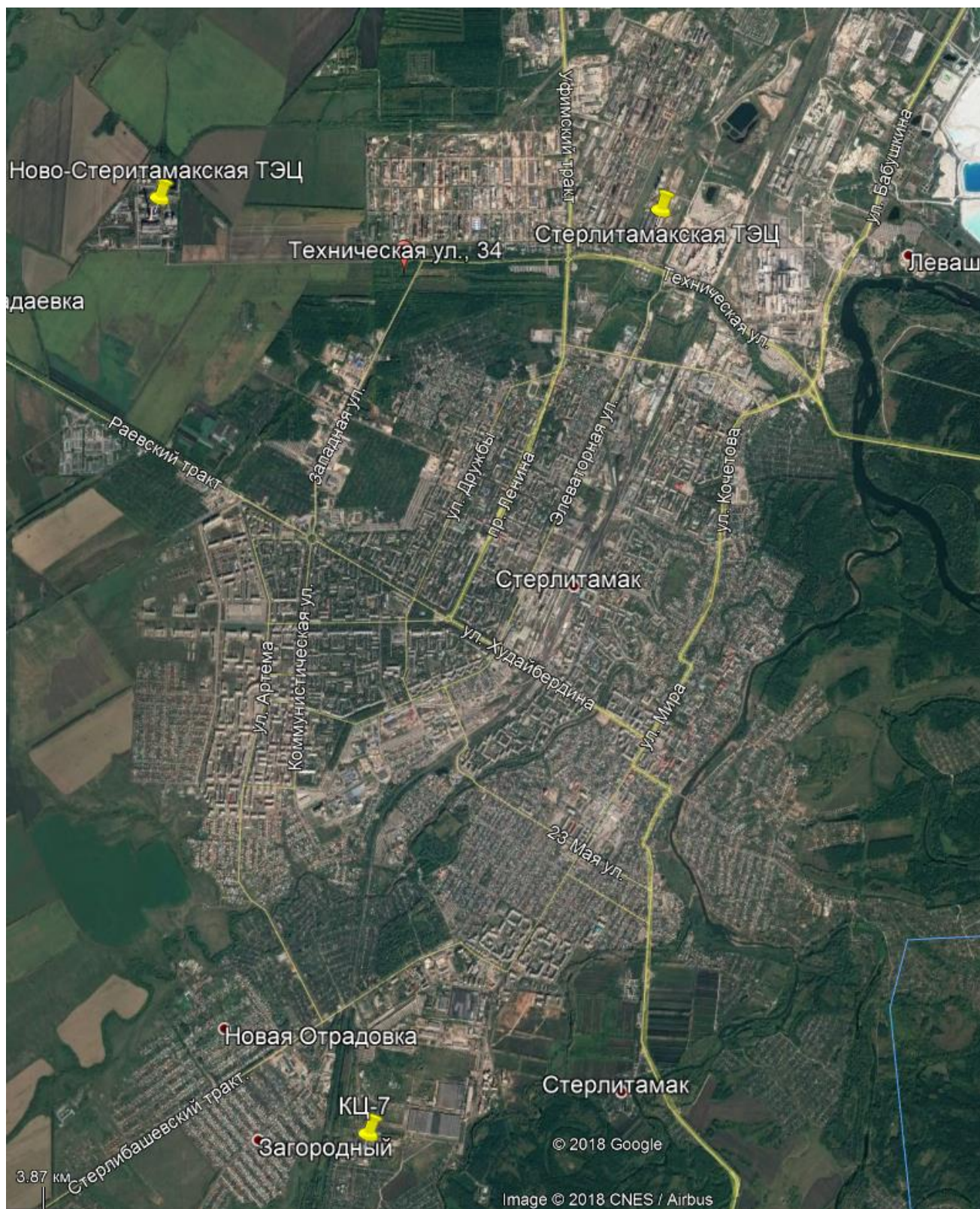


Рисунок 1.1 – Места расположения наиболее крупных источников тепла в городе Sterlitamak

## **1.2 Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей**

Как было отмечено выше в городе Стерлитамак действуют четыре генерирующих и теплосетевых организации, в т.ч:

- ООО «БГК»;
- ООО «БашРТС»;
- ООО «СРТС»;
- ООО «ПСК».

Каждая из данных организаций имеет собст

венную диспетчерскую службу, отвечающую за ведение безопасного, надёжного и экономичного режима работы оборудования и тепловых сетей. Диспетчерские службы организаций взаимодействуют между собой, с диспетчерскими службами управляющих компаний и единой диспетчерской-дежурной службой (ЕДДС) города.

Ведение безопасного, надёжного и экономичного режима работы оборудования «БашРТС-Стерлитамак» в г. Стерлитамак обеспечивает оперативно-диспетчерская служба (ОДС) «БашРТС-Стерлитамак» ООО «БашРТС». «Оперативно-диспетчерское управление (ОДУ) ООО «БашРТС» организовано в соответствии с Инструкцией ИН-201-03-И «Об организации оперативно-диспетчерского управления в ООО «БашРТС». ОДУ отвечает за диспетчеризацию поставок теплоносителя по теплосети, мониторинг поставки теплоносителя, оперативное руководство подключением и отключением потребителей, диспетчеризацию аварийно-восстановительного ремонта, регистрацию заявок на устранение неисправностей системы.

Кроме того, на территории города функционирует совмещенная «ЕДДС» («Совещённая Единая дежурная диспетчерская служба городского округа г. Стерлитамак и Стерлитамакского района»). ЕДДС подчиняются все диспетчерские службы города и Стерлитамакского района, ЕДДС обеспечивает больше возможностей для оперативного реагирования на различные чрезвычайные ситуации.

ЕДДС в пределах своих полномочий взаимодействует со всеми дежурно-диспетчерскими службами (далее по тексту – ДДС) экстренных и оперативных служб и организаций (объектов) города по вопросам сбора, обработки и обмена информацией о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера (далее ЧС) (происшествиях) и совместных действий при угрозе возникновения или возникновении ЧС (происшествий).



ЕДДС осуществляет прием и передачу сигналов оповещения ГО от вышестоящих органов управления, сигналов на изменение режимов функционирования муниципальных звеньев территориальной подсистемы единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (далее по тексту – РСЧС), прием сообщений о ЧС (происшествиях) от населения и организаций, оперативное доведение данной информации до соответствующих ДДС экстренных и оперативных служб и организаций (объектов), координацию совместных действий ДДС, оперативное управление силами и средствами соответствующего звена территориальной подсистемы РСЧС, оповещение руководящего состава муниципального звена и населения об угрозе возникновения или возникновении ЧС (происшествий).

Подробно анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций представлен в п. 3.2.13 настоящего отчета. Структура ОДУ «БашРТС-Стерлитамак» представлена на рисунке 1.2

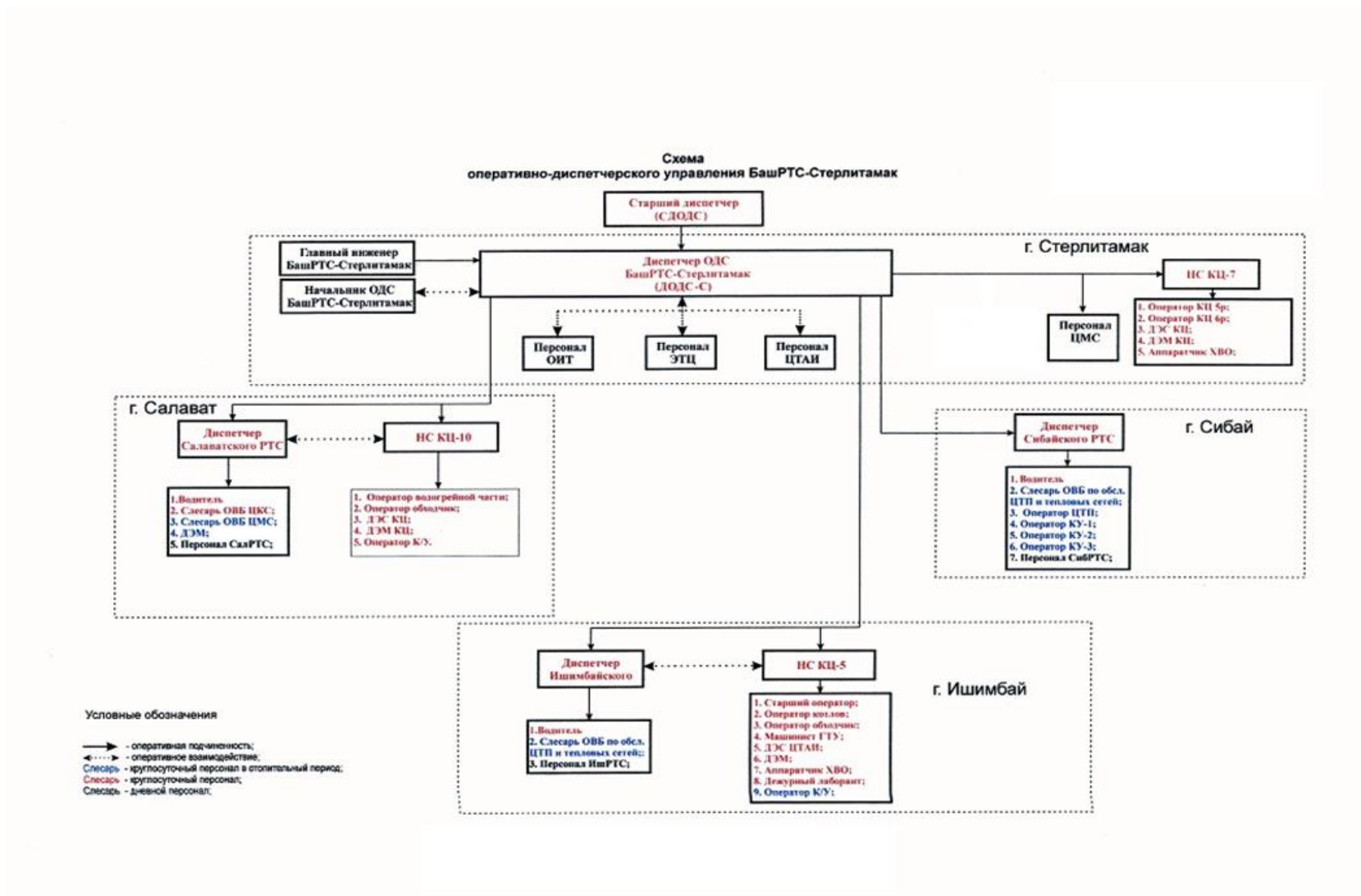


Рисунок 1.2 – Схема ОДУ «БашРТС-Стерлитамак»

### **1.3 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими (теплосетевыми) организациями**

ООО «БашРТС» имеет договор на покупку тепла от ТЭЦ ООО «БГК», по которому ООО «БГК» обязуется подавать ООО «БашРТС» через присоединенную сеть тепловую энергию в горячей воде и теплоноситель для дальнейшей поставки тепла и теплоносителя потребителю.

АО «СРТС» заключает договор с ООО «БашРТС», по которым обязуется осуществлять передачу тепловой энергии и теплоносителя от точки приема теплоносителя до точки передачи теплоносителя.

ООО «БашРТС» имеет договоры с потребителями тепла, по которым обязуется обеспечивать надежное и качественное теплоснабжение тепловой энергией от источников ООО «БГК», малых котельных и основной котельной (котельный цех №7).

АО «СРТС» договоры с потребителями тепла не имеет.

ООО «ПСК» имеет договоры с потребителями тепла, по которым обязуется обеспечивать надежное и качественное теплоснабжение тепловой энергией от арендованной малой котельной (потребители пос. Шах-Тай).

Согласно условий договоров с потребителями, ООО «БашРТС» и ООО «ПСК» обязуются осуществлять продажу тепловой энергии в горячей воде и горячую воду абонентам УК (ТСЖ) в соответствии с действующими стандартами, а абоненты обязуются оплачивать принятую горячую воду, принятую тепловую энергию, а также соблюдать предусмотренный договором режим ее потребления, обеспечивать безопасность эксплуатации находящихся в их ведении энергетических сетей и исправность используемых им приборов и оборудования, связанных с потреблением энергии.

Фактическое количество тепловой энергии, горячей воды, отпущенное УК (ТСЖ), определяется по приборам учета на узле управления УК (ТСЖ) либо на границе раздела ответственности, допущенным к работе в установленном порядке и находящимся на балансе УК (ТСЖ). Учет производится в соответствии с Правилами учета тепловой энергии и теплоносителя. Результаты измерений представляются УК (ТСЖ) в теплоснабжающие организации до 25 числа текущего расчетного месяца.

При отсутствии у УК (ТСЖ) приборов учета, количество тепловой энергии, горячей воды, отпущенное УК (ТСЖ), определяется в соответствии с нормативами потребления, установленными уполномоченными органами.

Организациями, обеспечивающими поставку коммунальных услуг населению, является УК (ТСЖ).

Структура договорных отношений между теплоснабжающими, теплосетевыми организациями и конечными потребителями, по состоянию после 01.01.2020, представлена на рисунке 1.1.

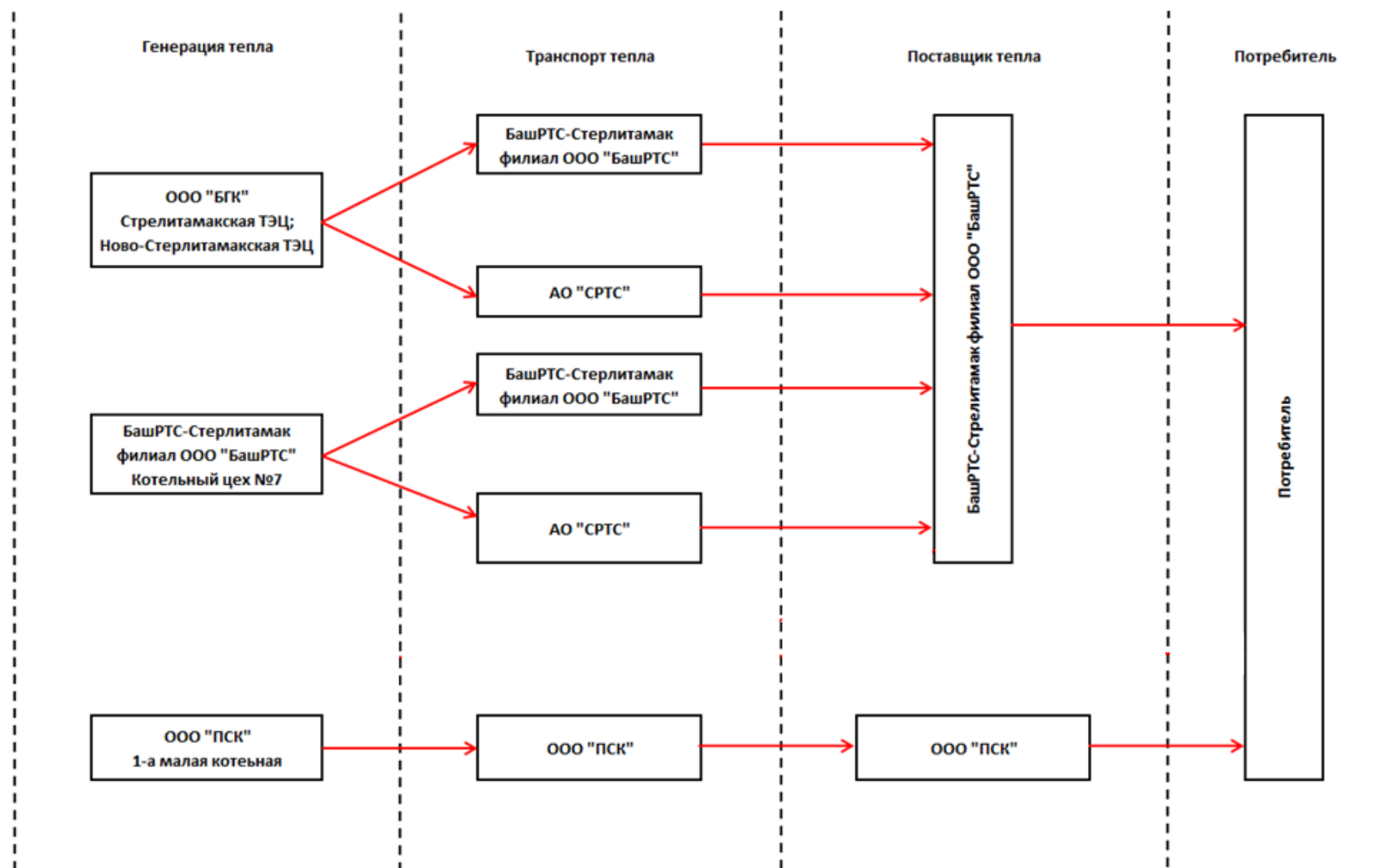


Рисунок 1.3 – Структура договорных отношений между теплоснабжающими, теплосетевыми организациями и конечными потребителями ЖКС г. Стерлитамак



## **1.4 Описание зон действия производственных и ведомственных котельных**

В городе Стерлитамак на ряде промышленных предприятий имеются собственные источники тепла (работающие только на собственные нужды данных предприятий) и не осуществляющие регулируемой деятельности в сфере теплоснабжения. Около двенадцати предприятий с суммарной установленной тепловой мощностью собственных котельных порядка 434 Гкал/ч.

## **1.5 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения**

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Стерлитамак сформированы в исторически сложившихся районах с малоэтажной застройкой.

Площадь жилых помещений в г. Стерлитамак, которые не подключены к централизованному теплоснабжению, по данным статистической отчетности по состоянию на 01.01.2020 составляет 93,55 тыс. м<sup>2</sup>, или 1,5 % от общей площади жилых помещений всего жилищного фонда.

Индивидуальным отоплением оборудованы 25,16 тыс. м<sup>2</sup> жилых помещений, или 0,4 % от общей площади жилых помещений всего жилищного фонда.

Площадь жилых помещений жилищного фонда, обеспеченных индивидуальным горячим водоснабжением, составляет 702,14 тыс. м<sup>2</sup> или 11,3 % от общей площади жилых помещений всего жилищного фонда.

Оценочно тепловая нагрузка на индивидуальное отопление жилищного фонда города составляет 2,6 Гкал/ч, на индивидуальное горячее водоснабжение – 8 Гкал/ч.

В городе имеются три многоквартирный жилых дома с поквартирным отоплением от индивидуальных газовых котлов (ул. Республиканская, 18, ул. Карла Маркса, 152, ул. Нагуманова, 8) и один многоквартирный жилой дом с крышной котельной (ул. 7 Ноября, 103).

## **1.6 Описание изменений в функциональной структуре теплоснабжения городского округа город Стерлитамак за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Основные изменения в функциональной структуре теплоснабжения городского округа город Стерлитамак за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения заключается в передачи малых котельных и большинства тепловых сетей (муниципальные тепловые сети) и теплосетевых объектов, находящихся ранее в эксплуатации АО «СРТС», на баланс ООО «БашРТС».

## **2 ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

### **2.1 Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак**

По состоянию на 01.01.2020 на территории города функционируют два источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в том числе Стерлитамакская ТЭЦ (СтТЭЦ) и Ново-Стерлитамакская ТЭЦ (Н-СтТЭЦ)<sup>3</sup>, структурные подразделения ООО «БГК», с суммарной установленной электрической мощностью 575 МВт и тепловой – 3 050,2 Гкал/ч,

#### **2.1.1 Стерлитамакская ТЭЦ**

Стерлитамакская ТЭЦ – тепловая электростанция (теплоэлектроцентраль), филиал ООО «БГК» расположена в городе Стерлитамаке и обеспечивает снабжение электрической и тепловой энергией промышленные предприятия (ОАО «Синтез-Каучук», АО «БСК», ОАО «СНХЗ») и коммунальное хозяйство города. СтТЭЦ входит в состав ООО «БГК».

Сооружение теплоэлектроцентрали в южном промышленном районе Башкортостана связано с интенсивным развитием нефтепереработки и нефтехимии. Сегодня предприятие остается стратегически важным звеном в энергетическом комплексе республики, обеспечивая энергоресурсами, в основном, крупные предприятия южного промышленного узла республики – такие как Башкирская содовая компания, «Синтез-Каучук», «Авангард».

Стерлитамакская ТЭЦ поставляет электрическую энергию и мощность на оптовый рынок электрической энергии и мощности. Является основным источником тепловой энергии для системы централизованного теплоснабжения города Стерлитамак. Установленная на 01.01.2020 электрическая мощность станции составляет 320 МВт, тепловая – 1 539 Гкал/час, в том числе по турбоагрегатам – 814 Гкал/ч.

Пуск первого турбоагрегата Стерлитамакской ТЭЦ состоялся в сентябре 1957 года.

---

<sup>3</sup> С 1 июля 2014 года Ново-Стерлитамакская ТЭЦ - производственная площадка Стерлитамакской ТЭЦ

### 2.1.1.1. Структура и технические характеристики основного оборудования СтТЭЦ

Тепловая схема ТЭЦ не блочная, с поперечными связями на давление острого пара 9,0 и 13,0 МПа. На 01.01.2018 в составе основного оборудования станции остались только энергетические котлы и турбогенераторы на давление острого пара 13 МПа, в том числе: 6 энергетических котлов и 4 турбоагрегата. На станции функционируют 2 пиковых водогрейных котла.

В качестве основного топлива на станции используется магистральный природный газ, в качестве резервного – топочный мазут.

Состав и технические характеристики турбоагрегатов СтТЭЦ по состоянию на 01.01.2020 представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные технические характеристики турбоагрегатов СтТЭЦ

Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см <sup>2</sup>	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	отопительных отборов	промышленных отборов		
ПТ-60-130/13	4	ЛМЗ	1963	60	139	54	85	130	555
ПТ-60-130/13	5	ЛМЗ	1963	60	139	54	85	130	555
Р-50-130/13	6	ЛМЗ	1964	50	188		188	130	555
Т-100-130	9	ТМЗ	1967	100	160	160		130	555
Р-50-130/13	10	ЛМЗ	1969	50	188		188	130	555
<b>Итого:</b>				<b>320</b>	<b>814</b>	<b>268</b>	<b>546</b>		

Установленная электрическая мощность турбоагрегатов составляет 320 МВт, установленная тепловая мощность теплофикационных отборов турбоагрегатов составляет 814 Гкал/ч.

Состав и технические характеристики энергетических котлов СтТЭЦ по состоянию на 01.01.2020 представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Основные технические характеристики энергетических котлов СтТЭЦ

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры острого пара			Возраст на 01.01.2020, лет	Срок службы	Топливо (основное/резервное)
					,кгс/см <sup>2</sup>	,°С	Проводимость, т/ч			
1	Е-420-140ГМ (ТГМ-84), Таганрогский котельный завод, Россия	1962	250	250	140	555	420	58	20 лет	Газ/мазут

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры острого пара			Возраст на 01.01.2020, лет	Срок службы	Топливо (основное/резервное)
					,кгс/см <sup>2</sup>	,°C	Проводимость, т/ч			
2	Е-420-140ГМ (ТГМ-84), Таганрогский котельный завод, Россия	1963	250	250	140	555	420	57	20 лет	Газ/мазут
6	Е-420-140ГМ (ТГМ-84), Таганрогский котельный завод, Россия	1964	250	250	140	555	420	56	20 лет	Газ/мазут
4	Е-420-140ГМ (ТГМ-84), Таганрогский котельный завод, Россия	1966	250	250	140	555	420	54	20 лет	Газ/мазут
5	Е-420-140ГМ (ТГМ-84), Таганрогский котельный завод, Россия	1967	250	250	140	555	420	53	20 лет	Газ/мазут
6	Е-420-140ГМ (ТГМ-84), Таганрогский котельный завод, Россия	1970	250	250	140	555	420	50	20 лет	Газ/мазут
ИТОГО			1500	1500						

\*Е-420/140ГМ

На 01.01.2020 в составе основного оборудования СтТЭЦ находятся два водогрейных котла ПТВМ-100, характеристики водогрейных котлов представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Характеристики водогрейных котлов СтТЭЦ

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры воды		Возраст на 01.01.2020, лет	Срок службы	Вид топлива	
					Р, кгс/см <sup>2</sup>	t, °C			основное	резервное
	ПТВМ-100	1964	100	100	15	150	56	20	газ	мазут
	ПТВМ-100	1966	100	100	15	150	54	20	газ	мазут
ИТОГО			200	200						

### 2.1.1.2. Параметры установленной тепловой мощности, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки. Установленная электрическая мощность СтТЭЦ

Установленная электрическая мощность СтТЭЦ на конец 2019 года составляла 320 МВт, тепловая мощность – 1 539 Гкал/ч, в том числе теплофикационных отборов – 814 Гкал/ч (данные формы федерального статистического наблюдения 6-ТП).

Данные об установленной, располагаемой и установленной электрической мощ-

ности, установленной тепловой мощности в 2014 ÷ 2019 годах представлены в таблице 2.4.

**Таблица 2.4 – Установленная и располагаемая на конец года электрическая мощность и установленная тепловая мощность СтТЭЦ в 2014-2019 годах**

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2014	345	322,5	1 621	896,0
2015	320	286,79	1 539,0	814,0
2016	320	295	1 539,0	814,0
2017	320	295	1 539,0	814,0
2018	320	295	1 539,0	814,0
2019	320	295	1 539,0	814,0

Изменение установленной мощности станции в 2015 году обусловлено выводом из эксплуатации паротурбинной установки ПТ-25-90/10 первой очереди станции.

### **2.1.1.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто СтТЭЦ**

Ограничения тепловой мощности станции отсутствуют, располагаемая тепловая мощность равна установленной.

Фактические значения потребления тепловой мощности на собственные нужды станции при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок за 2013 ÷ 2019 годы приведены в таблице 2.5.

**Таблица 2.5 – Потребление тепловой мощности на собственные нужды СтТЭЦ в 2013-2019 годах, Гкал/ч**

Собственные нужды	2013	2014	2015	2017	2018	2019
Всего, в Гкал/ч.:	29,3	17,5	15,5	35,2	38,4	32,8
в горячей воде	21,8	13,0	11,5	26,2	26,4	23,8
в паре	7,5	4,5	4,0	9,0	12,0	9

Для определения тепловой мощности СтТЭЦ нетто в качестве потребления тепловой мощности на собственные нужды были приняты фактические данные по часовому расходу тепловой энергии на собственные нужды в час максимальной тепловой нагрузки на коллекторах станции. Выбор данных значений обоснован тем, что указан-

ные фактические часовые затраты тепла на собственные нужды наблюдались при температурах наружного воздуха, близких к расчетным, а баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной фактической тепловой нагрузки составляется для расчетной температуры наружного воздуха.

Располагаемая мощность станции в горячей воде ограничена производительностью теплофикационной установкой станции, которая составляет 480 Гкал/ч (в максимально-зимнем режиме с расходом теплоносителя 7000 т/ч), в том числе:

- располагаемая мощность водогрейных котлов 200 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки №1 – 40 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки №2 – 40 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки №3 – 40 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-9 составляет 160 Гкал/ч.

Данные об установленной тепловой мощности, ограничениях тепловой мощности, располагаемой тепловой мощности, величине потребления тепловой мощности на собственные нужды и тепловой мощности нетто за 2013 ÷ 2019 годы представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто СтТЭЦ в 2013÷2019 годах

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		всего	в горячей воде	в паре		
2013	896	725	1 621	0	1 621	480	1 141	29,3	1 591,7
2014	814	725	1 539	0	1 539	480	1 059	17,5	1 521,5
2015	814	725	1 539	0	1 539	480	1 059	15,5	1 523,5
2017	814	725	1 539	0	1 539	480	1 059	35,2	1 503,8
2018	814	725	1539	0	1539	480	1059	38,4	1500,6
2019	814	725	1539	0	1539	480	1059	32,8	1506,2

#### **2.1.1.4. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса**

В таблице 2.7 представлены год ввода в эксплуатацию, наработка с начала экс-

плутации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса энергетических котлов СтТЭЦ.

Таблица 2.7 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов СтТЭЦ на 01.01.2020г

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы, год.	Возраст 01.01.20, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
4	ТГМ-84	1962	61	57	2024			
5	ТГМ-84	1963	60	56	2024			
6	ТГМ-84	1964	59	55	2024			
8	ТГМ-84	1966	57	53	2024			
9	ТГМ-84А	1967	56	52	2024			
10	ТГМ-84А	1970	53	49	2024			

Все энергетические котлы станции достигнут назначенного ресурса эксплуатации в 2024 году.

В таблице 2.8 представлены год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса паровых турбин СтТЭЦ.

Таблица 2.8 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин СтТЭЦ на 01.01.2020г

Ст. №	Тип турбины	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2020 г., час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Кол-во пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
4	ПТ-60-130/13	1963	220 000	237467	2017	600	187	270000	1	2024
5	ПТ-60-130/13	1963	220 000	204909	2021	600	222		-	-
6	Р-50-130/13	1964	220 000	128731	2033	600	152		-	-
9	Т-100-130	1967	220 000	367077	1994	600	191	396388	2	2022
10	Р-50-130/13	1969	220 000	291973	1995	600	131	322700	2	2023

Три турбины станции работают с продленным парковым ресурсом, в том числе:

- на турбине ст. № 4 в 2017 году парковый ресурс был продлен на основании заключения ОАО «ИЦЭУ» филиал «УралВТИ» №14833 от 19.05.2017 до 2022 года;
- на турбине ст. № 9 в 2018 году был продлен на год парковый ресурс турбины на основании заключения ОАО «ИЦЭУ» филиал «УралВТИ» №15036 от 24.09.2018г.;



- на турбине ст. № 10 в 2014 году проведен контроль металла для продления срока службы турбины, отремонтирована проточная часть цилиндра высокого давления с заменой уплотнений, а также ротор; на основании заключения ОАО «ИЦЭУ» филиал «УралВТИ» № 14231 от 27.06.2014 продлен парковый ресурс турбины ориентировочно до 2025 года.

Из таблицы 2.8 следует, что ближайшая выработка ресурса работы турбин наступит не ранее конца 2018 года.

В таблице 2.9 представлены год ввода в эксплуатацию, срок службы с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса пиковых водогрейных котлов СтТЭЦ.

Таблица 2.9 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов СтТЭЦ на 01.01.2020

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы, год.	Год достижения паркового ресурса
4	ПТВМ-100	1964	61	2026
5	ПТВМ-100	1964	56	2022

#### **2.1.1.5. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок СтТЭЦ**

Установленная мощность теплофикационных отборов паровых турбин станции составляет 814 Гкал/ч, тепловая мощность РОУ и БРОУ - 525 Гкал/ч, установленная тепловая мощность пиковых водогрейных котлов – 200 Гкал/ч.

Располагаемая мощность станции в горячей воде ограничена производительностью теплофикационной установкой станции, которая составляет 480 Гкал/ч (в максимально-зимнем режиме с расходом теплоносителя 7000 т/ч), в том числе:

- располагаемая мощность водогрейных котлов 200 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки №1 – 40 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки №2 – 40 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки №3 – 40 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-9 составляет 160 Гкал/ч.

Тепловая мощность теплофикационных оборотов паровых турбин и редуцирующих установок обеспечивается номинальной паропроизводительностью котлов с избытком. Мощности бойлеров теплофикационных установок также достаточно для выдачи уста-

новленной тепловой мощности.

Пар промышленных параметров подается потребителям из общестанционных паропроводов 10, 16 и 30 ата, источником для которого являются производственные отборы паровых турбин ст. №№ 4, 5, 6, 10 и БРОУ-140/10, БРОУ-140/30 и РОУ-140/16. Потребители пара от СтТЭЦ: ОАО «Синтез-Каучук»; ОАО «СНХЗ».

Отпуск тепла от ТЭЦ в горячей воде производится от трех бойлерных установок и от двух подогревателей сетевой воды горизонтальных ПСГ-2300-2-8-1 и 2 паровой турбины Т-100-130, ст. №9, и двух пиковых водогрейных котлов.

Бойлерная установка 1 (БУ-1) состоит из двух подогревателей сетевой воды вертикальных ПСВ-315-3-23, источником пара для которых является общестанционный паропровод 1,2÷2,5 ата отопительных отборов паровых турбин ст. № 4 и РОУ.

Бойлерная установка 2 (БУ-2) состоит из двух бойлеров БО-350 М, источником пара для которых является общестанционный паропровод 1,2÷2,5 ата отопительных отборов паровых турбин ст. № 4 и РОУ.

Бойлерная установка 3 (БУ-3) состоит из двух бойлеров БО-350 М, источником пара для которых являются отопительные отборы паровой турбины ст. № 5.

Для подогрева сетевой воды до пиковых температур на станции установлены два пиковых водогрейных котла ПТВМ-100 и два пиковый бойлера БП-300-3, источником пара для которых является общестанционный паропровод 10 ата.

Для восполнения утечек в сеть добавляется вода от водоподготовительной установки сетевой воды. При этом исходная вода проходит подогрев в подогревателях сырой воды (три БО-200 и два ПСВ-200-7-15).

Отпуск тепла от станции в горячей воде осуществляется по 3 магистралям, в том числе:

- вывод 1 – диаметр головного участка Ду-700;
- вывод 2 – диаметр головного участка Ду-800;
- магистраль СтройМаш.

Состав и состояние теплообменного оборудования теплофикационных установок станции представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Состав теплообменного оборудования ТФУ СтТЭЦ на 01.01.2020

Станционный номер	Тип	Маркировка	Место подключения по пару	Номинальная тепловая производительность, Гкал/ч
9 турбина	подогреватель сетевой горизонтальный	ПСГ-2300-2-8-1	теплофикационный отбор турбины	110

Станционный номер	Тип	Маркировка	Место подключения по пару	Номинальная тепловая производительность, Гкал/ч
	подогреватель сетевой горизонтальный	ПСГ-2300-3-8-2	теплофикационный отбор турбины	110
БУ-1	подогреватель сетевой вертикальный	ПСТВ-315-3-23	паропровод 1,2-2,5 ата	20
	подогреватель сетевой вертикальный	ПСТВ-315-3-23	паропровод 1,2-2,5 ата	20
БУ-2	бойлер вертикальный	БО-350 М	паропровод 1,2-2,5 ата	20
	бойлер вертикальный	БО-350 М	паропровод 1,2-2,5 ата	20
БУ-3	бойлер вертикальный	БО-350 М	теплофикационный отбор турбины №5	20
	бойлер вертикальный	БО-350 М	теплофикационный отбор турбины №5	20
БП-1	пиковый бойлер	БП - 300 - 2	паропровод 10 ата	22
БП-2	пиковый бойлер	БП - 300 - 2	паропровод 10 ата	22
ПСТВ-1	подогреватель сырой воды	БО-200	паропровод 1,2 ата	20
ПСТВ-2	подогреватель сырой воды	БО-200	паропровод 1,2 ата	20
ПСТВ-3	подогреватель сырой воды	БО-200	паропровод 1,2 ата	20
ПСТВ-4	подогреватель сырой воды	ПСТВ-200-7-15	паропровод 1,2 ата	32
ПСТВ-5	подогреватель сырой воды	ПСТВ-200-7-15	паропровод 1,2 ата	32

Характеристики сетевых насосов Стерлитамакской ТЭЦ представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки СтТЭЦ

Станционный номер	Маркировка, тип	Номинальная подача, т/ч	Номинальный напор, м.в.ст
1	14Д-6М	1250	125
2	РСМ2-1250-140	1250	140
3	8НДВ	720	104
4	14Д-6М	1250	125
5	8НДВ	720	89
6	14Д-6М	1250	125
7	14Д-6М	1250	125
1П №1	18НДС	1980	34
1П №2	18НДС	1980	34
1П №3	18НДС	1980	34
2П №1	РСМ2-1250-140	1250	140
2П №2	14СД	1260	125
2П №3	14СД	1260	125
2П №4	14СД	1260	125

Схема выдачи теплофикационной установки Стерлитамакской ТЭЦ представлена на рисунках 2.1 - 2.2.

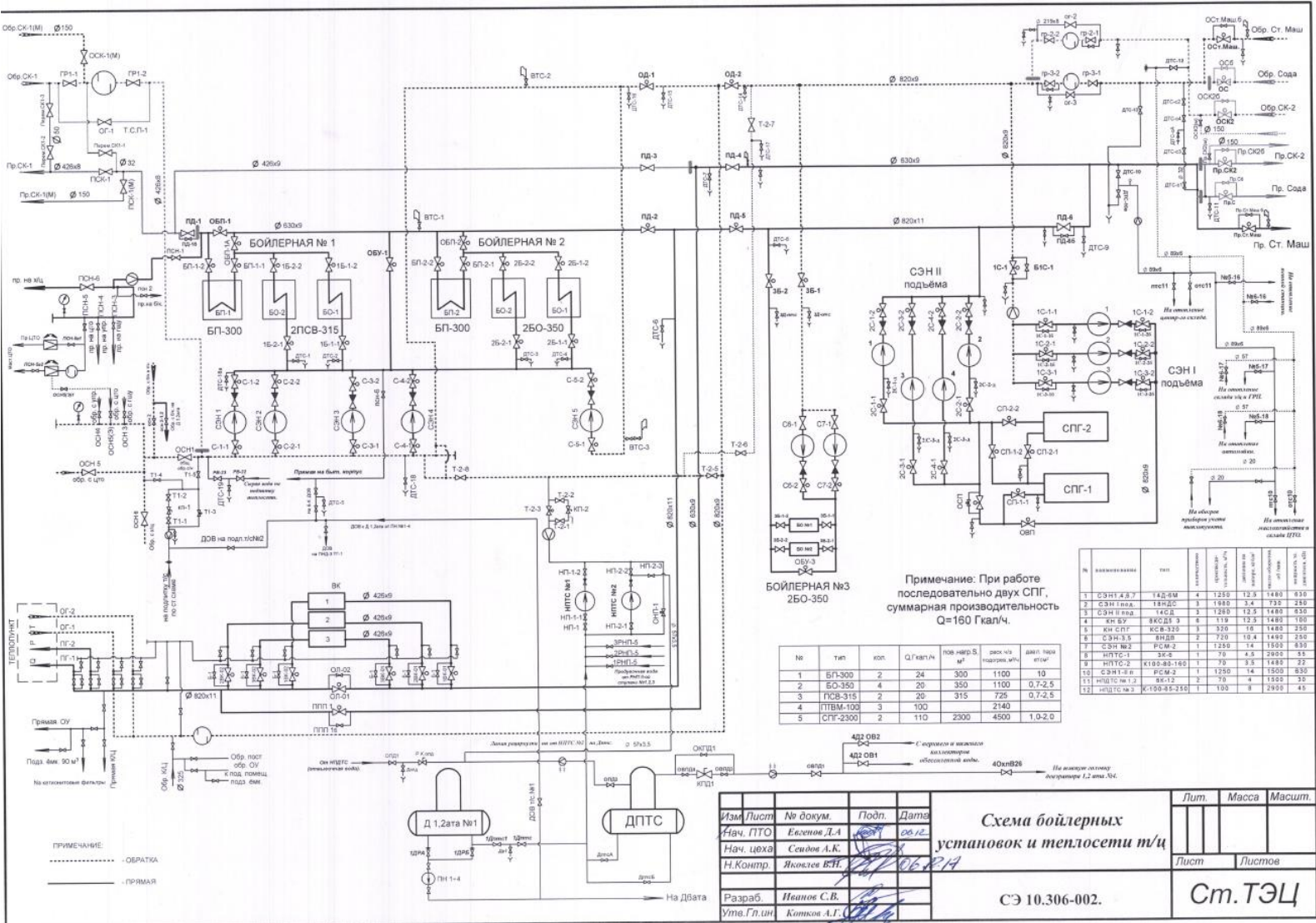
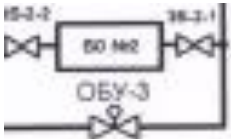


Рисунок 2.1 – Принципиальная тепловая схема ТФУ СтТЭЦ



ЭЙЛЕРНАЯ №3  
2Б0-350

Примечание: При работе последовательно двух СПГ, суммарная производительность Q=160 Гкал/ч.

№	тип	кол.	Q, Гкал/ч	пов. нагр. S, м²	расх. н/з подогрев, м³/ч	диап. пара, атм²
1	БП-300	2	24	300	1100	10
2	Б0-350	4	20	350	1100	0,7-2,5
3	ПСВ-315	2	20	315	725	0,7-2,5
4	ПТВМ-100	3	100		2140	
5	СПГ-2300	2	110	2300	4500	1,0-2,0

№	наименование	тип	количество	производ-тельность, м³/ч	производ-тельность на подогрев, м³/ч	производ-тельность на отопление, м³/ч	производ-тельность на горячую воду, м³/ч
1	СЭН 1,4,8,7	14Д-6М	4	1250	12,5	1480	630
2	СЭН 1 под.	18НДС	3	1980	3,4	730	250
3	СЭН II под.	14СД	2	1280	12,5	1480	630
4	КН БУ	8КСД5-3	8	119	12,5	1480	100
5	КН СПГ	КСВ-320	3	320	10	1480	250
6	СЭН-3,5	6НДС	2	720	10,4	1480	250
7	СЭН №2	РСМ-2	1	1250	14	1500	630
8	НПТС-1	ЗК-8	1	70	4,5	2900	55
9	НПТС-2	К100-80-160	1	70	3,5	1480	22
10	СЭН 1-8 в	РСМ-2	1	1250	14	1500	630
11	НПТС № 1,2	ВК-12	2	70	4	1500	30
12	НПТС № 3	К-100-85-250	1	100	8	2900	45

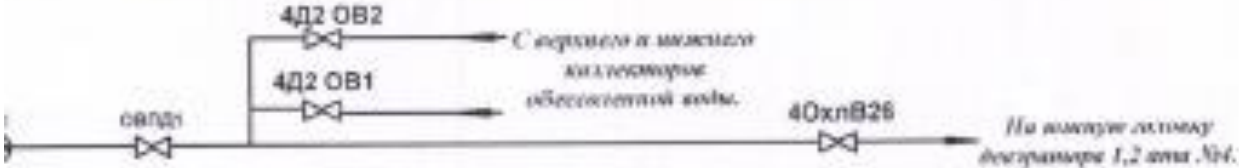


Рисунок 2.2 – Спецификация к принципиальной тепловой схеме ТФУ СтТЭЦ



#### **2.1.1.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от СтТЭЦ. Обоснование 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 условиях и заданной температуре горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения, при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

Система теплоснабжения от СтТЭЦ закрытая, проектировалась на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Подключение потребителей тепла к тепловым сетям ТЭЦ в основном по зависимой схеме.

Регулирование отпуска тепла от СтТЭЦ осуществляется централизованно на источнике тепла по отопительной нагрузке с температурным графиком 150/70 °С.

Проектный температурный график в зоне теплоснабжения Стерлитамакской ТЭЦ 150/70 °С был выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 50-х годах прошлого века и действует до настоящего времени с верхней срезкой на 130 °С при температуре ниже минус 26 °С и нижним спрямлением на 70 °С, для обеспечения нагрузки ГВС.

Утвержденный график температуры сетевой воды на 2018 год (как и на 2020 год) в подающем трубопроводе на выходе со станции представлен на рисунке 2.3, без учета необходимой минимальной температуры для обеспечения нагрузки ГВС и верхней срезки температуры сетевой воды. Минимальная температура сетевой воды для обеспечения нагрузки ГВС и верхняя срезка температуры сетевой воды в подающем трубопроводе задаются в соответствии с утвержденной режимной картой работы тепловых сетей от станции.

Утвержденный график температуры сетевой воды на 2018 год (как и на 2020 год) в подающем трубопроводе на выходе со станции с учетом необходимой минимальной температуры для обеспечения нагрузки ГВС и верхней срезки температуры сетевой воды представлен на рисунке 2.4.

На рисунке 2.5 представлены температуры сетевой воды в обратном трубопроводе для графика регулирования отпуска тепла 150/70 °С.

для включения в договор с ООО "БГК"  
на поставку тепловой энергии,  
теплоносителя и тепловой мощности

Приложение № 1.1  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

**График температур сетевой воды в подающем трубопроводе  
на выходе Ново-Стерлитамакской ТЭЦ, производственной площадки  
Стерлитамакской ТЭЦ, Салаватской ТЭЦ**

Среднесуточная температура наружного воздуха, прогнозируемая за 72 часа (Т <sub>нв</sub> ), °C	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе в точке поставки (Т <sub>1</sub> ), °C
+8 (и выше)	53,2
+7	55,7
+6	58,1
+5	60,5
+4	62,9
+3	65,3
+2	67,7
+1	70,0
0	72,4
-1	74,7
-2	77,0
-3	79,3
-4	81,6
-5	83,9
-6	86,2
-7	88,5
-8	90,8
-9	93,0
-10	95,3
-11	97,6
-12	99,8
-13	102,0
-14	104,3
-15	106,5
-16	108,7
-17	110,9
-18	113,1
-19	115,3
-20	117,5
-21	119,7
-22	121,9
-23	124,1
-24	126,3
-25	128,5
-26	130,6
-27	132,8
-28	135,0
-29	137,1
-30	139,3
-31	141,4
-32	143,6
-33	145,7
-34	147,9
-35 (и ниже)	150,0

**Примечание:**

Значения Т<sub>1</sub> приведены без учета необходимой минимальной температуры для обеспечения нагрузки  
горячего водоснабжения и среза температуры прямой сетевой воды.

Минимальная температура для обеспечения нагрузки горячего водоснабжения и срез температуры  
прямой сетевой воды задаются в соответствии с утвержденной режимной картой работы тепловых  
сетей от теплоисточника.

**Рисунок 2.3 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от  
СтТЭЦ без учета верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС**

для включения в договора  
теплоснабжения

Приложение № 2.1  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в подающем трубопроводе  
на выходе источников регулирования  
по температурным графикам 150-70 °С, 130-70 °С, 120-70 °С, 105-70 °С, 95-70 °С  
г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, прогнозируемая за 72 часа (Т <sub>нв</sub> ), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей на выходе источника регулирования (Т <sub>1</sub> ), °С				
	теплоисточник	ЦТП по независимой схеме			
		150	130	120	105
+8 (и выше)	70,0	48,9	46,7	43,4	41,2
+7	70,0	50,9	48,6	45,0	42,7
+6	70,0	53,0	50,5	46,6	44,1
+5	70,0	55,1	52,3	48,2	45,5
+4	70,0	57,1	54,2	49,8	46,9
+3	70,0	59,1	56,0	51,4	48,3
+2	70,0	61,1	57,8	52,9	49,7
+1	70,0	63,1	59,7	54,5	51,0
0	72,4	65,1	61,5	56,0	52,4
-1	74,7	67,1	63,2	57,5	53,7
-2	77,0	69,0	65,0	59,0	55,0
-3	79,3	71,0	66,8	60,5	56,3
-4	81,6	72,9	68,6	62,0	57,6
-5	83,9	74,9	70,3	63,5	58,9
-6	86,2	76,8	72,0	65,0	60,2
-7	88,5	78,7	73,8	66,4	61,5
-8	90,8	80,6	75,5	67,9	62,8
-9	93,0	82,5	77,2	69,3	64,0
-10	95,3	84,4	78,9	70,8	65,3
-11	97,6	86,3	80,6	72,2	66,6
-12	99,8	88,2	82,3	73,6	67,8
-13	102,0	90,0	84,0	75,0	69,0
-14	104,3	91,9	85,7	76,4	70,3
-15	106,5	93,8	87,4	77,9	71,5
-16	108,7	95,6	89,1	79,3	72,7
-17	110,9	97,5	90,7	80,7	73,9
-18	113,1	99,3	92,4	82,0	75,1
-19	115,3	101,2	94,1	83,4	76,3
-20	117,5	103,0	95,7	84,8	77,5
-21	119,7	104,8	97,4	86,2	78,7
-22	121,9	106,6	99,0	87,6	79,9
-23	124,1	108,5	100,6	88,9	81,1
-24	126,3	110,3	102,3	90,3	82,3
-25	128,5	112,2	104,1	91,9	83,8
-26	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-27	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-28	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-29	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-30	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-31	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-32	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-33	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-34	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-35 (и ниже)	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3

Рисунок 2.4 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от  
СТТЭЦ с учетом верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС



для включения в договора  
теплоснабжения

Приложение № 3.1.1  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,  
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,  
по температурному графику 150-70 °С  
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
53	35,7	102	54,0
54	36,1	103	54,4
55	36,5	104	54,7
56	36,9	105	55,1
57	37,3	106	55,4
58	37,7	107	55,8
59	38,1	108	56,1
60	38,5	109	56,4
61	38,9	110	56,8
62	39,3	111	57,1
63	39,7	112	57,5
64	40,1	113	57,8
65	40,5	114	58,2
66	40,8	115	58,5
67	41,2	116	58,8
68	41,6	117	59,2
69	42,0	118	59,5
70	42,4	119	59,8
71	42,8	120	60,2
72	43,1	121	60,5
73	43,5	122	60,9
74	43,9	123	61,2
75	44,3	124	61,5
76	44,6	125	61,9
77	45,0	126	62,2
78	45,4	127	62,5
79	45,8	128	62,9
80	46,1	129	63,2
81	46,5	130	63,5
82	46,9	131	63,8
83	47,2	132	64,2
84	47,6	133	64,5
85	48,0	134	64,8
86	48,3	135	65,2
87	48,7	136	65,5
88	49,1	137	65,8
89	49,4	138	66,1
90	49,8	139	66,5
91	50,1	140	66,8
92	50,5	141	67,1
93	50,8	142	67,4
94	51,2	143	67,8
95	51,6	144	68,1
96	51,9	145	68,4
97	52,3	146	68,7
98	52,6	147	69,0
99	53,0	148	69,4
100	53,3	149	69,7
101	53,7	150	70,0

Рисунок 2.5 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе возвращаемый от потребителя на СтТЭЦ

### 2.1.1.7. Среднегодовая загрузка основного оборудования СтТЭЦ

На рисунке 2.6 представлены значения коэффициентов использования установленной электрической, тепловой и теплофикационной мощностей СтТЭЦ за период с 2014 по 2019 годы.

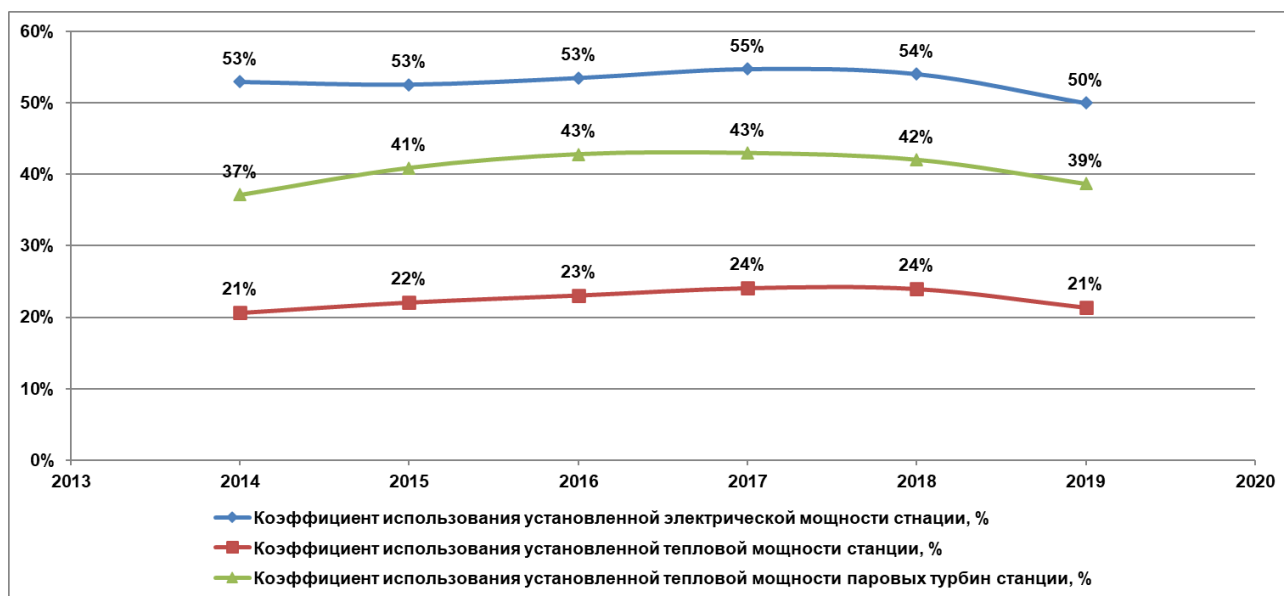


Рисунок 2.6 – Коэффициенты использования электрической и тепловой установленной мощности СтТЭЦ

Величина КИУМ по электрической мощности находится на уровне 53 – 55 %, по тепловой мощности – на уровне 21 – 24 %, по теплофикационной мощности – на уровне 37 – 43 % и связана с загрузкой электростанции в соответствии с диспетчерским графиком электрических нагрузок и фактическим потреблением тепловой энергии потребителями.

### 2.1.1.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети от СтТЭЦ

Учет отпуска тепла на станции осуществляется по всем тепломагистралям в горячей воде и в паре промышленных параметров. Также осуществляется учет тепла в обратном конденсатом и отпуск тепла с подпиткой водяных тепловых сетей.

Места установки приборов учета по выводам СтТЭЦ с наименованием средства измерения, метода измерения, характеристик, дат поверки приборов и их характеристики представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Приборы учета, установленные на выводах СтТЭЦ

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Способ учета тепла
Трубопровод подпитки т/с						
1	СПТ961.1.	15228	01.10.2018г.	Турбинный цех, ряд А-Б, отм. 8м, щит сборок задвижек, опломбирован	0÷288 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
2	УРЖ 2КМ	3482		Трубопровод подпитки т/с, ТЦ, ряд А-Б, отм.3м, опломбирован	0,28÷288 м³/ч	
3	МЕТРАН-100-ДИ	458323		Трубопровод подпитки т/с, ТЦ, ряд А-Б, отм.3м, опломбирован	0÷6 кгс/см²	
4	ТПТ-1	2263		Трубопровод подпитки т/с, ТЦ, ряд А-Б, отм.3м, опломбирован	-200÷300°С	
5	ТПТ-1	2244		Коллектор исходной воды, опломбирован	-200÷300°С	
Тепломагистраль Город №1						
6	СПТ961.1.	14238	01.10.2018г.	ПСВ Г-1, ОСВ Г-1; ПСВ Г-2, ОСВ Г-2;теплопункт «Город», опломбирован	0÷3204/ 0÷2016 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
7	УРЖ 2КМ	3481		ПСВ Г-1, ОСВ Г-1, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	386÷3204 м³/ч	
8	МЕТРАН-100-ДИ	458322		ПСВ Г-1, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	0÷16 кгс/см²	
9	МЕТРАН-100-ДИ	479634		ОСВ Г-1, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	0÷4 кгс/см²	
10	КТПТР-01	16297/ 16297А		ПСВ Г-1, ОСВ Г-1, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	0÷180°С	
Тепломагистраль Город №2						
11	УРЖ 2КМ	3480	01.10.2018г.	ПСВ Г-2, ОСВ Г-2, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	294÷2016 м³/час	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
12	МЕТРАН-100-ДИ	458325		ПСВ Г-2, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	0÷16 кгс/см²	
13	МЕТРАН-100-ДИ	479635		ОСВ Г-2, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	0÷4 кгс/см²	

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Способ учета тепла
14	КТПТР-01	5557А /5557		ПСВ Г-2, ОСВ Г-2, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	0÷180°С	
Тепломагистраль “Строймаш»						
15	СПТ961	13729	01.10.2018г.	ПСВ и ОСВ, теплопункт СК-2, опломбирован	0÷500 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП
16	УРЖ2КМ	2753		ПСВ, ОСВ, северная эстакада, опломбирован	53,25-7987 м³/ч	
17	Метран -100-ДИ	385391		ПСВ, северная эстакада, опломбирован	0÷16 кгс/см²	
18	Метран -100- ДИ	383659		ОСВ, северная эстакада, опломбирован	0÷2,5 кгс/см²	
19	КТПТР-01	973/973А		ПСВ,ОСВ, северная эстакада, опломбирован	0÷180°С	
Пар 10 ата нитка «А» СК-1						
20	СПТ961.2	20970	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-1, опломбирован	24,1-102,5 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
21	ТПТ 1-3	15161		Южная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
22	МЕТРАН-150	1093595		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-16 кгс/см2	
23	МЕТРАН-150	1093601		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-0,16 кгс/см2	
Пар 10 ата нитка «Б» СК-1						
24	СПТ961.2	20970	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-1, опломбирован	10,5-160,5 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
25	ТПТ 1-3	15162		Южная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
26	МЕТРАН-150	1093592		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-16 кгс/см2	
27	МЕТРАН-150	1093602		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-0,4 кгс/см2	
28	МЕТРАН-150	1093606		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-0,04 кгс/см2	
Пар 16 ата СК-1						
29	СПТ961.2	20970	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-1, опломбирован	8-39,3 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
30	ТПТ 1-3	15158		Южная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
31	МЕТРАН-150	1093598		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-25 кгс/см2	
32	МЕТРАН-150	1093605		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-0,63 кгс/см2	
Пар 30 ата СНХЗ						

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Способ учета тепла
33	СПТ961.2	20912	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-1, опломбирован	13,2-64,74 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
34	ТПТ 1-3	15157		Южная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
35	МЕТРАН-150	1093599		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-40 кгс/см2	
36	МЕТРАН-150	1093613		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-2,5 кгс/см2	
Конденсат СК-1						
37	СПТ961.2	20970	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-1, опломбирован	2-50 м3/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
38	УРЖКМ	5394		Южная эстакада, опломбирован	2-50 м³/ч	
39	ТПТ 1-3	15153		Южная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
40	МЕТРАН-150	1093588		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-2,5 кгс/см2	
Пар 10 ата нитка «В» СК-2						
41	СПТ961.2	20906	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-2, опломбирован	28,2-321,9 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
42	ТПТ 1-3	15160		Северная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
43	МЕТРАН-150	1093591		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-16 кгс/см2	
44	МЕТРАН-150	1093611		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-1,0 кгс/см2	
45	МЕТРАН-150	1093600		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-0,1 кгс/см2	
Пар 10 ата нитка «Г» СК-2						
46	СПТ961.2	20906	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-2, опломбирован	16,6-258,6 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
47	ТПТ 1-3	15164		Северная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
48	МЕТРАН-150	1093593		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-16 кгс/см2	
49	МЕТРАН-150	1093604		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-0,63 кгс/см2	
50	МЕТРАН-150	1093609		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-0,063 кгс/см2	
Пар 16 ата нитка «Б» СК-2						
51	СПТ961.2	20945	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-2, опломбирован	52,3-+250 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе
52	ТПТ 1-3	15159		Северная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Способ учета тепла
53	МЕТРАН-150	1093597		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-25 кгс/см2	«АСТЭП»
54	МЕТРАН-150	1093612		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-1,6 кгс/см2	
Пар 16 ата нитка «В» СК-2						
55	СПТ961.2	20945	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-2, опломбирован	20,4-313,3 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
56	ТПТ 1-3	15163		Северная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
57	МЕТРАН-150	1093596		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-25 кгс/см2	
58	МЕТРАН-150	1093603		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-0,63 кгс/см2	
59	МЕТРАН-150	1093608		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-0,063 кгс/см2	
Конденсат СК-2						
60	СПТ961.2	20906	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-2, опломбирован	12,5-160 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
61	ТПТ-1	15156		Северная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
62	МЕТРАН-150	1093587		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-2,5 кгс/см2	
63	УРЖ2КМ-1-250	5393		Северная эстакада, опломбирован	12,5-160 м3/ч	
Конденсат СК-3						
64	СПТ961.2	20945	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-2, опломбирован	12,5-160 м3/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
65	ТПТ-1	15155		Северная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
66	МЕТРАН-150	1093586		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-2,5 кгс/см2	
67	УРЖ2КМ-1-250	5392		Северная эстакада, опломбирован	12,5-160 м3/ч	
Конденсат КАУСТИК						
68	СПТ961.2	21920	01.09.2018г.	Щит КО, опломбирован	30-160 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
69	УРЖ2КМ-1-200	5391		Эстакада возвращаемых конденсатов с производства, опломбирован	30-160 м³/ч	
70	ТПТ 1-3	15154		Эстакада возвращаемых конденсатов с производства, опломбирован	-196÷500 °С	
71	МЕТРАН-150	1093589		Эстакада возвращаемых конденсатов с производства,	0-2,5 кгс/см2	

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Способ учета тепла
				опломбирован		



Все средства измерения, задействованные в приборном учете отпуска тепловой энергии, внесены в Государственный реестр средств измерений и проходят регулярную поверку. Все коммерческие узлы учета ежегодно допускаются в эксплуатацию Ростехнадзором.

#### **2.1.1.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования СтТЭЦ**

За период 2016 ÷ 2020 г.г. отказов и восстановлений основного оборудования Стерлитамакской ТЭЦ с нарушением теплоснабжения потребителей допущено не было. За период 2011 ÷ 2015 годов было четырнадцать аварийных отключений энергетических котлов и семь аварийных отключений турбоагрегатов, нарушений в теплоснабжении потребителей также допущено не было.

За период 2018-2019 годов было 6 отказов и восстановлений основного оборудования

#### **2.1.1.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации СтТЭЦ**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии СтТЭЦ по состоянию за период 2016-2019 годов не выдавались.

#### **2.1.1.11. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей**

Все турбоагрегаты станции прошли конкурсный отбор мощности до 2021 года.

## **2.1.2 Ново-Стерлитамакская ТЭЦ**

Ново-Стерлитамакская ТЭЦ (далее Н-СтТЭЦ), расположена в пригороде Стерлитамака Республики Башкортостан Российской Федерации, по адресу г. Стерлитамак, ул. Техническая, 32. Н-СтТЭЦ входит в состав ООО «БГК» и Стерлитамакской ТЭЦ (полное название Стерлитамакская ТЭЦ производственная площадка Ново-Стерлитамакской ТЭЦ). С 1 июля 2014 года Ново-Стерлитамакская ТЭЦ - производственная площадка Стерлитамакской ТЭЦ

Ново-Стерлитамакская ТЭЦ поставляет электрическую энергию и мощность на оптовый рынок электрической энергии и мощности. Ново-Стерлитамакская и Стерлитамакская ТЭЦ являются двумя основными источниками тепловой энергии для системы централизованного теплоснабжения города Стерлитамак. Установленная электрическая мощность станции составляет 255 МВт, тепловая – 1 511,2 Гкал/час.

Строительство станции началось в 1973 году. Первый энергоблок был введен в эксплуатацию в 1977 году. Строительство первой очереди ТЭЦ завершено в 1981 году, станция достигла проектной мощности 355 МВт с вводом в эксплуатацию четвертого турбоагрегата Р-100-130/15.

### **2.1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования Н - СтТЭЦ**

Н-СтТЭЦ – станция с критическими параметрами острого пара перед турбинами давления 13 МПа и 555 оС. Тепловая схема ТЭЦ блочная, с поперечными связями по острому пару, питательной воде и паропроводам пара промышленных параметров. Проектная установленная электрическая мощность станции – 355 МВт, в составе двух турбин ПТ-60, одной турбины ПТ-135 и одной противодавленческой турбины Р-100. Блоки с турбинами ПТ-60 скомпонованы с одним энергетическим котлом БКЗ-420-140, блоки с турбинами ПТ-60 и Р-100 скомпонованы с двумя энергетическими котлами БКЗ-420-140. На водогрейной котельной было установлено три пиковых водогрейных котла ПТВМ-100 и один КВ-ГМ-100.

На 01.01.2020 в составе основного оборудования станции осталось три паротурбинных агрегата (две турбины марки ПТ-60-130/15 и одна турбина ПТ-135-130/13), пять однотипных энергетических котла БКЗ-420-140 НГМ и три водогрейных котла ПТВМ-100.

В качестве основного топлива на станции используется магистральный природный

газ, в качестве резервного – топочный мазут.

Состав и технические характеристики турбоагрегатов Н-СтТЭЦ по состоянию на 01.01.2020 представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Основные технические характеристики турбоагрегатов Н-СтТЭЦ

Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см <sup>2</sup>	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	отопительных отборов	промышленных отборов		
ПТ-60-130/13	1	ЛМЗ	1977	60	139	54	85	130	555
ПТ-60-130/13	2	ЛМЗ	1977	60	139	54	85	130	555
ПТ-135/165-130/15	3	ТМЗ	1979	135	309	115	194	130	555
<b>Итого:</b>				<b>225</b>	<b>587</b>	<b>223</b>	<b>364</b>		

Установленная электрическая мощность турбоагрегатов составляет 255 МВт, установленная тепловая мощность теплофикационных отборов турбоагрегатов составляет 587 Гкал/ч.

Состав и технические характеристики энергетических котлов Н-СтТЭЦ по состоянию на 01.01.2020 представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Основные технические характеристики энергетических котлов Н-СтТЭЦ

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры острого пара			Возраст на 01.01.2020, лет	Срок службы	Топливо (основное/резервное)
					Р, кгс/см <sup>2</sup>	Т, °С	Производительность, т/ч			
11	Е-420-140НГМ (БКЗ-420-140НГМ) Барнаульский котельный завод, Россия	1977	1256	256	140	560	420	43	20 лет	Газ/мазут
22	Е-420-140НГМ (БКЗ-420-140НГМ) Барнаульский котельный завод, Россия	1977	256	256	140	560	420	43	20 лет	Газ/мазут
33	Е-420-140НГМ (БКЗ-420-140НГМ) Барнаульский котельный завод, Россия	1979	256	256	140	560	420	42	20 лет	Газ/мазут
44	Е-420-140НГМ (БКЗ-420-140НГМ) Барнаульский котельный завод, Россия	1980	256	256	140	560	420	40	20 лет	Газ/мазут

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры острым паром			Возраст на 01.01.2020, лет	Срок службы	Топливо (основное/резервное)
					Р, кгс/см <sup>2</sup>	С, °С	Производительность, т/ч			
56	Е-420-140НГМ (БКЗ-420-140НГМ) Барнаульский котельный завод, Россия	1981	256	256	140	560	420	39	20 лет	Газ/мазут
<b>ИТОГО</b>			<b>1280</b>	<b>1280</b>						

На 01.01.2020 в составе основного оборудования Н-СтТЭЦ находятся три водогрейных котла ПТВМ-100, характеристики водогрейных котлов представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Характеристики водогрейных котлов СтТЭЦ

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры воды		Возраст на 01.01.2020, лет	Срок службы	Вид топлива	
					Р, кгс/см <sup>2</sup>	t, °С			основное	резервное
1	ПТВМ-100	1976	100	100	10	150	44	20 лет	газ	мазут
2	ПТВМ-100	1976	100	100	10	150	44	20 лет	газ	мазут
3	ПТВМ-100	1978	100	100	10	150	42	20 лет	газ	мазут
<b>ИТОГО</b>			<b>300</b>	<b>300</b>						

### 2.1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки. Установленная электрическая мощность Н-СтТЭЦ

Установленная электрическая мощность Н-СтТЭЦ на конец 2019 года составляла 255 МВт, тепловая мощность – 1 511,2 Гкал/ч, в том числе теплофикационных отборов – 587 Гкал/ч (данные формы федерального статистического наблюдения 6-ТП).

Данные об установленной, располагаемой и установленной электрической мощности, установленной тепловой мощности в 2014 ÷ 2019 годах представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Установленная и располагаемая на конец года электрическая мощность и установленная тепловая мощность Н-СтТЭЦ в 2014-2019 годах

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2014	255	239,79	1 511,2	587
2015	255	255,22	1 511,2	587

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2016	255	255	1 511,2	587
2017	255	255	1 511,2	587
2018	255	255	1 511,2	587
2019	255	255	1511,2	587

Ограничения установленной электрической мощности станции обусловлены недостатком тепловой нагрузки, ограничения в мае - августе приблизительно составляет 20 МВт, в сентябре – 15 МВт.

### **2.1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто Н - СтТЭЦ**

Ограничения тепловой мощности станции отсутствуют, располагаемая тепловая мощность равна установленной.

Фактические значения потребления тепловой мощности на собственные нужды станции при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок за 2013 ÷ 2019 годы приведены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Потребление тепловой мощности на собственные нужды Н-СтТЭЦ в 2013-2019 годах, Гкал/ч

Собственные нужды	2013	2014	2015	2017	2018	2019
Всего, в т. ч.:	17,1	20,2	20,1	17,1	27,8	25,0
в горячей воде	3,8	4,5	4,5	3,8	20,8	21,3
в паре	13,3	15,7	15,6	13,3	7,0	3,7

Для определения тепловой мощности Н-СтТЭЦ нетто в качестве потребления тепловой мощности на собственные нужды были приняты фактические данные по часовому расходу тепловой энергии на собственные нужды в час максимальной тепловой нагрузки на коллекторах станции. Выбор данных значений обоснован тем, что указанные фактические часовые затраты тепла на собственные нужды наблюдались при температурах наружного воздуха, близких к расчетным, а баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной фактической тепловой нагрузки составляется для расчет-

ной температуры наружного воздуха.

Располагаемая мощность станции в горячей воде ограничена производительностью теплофикационной установкой станции, которая составляет 575 Гкал/ч (в максимально-зимнем режиме с расходом теплоносителя 8500 т/ч), в том числе:

- располагаемая мощность водогрейных котлов 300 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-1 составляет 55 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-2 составляет 55 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-3 составляет 110 Гкал/ч;
- располагаемая мощность обще-станционных бойлеров ПСВ-500 составляет 55 Гкал/ч.

Данные об установленной тепловой мощности, ограничениях тепловой мощности, располагаемой тепловой мощности, величине потребления тепловой мощности на собственные нужды и значении тепловой мощности нетто за 2013 ÷ 2019 годы представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто Н-СтТЭЦ в 2013÷2019 годах

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
	турбо-агрегатов	прочее	всего				
2013	587	924,2	1 511,2	0	1 511,2	17,1	1 494,1
2014	587	924,2	1 511,2	0	1 511,2	20,2	1 491,0
2015	587	924,2	1 511,2	0	1 511,2	20,1	1 491,1
2017	587	924,2	1 511,2	0	1 511,2	17,1	1 494,1
2018	587	924,2	1 511,2	0	1 511,2	27,8	1 483,4
2019	587	924,2	1511,2	0	1511,2	25,0	1 486,2

#### **2.1.2.4. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса Н-СтТЭЦ**

В таблице 2.19 представлены год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса энергетических котлов Н-СтТЭЦ.

Таблица 2.19 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов Н-СтТЭЦ на 01.01.2020

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы, год.	Год достижения паркового ресурса
1	БКЗ-420-140 НГМ	1977	47	2024
2	БКЗ-420-140 НГМ	1977	47	2024
3	БКЗ-420-140 НГМ	1979	45	2024
4	БКЗ-420-140 НГМ	1980	44	2024
6	БКЗ-420-140 НГМ	1981	41	2024

Все энергетические котлы станции достигнут назначенного ресурса эксплуатации в 2024 году.

В таблице 2.20 представлены год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса паровых турбин Н-СтТЭЦ.

Таблица 2.20 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин Н-СтТЭЦ на 01.01.2020

Ст. №	Тип турбины	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.16, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Кол-во пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТ-60-130/13	1977	220 000	281985	2007	600	277	287 226	2	2020
2	ПТ-60-130/13	1977	220 000	287872	2008	600	210	296 700	2	2021
3	ПТ-135/165-130/15	1979	220 000	283809	2011	600	147	305 317	2	2022

Три турбины станции работают с дважды продленным парковым ресурсом, в том числе:

- на турбине ст. № 1 в 2007 году парковый ресурс был продлен на 67,2 тыс. часов, в 2019 еще на 287,2 тыс. часов;
- на турбине ст. № 2 в 2008 году парковый ресурс был продлен на 76,7 тыс. часов, в 2019 еще на 296,7 тыс. часов;
- на турбине ст. № 3 в 2011 году парковый ресурс был продлен на 85,3 тыс. часов, в 2019 еще на 305,3 тыс. часов.

Из таблицы 2.20 следует, что ближайшая выработка ресурса работы турбин наступит не ранее конца 2020 года.

В таблице 2.21 представлены год ввода в эксплуатацию, срок службы с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса пиковых водогрейных котлов Н-СтТЭЦ.



Таблица 2.21 – Год ввода в эксплуатацию, и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов Н-СтТЭЦ на 01.01.2020

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы, год.	Год достижения паркового ресурса
1	ПТВМ-100	1964	44	2019
2	ПТВМ-100	1964	44	2019
3	ПТВМ-100		45	2023

### 2.1.2.5. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок Н-СтТЭЦ

Установленная мощность теплофикационных отборов паровых турбин станции составляет 587 Гкал/ч, тепловая мощность РОУ и БРОУ – 624,2 Гкал/ч, установленная тепловая мощность пиковых водогрейных котлов – 300 Гкал/ч. Тепловая мощность теплофикационных отборов паровых турбин и редуцирующих установок обеспечивается номинальной паропроизводительностью котлов с избытком. Мощности бойлеров теплофикационных установок также достаточно для выдачи установленной тепловой мощности. Располагаемая мощность станции в горячей воде ограничена производительностью теплофикационной установкой станции, которая составляет 575 Гкал/ч (в максимально-зимнем режиме с расходом теплоносителя 8500 т/ч), в том числе:

- располагаемая мощность водогрейных котлов 300 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-1 составляет 55 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-2 составляет 55 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-3 составляет 110 Гкал/ч;
- располагаемая мощность обще-станционного пикового бойлера ПСВ-500 составляет 55 Гкал/ч.

Отпуск пара промышленных параметров осуществляется потребителям по четырем общим паропроводам 16 ата от промышленных отборов турбин ст. №№ 1, 2 и 3 и резервируется четырьмя БРОУ-140/16 с максимальной суммарной производительностью 910 т/ч.

Отпуск тепла в горячей воде осуществляется от трех бойлерных установок и обще-станционных бойлеров, в том числе:

- установка ТГ-1: два подогревателя сетевых вертикальных марки ПСВ-500-3-23 греющий пар на ПСВ поступает от теплофикационных отборов ТГ-1;

- установка ТГ-2: два подогревателя сетевых вертикальных марки ПСВ-500-3-23 греющий пар на ПСВ поступает от теплофикационных отборов ТГ-2;
- установка ТГ-3: два подогревателя сетевых горизонтальных марки ПСГ-1300-3-8 греющий пар на ПСГ поступает от теплофикационных отборов ТГ-3.

Для подогрева сетевой воды до пиковых температур на станции установлены три пиковых водогрейных котла ПТВМ-100 и пиковый бойлер ПСВ-500-14-23, источником пара для которого является общестанционный паропровод 15 ата.

Отпуск тепла от станции в горячей воде на город осуществляется по 2 магистралям с диаметром головных участков трубопроводов тепловых сетей 1000 мм.

Состав и состояние теплообменного оборудования теплофикационных установок станции представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Состав теплообменного оборудования ТФУ Н-СтТЭЦ на 01.01.2020 года

Станционный номер	Тип	Маркировка	Место подключения по пару
1А, 1Б	подогреватель сетевой вертикальный	ПСВ-500-3-23	теплофикационный отбор турбины ст.№1
	подогреватель сетевой вертикальный	ПСВ-500-3-23	теплофикационный отбор турбины ст.№1
2А, 2Б	подогреватель сетевой вертикальный	ПСВ-500-3-23	теплофикационный отбор турбины ст.№2
	подогреватель сетевой вертикальный	ПСВ-500-3-23	теплофикационный отбор турбины ст.№2
1, 2	подогреватель сетевой горизонтальный	ПСГ-1300-3-8	теплофикационный отбор турбины ст.№3
	подогреватель сетевой горизонтальный	ПСГ-1300-3-8	теплофикационный отбор турбины ст.№3
ПБ	пиковый бойлер	ПСВ-500-14-23	паропровод 15 ата

Характеристики сетевых насосов Ново-Стерлитамакской ТЭЦ представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки Н-СтТЭЦ

Станционный номер	Маркировка, тип	Номинальная подача, т/ч	Номинальный напор, м в. ст.
СН1п-1	300Д900	1260	5,4
СН1п-2	Д-3200*75	3200	75
СН1п-3	Д-3200*75	3200	75
СН1п-4	Д-3200*75	3200	75
СН1п-5	Д-3200*75	3200	75
СН1п-6	Д-3200*75	3200	75
СН2п-1	СЭ-2500-180	2500	180
СН2п-2	СЭ-2500-180	2500	180
СН2п-3	СЭ-1250-140	1250	140
СН2п-4	СЭ-1250-140	1250	140
СН2п-5	СЭ-1250-140	1250	140

Станционный номер	Маркировка, тип	Номинальная подача, т/ч	Номинальный напор, м в. ст.
СН2п-6	СЭ-1250-140	1250	140
СН2п-7	СЭ-2500-180	2500	180

Схема выдачи тепловой мощности от Н-СтТЭЦ представлена на рисунке 2.7.

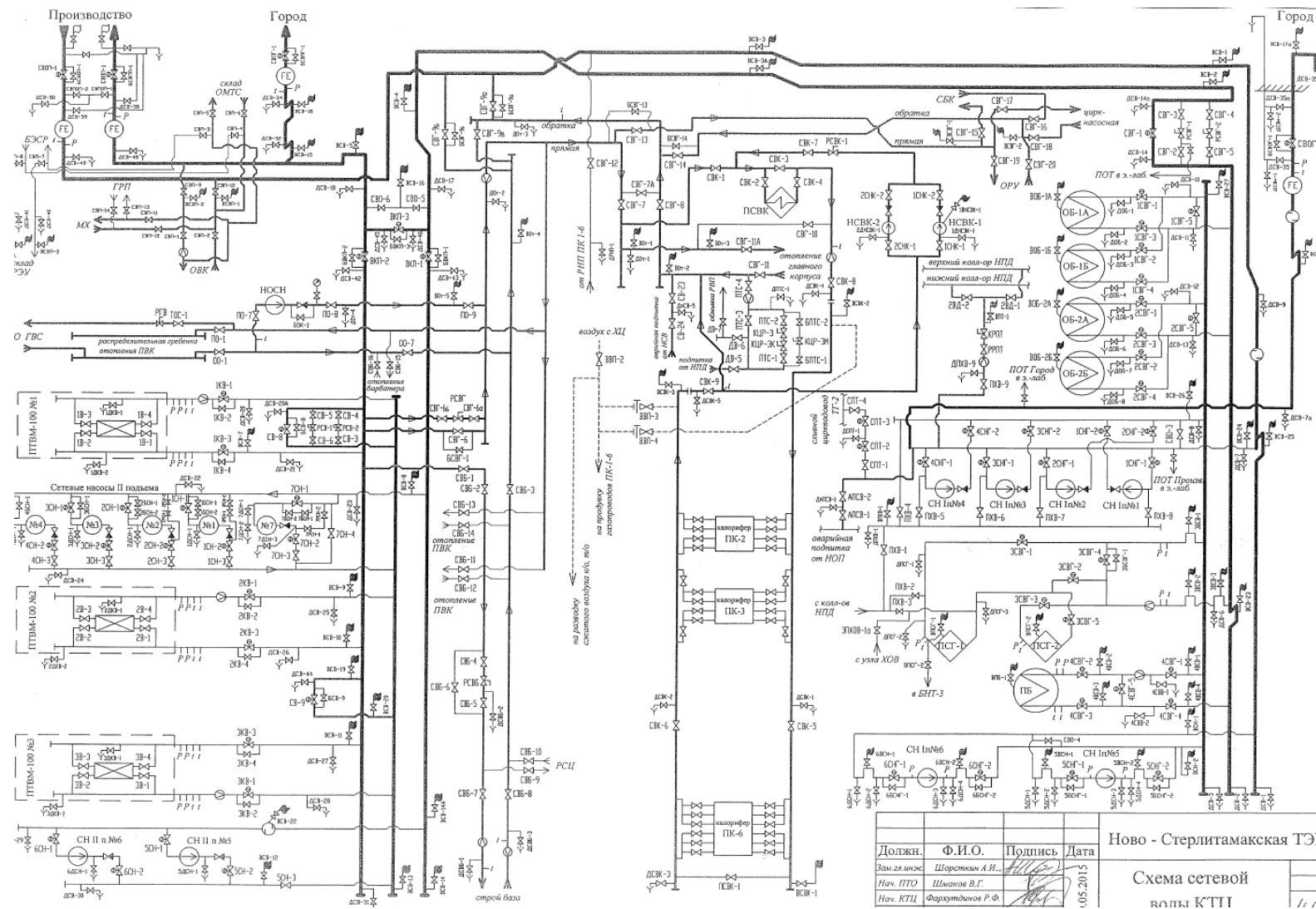


Рисунок 2.7 – Принципиальная тепловая схема ТФУ Н-СТТЭЦ

#### **2.1.2.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от Н - СтТЭЦ. Обоснование 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 условиях и заданной температуре горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения, при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

Система теплоснабжения от Н-СтТЭЦ закрытая, проектировалась на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Подключение потребителей тепла к тепловым сетям ТЭЦ в основном по зависимой схеме.

Регулирование отпуска тепла от Н-СтТЭЦ осуществляется централизованно на источнике тепла по отопительной нагрузке с температурным графиком 150/70 °С.

Проектный температурный график в зоне теплоснабжения Ново-Стерлитамакской ТЭЦ 150/70 °С был выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 50-х годах прошлого века и действует до настоящего времени с верхней срезкой на 130 °С при температуре ниже минус 26 °С и нижним спрямлением на 70 °С, для обеспечения нагрузки ГВС.

Утвержденный график температуры сетевой воды на 2018 год (как и на 2020 год) в подающем трубопроводе на выходе со станции представлен на рисунке 2.8, без учета необходимой минимальной температуры для обеспечения нагрузки ГВС и верхней срезки температуры сетевой воды. Минимальная температура сетевой воды для обеспечения нагрузки ГВС и верхняя срезка температуры сетевой воды в подающем трубопроводе задаются в соответствии с утвержденной режимной картой работы тепловых сетей от станции.

Утвержденный график температуры сетевой воды на 2018 год (как и на 2020 год) в подающем трубопроводе на выходе со станции с учетом необходимой минимальной температуры для обеспечения нагрузки ГВС и верхней срезки температуры сетевой воды представлен на рисунке 2.9.

На рисунке 2.10 представлены температуры сетевой воды в обратном трубопроводе для графика регулирования отпуска тепла 150/70 °С.

для включения в договор с ООО "БГК"  
на поставку тепловой энергии,  
теплоносителя и тепловой мощности

Приложение № 1.1  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

**График температур сетевой воды в подающем трубопроводе  
на выходе Ново-Стерлитамакской ТЭЦ, производственной площадки  
Стерлитамакской ТЭЦ, Салаватской ТЭЦ**

Среднесуточная температура наружного воздуха, прогнозируемая за 72 часа (Т <sub>нв</sub> ), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе в точке поставки (Т <sub>1</sub> ), °С
+8 (и выше)	53,2
+7	55,7
+6	58,1
+5	60,5
+4	62,9
+3	65,3
+2	67,7
+1	70,0
0	72,4
-1	74,7
-2	77,0
-3	79,3
-4	81,6
-5	83,9
-6	86,2
-7	88,5
-8	90,8
-9	93,0
-10	95,3
-11	97,6
-12	99,8
-13	102,0
-14	104,3
-15	106,5
-16	108,7
-17	110,9
-18	113,1
-19	115,3
-20	117,5
-21	119,7
-22	121,9
-23	124,1
-24	126,3
-25	128,5
-26	130,6
-27	132,8
-28	135,0
-29	137,1
-30	139,3
-31	141,4
-32	143,6
-33	145,7
-34	147,9
-35 (и ниже)	150,0

Примечание:

Значения Т<sub>1</sub> приведены без учета необходимой минимальной температуры для обеспечения нагрузки  
горячего водоснабжения и среза температуры прямой сетевой воды.

Минимальная температура для обеспечения нагрузки горячего водоснабжения и срез температуры  
прямой сетевой воды задаются в соответствии с утвержденной режимной картой работы тепловых  
сетей от теплоисточника.

**Рисунок 2.8 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от  
Н-СТТЭЦ без учета верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС**



для включения в договора  
теплоснабжения

Приложение № 2.1  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в подающем трубопроводе  
на выходе источников регулирования  
по температурным графикам 150-70 °С, 130-70 °С, 120-70 °С, 105-70 °С, 95-70 °С  
г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, прогнозируемая за 72 часа (Т <sub>нв</sub> ), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей на выходе источника регулирования (Т <sub>1</sub> ), °С				
	теплоисточник	ЦТП по независимой схеме			
	150	130	120	105	95
+8 (и выше)	70,0	48,9	46,7	43,4	41,2
+7	70,0	50,9	48,6	45,0	42,7
+6	70,0	53,0	50,5	46,6	44,1
+5	70,0	55,1	52,3	48,2	45,5
+4	70,0	57,1	54,2	49,8	46,9
+3	70,0	59,1	56,0	51,4	48,3
+2	70,0	61,1	57,8	52,9	49,7
+1	70,0	63,1	59,7	54,5	51,0
0	72,4	65,1	61,5	56,0	52,4
-1	74,7	67,1	63,2	57,5	53,7
-2	77,0	69,0	65,0	59,0	55,0
-3	79,3	71,0	66,8	60,5	56,3
-4	81,6	72,9	68,6	62,0	57,6
-5	83,9	74,9	70,3	63,5	58,9
-6	86,2	76,8	72,0	65,0	60,2
-7	88,5	78,7	73,8	66,4	61,5
-8	90,8	80,6	75,5	67,9	62,8
-9	93,0	82,5	77,2	69,3	64,0
-10	95,3	84,4	78,9	70,8	65,3
-11	97,6	86,3	80,6	72,2	66,6
-12	99,8	88,2	82,3	73,6	67,8
-13	102,0	90,0	84,0	75,0	69,0
-14	104,3	91,9	85,7	76,4	70,3
-15	106,5	93,8	87,4	77,9	71,5
-16	108,7	95,6	89,1	79,3	72,7
-17	110,9	97,5	90,7	80,7	73,9
-18	113,1	99,3	92,4	82,0	75,1
-19	115,3	101,2	94,1	83,4	76,3
-20	117,5	103,0	95,7	84,8	77,5
-21	119,7	104,8	97,4	86,2	78,7
-22	121,9	106,6	99,0	87,6	79,9
-23	124,1	108,5	100,6	88,9	81,1
-24	126,3	110,3	102,3	90,3	82,3
-25	128,5	112,2	104,1	91,9	83,8
-26	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-27	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-28	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-29	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-30	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-31	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-32	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-33	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-34	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-35 (и ниже)	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3

Рисунок 2.9 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от  
Н-СтТЭЦ с учетом верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС



для включения в договора  
теплоснабжения

Приложение № 3.1.1  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,  
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,  
по температурному графику 150-70 °С  
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
53	35,7	102	54,0
54	36,1	103	54,4
55	36,5	104	54,7
56	36,9	105	55,1
57	37,3	106	55,4
58	37,7	107	55,8
59	38,1	108	56,1
60	38,5	109	56,4
61	38,9	110	56,8
62	39,3	111	57,1
63	39,7	112	57,5
64	40,1	113	57,8
65	40,5	114	58,2
66	40,8	115	58,5
67	41,2	116	58,8
68	41,6	117	59,2
69	42,0	118	59,5
70	42,4	119	59,8
71	42,8	120	60,2
72	43,1	121	60,5
73	43,5	122	60,9
74	43,9	123	61,2
75	44,3	124	61,5
76	44,6	125	61,9
77	45,0	126	62,2
78	45,4	127	62,5
79	45,8	128	62,9
80	46,1	129	63,2
81	46,5	130	63,5
82	46,9	131	63,8
83	47,2	132	64,2
84	47,6	133	64,5
85	48,0	134	64,8
86	48,3	135	65,2
87	48,7	136	65,5
88	49,1	137	65,8
89	49,4	138	66,1
90	49,8	139	66,5
91	50,1	140	66,8
92	50,5	141	67,1
93	50,8	142	67,4
94	51,2	143	67,8
95	51,6	144	68,1
96	51,9	145	68,4
97	52,3	146	68,7
98	52,6	147	69,0
99	53,0	148	69,4
100	53,3	149	69,7
101	53,7	150	70,0

Рисунок 2.10 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе возвращаемый от потребителя на Н-СтТЭЦ

### 2.1.2.7. Среднегодовая загрузка основного оборудования Н-СтТЭЦ

На рисунке 2.11 представлены значения коэффициентов использования установленной электрической, тепловой и теплофикационной мощностей Н-СтТЭЦ за период с 2014 по 2018 годы.

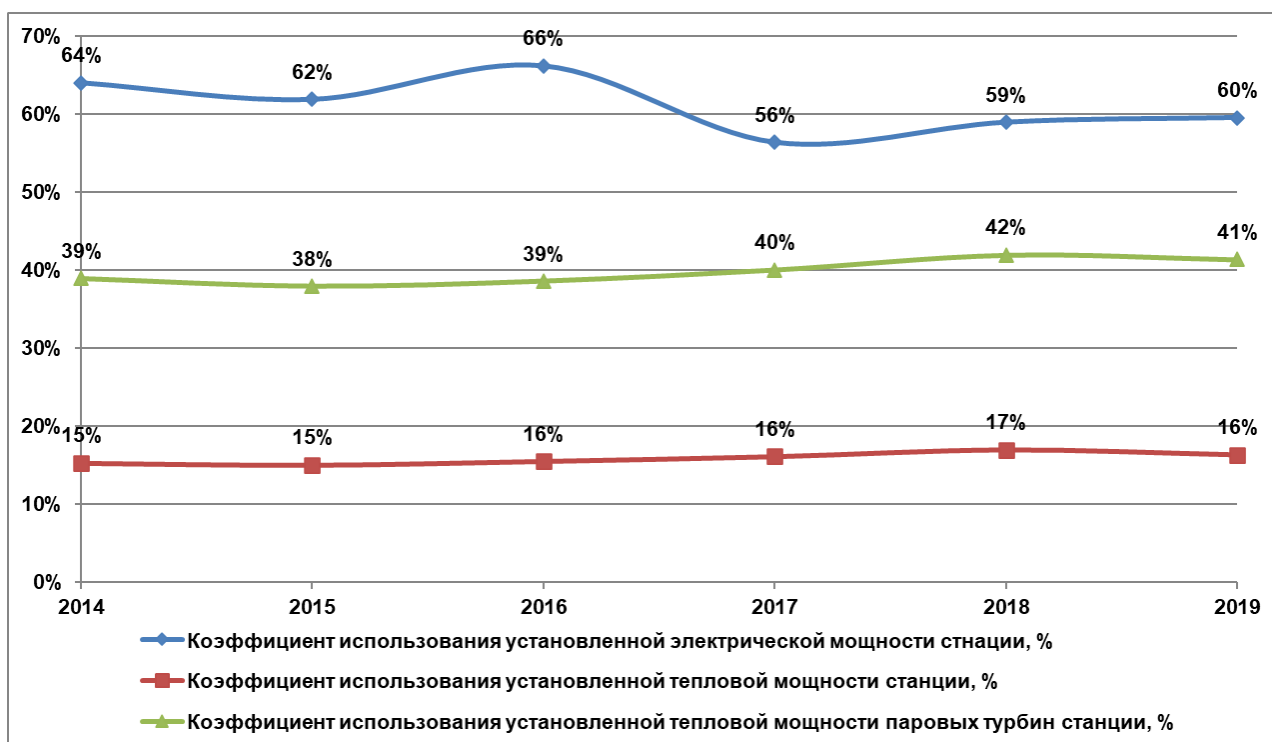


Рисунок 2.11 – Коэффициенты использования электрической и тепловой установленной мощности Н-СтТЭЦ

Величина КИУМ по электрической мощности находится на уровне 66 – 56 %, по тепловой мощности – на уровне 15 – 17 %, по теплофикационной мощности – на уровне 39 – 42 % и связана с загрузкой электростанции в соответствии с диспетчерским графиком электрических нагрузок и фактическим потреблением тепловой энергии потребителями.

### 2.1.2.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети от Н-СтТЭЦ

Учет отпуска тепла на станции осуществляется по всем тепломагистралям в горячей воде и в паре промышленных параметров. Также осуществляется учет тепла с подпиткой водяных тепловых сетей.

Места установки приборов учета по выводам Н-СтТЭЦ с наименованием средства измерения, метода измерения, характеристик, дат поверки приборов и их характери-

ки представлены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Приборы учета, установленные на выводах Н-СтТЭЦ

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Примечание
Трубопровод подпитки т/с (турбинное отделение)						
1	ДМЭР-МИ КСУ-2	2302501 0056761	24.07.2018г.	Главный корпус, турбинное отделение, трубопровод подпитки т/с с ТО, опломбирован	0-200 т/ч	
2	ДМЭР-МИ КСУ-2	7301881 0020736		Главный корпус, турбинное отделение, трубопровод подпитки т/с с ТО, опломбирован	0-63 т/ч	
Трубопровод подпитки т/с (котельное отделение)						
3	ДМ КСД-2	3789 5041651	24.07.2018г.	Главный корпус, котельное отделение, трубопровод подпитки т/с с КО, опломбирован	0-200 т/ч	
4	ДМ КСД-2	16687 5031003		Главный корпус, котельное отделение, трубопровод подпитки т/с с КО, опломбирован	0-63 т/ч	
Трубопровод подпитки т/с (расширитель непрерывной продувки)						
5	ДМЭР-МИ КСУ-2	7300352 0015591	24.07.2018г.	Главный корпус, котельное отделение, трубопровод подпитки т/с с РНП, опломбирован	0-25 т/ч	
	Тепломагистраль «Город»					
6	СПТ961	4252	24.07.2018г.	Главный корпус, ГРЩУ-1 шкаф ТВ-1, опломбирован	-	
7	УРСВ «Взлет МР»	800554		Теплопункт №4, трубопровод ПСВ «Город», опломбирован	99,05÷11320 м³/ч	
8	УРСВ «Взлет МР»	707621		Теплопункт №1, трубопровод ОСВ «Город», опломбирован	99,05÷11320 м³/ч	
9	МЕТРАН-100-ДИ	813492		Теплопункт №4, трубопровод ПСВ «Город», опломбирован	0÷16 кгс/см²	
10	МЕТРАН-100-ДИ	813493		Теплопункт №1, трубопровод ОСВ «Город», опломбирован	0÷10 кгс/см²	
11	КТСП Метран-206	667244Г		Теплопункт №4, трубопровод ПСВ «Город», опломбирован	0÷180°С	
12	КТСП Метран-206	667244Х		Теплопункт №1, трубопровод ОСВ «Город», опломбирован	0÷180°С	
	Тепломагистраль «Каустик»					
13	СПТ961.2.	23124	24.07.2018г.	Главный корпус, ГРЩУ-1 шкаф ТВ-1, опломбирован	-	
14	УРЖ 2КМ	3476		Теплопункт №2, трубопровод ПСВ,ОСВ «Каустик», опломбирован	200÷3500 м³/час	
15	МИДА-ДИ-13П	11316877		Теплопункт №2, трубопровод ПСВ «Каустик»,	0÷1,6 МПа	

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Примечание
				опломбирован		
16	МИДА-ДИ-13П	16103549		Теплопункт №2, трубопровод ОСВ «Каустик», опломбирован	0÷0,6 МПа	
17	КТПТР-01	830А /830		Трубопровод ПСВ,ОСВ «Каустик», опломбирован	0÷180°С	
<b>Паропровод «Каустик»</b>						
18	СПТ961.2.	25625	15.09.2018г.	Главный корпус, ГРЩУ-1 шкаф ТВ-1, опломбирован	-	
19	Метран-150 CD2	1328843		Теплопункт №1, паропровод «Каустик» нитка 1, опломбирован	0÷63 кПа	
20	Метран-150 TG3	1329782		Теплопункт №1, паропровод «Каустик» нитка 1, опломбирован	0÷2,5 МПа	
21	ТС-1088Л	7088		Теплопункт №1, паропровод «Каустик» нитка 1, опломбирован	-100÷450 °С	
22	Метран-150 CD2	1328842		Теплопункт №1, паропровод «Каустик» нитка 2, опломбирован	0÷63 кПа	
23	Метран-150 TG3	1329783		Теплопункт №1, паропровод «Каустик» нитка 2, опломбирован	0÷2,5 МПа	
24	ТС-1088Л	7087		Теплопункт №1, паропровод «Каустик» нитка 2, опломбирован	-100÷450 °С	

Все средства измерения, задействованные в приборном учете отпуска тепловой энергии, внесены в Государственный реестр средств измерений и проходят регулярную поверку. Все коммерческие узлы учета ежегодно допускаются в эксплуатацию Ростехнадзором.

#### **2.1.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования Н-СтТЭЦ**

В 2016 году произошло две аварийных ситуации на энергетических котлах станции, приведшие к останову соответствующих энергетических котлов. В 2017 году произошло три аварийных ситуации на энергетических котлах станции приведших к останову соответствующих энергетических котлов и одна аварийная ситуация электрооборудования станции, приведшая к отключения ВЭ-110 кВ. Аварийного отключения паротурбинных установок за 2016 и 2017 годы не было.

За период 2011 ÷ 2015 года на Н-СтТЭЦ было 26 аварийных отключений энергетических котлов и 4 аварийных отключения паротурбинных установок.

Ни одно аварийное отключение основного оборудования станции за период с 2011 по 2017 годы не привело к нарушению режима теплоснабжения абонентов.

В 2018 году произошло три аварийные ситуации на энергетических котлах станции, приведших к остановке соответствующих котлов, причем одна из них (в октябре 2018 г.) привела к отключению всех энергетических котлов и останову единственного работающего турбоагрегата.

В 2019 году произошло три аварийные ситуации на энергетических котлах станции, из них 2 по вине персонала.

В таблице 2.25 приведена информация по аварийности, причинам и мероприятия направленные на устранение возникших аварийных ситуаций.

Таблица 2.25 – Информация о причинах аварийности и мероприятия по их устранению на Н-СтТЭЦ за период 2016 ÷ 2020 годы

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполне- ния по акту рас- следования
Аварии 2016			
Акт № 1 от 02.07.2016 (код 3.3.15)	Останов ПК-3 (защитой по повышению уровня в барабане). Из-за дребезга магнитной системы реле в результате снижения частоты тока менее 50 Гц и понижения напряжения в сети 380 В образовался нагар на контактах 1-2 реле контроля напряжения РП (тип ПМЕ-071). Сборка 301Н обесточилась. В результате пропало питание регуляторов уровня в барабане ПК-3 и задвижек узла питания.	3.1.1. В ближайший плановый вывод в ремонт сборки 301 Н главного корпуса заменить реле контроля напряжения РП (тип ПМЕ-071) – выполнено.	30.10.2016 г.
Акт № 2 от 23.09.2016 (код 3.3.19)	ПК-6 отключен оперативным персоналом из-за поврежде- ния змеевика 4-й ступени конвективного пароперегревате- ля.	3.1.1. До замены КПП ПК-6 работать с температурой перегретого пара и металла III, IV ступеней КПП согласно указанию НСтТЭЦ от 21.11.2012 г. №80 – срок не истек.	30.12.2019 г.
		3.2.1. Подготовить и направить в ООО «БГК» материалы для составления ре- монтной программы по замене III, IV ступеней КПП ПК-6 – выполнено.	30.01.2017 г.
Аварии 2017			
Акт № 1 от 03.04.2017 (код 3.3.15)	Отключение ВЭ-110 кВ ОШВ-1 с запретом АПВ. Появле- ние напряжения $3U_0=35$ В в цепях напряжения комплекта РЗА ВЭ-110 кВ ОШВ-1, вызванное перекосом напряжений в фазах вследствие возникновения неисправности ключа 1ГР на панели 8 «Автоматика 13СВ, 1ТН, 2ТН» в РЩ ЗРУ-110кВ (увеличения сопротивления контактов ключа) при переводе из положения «Работа» в положение «Резерв», что привело к срабатыванию функции «кон- троль $3U_0$ » в комплекте РЗА ВЭ-110 кВ ОШВ-1.	3.1.1. Получить от проектно-наладочной организации ОАО «ВНИИР» и устано- вить на Ново-Стерлитамакской ТЭЦ исправный микропроцессорный терминал (Сириус-3-ЛВ-03) комплекта РЗА ВЭ-110 кВ ОШВ-1 – выполнено.	30.07.2017 г.
		3.1.2. Заменить ключ 1ГР на панели 8 «Автоматика 13СВ, 1ТН, 2ТН» в РЩ ЗРУ- 110кВ Ново-Стерлитамакской ТЭЦ – выполнено.	31.12.2017 г.
		3.1.3. Выполнить внеочередную проверку ключей типа ПКУ-3-12, используемых в цепях напряжения на Ново-Стерлитамакской ТЭЦ. При необходимости выпол- нить замену - выполнено.	31.12.2017 г.
		3.2.1. Написать претензионное письмо в проектно-наладочную организацию ОАО «ВНИИР» с целью незамедлительного устранения неисправности микропроцес- сорного терминала (Сириус-3-ЛВ-03) комплекта РЗА ВЭ-110 кВ ОШВ-1 Ново- Стерлитамакской ТЭЦ по гарантийным обязательствам – выполнено.	30.04.2017 г.
		3.2.2. Разработать и утвердить программу замены ключа 1ГР на панели 8 «Авто- матика 13СВ, 1ТН, 2ТН» в РЩ ЗРУ-110кВ Ново-Стерлитамакской ТЭЦ – выпол- нено.	30.05.2017 г.
Акт №2 от 07.07.2017 (код 3.3.19)	Останов ПК-4 (защитой по погасанию факела). Наруше- ние электрослесаря Пронина В.Н. «Инструкции по экс- плуатации и техническому обслуживанию САР ПК-4».	3.2.1. Электрослесарю ЦАСУТП Пронину В.Н. назначить внеочередную проверку знаний ПТЭ и инструкций – выполнено.	07.08.2017 г.
		3.2.2. Провести противоаварийную тренировку электрослесарю Пронину В.Н. на тему «Неисправности в автоматизированных системах реализованных на базе микропроцессорных контроллеров» – выполнено.	07.08.2017 г.
		3.3.3. В дни специальной подготовки проработать с оперативным персоналом	07.08.2017 г.



№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполне- ния по акту рас- следования
		ЦАСУТП «Инструкцию по эксплуатации и техническому обслуживанию САР ПК-4» – выполнено.	
Акт №3 от 27.08.2017 (код 3.3.1)	ПК-1 был аварийно остановлен оперативным персоналом ( <i>небаланс 280 т/ч.</i> ) из-за разрушения верхней трубы верхней панели задней стенки конвективной шахты котла.	3.2.1. Произвести 100% визуальный осмотр верхней панели задней стенки конвективной шахты ПК№1 со стороны конвективной шахты на предмет выявления неплотностей – выполнено.	30.05.2018 г.
		3.2.2. По результатам визуального осмотра принять решение о необходимости замены верхней трубы верхней панели задней стенки конвективной шахты и устранить выявленные неплотности – выполнено.	30.05.2018 г.
Акт №4 от 19.09.2017 (код 3.3.1)	При переводе ПК-2 на сжигание мазута произошло дополнительное затемнение отверстий, что привело к срабатыванию <i>защиты по погасанию факела</i> в топке.	3.2.1. Провести внеочередное техническое обслуживание технологических защит по погасанию факела в топке на паровых котлах №1-6 – выполнено.	10.10.2017 г.
		3.2.2. Провести внеплановый инструктаж оперативному и ремонтному персоналу ЦАСУТП о необходимости качественного обслуживания и ремонта средств, участвующих в технологических защитах – выполнено.	17.10.2017 г.
		3.2.3. Определить распорядительным документом необходимость и объем технического обслуживания технологических защит перед плановым переводом парового котла на сжигание мазута – выполнено.	17.10.2017 г.
Аварии 2018			
Акт №1 от 08.04.2018 (код 3.3.1)	ПК - 6 остановлен оперативным персоналом из- за повреждения КПП 4-ой ступени. Причиной разрушения металла трубы пароперегревателя 4 ступени ПК-6 является истечение ресурса из-за развития межкристаллитной коррозии с внутренней и наружной поверхности и высокотемпературной газовой коррозии (сульфидной коррозии) с наружной поверхности гнутого участка трубы в процессе длительной эксплуатации.	3.1.1. В соответствии со среднесрочной инвестиционной программой п/п НСтТЭЦ выполнить замену 3-й, 4-й ступеней КПП ПК-6 – <b>срок не истек.</b>	30.12.2019
Акт №2 от 07.04.2018 (код 3.3.1)	Паровой котел № 4 отключен персоналом для устранения свища на прямом участке трубопровода байпаса задвижки 4ПВ-1 до вентиля 4 БПВ-1 и из-за нарушения герметичности обратного клапана ПК-4.	3.1.1. Произвести гидравлическое испытание и осмотр узла питания ПК-4 – <b>срок не истек.</b>	30.05.2019
		3.1.2. По результатам гидравлического испытания и осмотра узла питания ПК-4 выявленные дефекты устранить – <b>срок не истек.</b>	10.06.2019
		3.2.1. Направить в ЗАО НПП «Гермет» письмо о низком качестве сальниковой набивки GS 1400 – <b>выполнен.</b>	30.10.2018
		3.2.2. Включить в ведомость объема работ текущего ремонта ПК-4 выполнение гидравлического испытания и осмотра узла питания – <b>срок не истек.</b>	07.05.2019
		3.2.3. Издать распорядительный документ по ТЭЦ о запрете применения сальниковой набивки GS 1400 на арматуре высокого давления – <b>выполнен.</b>	25.05.2018
		3.2.4. В ближайшие текущие ремонты основного оборудования произвести проверку сальниковых уплотнений плавающих крышек и штоков арматуры высокого давления на наличие набивки GS 1400. В случае наличия данной набивки заме-	

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
		нить ее на кольца ТРГ – <b>срок не истек.</b>	
Акт №3 от 03.10.2018 (код 3.3.1)	ПК-2 остановлен действием защиты «Повышение давление в топке» из-за разрыва трубы левого бокового экрана. Причиной разрыва трубы явился перегрев металла экранной трубы из-за допущенного машинистом ЦТЩУК Кунакуловым Р.М. снижения уровня воды в барабане до значения ниже минимально-допустимого во время растопки котла (01.10.2018).	Заменить дефектную трубу №17 левого бокового экрана ПК-2 – <b>выполнен.</b> Ответственный: начальник КТЦ.	30.09.2019
		Отправить дефектный участок трубы №17 и соседние вырезки образцов труб №№15, 16 ПК-2 на исследование в ЗАО "Научно-Диагностический Центр" "Научно-Производственная Фирма" "Русская Лаборатория" – <b>выполнен..</b>	21.10.2018
		Выполнить 100% осмотр экранных труб ПК-2 на отм. 16±19 м – <b>выполнен.</b>	12.10.2018
		По результатам осмотра экранных труб ПК-2 определить наихудшие трубы по их состоянию для проведения на них визуально-измерительного контроля: - 10 труб левого бокового экрана соленого отсека, - 10 труб правого бокового экрана соленого отсека, - 2 трубы левого бокового экрана чистого отсека, - 2 трубы правого бокового экрана чистого отсека, - 4 трубы заднего экрана, - 4 трубы фронтального экрана – <b>выполнен.</b>	02.11.2018
		По результатам визуально-измерительного контроля экранных труб ПК-2 выполнить не менее 2-х дополнительных вырезов экранных труб ПК-2 (чистого и соленого отсеков) для исследования их состояния – <b>выполнен.</b>	08.11.2018
		При выявлении высокотемпературного перегрева на образцах дополнительных вырезов определить дополнительные мероприятия для устранения дефектов на ПК-2 – <b>выполнен.</b>	12.11.2018
		На специальной подготовке оперативного персонала КТЦ провести разбор обстоятельств пуска ПК-2 приведшего к разрушению экранной трубы – <b>выполнен.</b>	23.11.2018
Акт №4 от 15.10.2018 (код 3.3.5)	Полный сброс электрической и тепловой нагрузки на п/п Ново-Стерлитамакской ТЭЦ из-за отключения всех работающих паровых котлов защитами по снижению уровней воды в барабане и останова единственного работающего ТА-3 оперативным персоналом. Снижение уровней воды в барабанах ПК-1, ПК-3, ПК-4, произошло по причине отключения единственного находящегося в работе ПЭН-6 и не включения от АВР ПЭН-1 и ПЭН-7. Отключение ПЭН-6 произошло из-за обесточения секции 6кВ 6Р вследствие: - неправильных действий оперативного персонала ЭЦ при	Направить машиниста ЦТЩУК Кунакулова Р.М. в ООО «ЛОЦ Энергетик» на внеочередное психофизиологическое обследование – <b>выполнен.</b>	01.11.2018
		Направить машиниста ЦТЩУК Кунакулова Р.М. в ООО «ЛОЦ Энергетик» на внеочередное психофизиологическое обследование – <b>выполнен.</b>	18.10.2018
		3.1.1. Добоорудовать электроустановки п/п НСтТЭЦ устройствами оперативной блокировки в соответствии с планом-графиком и требованиями НТД – <b>срок не истек.</b>	31.10.2019
		3.1.2. Временно, до проведения работ по модернизации схемы АВР ПЭН, выполнить дублирование реле или контактов реле цепи самоподхвата реле и цепи запуска АВР в схеме подготовки АВР каждого ПЭН (кроме ПЭН-3) – <b>выполнен.</b>	31.12.2018
		3.2.1. Провести внеочередные противоаварийные тренировки оперативному персоналу п/п НСтТЭЦ по теме «Действия персонала при отключении единственного работающего питательного электронасоса» – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.2. Составить программу и произвести обучение оперативного персонала КТЦ на тему: «Использование показаний приборов, установленных на щитах управления» –	30.12.2018

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
	проведении оперативных переключений по вводу в работу трансформатора блока 4ГТ после ремонта, подачи напряжения на оставленные во включенном положении ЗН в ячейке № 3 РУСН-6кВ из-за нарушения порядка производства переключений.	<b>выполнен.</b>	
		3.2.3. Провести отдельную тренировку по пользованию устройств связи (включая громкую поисковую), в т.ч. при ликвидации аварийных ситуаций – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.4. Разработать план по недопущению подачи напряжения на заземленный участок (включенные ЗН в водных ячейках секций РУСН 6 кВ ГК) – <b>выполнен.</b>	30.11.2018
		3.2.5. Выполнить разработанный план по недопущению подачи напряжения на заземленный участок (включенные ЗН в водных ячейках секций РУСН 6 кВ ГК) – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.6. Внести в программу спец. подготовки оперативного персонала КТЦ вопросы, касающиеся управления и автоматики оборудования, находящегося в их ведении – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.7. Разработать перечни оборудования по технологическому управлению и ведению по всем категориям оперативного персонала – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.8. Проработать материалы расследования с разбором ошибок и допущенных нарушений со всем оперативным персоналом ТЭЦ – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.9. В инструкцию по производству переключений в электроустановках п/п. Ново-Стерлитамакской ТЭЦ включить раздел по порядку проведения замера изоляции электрооборудования при переключениях по вводу его в работу после ремонта и оформления замера изоляции в бланках переключений – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.10. При проведении специальной подготовки с оперативным персоналом КТЦ проработать темы: - Инструкция по поддержанию давления питательной воды в общестанционном коллекторе п/п НСтТЭЦ. - Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров оперативным персоналом. - Объем предсменного инструктажа, проводимого подчиненному оперативному персоналу - Объем инструктажа, проводимого оперативному персоналу перед производством переключений - Предотвращение и ликвидация аварий в схемах собственных нужд п/п Ново-Стерлитамакской ТЭЦ - Инструкция по эксплуатации электродвигателей в установках собственных нужд п/п НСтТЭЦ ИЭ 17.04НСтТЭЦ-02 – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.11. При проведении специальной подготовки с оперативным персоналом ЭЦ и НСЭС проработать темы: 1. Фиксация номеров, выданных оперативному персоналу незаполненных экземпляров бланков переключений оперативном журнале. 2. Ведение записей о проведении, после окончания ремонта и закрытия нарядов, осмотра рабочих мест допускающим и возможности ввода оборудования в работу.	30.12.2018

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
		3. Ведение записей о возможности использования ТПБ, оформление перерывов в переключениях. 4. Инструкция по производству переключений в электроустановках п/п Ново-Стерлитамакской ТЭЦ. 5. Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров оперативным персоналом. 6. Инструкция по предупреждению и ликвидации аварий на Стерлитамакской ТЭЦ (п/п Ново-Стерлитамакская ТЭЦ) РИ 17-140-001НСТТЭЦ-1. 7. Объем предсменного инструктажа, проводимого подчиненному оперативному персоналу. 8. Объем инструктажа, проводимого оперативному персоналу перед производством переключений. 9. Анализ существующей ремонтной схемы перед производством переключений. – <b>выполнен.</b>	
		3.2.12. Проверить все уставки на приборах КИП и А на соответствие утвержденным картам уставок – <b>выполнен.</b>	30.11.2018
		3.2.13. На техническом совете ТЭЦ рассмотреть вопрос и принять решение об изменении алгоритма схемы АВР ПЭН – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.14. Разработать совместную программу технического обслуживания схемы АВР ПЭН с одновременным выполнением работ в цепях ЦАСУТП и ЭЦ – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.15. Переработать типовые бланки переключений с учетом соблюдения порядка переключений предписанного пунктами 2.2.5, 3.5.1; 3.1.5 Инструкции по переключениям в электроустановках СО 153-34.20.505-2003 – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.16. Разработать ремонтные схемы, учитывающие одновременный вывод в ремонт теплотехнического и электротехнического оборудования, обеспечивающие надежное питание и резервирование СН в ремонтных режимах – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.17. Разработать Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования заявок на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния оборудования включающее вопросы включения электроустановок после ремонта – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.18. Пересмотреть инструкцию по эксплуатации и оперативному обслуживанию оперативных блокировок безопасности п/п НСТТЭЦ с приведением в соответствие с Инструкцией по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения, РД 34.35.512 – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.19. Пересмотреть Инструкцию по предупреждению и ликвидации аварий на Стерлитамакской ТЭЦ (п/п Ново-Стерлитамакская ТЭЦ) РИ17-140-001НСТТЭЦ с определением требований к содержанию предсменного целевого инструктажа по действиям в случаях возможных аварийных ситуаций при работе в условиях	30.12.2018

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
		вынужденного снижения надежности – <b>выполнен.</b>	
		3.2.20. Пересмотреть перечень неисправных или отсутствующих оперативных блокировок электроустановок п/п НСтТЭЦ с учетом требований нормативных документов, определяющих объем оснащения электроустановок блокировочными устройствами – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.21. Выполнить анализ полноты оснащения электроустановок п/п НСтТЭЦ устройствами механической и электромагнитной блокировки, разработать план-график приведения оперативных блокировок требованиям НТД – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.22. Разработать перечень пломбируемых устройств, для изменения уставок, в целях исполнения п. 4.7.18. ПТЭ ЭСС РФ – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.23. Определить объем выполняемых работ по обслуживанию электрооборудования электростанции начальниками смен КТЦ – <b>выполнен.</b>	30.11.2018
		3.2.24. В программу подготовки на должность начальника смены КТЦ включить прохождение стажировки, проверки знаний и дублирование на рабочем месте электромонтера в соответствии с утвержденным объемом выполняемых работ по обслуживанию электрооборудования электростанции начальниками смен КТЦ – <b>выполнен.</b>	30.12.2018
		3.2.25. Провести в комиссии ООО «БГК» внеочередную проверку знаний главному инженеру СтТЭЦ Коткову А.Г. в объеме: ПТЭ ЭСС РФ, инструкции по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения РД 34.35.512, Сборника распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем – <b>выполнен.</b>	31.01.2019
		3.2.26. Провести в комиссии ООО «БГК» внеочередную проверку знаний начальнику КТЦ Фархутдинову Р.Ф. в объеме ПТЭ ЭСС РФ, инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях СО 153-34.20.562-2003, Правила работ с персоналом в организациях электроэнергетики РФ, типовой инструкции по эксплуатации электродвигателей в установках собственных нужд электростанций СО 34.45.509-2005 – <b>выполнен.</b>	31.01.2019
		3.2.27. Провести в комиссии ООО «БГК» внеочередную проверку знаний начальнику ЭЦ Винокурову О.А. в объеме ПТЭ ЭСС РФ, Инструкции по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения, РД 34.35.512, Правил охраны труда при эксплуатации электроустановок, инструкции по переключениям в электроустановках СО 153-34.20.505-2003, Сборника распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем – <b>срок не истек.</b>	31.01.2019
		3.2.28. Провести в станционной комиссии внеочередную проверку знаний заместителю начальника ЭЦ Камалетдинову А.З. в объеме ПТЭ ЭСС РФ, Инструкции по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения, РД 34.35.512, Правил охраны труда при эксплуатации электроустановок, инструкции по переключениям в электроустановках	31.01.2019

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
		СО 153-34.20.505-2003, инструкции по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения РД 34.35.512 – <b>срок не истек.</b>	
		3.2.29. Провести в станционной комиссии внеочередную проверку знаний начальнику ЭТЛ Исаеву Е.Ю. в объеме ПТЭ ЭСС РФ, Правил технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ, РД 153-34.0-35.617 – <b>выполнен.</b>	31.01.2019
		3.2.30. Провести в комиссии ООО «БГК» внеочередную проверку знаний начальнику ЦАСУТП Шорсткину А.А. в объеме ПТЭ ЭСС РФ, РД 153-34.1-35.521 «Состав и ведение эксплуатационной документации в цехах АСУ ТП (ТАИ) тепловых электростанций» – <b>выполнен.</b>	31.01.2019
		3.2.31. Провести в станционной комиссии внеочередную проверку знаний заместителю начальника ЦАСУТП Дмитриеву А.В. в объеме ПТЭ ЭСС РФ, РД 153-34.1-35.521 «Состав и ведение эксплуатационной документации в цехах АСУ ТП (ТАИ) тепловых электростанций» – <b>выполнен.</b>	31.01.2019
		3.2.32. Провести в станционной комиссии внеочередную проверку знаний НСЭС Пикалову С.В. в объеме ПТЭ ЭСС РФ, инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на Стерлитамакской ТЭЦ (п/п Ново-Стерлитамакская ТЭЦ), инструкции по переключениям в электроустановках – <b>срок не истек.</b>	31.01.2019
		3.2.33. Провести в станционной комиссии ТЭЦ внеочередную проверку знаний НСКТЦ Борисенко Е.А. в объеме ПТЭ ЭСС РФ, инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на Стерлитамакской ТЭЦ (п/п Ново-Стерлитамакская ТЭЦ), Инструкция по эксплуатации электродвигателей в установках собственных нужд п/п НСтТЭЦ ИЭ 17.04НСтТЭЦ-02 – <b>выполнен.</b>	31.01.2019
		3.2.34. Провести в станционной комиссии ТЭЦ внеочередную проверку знаний НСЭС Якупову Р.В. в объеме ПТЭ ЭСС РФ – <b>выполнен.</b>	31.01.2019
		3.2.35. Провести в станционной комиссии ТЭЦ внеочередную проверку знаний НСКТЦ Акимбетову И.В. в объеме ПТЭ ЭСС РФ – <b>выполнен.</b>	31.01.2019
		3.2.36. Провести в станционной комиссии ТЭЦ внеочередную проверку знаний НСЭ Альхамову А.Р., СтДЭМ Кондрашову О.М. в объеме ПТЭ ЭСС РФ, ПОТЭЭУ, инструкций по производству переключения в электрических установках п/п НСтТЭЦ, инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на Стерлитамакской ТЭЦ (п/п Ново-Стерлитамакская ТЭЦ), Инструкция по производству переключений в электроустановках – <b>выполнен.</b>	31.01.2019
		3.2.37. Провести в станционной комиссии внеочередную проверку знаний МЦТЩУТ-1 Дягулеву Е.В. в объеме Инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на Стерлитамакской ТЭЦ (п/п Ново-Стерлитамакская ТЭЦ), Инструкции по поддержанию давления питательной воды в общестанционном коллекторе п/п НСтТЭЦ – <b>выполнен.</b>	31.01.2019



№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
Акт №5 от 11.12.2018 (код 3.3.19)	ТА-2 был отключен оперативным персоналом из-за самопроизвольного закрытия РК ЦВД и невозможности управления ЭГСР как с АРМ машиниста турбин, так и со шкафа ЭГСР по месту.	Ведется расследование.	
Акт №6 от 14.12.2018 (код 3.3.5)	Отключение блока генератор-трансформатор 2ГТ и ТГ-2 из-за трехфазного короткого замыкания на шинах 6,3 кВ реактора Р-Ш-А, возникшего в результате попадания на шины реактора Р-Ш-А кошки через проем в кирпичной кладке между кабельным каналом и камерой реакторов «Р-Ш-А», «Р-Ш-Б».	Ведется расследование.	
<b>Аварии 2019</b>			
Акт №1 от 26.03.2019 (код 3.3.1)	ПК-3 отключен персоналом из-за недопустимого небаланса между расходом пара и питательной воды возникшего при обрыве приварного доньшка глухого штуцера на входном коллекторе 4 ступени средних пакетов (4 коллектор слева). Причиной аварии явился дефект монтажа – персонал СМУ "Уралэнергомонтаж" в 1979 году использовал доньшко, материал которого не соответствует паспортной документации (вместо стали 12Х1МФ была использована сталь 20 – заключение стилокопирования ЗАО НДЦ НПФ "Русская лаборатория" №841 от 29.03.2019).	3.1.1. Провести стилокопирование доньшек всех глухих штуцеров коллекторов ПК-3, эксплуатирующихся при Т>450 °С – <b>выполнен</b> . 3.1.2. В периоды ближайших ремонтов ПК-1, ПК-2, ПК-4, ПК-6 провести стилокопирование доньшек всех глухих штуцеров коллекторов, эксплуатирующихся при Т>450 °С – <b>срок не истек</b> . 3.1.3. По результатам проведенного стилокопирования на ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-6 выполнить немедленную замену доньшек глухих штуцеров коллекторов, материал которых не соответствует паспортной документации – <b>срок не истек</b> . 3.2.1. По результатам проведенного стилокопирования определить соответствие материала доньшек всех глухих штуцеров коллекторов, эксплуатирующихся при Т>450 °С паспортной документации. При выявлении несоответствия составить дополнительные объемы ремонтов паровых котлов по срочной замене доньшек – <b>срок не истек</b> .	14.05.2019  31.12.2019  31.12.2019  31.12.2019
Акт №2 от 03.08.2019 (код 3.3.1)	03.08.2019 Оперативным персоналом КТЦ работа ПК-4 переведена с магистрали перегретого пара на продувку пароперегревателя котла из-за недопустимых параметров острого пара (давления и температуры) в следствии закрытия ПЗК семи из восьми работающих горелок котла после закрытия шиберов воздуха горелок по причине неправильных действий СМ к/о Корчажникова С.Н.	3.1.1. Выполнить блокировку в системах управления горелками паровых котлов № 1,3,4,6, предотвращающую выполнение операции по закрыванию шиберов воздуха при работе любой из горелок с привлечением ИТЦ "АСУТП" Уфимского филиала ООО "КВАРЦ Групп" – <b>срок не истек</b> . Ответственный: начальник ЦАСУТП.  3.2.1. Старшему машинисту котельного отделения Корчажникову С.Н. провести внеочередную проверку знаний инструкции производства переключений в КТЦ п/п НСтТЭЦ, инструкции по эксплуатации БКЗ-420-140 НГМ в части выполнения операций согласно ведомости переключений при останове котла, инструкции по эксплуатации автоматизированной системы контроля и управления розжигом горелок котлоагрегатов БКЗ-420-140 НГМ ст.№3,4,6, раздела 2 инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на СтТЭЦ (пл. НСтТЭЦ) – <b>выполнен</b> .	30.12.2020  30.09.2019



№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
		Ответственный: начальник КТЦ.	
		3.2.2. Старшему машинисту котельного отделения Корчажникову С.Н. проводить ежесменный предсменный контроль в условиях здравпункта с контролем артериального давления. Ответственный: начальник КТЦ.	30.12.2020
		3.2.3. В день спецподготовки проработать с оперативным персоналом КТЦ инструкцию по производству переключений в КТЦ п/п НСтТЭЦ, инструкцию по эксплуатации автоматизированной системы контроля и управления розжигом горелок котлоагрегатов БКЗ-420-140 НГМ ст.№3,4,6, а также правила выполнения и оформления пусковых и остановочных операций основного оборудования КТЦ согласно типовым программам. Ответственный: начальник КТЦ.	30.08.2019
		3.2.4. НСЭС Камалетдинову А.З. провести внеочередную проверку знаний Регламента процесса «Передача оперативной информации об авариях и чрезвычайных ситуациях в электроэнергетике начальником смены электростанции» РП-500-2. Ответственный: главный инженер.	30.09.2019
		3.2.5. НСКТЦ Петрову Д.Н. провести внеочередную проверку знаний по инструкции производства переключений в КТЦ п/п НСтТЭЦ, по инструкции по эксплуатации БКЗ-420-140 НГМ в части выполнения операций согласно ведомости переключений при останове котла. Ответственный: начальник КТЦ.	30.09.2019
		3.2.6. Запретить распорядительным документом комплектование в одной смене НСКТЦ и старших машинистов со стажем работы в данной должности менее одного года. Ответственный: начальник КТЦ.	30.09.2019
		3.2.7. Разработать Инструкцию о порядке ведения оперативной документации оперативным персоналом КТЦ п/п НСтТЭЦ в которой определить порядок приема-сдачи смены, управления оборудованием на время отсутствия основного работника	30.09.2019
Акт №3 от 26.08.2019 (код 3.3.1)	26.08.2019 Паровой котел ст. № 1 был остановлен действием защиты «Перепад давления воздух топка» из-за закрытия шиберов по уходящим газам и воздуху РВП «А» и РВП «Б» в следствие некачественной организации ведущим экспертом ЦАСУТП работ по техническому обслуживанию приборов позиции 1КП-20, 1КП-21.	3.2.1. В день спецподготовки проработать с оперативным персоналом ЦАСУТП, КТЦ, НСЭС порядок действия технологических защит и блокировок паровых котлов. 3.2.2. НСЭС Пикалову М.В. провести внеочередную проверку знаний раздела 4.7 ПТЭ электрических станций и сетей РФ. 3.2.3. Ведущему эксперту Миронову А.Г. провести внеочередную проверку знаний раздела 4.7 ПТЭ, раздела 5 правил охраны труда при эксплуатации электроустановок, инструкции по эксплуатации технологических защит, сигнализации и блокировок паровых котлов, инструкции по эксплуатации СКУ, карт уставок основного оборудования, должностной инструкции.	30.10.2019 30.10.2019 30.10.2019

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
		3.2.4. Электрослесарю ЦАСУТП Насырову Р.Р. провести внеочередную проверку знаний раздела 2 технологической карты по техническому обслуживанию средств измерения температуры.	30.10.2019
		3.2.5. На техническом совещании принять решение о возможности осуществления работы блокировок газовоздушных шиберов паровых котлов через накладку ТЗ и выполнения индикации открытия/закрытия газовоздушных шиберов РВП по схеме мигания.	30.10.2019
		3.2.6. Включить в перечень работ, выполняемых по нарядам персоналом ЦАСУТП наладочные и ремонтные работы в цепях включенных в действия технологических защит.	30.09.2019
		3.2.7. Заместителю начальника ЦАСТП Дмитриеву А.В. провести внеочередную проверку знаний Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ Раздела 1.5. Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей.	30.10.2019
		3.2.8. В инструкцию по эксплуатации СКУ, регламентирующей действия оперативного персонала ЦАСУТП внести требования анализа оперативным персоналом схем оборудования перед началом выполнения работ в целях предотвращения возникновения аварийных ситуаций при производстве работ в цепях КИП и А.	30.09.2019
		3.2.9. Пересмотреть должностную инструкцию оперативного персонала ЦАСУТП обязанности анализа оперативным персоналом схем оборудования перед началом выполнения работ в целях предотвращения возникновения аварийных ситуаций при производстве работ в цепях КИП и А.	30.09.2019

#### **2.1.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации Н-СтТЭЦ**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии Н-СтТЭЦ по состоянию за период 2016-2019 годов не выдавались.

#### **2.1.2.11. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей**

Все турбоагрегаты станции прошли конкурсный отбор мощности до 2021 года.

### **2.2 Котельные города Стерлитамак**

В теплоснабжении потребителей ЖКС города Стерлитамак на конец 2019 года принимают участие десять котельных с суммарной установленной мощностью 423,1 Гкал/ч, в том числе:

- основная котельная котельного цеха №7 БашРТС-Стерлитамак филиал ООО «БашРТС» с установленной тепловой мощностью 387,6 Гкал/ч;
- восемь малых котельных котельного цеха №7 БашРТС-Стерлитамак филиал ООО «БашРТС» с суммарной установленной мощностью 22,5 Гкал/ч;
- малая котельная ООО «ПСК» пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, с установленной тепловой мощностью 13 Гкал/ч находится в аренде ООО «ПСК».

#### **2.2.1 Основная котельная котельного цеха № 7 ООО «БашРТС»**

«БашРТС-Стерлитамак» осуществляет полный цикл производства, передачи и сбыта тепловой энергии потребителям от котельной котельного цеха №7 через присоединенные магистральные внутриквартальные тепловые сети, а также осуществляет транспортировку тепловой энергии от СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ до потребителей.

### 2.2.1.1. Структура и технические характеристики основного оборудования котельных

На 01.01.2020 в ведении БашРТС-Стерлитамак в городе Стерлитамак находилась одна котельная котельного цеха №7. КЦ-7 ведён в эксплуатацию в 1984 году и обеспечивает теплом и горячей водой промышленные и жилищно-коммунальные объекты города. КЦ-7 расположен в промышленной зоне южной части города Стерлитамака, по адресу: г. Стерлитамак, ул. Гоголя, 134. В состав КЦ-7 входит одна котельная (далее КЦ-7) с установленной тепловой мощностью 387,6 Гкал/ч.

В составе основного оборудования КЦ-7 находятся четыре паровых котла и три водогрейных котла. Структура, состав и технические характеристики основного оборудования КЦ-7 на 01.01.2020 представлены в таблице 2.26 и 2.27.

Таблица 2.26 – Основные технические характеристики паровых котлов КЦ-7

Ст. №	Тип (марка) котла	Год ввода	Установленная тепловая мощность		Располагаемая тепловая мощность		Параметры пара		Топливо (основное/резервное)
			Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Р <sub>абс</sub> , кгс/см <sup>2</sup>	t, °C	
1	ГМ-50/14	1985	28,0	50	28,0	50	14	194	газ/мазут
2	ГМ-50/14	1989	28,0	50	28,0	50	14	194	газ/мазут
3	ГМ-50/14	1989	28,0	50	28,0	50	14	194	газ/мазут
4	ДЕ-6,5/14	2012	3,64	6,5	3,6	6,5	14	194	газ/мазут
ИТОГО			87,64	156,5	87,64	156,5			

Как следует из таблицы 2.26, суммарная установленная мощность паровых котлов КЦ-7 на 01.01.2020 г. составила 87,6 Гкал/ч.

Таблица 2.27 – Основные технические характеристики водогрейных котлов КЦ-7

Ст. №	Тип (марка) котла	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры воды после котла		Топливо (основное/резервное)
					Р, кгс/см <sup>2</sup>	t, °C	
1	КВГМ-100	1988	100	100	25	150	газ/мазут
2	КВГМ-100	1990	100	100	25	150	газ/мазут
3	КВГМ-100	1997	100	100	25	150	газ/мазут
ИТОГО			300	300			

Как следует из таблицы 2.27, суммарная установленная мощность водогрейных котлов КЦ-7 на 01.01.2019 составила 300 Гкал/ч.

Выдача тепловой мощности от КЦ-7 в горячей воде производится по одной тепломагистрали ТМ-11. Подогрев сетевой воды осуществляется водогрейными котлами и пятью бойлерными установками, греющей средой для которых является пар от паровых

котлов котельной. Каждая бойлерная установка имеет по два бойлера, также на котельной установлены подогреватели исходной воды и подогреватели умягченной воды.

Выдача тепловой мощности от КЦ-7 в паре промышленных параметров производится по одному паропроводу на вагоноремонтный завод города (ЗАО «ВРЗ»), возврат конденсата с ВРЗ отсутствует.

Состав и характеристика теплообменного оборудования КЦ-7 представлены в таблице 2.28.

Тепловая схема КЦ-7 представлена на рисунках 2.12 ÷ 2.14.

Таблица 2.28 – Характеристика теплообменного оборудования КЦ-7

Наименование	Кол-во	Марка	Год изготовления		Емкость, л	Поверхность нагрева, м²	Рабочее давление, кгс/см²	Температура, °С	Завод-изготовитель
Сетевой бойлер №1,2, 3,5	4	ПП1-537-IV	1985	1985	1155	53,9	кор9.8 тр.15.89	кор200 тр.180	Учреждение ЮЕ-312/97 г. Макеевка
Сетевой бойлер №4	1	ПП1-537-IV	1986	1986	1155	53,9	кор20 тр.16	кор180 тр150	КМЗ
Подогреватель теплосети сетевой бойлерной установки № 1,2,3,5 (2-х секционный)	4	16-325-4000-Р	1985	1985	296	28,5 (1 секция)	кор10 тр.10	кор150 тр90	з-д Сантехоборудования «Моссантехпром»
Подогреватель теплосети сетевой бойлерной установки № 4 (2-х секционный)	1	16-325-4000-Р	1986	1986	296 (1 секция)	28,5 (1 секция)	кор10 тр.10	кор150 тр90	з-д Сантехоборудования «Моссантехпром»
Подогреватель исходной воды №1	1	ППВ-200	1985	1986	к195 т.203	31,2	к.6 т.6	к104 т.40	Красный котельщик
Подогреватель исходной воды №2.3	2	ППВ-200	1985	1985	к195 т.203	31,2	к6 т.6	к.104 т.40	Красный котельщик
Подогреватель исходной воды № 1,2	2	16-273-4000-Р	2009	2012	к119 т 67 (1 секция)	20,3 (1 секция)	кор10 тр.10	кор150 тр90	з-д Сантехоборудования «Моссантехпром»
Подогреватель исходной воды № 3 (2-х секционный)	1	16-325-2000-Р	1985	1985	148 (1 секция)	14,24 (1 секция)	кор10 тр.10	кор150 тр90	з-д Сантехоборудования «Моссантехпром»
Подогреватель паровой деаэрационной установки подпитки №1,2,3	3	ПП2-11-2-II	1986	1986	348	11,4	к.9.8 т.15.69	к.200 т.180	Учреждение ЮЕ-312/97 г. Макеевка
Подогреватель умягченной воды № 1(2-х секционный)	1	ПВВ-14	1985	1986	к119 т 67 (1 секция)	20,3 (1 секция)	к10 т.10	к.150 т.90	Сантехзавод «Волгосантехмонтаж»
Подогреватель умягченной воды № 2,3 (2-х секционный)	2	ПВВ-14	1985	1985	к119 т 67 (1 секция)	20,3 (1 секция)	к10 т.10	к.150 т.90	Сантехзавод «Волгосантехмонтаж»
Водоводяной подогреватель ГВС	1	16-273-4000-Р	2008	2008	к119 т 67	20,3	к.10т.10	к.150 т.90	Сантехзавод «Волгосантехмонтаж»
Водоводяной подогреватель ГВС в ХВО	1	16-273-4000-Р	1985	1985	к119 т 67	20,3	к.10т.10	к.150 т.90	Сантехзавод «Волгосантехмонтаж»





## СХЕМА КОТЕЛЬНОГО ЦЕХА №7

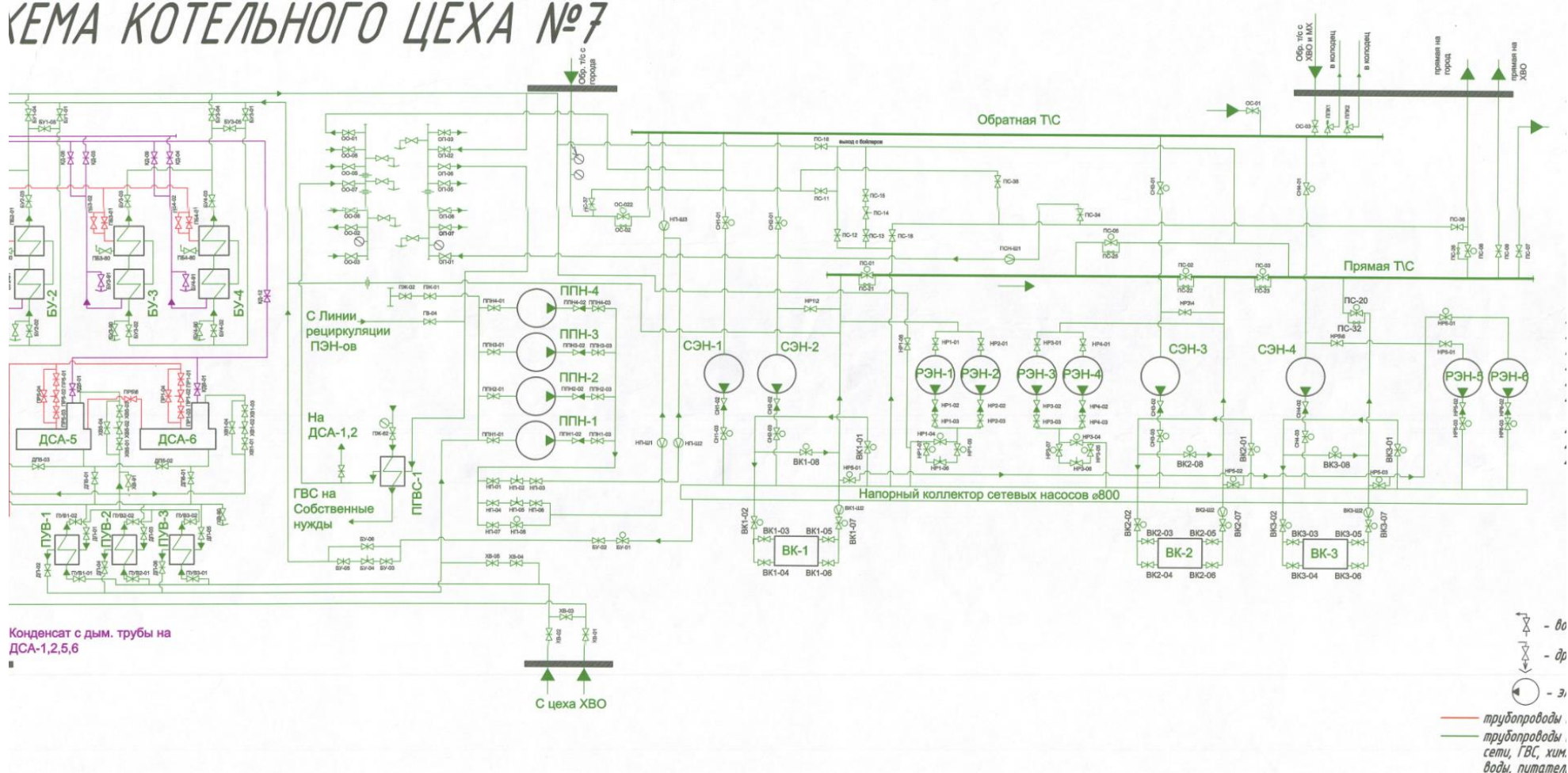


Рисунок 2.13 – Тепловая схема КЦ-7 (продолжение)



### **2.2.1.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности котельных**

Установленная мощность КЦ-7 в горячей воде (водогрейные котлы и подогреватели сетевой воды паро-водяные) составляет 332,75 Гкал/ч, располагаемая мощность в горячей воде – 330,2 Гкал/ч.

### **2.2.1.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды. Параметры тепловой мощности нетто котельных**

Потребление тепловой мощности в горячей воде на собственные нужды КЦ-7 (по факту работы в 2019 году) составило 3,11 Гкал/ч.

В таблице 2.29 представлены значения установленной и располагаемой мощности КЦ-7 на начало 2020 года.

Таблица 2.29 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность КЦ-7 в горячей воде, на 01.01.2020

Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч		Располагаемая тепловая мощность в горячей воде, Гкал/ч	Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде, Гкал/ч	Мощность НЕТТО в горячей воде, Гкал/ч
	всего	в горячей воде			
Котельная КЦ-7, г. Стерлитамак, ул. Гоголя, 134	387,64	332,75	330,20	3,11	327,09

Как видно из таблицы 2.29 мощность нетто КЦ-7 в горячей воде составляет 327,1 Гкал/ч.

### **2.2.1.4. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса**

Сведения о годах ввода в эксплуатацию по каждому котлоагрегату котельной приведены в таблицах 2.26, 2.27. На рисунке 2.15 представлены объемы ввода установленной мощности КЦ-7 БашРТС-Стерлитамак.



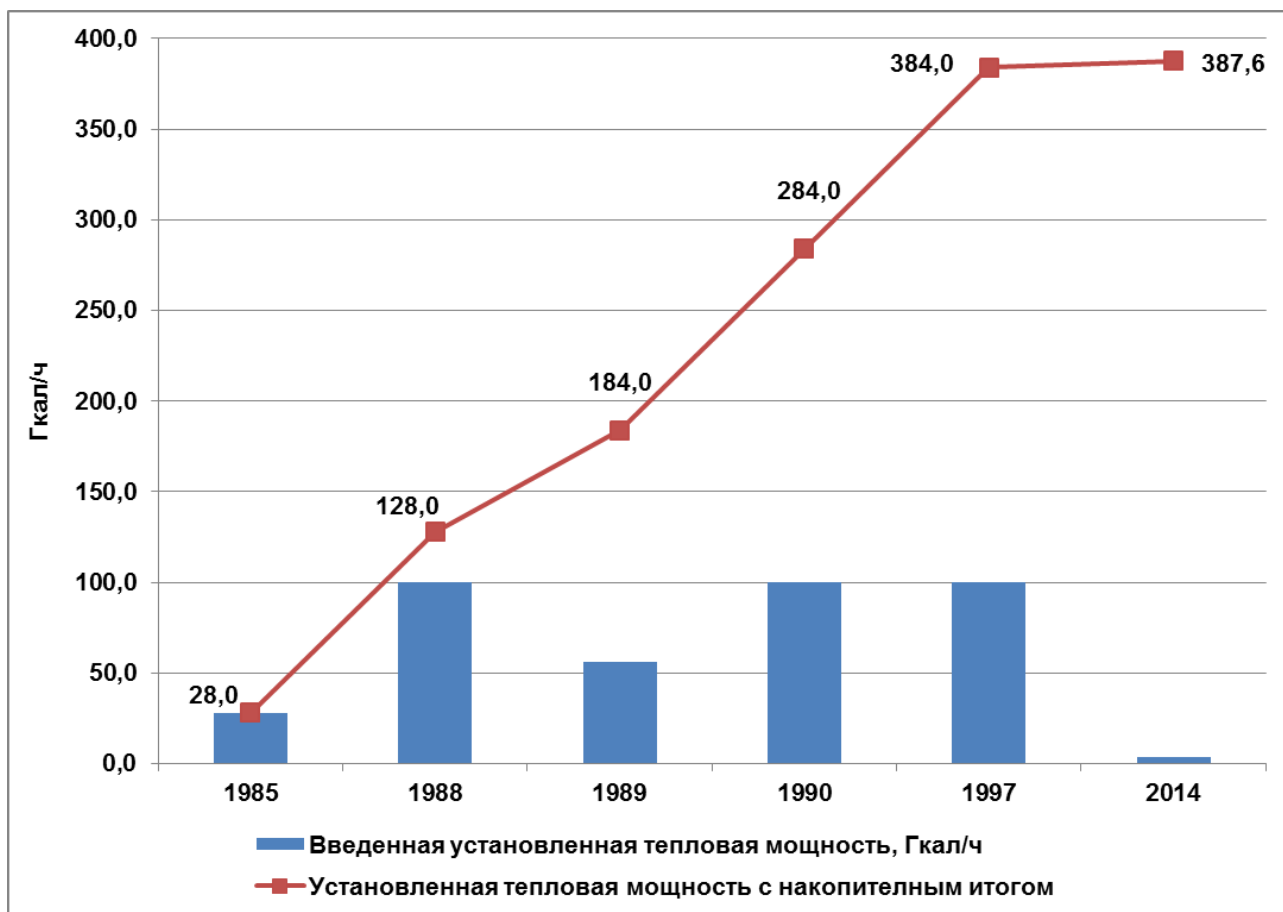


Рисунок 2.15 – Ввод тепловой мощности котельной КЦ-7

Как следует из приведенного выше рисунка, ввод основной тепловой мощности КЦ-7 приходится на период с 1985 по 1997 годы.

В таблице 2.30 и на рисунке 2.16 приведены сроки эксплуатации котлоагрегатов КЦ-7.

Таблица 2.30 – Сроки эксплуатации котлов КЦ-7

Срок эксплуатации котлов, лет	Число котлов, шт.	Суммарная установленная мощность по паспорту, Гкал/ч
до 20	1	3,6
Более 20	6	384,0
<b>Итого:</b>	<b>7</b>	<b>387,6</b>



Рисунок 2.16 – Распределение установленных мощностей котлоагрегатов КЦ-7

Из приведенной выше таблицы следует, что лишь 1 % установленной мощности КЦ-7 имеет срок службы менее 20 лет, что свидетельствует высокой степени износа теплогенерирующего оборудования котельной.

**2.2.1.5. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельных. Обоснование выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха**

Системы централизованного теплоснабжения СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и КЦ-7 города Стерлитамак закрытые.

От котельной БашРТС-Стерлитамак города Стерлитамак осуществляется централизованное качественное регулирование отпуска тепла в тепловые сети по нагрузке отопления. Отпуск тепла регулируется изменением температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть, в зависимости от температуры наружного воздуха при условно постоянном расходе теплоносителя.

Расчетные температурные графики отпуска тепла от КЦ-7 на отопительный период 2019/2020 г.г. – 150/70 °С, с верхней срезкой на 130 °С и нижним спрямлением на 70 °С (для обеспечения нужд ГВС);

На рисунке 2.19 представлен утвержденный график температуры в подающем трубопроводе сетевой воды города Стерлитамак для температурных графиков 150/70, 130/70, 120/70, 105/70 и 95/70 °С, на рисунке 2.20 график регулирования отпуска тепла для температурного графика 150/70 °С.

для включения в договора  
теплоснабжения

Приложение № 2.1  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в подающем трубопроводе  
на выходе источников регулирования  
по температурным графикам 150-70 °С, 130-70 °С, 120-70 °С, 105-70 °С, 95-70 °С  
г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, прогнозируемая за 72 часа (Т <sub>нв</sub> ), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей на выходе источника регулирования (Т <sub>1</sub> ), °С				
	теплоточистоток	ЦТП по независимой схеме			
		150	130	120	105
+8 (и выше)	70,0	48,9	46,7	43,4	41,2
+7	70,0	50,9	48,6	45,0	42,7
+6	70,0	53,0	50,5	46,6	44,1
+5	70,0	55,1	52,3	48,2	45,5
+4	70,0	57,1	54,2	49,8	46,9
+3	70,0	59,1	56,0	51,4	48,3
+2	70,0	61,1	57,8	52,9	49,7
+1	70,0	63,1	59,7	54,5	51,0
0	72,4	65,1	61,5	56,0	52,4
-1	74,7	67,1	63,2	57,5	53,7
-2	77,0	69,0	65,0	59,0	55,0
-3	79,3	71,0	66,8	60,5	56,3
-4	81,6	72,9	68,6	62,0	57,6
-5	83,9	74,9	70,3	63,5	58,9
-6	86,2	76,8	72,0	65,0	60,2
-7	88,5	78,7	73,8	66,4	61,5
-8	90,8	80,6	75,5	67,9	62,8
-9	93,0	82,5	77,2	69,3	64,0
-10	95,3	84,4	78,9	70,8	65,3
-11	97,6	86,3	80,6	72,2	66,6
-12	99,8	88,2	82,3	73,6	67,8
-13	102,0	90,0	84,0	75,0	69,0
-14	104,3	91,9	85,7	76,4	70,3
-15	106,5	93,8	87,4	77,9	71,5
-16	108,7	95,6	89,1	79,3	72,7
-17	110,9	97,5	90,7	80,7	73,9
-18	113,1	99,3	92,4	82,0	75,1
-19	115,3	101,2	94,1	83,4	76,3
-20	117,5	103,0	95,7	84,8	77,5
-21	119,7	104,8	97,4	86,2	78,7
-22	121,9	106,6	99,0	87,6	79,9
-23	124,1	108,5	100,6	88,9	81,1
-24	126,3	110,3	102,3	90,3	82,3
-25	128,5	112,2	104,1	91,9	83,8
-26	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-27	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-28	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-29	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-30	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-31	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-32	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-33	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-34	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-35 (и ниже)	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3

Рисунок 2.17 – График температуры в подающем трубопроводе сетевой воды города Стерлитамак



для включения в договора  
теплоснабжения

Приложение № 3.1.1  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,  
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,  
по температурному графику 150-70 °С  
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
53	35,7	102	54,0
54	36,1	103	54,4
55	36,5	104	54,7
56	36,9	105	55,1
57	37,3	106	55,4
58	37,7	107	55,8
59	38,1	108	56,1
60	38,5	109	56,4
61	38,9	110	56,8
62	39,3	111	57,1
63	39,7	112	57,5
64	40,1	113	57,8
65	40,5	114	58,2
66	40,8	115	58,5
67	41,2	116	58,8
68	41,6	117	59,2
69	42,0	118	59,5
70	42,4	119	59,8
71	42,8	120	60,2
72	43,1	121	60,5
73	43,5	122	60,9
74	43,9	123	61,2
75	44,3	124	61,5
76	44,6	125	61,9
77	45,0	126	62,2
78	45,4	127	62,5
79	45,8	128	62,9
80	46,1	129	63,2
81	46,5	130	63,5
82	46,9	131	63,8
83	47,2	132	64,2
84	47,6	133	64,5
85	48,0	134	64,8
86	48,3	135	65,2
87	48,7	136	65,5
88	49,1	137	65,8
89	49,4	138	66,1
90	49,8	139	66,5
91	50,1	140	66,8
92	50,5	141	67,1
93	50,8	142	67,4
94	51,2	143	67,8
95	51,6	144	68,1
96	51,9	145	68,4
97	52,3	146	68,7
98	52,6	147	69,0
99	53,0	148	69,4
100	53,3	149	69,7
101	53,7	150	70,0

Рисунок 2.18 – Температуры сетевой воды для температурных графиков отпуска тепла 150/70 °С

### **2.2.1.6. Среднегодовая загрузка основного оборудования котельных**

В таблице 2.31 представлено число часов использования установленной тепловой мощности КЦ-7.

Таблица 2.31 – Среднегодовое время работы основного оборудования КЦ-7

Котельная, адрес	Выработка, Гкал	Число часов использования установленной тепловой мощности, час/год	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Котельная КЦ-7, г. Стерлитамак, ул. Гоголя, 134	242173	624,7	387,64

Из таблицы 2.31 следует, что число часов использования установленной тепловой мощности КЦ-7 составляет 665,6 час в год (по результатам работы за 2019 год), что показывает недостаточную загрузку основного оборудования котельной.

### **2.2.1.7. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети котельных**

Все выводы тепловой мощности и подпитка тепловой сети оснащены приборами учета, фиксирующими значения расхода, давления и температуры теплоносителя в прямом и обратном трубопроводе, а также в линии подпитки.

Учет тепловой энергии на котельной ведется с помощью автоматизированной технологической и коммерческой системы учета тепловой энергии на основе тепловычислителя «СПТ-961». Система обеспечивает сбор и накопление текущих и архивных данных по параметрам сетевой воды и пара на выводах и количеству отпускаемой тепловой энергии за заданный отчетный период. Все средства измерения проходят регулярную поверку.

### **2.2.1.8. Статистика отказов и восстановлений оборудования**

Аварии и инциденты на КЦ-7, приводящие к отключению теплоснабжения потребителей, в 2015 - 2017 годах отсутствовали.

Всего за период 2017 года на КЦ-7 произошло 47 инцидента, связанных с дефектами и отказами оборудования котельных.

Аварийно-восстановительных ремонтов в 2019г. не проводились, планово-предупредительные ремонты паровых водогрейных котлов проводились по графику

#### **2.2.1.9. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования котельных**

На 2015 - 2019 годы предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования КЦ-7 отсутствуют.

#### **2.2.2 Малые котельные котельного цеха № 7 ООО «БашРТС»**

На 01.01.2020 года в состав КЦ-7 ООО «БашРТС» входят 8 малых котельных<sup>4</sup> с суммарной установленной тепловой мощностью 22,5 Гкал/ч. Основным видом топлива для котельных является природный газ, резервным (только для МК-1) – дизельное топливо, на остальных котельных резервное топливо не предусмотрено. Ниже приведен список котельных АО «СРТС»:

- малая котельная МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151, установленная тепловая мощность 5,16 Гкал/ч;
- малая котельная МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84, установленная тепловая мощность 10 Гкал/ч;
- малая котельная МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а, установленная тепловая мощность 1,29 Гкал/ч;
- малая котельная МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56, установленная тепловая мощность 0,65 Гкал/ч;
- малая котельная МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54, установленная тепловая мощность 1,17 Гкал/ч;
- малая котельная МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97, установленная тепловая мощность 1,3 Гкал/ч;
- малая котельная МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1, установленная тепловая мощность 1,17 Гкал/ч;
- малая котельная МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138, установленная тепловая мощность 1,76 Гкал/ч.

---

<sup>4</sup> Малые котельные вошли в состав КЦ-7 ООО «БашРТС» с 08 мая 2019 года, ранее котельные находились на балансе АО «СРТС»

МК-3 в отопительный период функционирует в качестве ЦТП, в межотопительный период – как котельная для обеспечения летней тепловой нагрузки ГВС жилищно-коммунального сектора поселка Первомайский.

#### **2.2.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования котельных**

Структура, состав и технические характеристики основного оборудования малых котельных представлены в таблице 2.32.

Таблица 2.32 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования малых котельных КЦ-7 города Sterлитамак

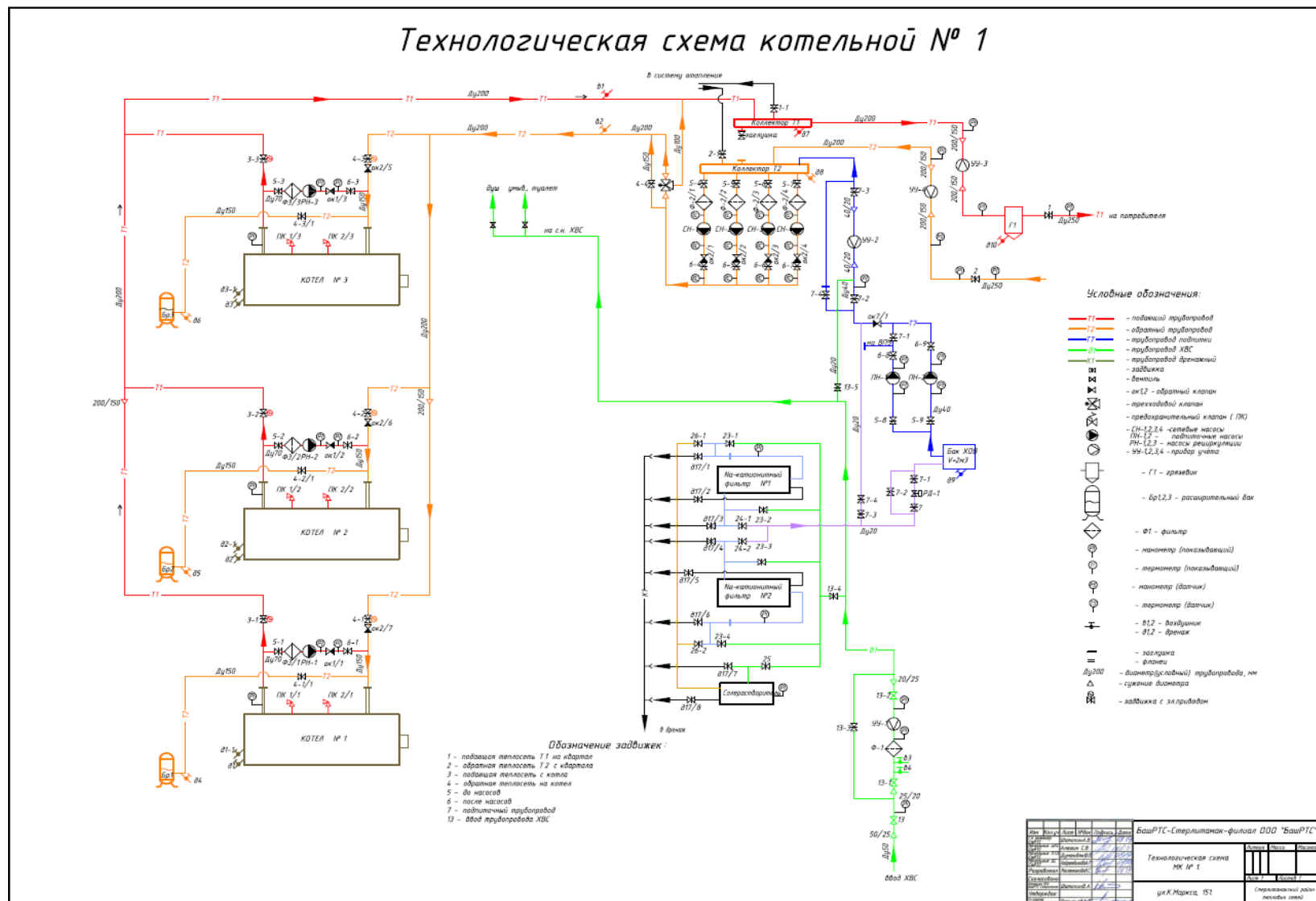
№ п/п	Котельная	Котлы	Ст. №	Тип котла	Год ввода	УТМ, Гкал/ч	РТМ, Гкал/ч	Вид топлива (ос-новное/резервное)	Темпера-турный график	Способ во-доподготовки	Абоненты
1	МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	ЗиОСАБ-2000	1	водогрейный	2004	1,72	1,72	прир.газ/диз.топливо	105/70	Na-катионитовые фильтры	жил.фонд
		ЗиОСАБ-2000	2	водогрейный	2004	1,72	1,72	прир.газ/диз.топливо			
		ЗиОСАБ-2000	3	водогрейный	2004	1,72	1,72	прир.газ/диз.топливо			
2	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	ТВГ-1,5 Р	1	водогрейный	1981	1,50	1,50	прир.газ/нет	95/70	Na-катионитовые фильтры	жил.фонд
		ТВГ-1,5 Р	2	водогрейный	1975	1,50	1,50	прир.газ/нет			
		ТВГ-1,5 Р	3	водогрейный	1984	1,50	1,50	прир.газ/нет			
		ТВГ-1,5 Р	4	водогрейный	1974	1,50	1,50	прир.газ/нет			
		ТВГ-1,5 Р	5	водогрейный	1974	1,50	1,50	прир.газ/нет			
		КСВ-2,9 Г2	6	водогрейный	1993	2,50	2,50	прир.газ/нет			
3	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а	ЗиОСАБ-750	1	водогрейный	2004	0,645	0,645	прир.газ/нет	95/70	ФКА-1А филь-тры	жил.фонд
		ЗиОСАБ-750	2	водогрейный	2004	0,645	0,645	прир.газ/нет			
4	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	Е1/9-1Г	1	паровой	1991	0,65	0,65	прир.газ/нет	6 кг/см <sup>2</sup> , 164 °С	Na-катионитовые фильтры	больница
5	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	НР-18	1	водогрейный	1972	0,585	0,585	прир.газ/нет	95/70	Na-катионитовые фильтры	школа
		НР-18	2	водогрейный	1972	0,585	0,585	прир.газ/нет			
6	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	Е1/9-1Г	1	паровой	1998	0,65	0,65	прир.газ/нет	6 кг/см <sup>2</sup> , 164 °С	Na-катионитовые фильтры	больница
		Е1/9-1Г	2	паровой	1998	0,65	0,65	прир.газ/нет			
7	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	НР-18	1	водогрейный	1978	0,585	0,585	прир.газ/нет	95/70	ВПУ нет	жил.фонд
		НР-18	2	водогрейный	1978	0,585	0,585	прир.газ/нет			
8	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	НР-18	1	водогрейный	1974	0,585	0,585	прир.газ/нет	95/70	ВПУ нет	школа
		НР-18	2	водогрейный	1985	0,585	0,585	прир.газ/нет			
		НР-18	3	водогрейный	1985	0,585	0,585	прир.газ/нет			
ИТОГО		21 котел				22,50	22,50				

Как следует из таблицы 2.32, суммарная установленная тепловая мощность 8-и малых котельных АО «СРТС» составляет 22,50 Гкал/ч (без учета тепловых мощностей МК-6), в том числе:

- УТМ водогрейных котлов – 20,55 Гкал/ч (91,3 % от суммарной УТМ);
- УТМ паровых котлов – 1,95 Гкал/ч (8,7 % от суммарной УТМ).

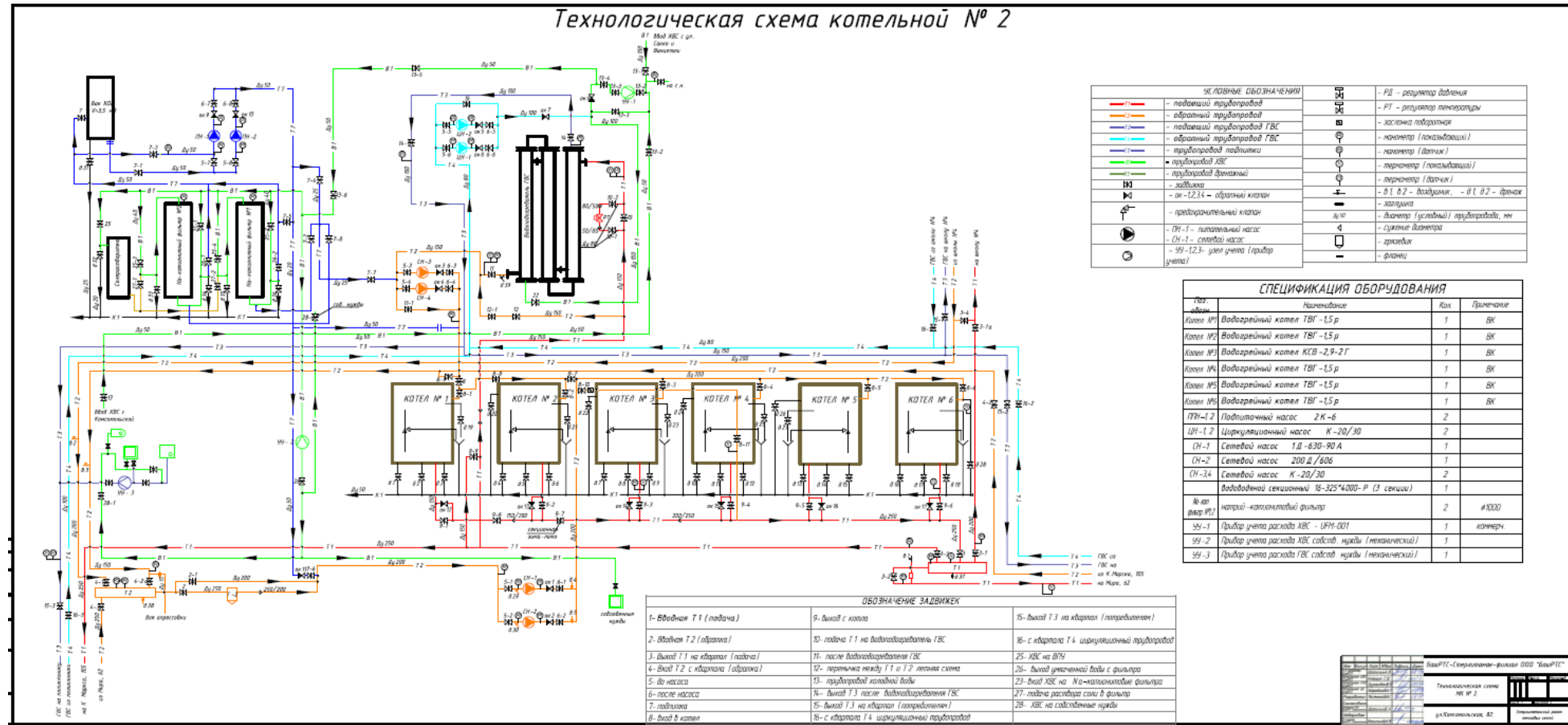
Парк котельного оборудования представлен котлами различной мощности отечественных производителей: ЗиОСАБ, ТВГ, КСВ, Е, НР.

Тепловые схемы малых котельных представлены на рисунках 2.19 ÷ 2.26.

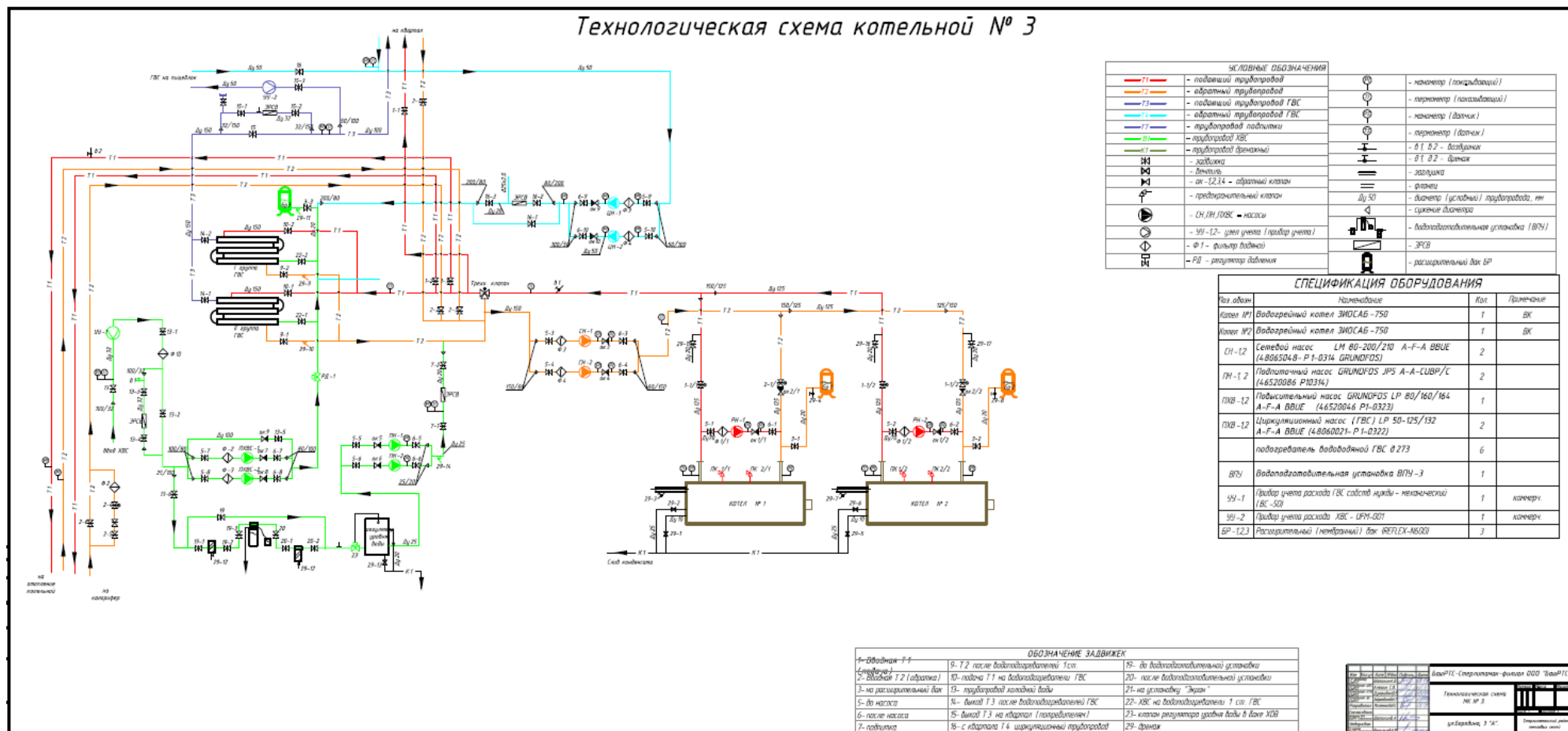


**Рисунок 2.19 – Технологическая схема МК-1**





**Рисунок 2.20 – Технологическая схема МК-2**



**Рисунок 2.21 – Технологическая схема МК-3**

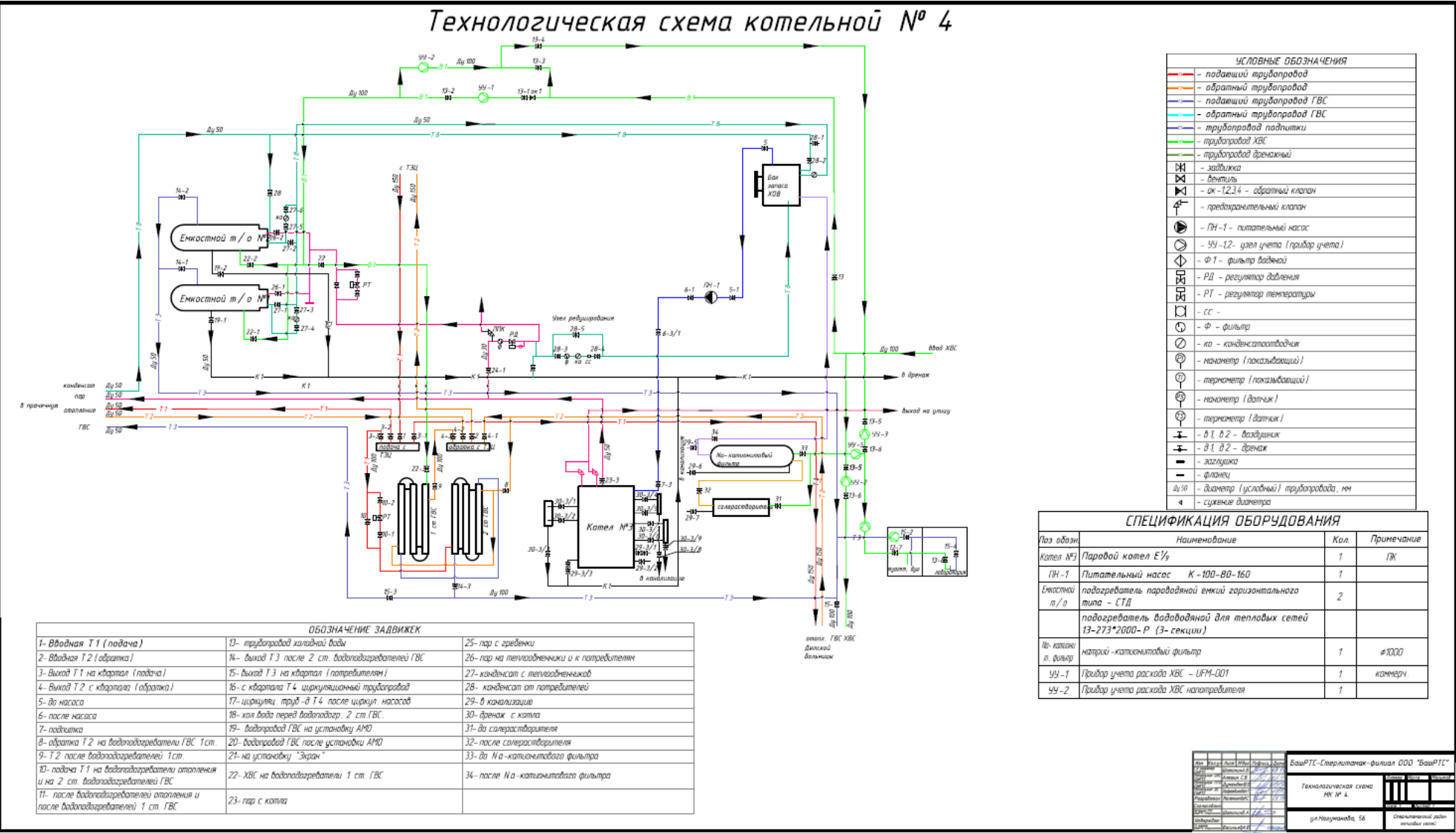


Рисунок 2.22 – Технологическая схема МК-4

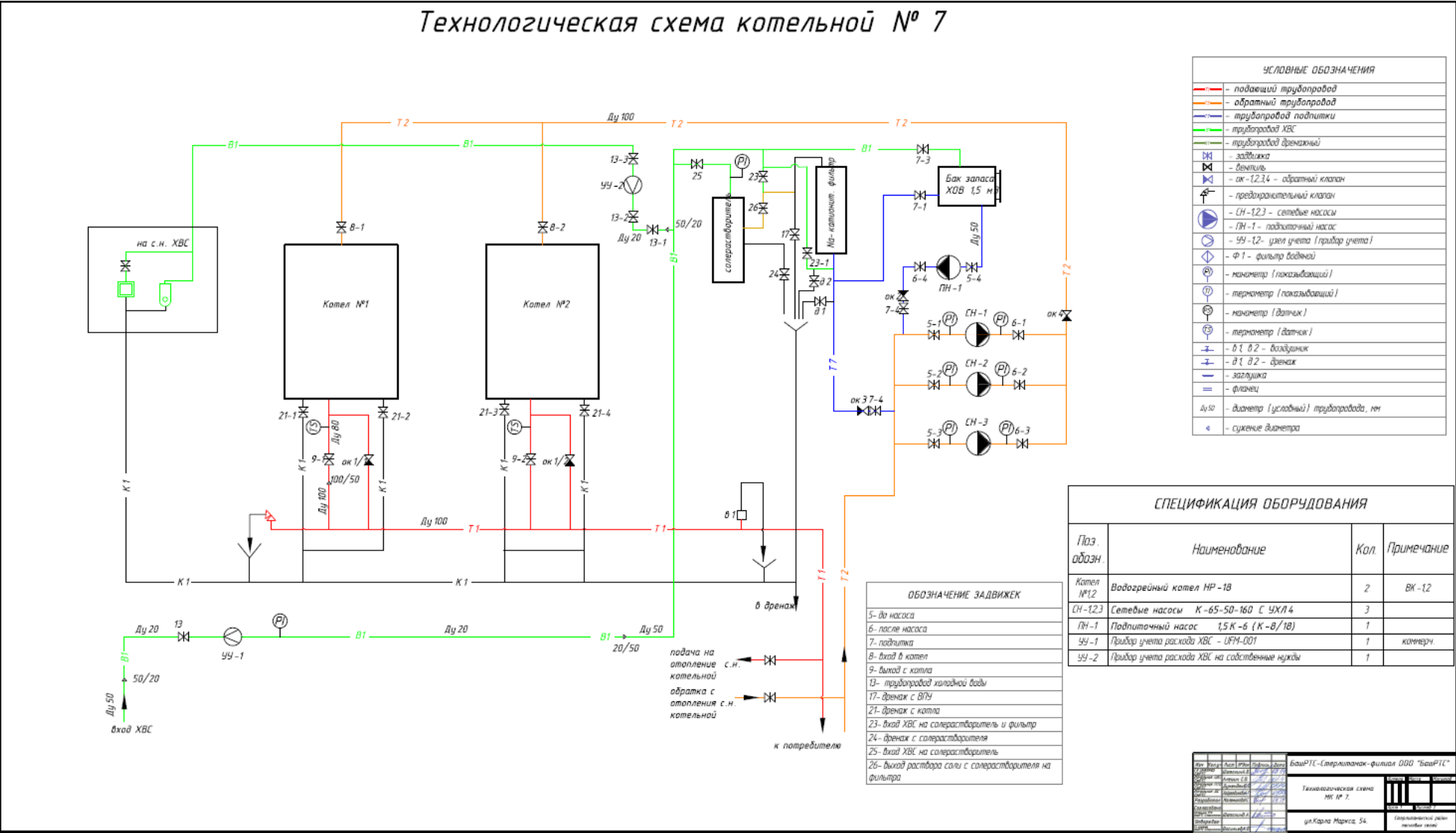


Рисунок 2.23 – Технологическая схема МК-7

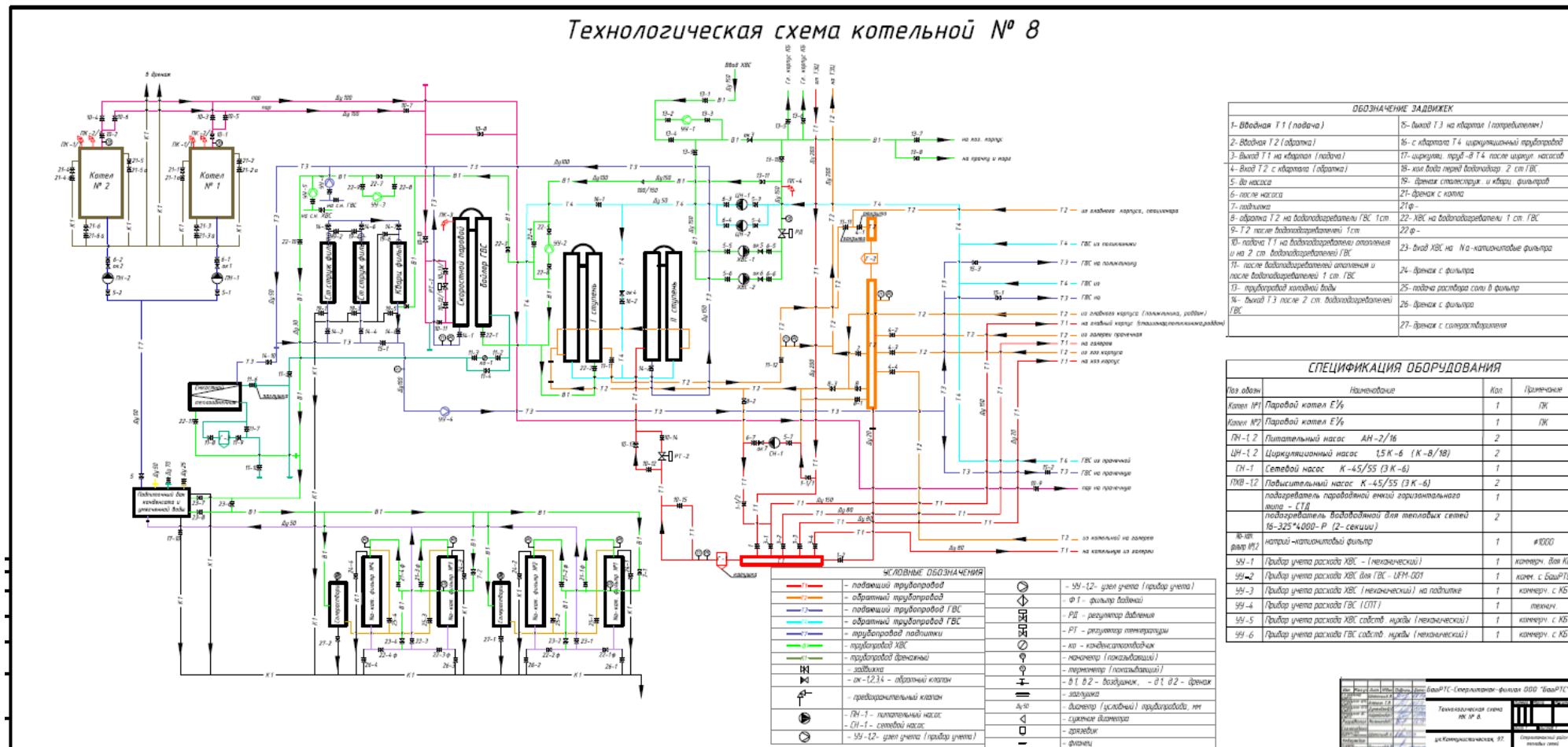


Рисунок 2.24 – Технологическая схема МК-8

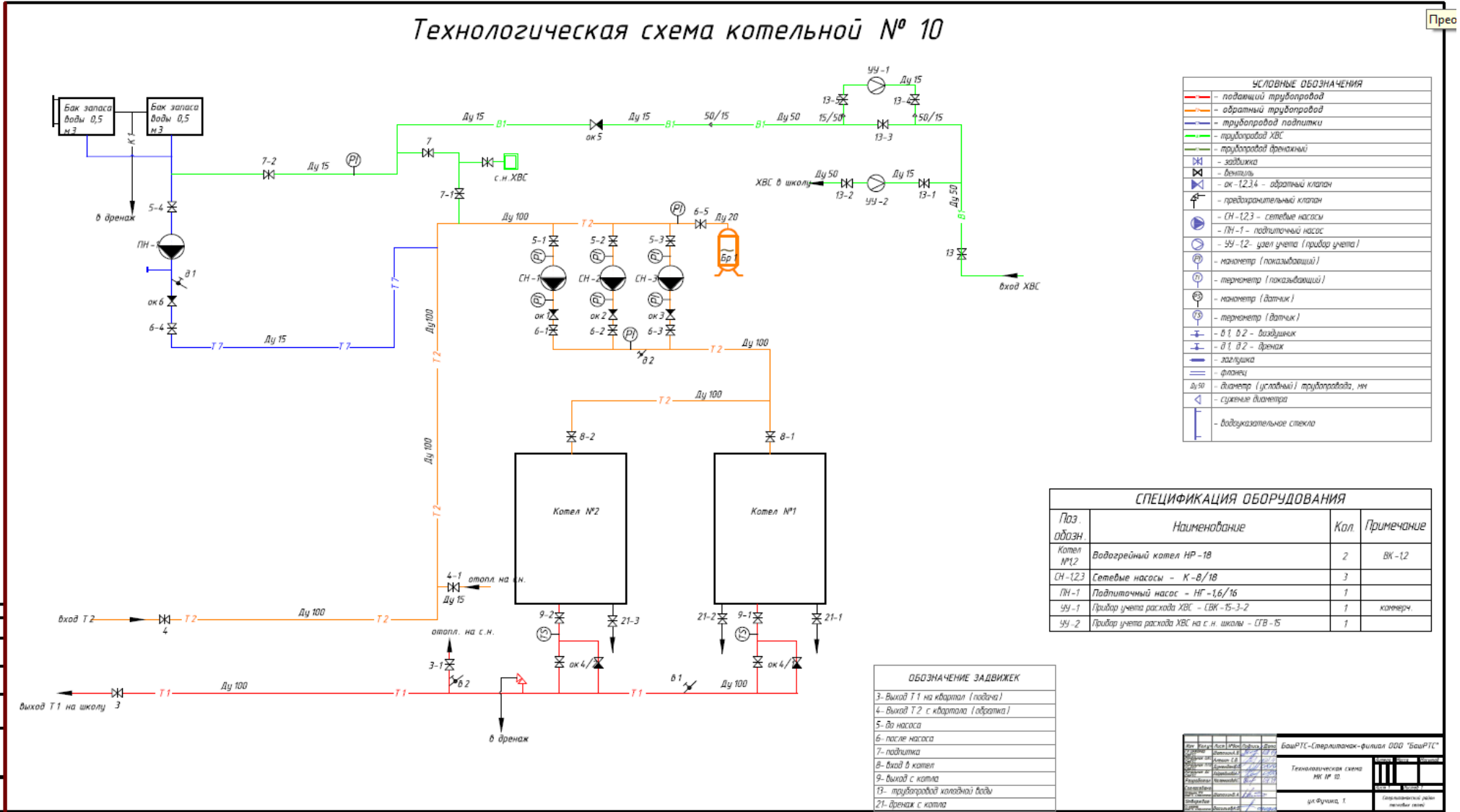


Рисунок 2.25 – Технологическая схема МК-10

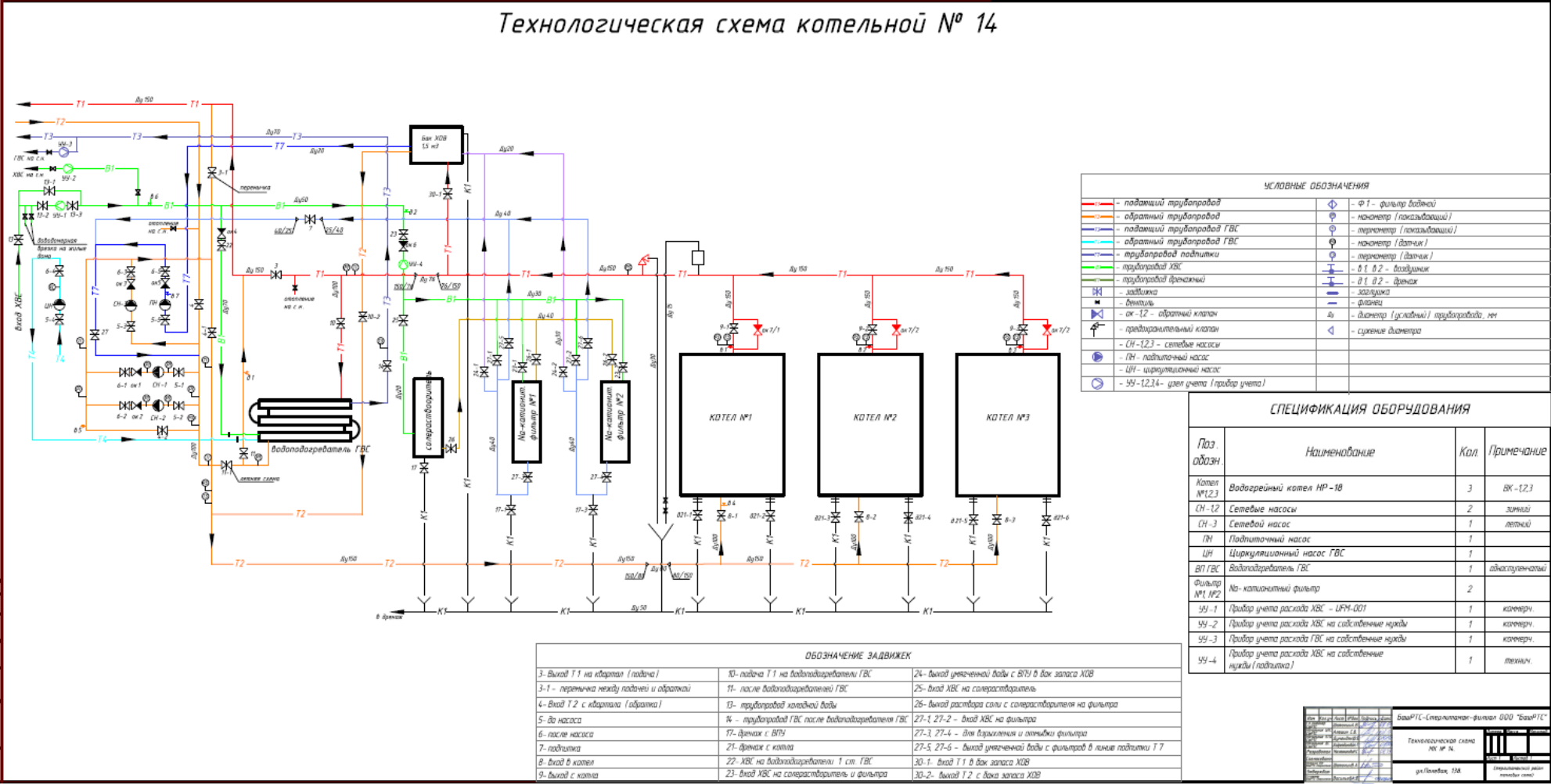


Рисунок 2.26 – Технологическая схема МК-14



### **2.2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности малых котельных**

Суммарная установленная мощность восьми малых котельных составляет 22,50 Гкал/ч (без учета тепловых мощностей МК-6).

На данных котельных ограничения установленной тепловой мощности отсутствуют.

В таблице 2.33 представлены значения установленной и располагаемой тепловой мощности.

**Таблица 2.33 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность малых котельных**

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Тепловая мощность котлов установленная, Гкал/ч	Тепловая мощность котлов располагаемая, Гкал/ч	Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч
1	МК-1, г. Стерлитамак, ул. К. Маркса, 151	5,16	5,16	0,00
2	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	10,00	10,00	0,00
3	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородин, 3а	1,29	1,29	0,00
4	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	0,65	0,65	0,00
5	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К. Маркса, 54	1,17	1,17	0,00
6	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	1,30	1,30	0,00
7	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	1,17	1,17	0,00
8	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	1,76	1,76	0,00
	<b>ИТОГО:</b>	<b>22,50</b>	<b>22,50</b>	<b>0,00</b>

Суммарные ограничения тепловой мощности по котельным, представленным в таблице 2.33, отсутствуют.

### **2.2.2.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды. Параметры тепловой мощности нетто котельных**

Годовые значения затрат тепла на собственные нужды котельных представлены в таблице 2.34.

Таблица 2.34 – Затраты тепловой энергии на собственные нужды малых котельных

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Выработка теплоты, Гкал/год	Расход тепла на собственные нужды, Гкал/год	Доля затрат тепла на собственные нужды от выработки, %
1	МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	7776	54	0,69%
2	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	16334	244	1,49%
3	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородин, 3а	717	4	0,56%
4	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	18	0	0,00%
5	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	222	1	0,45%
6	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	684	102	14,91%
7	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	416	3	0,72%
8	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	2752	29	1,05%
<b>ИТОГО</b>		<b>28919</b>	<b>437</b>	<b>1,51%</b>

Анализ структуры годовых затрат тепла на собственные нужды котельных и потребления тепловой мощности на собственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха показывает, что их доли относительно полезного отпуска и присоединенной тепловой нагрузки соответственно как правило имеют одинаковые значения, т.е. потребление тепловой мощности на собственные нужды котельной составляет практически такую же долю от присоединенной нагрузки, какую составляют годовые затраты тепла на собственные нужды относительно годового полезного отпуска тепла.

Значения затрат тепловой мощности на собственные нужды 8-и котельных КЦ-7 ООО «БашРТС» и их располагаемой тепловой мощности нетто по состоянию на 2019 год приведены в таблице 2.35.

Таблица 2.35 – Располагаемая тепловая мощность нетто малых котельных

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	УТМ, Гкал/ч	Тепловая мощность котлов располагаемая, Гкал/ч	Потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность нетто, Гкал/ч
1	МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	5,16	5,16	0,023	5,14
2	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	10,00	10,00	0,117	9,88
3	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородин, 3а	1,29	1,29	0,002	1,29
4	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	0,65	0,65	0,000	0,65
5	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	1,17	1,17	0,001	1,17
6	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	1,30	1,30	0,094	1,21
7	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	1,17	1,17	0,001	1,17
8	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	1,76	1,76	0,010	1,75
<b>ИТОГО</b>		<b>22,50</b>	<b>22,50</b>	<b>0,249</b>	<b>22,25</b>

Анализ таблицы 2.35 показывает, что потребление тепловой мощности на соб-

ственные нужды котельных представленных в таблице составляет 1,2 % от их установленной тепловой мощности.

#### **2.2.2.4. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса**

Сведения о годах ввода в эксплуатацию котлоагрегатов малых котельных КЦ-7 ООО «БашРТС», по каждому котлоагрегату приведены в таблице 2.36.

На рисунке 2.27 представлены объемы ввода установленных мощностей 8 малых котельных по годам.

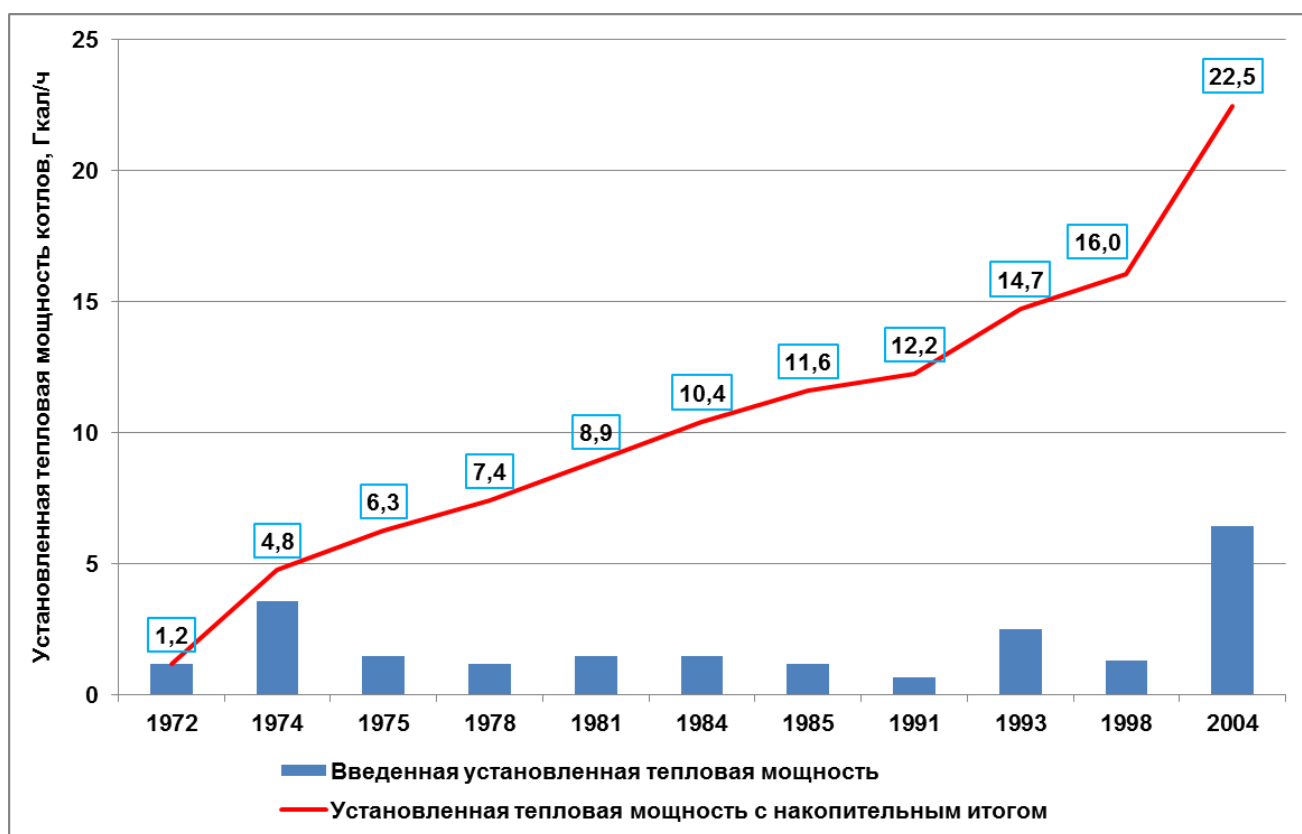


Рисунок 2.27 – Ввод тепловых мощностей малых котельных КЦ-7

Как следует из приведенного выше рисунка, ввод основных тепловых мощностей котельных приходится на период с 1984 по 2004 годы.

В таблице 2.36 и на рисунке 2.28 приведены сроки эксплуатации котельных агрегатов малых котельных.

Таблица 2.36 – Срок эксплуатации котлов малых котельных АО «СРТС»

Срок эксплуатации котлов, лет	Количество котлов, шт.	Суммарная установленная мощность по паспорту, Гкал/ч
до 15 лет		0
от 15 до 25 лет	7	7,75
более 25 лет	14	14,745
<b>Итого</b>	<b>21</b>	<b>22,5</b>

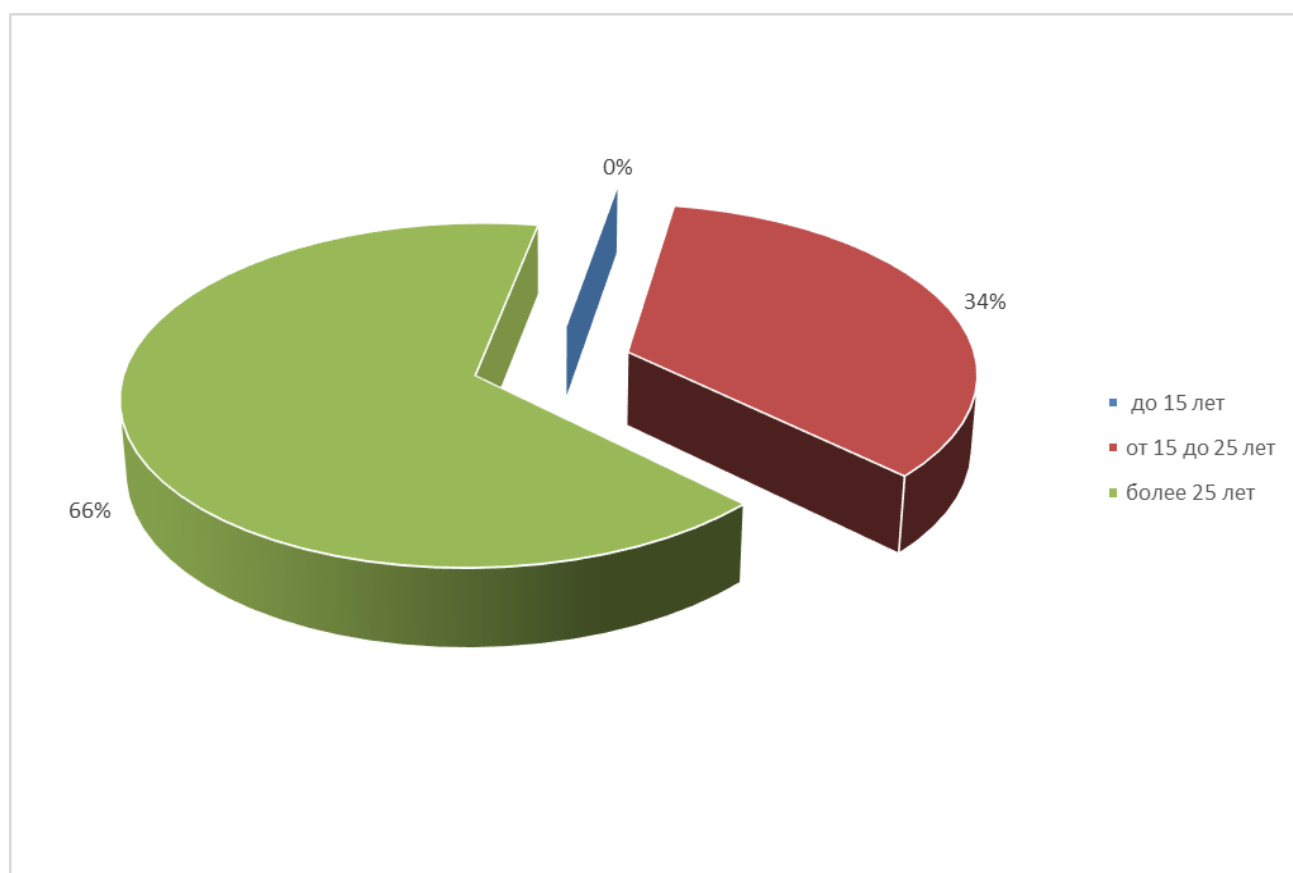


Рисунок 2.28 – Распределение установленной мощности котлов малых котельных АО «СРТС» по сроку эксплуатации

Из приведенной выше таблицы следует, что 66 % установленных мощностей котельных имеют срок службы более 25 лет, что говорит о высокой степени износа основного оборудования малых котельных.

#### **2.2.2.5. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельных. Обоснование выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха**

Системы централизованного теплоснабжения малых котельных закрытые, абонен-

ты в основном подключены по зависимой схеме, на некоторых котельных отпуск тепла на нужды ГВС отсутствует.

От малых котельных (с водогрейными котлами) осуществлено центральное качественное регулирование отпуска тепла в тепловые сети. Отпуск тепла на нужды отопления регулируется с помощью изменения температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть, в зависимости от температуры наружного воздуха при постоянном расходе теплоносителя.

Изменение температуры теплоносителя производится вручную оперативным персоналом или автоматически с помощью изменения количества подаваемого на сжигание топлива.

Температурный график регулирования отпуска тепла от малой котельной МК-1 – 105/70 °С, от малых котельных МК-2, МК -3, МК -7, МК -10 и МК-14 температурный график регулирования отпуска тепла 95/70 °С.

Малые котельные МК-4 и МК-8 производят отпуск тепла в паре промышленных параметров с давлением 6 кг/см<sup>2</sup> и температурой 164 °С.

Температурные графики регулирования отпуска тепла от малых котельных для отопительных периодов 2018/2019 годов и для 2019/2020 годов одинаковые. Температурный график регулирования отпуска тепла 105/70 и 95/70 °С представлены на рисунке 2.29, 2.30 и 2.31.

для внутреннего пользования  
работниками ООО "БашРТС"

Приложение № 5.1  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График регулирования отпуска тепла  
для температурных графиков  
150-70 °С, 130-70 °С, 120-70 °С, 105-70 °С, 95-70 °С  
по г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	Температура воды в подающем трубопроводе, °С					Температура воды в обратном трубопроводе, °С
	150	130	120	105	95	
+8 (и выше)	53,2	48,9	46,7	43,4	41,2	35,8
+7	55,7	50,9	48,6	45,0	42,7	36,8
+6	58,1	53,0	50,5	46,6	44,1	37,7
+5	60,5	55,1	52,3	48,2	45,5	38,7
+4	62,9	57,1	54,2	49,8	46,9	39,6
+3	65,3	59,1	56,0	51,4	48,3	40,6
+2	67,7	61,1	57,8	52,9	49,7	41,5
+1	70,0	63,1	59,7	54,5	51,0	42,4
0	72,4	65,1	61,5	56,0	52,4	43,3
-1	74,7	67,1	63,2	57,5	53,7	44,2
-2	77,0	69,0	65,0	59,0	55,0	45,0
-3	79,3	71,0	66,8	60,5	56,3	45,9
-4	81,6	72,9	68,6	62,0	57,6	46,7
-5	83,9	74,9	70,3	63,5	58,9	47,6
-6	86,2	76,8	72,0	65,0	60,2	48,4
-7	88,5	78,7	73,8	66,4	61,5	49,2
-8	90,8	80,6	75,5	67,9	62,8	50,1
-9	93,0	82,5	77,2	69,3	64,0	50,9
-10	95,3	84,4	78,9	70,8	65,3	51,7
-11	97,6	86,3	80,6	72,2	66,6	52,5
-12	99,8	88,2	82,3	73,6	67,8	53,3
-13	102,0	90,0	84,0	75,0	69,0	54,0
-14	104,3	91,9	85,7	76,4	70,3	54,8
-15	106,5	93,8	87,4	77,9	71,5	55,6
-16	108,7	95,6	89,1	79,3	72,7	56,3
-17	110,9	97,5	90,7	80,7	73,9	57,1
-18	113,1	99,3	92,4	82,0	75,1	57,9
-19	115,3	101,2	94,1	83,4	76,3	58,6
-20	117,5	103,0	95,7	84,8	77,5	59,4
-21	119,7	104,8	97,4	86,2	78,7	60,1
-22	121,9	106,6	99,0	87,6	79,9	60,8
-23	124,1	108,5	100,6	88,9	81,1	61,6
-24	126,3	110,3	102,3	90,3	82,3	62,3
-25	128,5	112,1	103,9	91,6	83,5	63,0
-26	130,6	113,9	105,5	93,0	84,6	63,7
-27	132,8	115,7	107,2	94,3	85,8	64,4
-28	135,0	117,5	108,8	95,7	87,0	65,1
-29	137,1	119,3	110,4	97,0	88,1	65,8
-30	139,3	121,1	112,0	98,4	89,3	66,5
-31	141,4	122,9	113,6	99,7	90,4	67,2
-32	143,6	124,7	115,2	101,0	91,6	67,9
-33	145,7	126,4	116,8	102,4	92,7	68,6
-34	147,9	128,2	118,4	103,7	93,9	69,3
-35(и ниже)	150,0	130,0	120,0	105,0	95,0	70,0

Примечание:

Минимальная температура для обеспечения нагрузки горячего водоснабжения и сред температуры прямой сетевой воды на выходе теплоисточника задаются в соответствии с утвержденной режимной картой работы тепловых сетей от теплоисточника.

Рисунок 2.29 – Температурный график регулирования отпуска тепла для источников теплоснабжения г. Стерлитамак

для включения в договора  
теплоснабжения

Приложение № 3.1.4  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,  
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,  
по температурному графику 105-70 °С  
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
43	35,5	75	54,0
44	36,1	76	54,6
45	36,7	77	55,1
46	37,3	78	55,7
47	37,9	79	56,2
48	38,5	80	56,8
49	39,1	81	57,3
50	39,7	82	57,8
51	40,3	83	58,4
52	40,9	84	58,9
53	41,5	85	59,5
54	42,1	86	60,0
55	42,7	87	60,5
56	43,3	88	61,1
57	43,9	89	61,6
58	44,4	90	62,1
59	45,0	91	62,7
60	45,6	92	63,2
61	46,2	93	63,7
62	46,7	94	64,3
63	47,3	95	64,8
64	47,9	96	65,3
65	48,4	97	65,8
66	49,0	98	66,4
67	49,6	99	66,9
68	50,1	100	67,4
69	50,7	101	67,9
70	51,2	102	68,4
71	51,8	103	69,0
72	52,4	104	69,5
73	52,9	105	70,0
74	53,5		

Рисунок 2.30 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-1



для включения в договора  
теплоснабжения

Приложение № 3.1.5  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,  
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,  
по температурному графику 95-70 °С  
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (Т1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (Т2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (Т1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (Т2), °С
41	35,6	69	54,0
42	36,3	70	54,6
43	37,0	71	55,3
44	37,7	72	55,9
45	38,3	73	56,5
46	39,0	74	57,2
47	39,7	75	57,8
48	40,4	76	58,4
49	41,0	77	59,0
50	41,7	78	59,6
51	42,4	79	60,3
52	43,0	80	60,9
53	43,7	81	61,5
54	44,4	82	62,1
55	45,0	83	62,7
56	45,7	84	63,3
57	46,3	85	63,9
58	47,0	86	64,6
59	47,6	87	65,2
60	48,3	88	65,8
61	48,9	89	66,4
62	49,6	90	67,0
63	50,2	91	67,6
64	50,8	92	68,2
65	51,5	93	68,8
66	52,1	94	69,4
67	52,7	95	70,0
68	53,4		

Рисунок 2.31 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-2, 3, 7, 10 и 14

#### 2.2.2.6. Среднегодовая загрузка основного оборудования котельных

В таблице 2.37 представлено среднегодовое время работы основного оборудования (ЧЧИ УТМ) котельных АО «СРТС».

Таблица 2.37 – Среднегодовое время работы основного оборудования малых котельных АО «СРТС» в 2019 году

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
1	МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	7776	1 507	5,16
2	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	16334	1 633	10

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
3	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а	717	556	1,29
4	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	18	28	0,65
5	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	222	190	1,17
6	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	684	526	1,3
7	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	416	356	1,17
8	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	2752	1 564	1,76
<b>ИТОГО</b>		28919	1 285	<b>22,5</b>

Как следует из таблицы 2.37, число часов использования установленной тепловой мощности по малым котельным АО «СРТС» составляет 1 285 часов в 2018 году, что связано с недогруженностью основного оборудования некоторых котельных (с МК-3 по МК-10).

#### **2.2.2.7. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети котельных**

На выводах малых котельных АО «СРТС» приборного учета тепловой энергии не ведется, тепловычислители не установлены.

Учет отпуска тепла осуществляется по расходу топлива и КПД котлов.

#### **2.2.2.8. Статистика отказов и восстановлений оборудования**

За период с 2015 по 2018 год на малых котельных АО «СРТС» не было отказов, приведших к прекращению подачи тепловой энергии потребителям сверх нормативных значений.

#### **2.2.2.9. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования котельных**

На 2016 и 2019 годы предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования малых котельных АО «СРТС» отсутствуют.

### **2.2.3 Котельные ООО «ПСК»**

С 1 января 2018 года малая котельная МК-6 находится на балансе ООО «Первая сетевая компания» на правах аренды, установленная тепловая мощность котельной составляет 13 Гкал/ч. МК-6 обеспечивает теплом потребителей пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак.

#### ***2.2.3.1. Структура и технические характеристики основного оборудования котельной***

Структура, состав и технические характеристики основного оборудования МК-6 ООО «ПСК» представлена в таблице 2.38.

Таблица 2.38 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования МК-6 ООО «ПСК»

№ п/п	Котельная	Котлы	Ст.№	Тип котла	Год ввода	УТМ, Гкал/ч	РТМ, Гкал/ч	Вид топлива (ос- новное/резервное)	Температур- ный график	Способ водо- подготовки	Абоненты
1	МК-6, пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, ул. Учени- ческая, 27а	КВ-ГМ-1,16-115Н (Смоленск-1/115)	1	водогрейный	2012	2,60	2,60	прир.газ/нет	115/70	На- катионитовые фильтры	жил.фонд
		КВ-ГМ-1,16-115Н (Смоленск-1/115)	2	водогрейный	2012	2,60	2,60	прир.газ/нет			
		КВ-ГМ-1,16-115Н (Смоленск-1/115)	3	водогрейный	2012	2,60	2,60	прир.газ/нет			
		КВ-ГМ-1,16-115Н (Смоленск-1/115)	4	водогрейный	2012	2,60	2,60	прир.газ/нет			
		КВ-ГМ-1,16-115Н (Смоленск-1/115)	5	водогрейный	2012	2,60	2,60	прир.газ/нет			
		<b>ИТОГО:</b>				<b>13,00</b>	<b>13,00</b>				

Установленная тепловая мощность котельной МК-6 составляет 13 Гкал/ч.

### **2.2.3.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности котельной МК-6**

Ограничения установленной тепловой мощности на МК-6 отсутствуют, располагаемая мощность равна установленной.

### **2.2.3.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды. Параметры тепловой мощности нетто котельной МК-6**

Годовые значения затрат тепла на собственные нужды МК-6 представлены в таблице 2.39.

Таблица 2.39 – Затраты тепловой энергии на собственные нужды МК-6

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Выработка теплоты, Гкал/год	Расход тепла на собственные нужды, Гкал/год	Доля затрат тепла на собственные нужды от выработки, %
1	МК-6, пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, ул. Ученическая, 27а	15 251	103	0,68%

Анализ структуры годовых затрат тепла на собственные нужды котельных и потребления тепловой мощности на собственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха показывает, что их доли относительно полезного отпуска и присоединенной тепловой нагрузки соответственно как правило имеют одинаковые значения, т.е. потребление тепловой мощности на собственные нужды котельной составляет практически такую же долю от присоединенной нагрузки, какую составляют годовые затраты тепла на собственные нужды относительно годового полезного отпуска тепла.

Значения затрат тепловой мощности на собственные нужды МК-6 и ее располагаемой тепловой мощности нетто по состоянию на конец 2017 года приведены в таблице 2.40.

Таблица 2.40 – Располагаемая тепловая мощность нетто МК-6

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	УТМ, Гкал/ч	Тепловая мощность котлов располагаемая, Гкал/ч	Потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность нетто, Гкал/ч
1	МК-6, пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, ул. Ученическая, 27а	13,0	13,0	0,05	12,95

Анализ таблицы 2.40 показывает, что потребление тепловой мощности на собственные нужды котельной представленных в таблице составляет 0,42 % от их установленной тепловой мощности.

**2.2.3.4. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса**

Все котлоагрегаты МК-6 введены в эксплуатацию в 2012 году, срок службы котлов составляет 8 лет (паспортный срок службы котлов 10 лет).

**2.2.3.5. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельных. Обоснование выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха**

Системы централизованного теплоснабжения МК-6 закрытые, абоненты в основном подключены по зависимой схеме.

От МК-6 осуществлено центральное качественное регулирование отпуска тепла в тепловые сети. Отпуск тепла на нужды отопления регулируется с помощью изменения температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть, в зависимости от температуры наружного воздуха при постоянном расходе теплоносителя.

Изменение температуры теплоносителя производится вручную оперативным персоналом или автоматически с помощью изменения количества подаваемого на сжигание топлива.

Температурный график регулирования отпуска тепла от МК-6 составляет 115/70 оС.

Температурный график регулирования отпуска тепла 115/70 °С представлен на рисунке 2.30.



для внутреннего пользования  
работниками ООО "БашРТС"

Приложение № 5.1  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График регулирования отпуска тепла  
для температурных графиков  
150-70 °С, 130-70 °С, 120-70 °С, 105-70 °С, 95-70 °С  
по г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	Температура воды в подающем трубопроводе, °С					Температура воды в обратном трубопроводе, °С
	150	130	120	105	95	
+8 (и выше)	53,2	48,9	46,7	43,4	41,2	35,8
+7	55,7	50,9	48,6	45,0	42,7	36,8
+6	58,1	53,0	50,5	46,6	44,1	37,7
+5	60,5	55,1	52,3	48,2	45,5	38,7
+4	62,9	57,1	54,2	49,8	46,9	39,6
+3	65,3	59,1	56,0	51,4	48,3	40,6
+2	67,7	61,1	57,8	52,9	49,7	41,5
+1	70,0	63,1	59,7	54,5	51,0	42,4
0	72,4	65,1	61,5	56,0	52,4	43,3
-1	74,7	67,1	63,2	57,5	53,7	44,2
-2	77,0	69,0	65,0	59,0	55,0	45,0
-3	79,3	71,0	66,8	60,5	56,3	45,9
-4	81,6	72,9	68,6	62,0	57,6	46,7
-5	83,9	74,9	70,3	63,5	58,9	47,6
-6	86,2	76,8	72,0	65,0	60,2	48,4
-7	88,5	78,7	73,8	66,4	61,5	49,2
-8	90,8	80,6	75,5	67,9	62,8	50,1
-9	93,0	82,5	77,2	69,3	64,0	50,9
-10	95,3	84,4	78,9	70,8	65,3	51,7
-11	97,6	86,3	80,6	72,2	66,6	52,5
-12	99,8	88,2	82,3	73,6	67,8	53,3
-13	102,0	90,0	84,0	75,0	69,0	54,0
-14	104,3	91,9	85,7	76,4	70,3	54,8
-15	106,5	93,8	87,4	77,9	71,5	55,6
-16	108,7	95,6	89,1	79,3	72,7	56,3
-17	110,9	97,5	90,7	80,7	73,9	57,1
-18	113,1	99,3	92,4	82,0	75,1	57,9
-19	115,3	101,2	94,1	83,4	76,3	58,6
-20	117,5	103,0	95,7	84,8	77,5	59,4
-21	119,7	104,8	97,4	86,2	78,7	60,1
-22	121,9	106,6	99,0	87,6	79,9	60,8
-23	124,1	108,5	100,6	88,9	81,1	61,6
-24	126,3	110,3	102,3	90,3	82,3	62,3
-25	128,5	112,1	103,9	91,6	83,5	63,0
-26	130,6	113,9	105,5	93,0	84,6	63,7
-27	132,8	115,7	107,2	94,3	85,8	64,4
-28	135,0	117,5	108,8	95,7	87,0	65,1
-29	137,1	119,3	110,4	97,0	88,1	65,8
-30	139,3	121,1	112,0	98,4	89,3	66,5
-31	141,4	122,9	113,6	99,7	90,4	67,2
-32	143,6	124,7	115,2	101,0	91,6	67,9
-33	145,7	126,4	116,8	102,4	92,7	68,6
-34	147,9	128,2	118,4	103,7	93,9	69,3
-35(и ниже)	150,0	130,0	120,0	105,0	95,0	70,0

Примечание:

Минимальная температура для обеспечения нагрузки горячего водоснабжения и сред температуры прямой сетевой воды на выходе теплоисточника задаются в соответствии с утвержденной режимной картой работы тепловых сетей от теплоисточника.

Рисунок 2.32 – Температурный график регулирования отпуска тепла для источников теплоснабжения  
г. Стерлитамак

### **2.2.3.6. Среднегодовая загрузка основного оборудования МК-6**

В таблице 2.41 представлено среднегодовое время работы основного оборудования (ЧЧИ УТМ) МК-6.

Таблица 2.41 – Среднегодовое время работы основного оборудования МК-6 в 2017 году

№ кот.	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
1	МК-6, пос. Шах-Тай, г. Стерлитамак, ул. Ученическая, 27а	13,0	15 251	1 173

Как следует из таблицы 2.41, число часов использования установленной тепловой мощности МК-6 составляет 1 173 часов в 2017 году, что свидетельствует о недогруженности основного оборудования котельной.

### **2.2.3.7. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети котельных**

На выводах МК-6 ведется приборный учет отпуска тепла в водяные тепловые сети.

### **2.2.3.8. Статистика отказов и восстановлений оборудования**

За период с 2015 по 2018 годы на МК-6 не было отказов приведших к прекращению подачи тепловой энергии потребителям сверх нормативных значений.

### **2.2.3.9. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации основного оборудования МК-6**

На 2016, 2017 и 2018 годы предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования МК-6 отсутствуют.

## **2.2.4 Котельные организаций, не осуществляющих регулируемые виды деятельности в области теплоснабжения**

В городе Стерлитамак на ряде промышленных предприятий (около 12 штук) име-

ются собственные источники тепла, работающие только на собственные нужды данных предприятий.

Суммарная установленная тепловая мощность вышеуказанных котельных составляет около 434 Гкал/ч.

#### 2.2.4.1. Структура основного оборудования

Структура, состав и технические характеристики основного оборудования котельных, не осуществляющих регулируемые виды деятельности в области теплоснабжения, представлены в таблице 2.42.

Таблица 2.42 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования промышленных котельных

№ п/п.	Наименование организации, эксплуатирующей котельную	Количество и марка котлов. Производительность котельной Гкал/час.			
		котлов, ед.	Марка котлов.	Q, Гкал/ч (т/ч)	Примечание
1.	ОАО «Синтез-Каучук»	6	ГМ-50-14.	210	
2.	ОАО «ШИХАН»	4	ДКВр10-14ГМ, ДЕ 16-14ГМ.	32,2	
3.	ГУП Спирто-водочный комбинат «СТАЛК»	2	ДКВр 4-14ГМ.	5,6	
4.	ОАО «Стерлитамакский з-д стройматериалов»	3	ДЕ 10-14ГМ.	21	
5.	ГУСП «Рощинский»	2	ДКВр2,5-14ГМ.	3,55	Водогрейный режим
6.	ОАО «Стерлитамакский хлебокомбинат»	5	ДЕ 4-14ГМ, Е 1/9ГМ.	8,75	
7.	ОАО «Красный пролетарий»	1	ДКВр6,5-14ГМ.	4,55	
8.	МУП «Банно-прачечный трест»	2	Е 1/9ГМ.	1,4	
9.	ЗАО «Аллат»	2	Висман	н/д	
10.	МУП «РСУ ДОР»	1	Е 1/9ГМ.	0,7	
11.	ТЭЦ АО «Башкирская содовая компания»	10	БКЗ-75-39 ГМА БКЗ-75-39 ГМ БКЗ-75-39 ГМА-2	75 т/ч 75 т/ч 75 т/ч	4 ед. 3 ед. 3 ед.
12.	ООО «Стерлитамакский завод силикатных изделий»	3	ДКВР-10-23	10 т/ч	

### **3 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ**

#### **3.1 Общие положения**

В город Стерлитамак транспорт тепла от источников теплоснабжения осуществляют три теплосетевых компании, в том числе:

- БашРТС-Стерлитамак филиал ООО «БашРТС» (далее по тексту - БашРТС-Стерлитамак) - является теплоснабжающей и теплосетевой организацией в городе Стерлитамаке, осуществляет транспорт тепла от Н-СтТЭЦ, СтТЭЦ и котельного цеха №7 ООО «БашРТС», эксплуатацию тепловых сетей и тепло-сетевых объектов осуществляет подразделение БашРТС-Стерлитамак – Стерлитамакский район тепловых сетей (далее Стерлитамакский РТС);
- АО «СРТС» осуществляет транспорт тепла и теплоносителя от точки приема теплоносителя до точки передачи теплоносителя ООО «БашРТС», реализацию тепла потребителю осуществляет ООО «БашРТС»;
- ООО «ПСК» - является теплоснабжающей и теплосетевой организацией в городе Стерлитамаке, осуществляет транспорт тепла от малой котельной МК-6, находящейся на балансе ООО «ПСК» на правах аренды, ООО «ПСК» обеспечивает теплоснабжение абонентов пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак.

Суммарная протяженность трубопроводов водяных тепловых сетей города Стерлитамак в однострубно́м исчислении составляет 625,8 км.

В системе централизованного теплоснабжения города Стерлитамак участвуют 56 централизованных тепловых пунктов, 53 из которых находятся в эксплуатации ООО «БашРТС» и три тепловых пункта находятся в эксплуатации АО «СРТС».

Подробно характеристика тепловых сетей города Стерлитамак представлена в приложении 2 к данной Главе.

Схема магистральных тепловых сетей города Стерлитамак представлена на рисунке 3.1 (синим цветом выделены участки магистральных тепловых сетей, находящихся на обслуживании АО «СРТС», остальные сети - ООО «БашРТС»).



СХЕМА ТЕПЛОВЫХ МАГИСТРАЛЕЙ Г. СТЕРЛИТАМАК 2018 г.

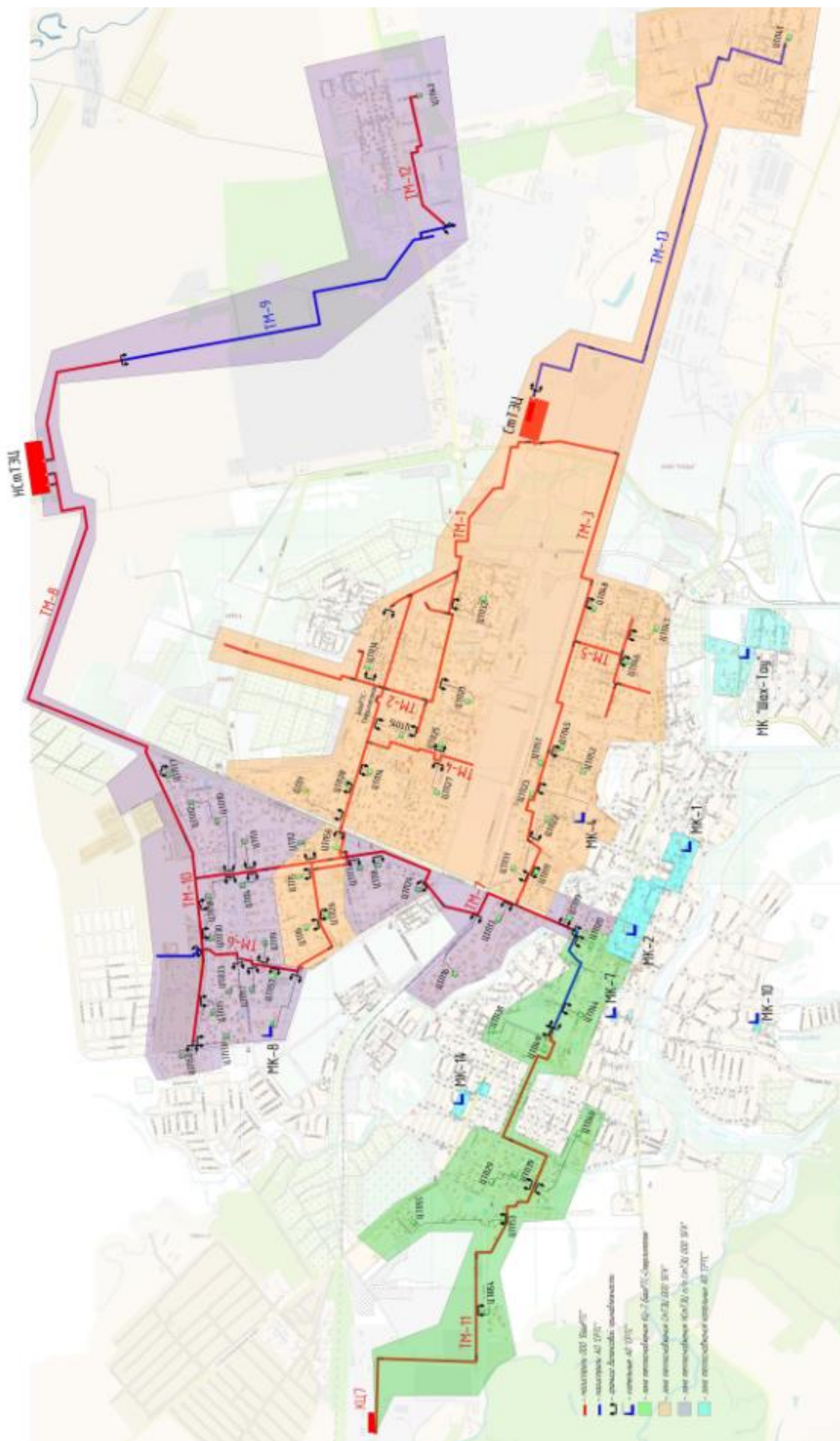


Рисунок 3.1 – Схема магистральных тепловых сетей города Стерлитамак

## 3.2 Тепловые сети ООО «БашРТС» Стерлитамакского РТС

### 3.2.1 Описание структуры тепловых сетей, с выделением сетей горячего водоснабжения. Параметры тепловых сетей

Тепловые сети Стерлитамакского РТС включают в себя магистральные и распределительные тепловые сети после ЦТП.

Протяженность трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС на конец 2019 года составляла 599,6 км в однострубно́м исчислении, материальная характеристика – 134,1 тыс. м<sup>2</sup>. Протяженность тепловых сетей ГВС в однострубно́м исчислении составляет 154,6 км.

Сведения о протяженности, материальной характеристике и внутреннем объеме трубопроводов тепловых сетей различного диаметра представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.2.

Таблица 3.1 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС с разбивкой по условному диаметру

Внутренний диаметр трубопроводов, мм.	Протяженность (в однострубно́м исчислении), п.м.	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Внутренний объем, м <sup>3</sup>
20	204,00	5,10	0,06
30	941,90	30,14	0,67
35	1 127,00	42,83	1,08
40	68 324,95	3 866,23	86,14
50	87,00	6,09	0,17
70	32 108,55	2 439,91	123,36
80	77 825,20	6 926,44	392,35
100	125 583,80	13 563,05	985,54
125	3 068,10	408,06	37,63
150	105 689,40	16 804,61	1 865,34
200	42 625,10	9 334,90	1 338,38
250	26 243,80	7 164,56	1 287,59
300	18 650,20	6 061,32	1 317,64
350	1 256,00	473,51	120,78
400	11 130,80	4 741,72	1 398,03
500	22 027,90	11 674,79	4 322,98
600	15 434,80	9 723,92	4 361,87
700	18 044,50	12 992,04	6 940,82
800	10 137,60	8 312,83	5 093,13
1000	19 038,40	19 514,36	14 945,14
<b>ИТОГО:</b>	<b>599 549,00</b>	<b>134 086,41</b>	<b>44 618,70</b>

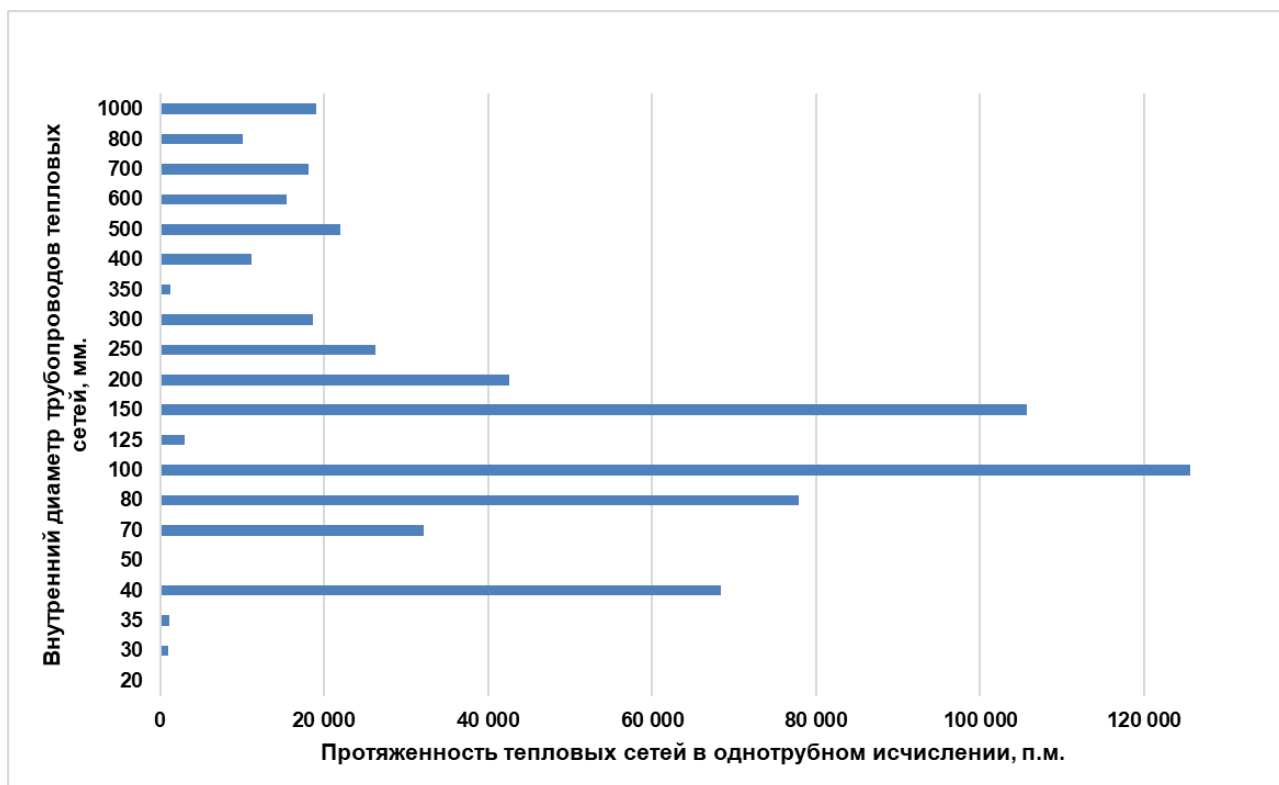


Рисунок 3.2 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по диаметрам

Как следует из рисунка 3.2, по протяженности преобладают трубопроводы с диаметрами 100 и 150 мм.

В таблице 3.2, на рисунке 3.3 и 3.4 представлено распределение протяженности трубопроводов и их материальной характеристики по способам прокладки.

Таблица 3.2 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по способам прокладки

Тип прокладки трубопроводов тепловых сетей	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубом исчислении, п.м.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м <sup>2</sup>
Безканальная	5 692	756
Непроходной канал	451 527	84 045
Проходной канал	68 123	8 475
Эстакада	74 208	40 810
<b>ИТОГО:</b>	<b>599 549</b>	<b>134 086</b>
Подземная прокладка	525 341	93 276
Надземная прокладка	74 208	40 810
<b>ИТОГО:</b>	<b>599 549</b>	<b>134 086</b>



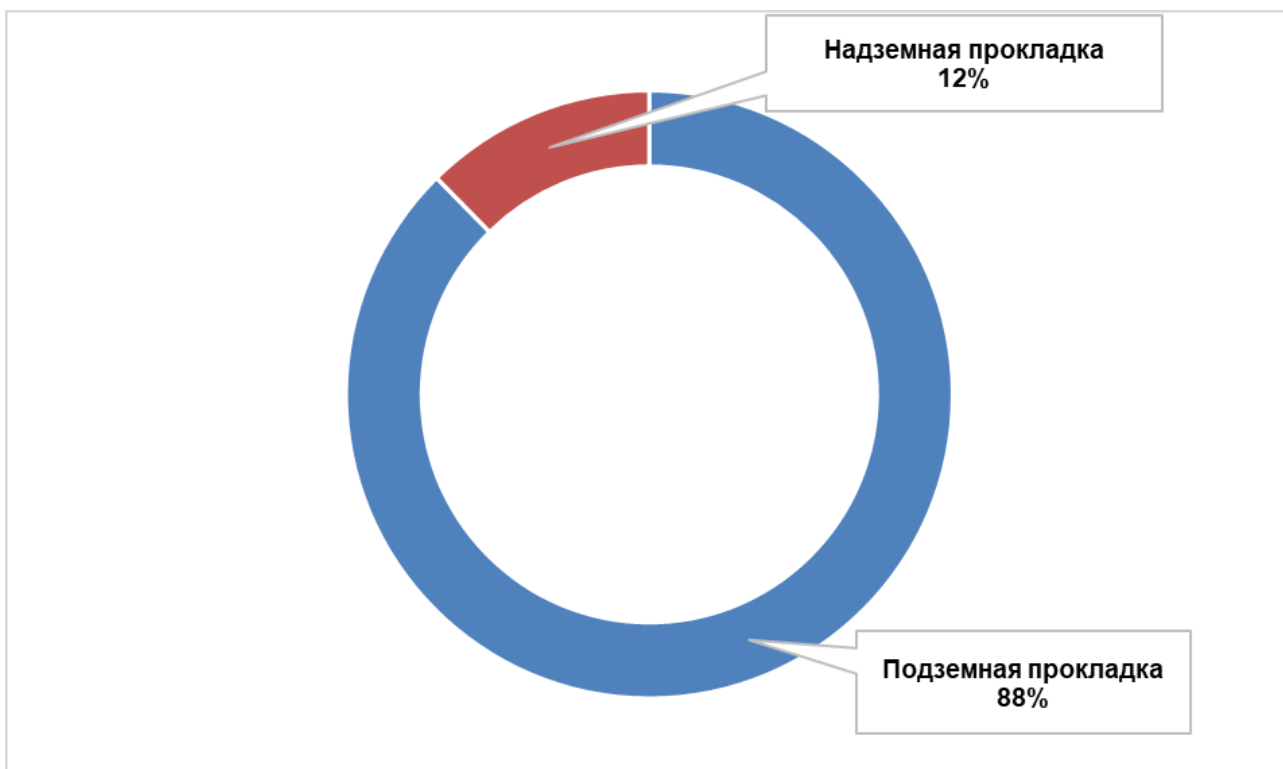


Рисунок 3.3 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС надземной и подземной прокладки

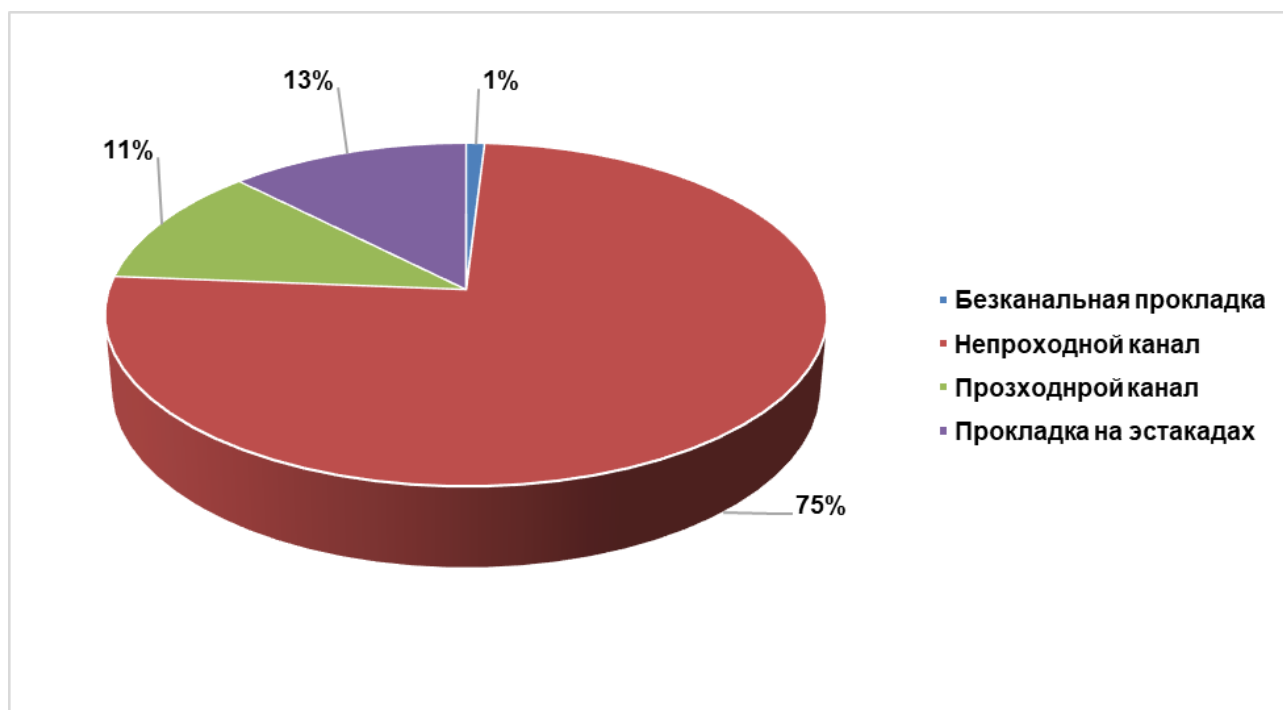


Рисунок 3.4 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типам надземной и подземной прокладки

Доля подземной прокладки трубопроводов тепловых сетей больше надземной, при этом в основном при подземной прокладке используется прокладка в непроходном канале. Доля надземной прокладки трубопроводов тепловых сетей составляет 12%,

надземная прокладка трубопроводов магистральных тепловых сетей выполнена на низких и высоких эстакадах.

Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей по годам прокладки показано в таблице 3.3. Временные интервалы выбраны в соответствии с периодами действия норм проектирования изоляции трубопроводов тепловых сетей. На рисунке 3.5 представлено распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей по срокам ввода в эксплуатацию.

Таблица 3.3 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по годам прокладки

Год прокладки	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубном исчислении, м.п.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м <sup>2</sup>
До 1990	451 162	80 664
С 1991 по 1998	61 696	12 724
С 1999 по 2003	29 377	6 396
С 2004	57 314	34 302
<b>Всего</b>	<b>599 549</b>	<b>134 086</b>

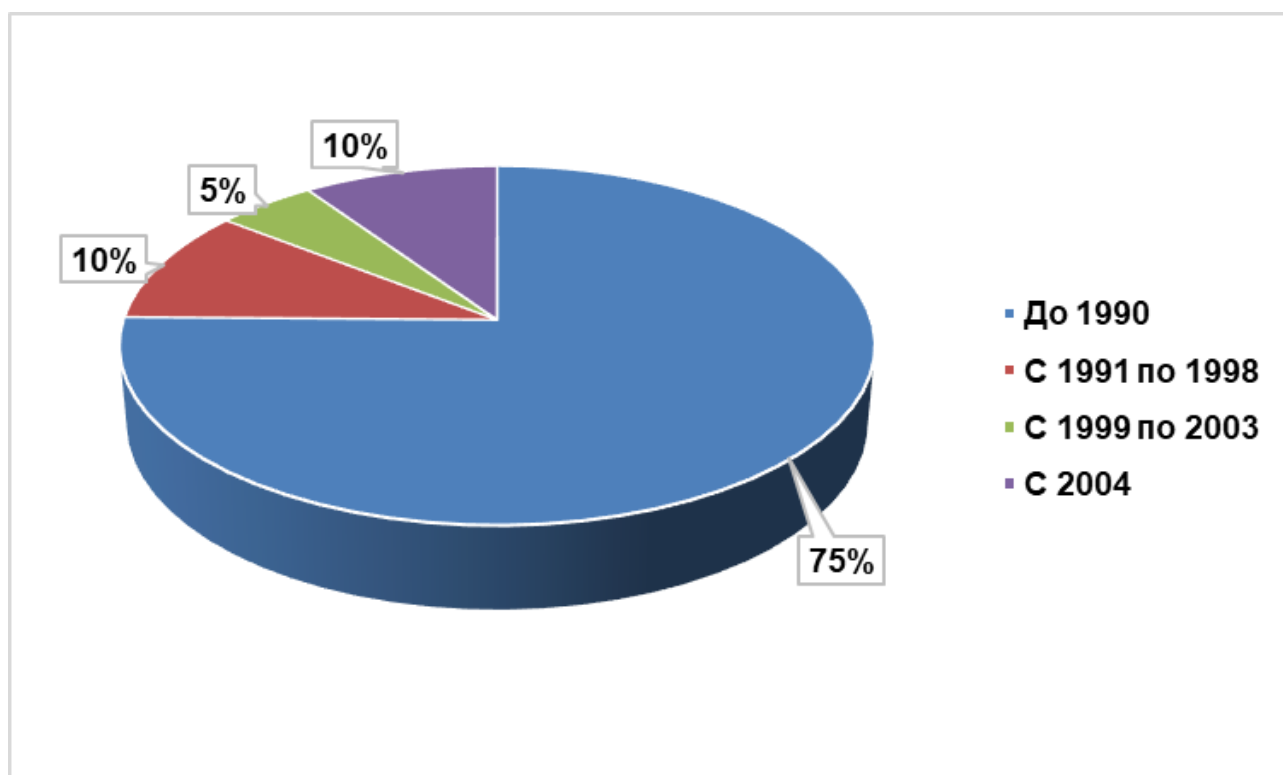


Рисунок 3.5 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по годам прокладки

Из рисунка 3.4 следует, что наибольшая часть всех трубопроводов тепловых сетей проложена (переложена) до 1990 года, протяженность трубопроводов тепловых сетей со сроком службы более 25 лет составляет почти 80% от общей протяженности тепловых сетей.

Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей по виду тепловой изоляции представлено в таблице 3.4 и на рисунке 3.6.

Таблица 3.4 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типу тепловой изоляции

Тип изоляции	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однотрубном исчислении, м п.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м <sup>2</sup>
URSA	17 239	11 393
Диатомовые изд. М 600	322	105
МВ прош. М 100	468 268	59 140
МВ прош. М 125	103 334	60 696
Пенополиуретан	9 550	2 654
Теплоизоляция разрушена	837	99
<b>ИТОГО:</b>	<b>599 549</b>	<b>134 086</b>

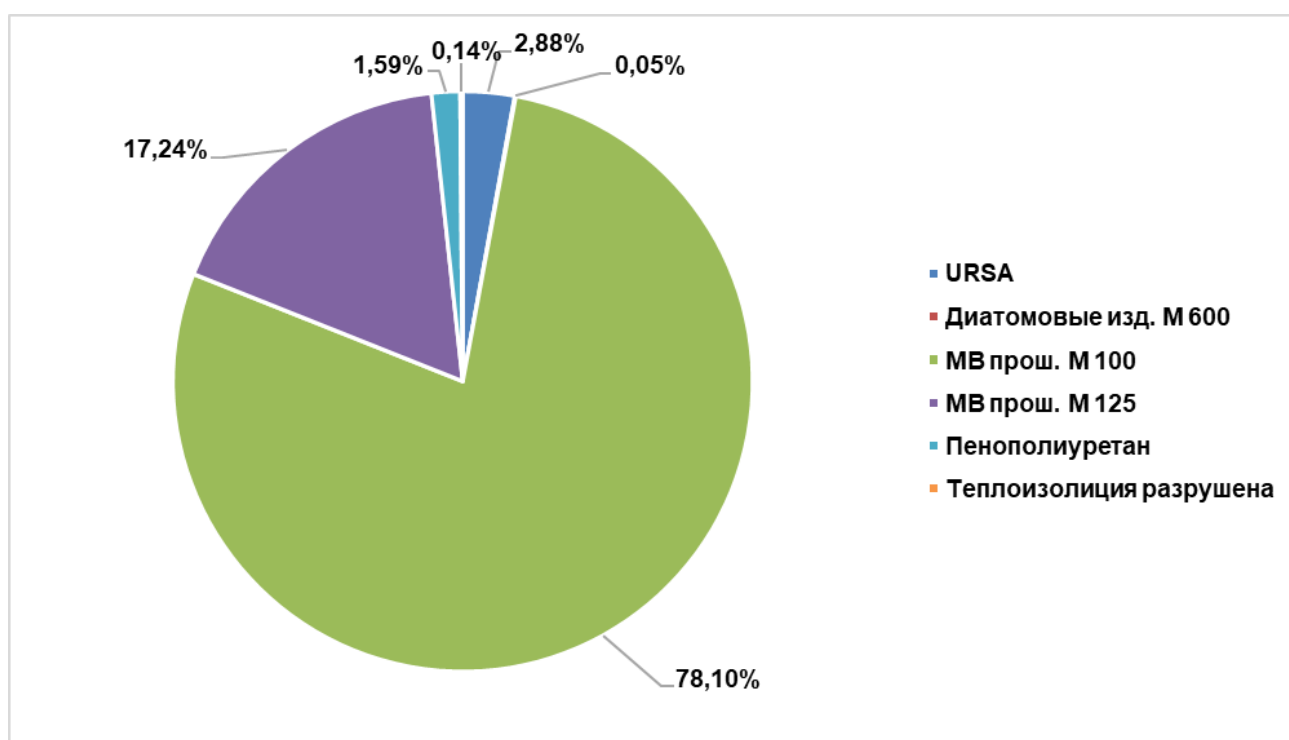


Рисунок 3.6 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типу тепловой изоляции

Как видно из рисунка 3.6 основным типом тепловой изоляции для трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС являются минераловатные прошивные маты (78%).

### **3.2.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии**

Карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия Стерлитамакского РТС приведены в электронной модели систем теплоснабжения.

### **3.2.3 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

Тепловые камеры на тепловых сетях Стерлитамакского РТС подземные и имеют следующие конструктивные особенности:

- основание тепловых камер монолитное железобетонное;
- стены тепловых камер выполнены в основном из железобетонных колец или кирпича, имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие тепловых камер выполнено из сборного железобетона (балки, плиты), имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением перекрытия монолитным железобетоном.

Павильоны на магистральных тепловых сетях отсутствуют, для обслуживания оборудования предусмотрены открытые площадки обслуживания из металлоконструкций.

В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях г. Стерлитамак выступают стальные клиновые литые задвижки с выдвижным шпинделем типа 30С64НЖ.

В качестве запорной арматуры на трубопроводах системы отопления (ЦО) в тепловых камерах (ТК) установлены задвижки стальные диаметром: 50, 80, 100, 150, 200 мм, давлением 1,6 МПа – марки 30с41нж. На трубопроводах горячего водоснабжения (ГВС) в тепловых камерах установлены задвижки чугунные диаметрами 50, 80, 100, 150, 200 мм, давлением 1,0 МПа – марки 30ч6бр, кроме того в верхних точках тепловых сетей предусмотрены воздушники (вентили стальные) диаметрами 15, 20, 25 мм, в нижних точках предусмотрены спускники (вентили стальные) диаметром 25, 40 мм.

По состоянию на начало 2020 года ООО «БашРТС» с мая 2019 года эксплуатирует 53 центральных тепловых пункта и одну перекачивающую насосную станцию. Внутри-

домовые системы отопления от ЦТП подключены как по зависимой, так и по независимой схеме.

Все ЦТП задействованы на приготовление горячего водоснабжения. Для нагрева холодной воды на нужды горячего водоснабжения используется двухступенчатая закрытая схема с использованием обратной сетевой воды. В подавляющем большинстве случаев применяются кожухотрубные бойлеры ОСТ 34-558-68. На всех ЦТП установлены регулирующие клапана, обеспечивающие нормативную температуры ГВС.

15 из 53 ЦТП имеют бойлера централизованного отопления, также в подавляющем большинстве случаев применяются кожухотрубные бойлера ОСТ 34-558-68, на остальных ЦТП теплообменники для централизованного отопления отсутствуют.

Сведения об основном оборудовании и характеристиках тепловых пунктов и насосной станции приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Данные об основном оборудовании и характеристиках тепловых пунктов АО «СРТС»

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
1	ЦТП № 1, РБ,г.Стерлитамак, ул.Худайбердина,172.	ПН ГВС	К 160/20	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	20	150/70
		ОН	К 20/30	2					
		ОН	НГ 1,6/16	1					
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
2	ЦТП № 2, РБ,г.Стерлитамак, ул.Курчатова,12.	ПН ГВС	К 160/20	2	Danfoss VLT	ГВС	16ОСТ 300/4000	12	150/70
		ОН	К 90/85	1	AQVA Drive FC-200		14ОСТ 250/4000	2	
3	ЦТП № 3, РБ,г.Стерлитамак, ул.Коммунистическая,31.	ЦН ГВС	К 20/30	2	Danfoss VLT	ГВС	16ОСТ 300/4000	18	150/70
		ПН ГВС	К 160/20	1	AQVA Drive FC-200				
		ПН ГВС	К 9 0/35	1					
		ОН	К 90/35	1					
		ЦН ЦО	К 45/55	1					
4	ЦТП № 4, РБ,г.Стерлитамак, Пр.Октября,69.	ЦН ГВС	К 20/30	2	Danfoss VLT	ГВС	16ОСТ 300/4000	11	150/70
		ПН ГВС	К 160/20	2	AQVA Drive FC-200		15ОСТ 300/3000	7	
		ОН	К 20/30	2					
		ОН	БК 5/24	1					
		ЦН ЦО	К 160/20	1					
5	ЦТП № 5, РБ,г.Стерлитамак, Пр.Октября,41.	ЦН ЦО	К 45/30	1	Danfoss VLT	ГВС	16ОСТ 300/4000	18	150/70
		ЦН ЦО	К 45/55	1	AQVA Drive FC-200				
		ПН ГВС	К 160/20	2					
6	ЦТП № 6, РБ,г.Стерлитамак, ул.Курчатова,36.					ГВС	16ОСТ 300/4000	9	150/70
7	ЦТП № 7, РБ,г.Стерлитамак, Пр.Октября,21.	ЦН ГВС	К 45/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	17	150/70
		ПН ХВС	К 160/30	2			14ОСТ 250/4000	1	
		ОН	БК 5/24	2					
8	ЦТП № 8, РБ,г.Стерлитамак, Пр.Октября,7.	ПН ГВС	К 90/20	2		ГВС	12ОСТ 200/4000	16	150/70
		ЦН ГВС	К 65/50-160	2					

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
9	ЦТП № 9, РБ,г.Стерлитамак, ул.Ибрагимов,12.	СН	ЗК6-а	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	6	150/70
		ПН ГВС	6KM12	1			12ОСТ 400/4000	3	
		ПН ГВС	ЗК6 - а	1					
		ЦН ГВС	К 20/30	1					
		ЦН ГВС	К 65-50-160	1					
10	ЦТП № 10, РБ,г.Стерлитамак, ул.Коммунистическая,8.	СН	К М 90/35	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	10	150/70
		ПН ГВС	К 160/20	2					
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
		ЦН ГВС	К 65-50-160	1					
11	ЦТП № 11, РБ,г.Стерлитамак, ул.Сакко и Ванцетти,72а.	СН	К 160/20	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	11	150/70
		ЦН-ГВС	К 45/30	2					
12	ЦТП № 12, РБ,г.Стерлитамак, ул.Худайбердина,149.	СН	К 45/55	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	3	150/70
		ПН ГВС	К 160/20	2			14ОСТ 250/4000	8	
		ЦН ГВС	IL 40/160-4/2	2		ЦО	16ОСТ 300/4000	3	
13	ЦТП № 13, РБ,г.Стерлитамак, ул.Сазонова,6.	ЦН ЦО	1 Д-630-90А	1		ЦО	14ОСТ 250/4000	40	105/70
		ЦН ЦО	К 200-150-315	1		ГВС	14ОСТ 250/4000	21	
		ПН ГВС	К 160/20	1					
		ПН ГВС	К 90/35	1					
		ЦН ГВС	К 45/55	1		ГВС			
		ЦН ГВС	К 90/20	1		ГВС			
14	ЦТП № 14, РБ,г.Стерлитамак, ул.Дружбы,33.	ПН ГВС	К 90/35	1		ГВС	12ОСТ 200/4000	6	150/70
		ЦН ГВС	HYDRO MPC-S4CR 20-03	2		ГВС	14ОСТ 250/4000	9	
						ГВС	16ОСТ 300/4000	6	
15	ЦТП № 15, РБ,г.Стерлитамак, ул.Голикова,22а.	ПН ГВС	К 160/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	16	150/70
		ЦН ГВС	К 45/30	2					
16	ЦТП № 16, РБ,г.Стерлитамак, ул.Шафиева,35.	ЦН ЦО	8К 12	1		ЦО	16ОСТ 300/4000	20	105/70
		ЦН ЦО	К 200-150-315	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	18	



п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
		ЦН ГВС	К 90/30	1					
		ЦН ГВС	К 45/30	1					
		ПН ГВС	К 160/20	2					
		ЦН ГВС	К 80-65-160	1					
17	ЦТП № 17, РБ,г.Стерлитамак, ул.Коммунистическая,81.	ЦН ЦО	К 160/30	3		ЦО	16ОСТ 300/4000	11	105/70
		ПН ГВС	К 45/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	7	
		Подпиточный	К 20/30	1					
		ПН ХВС	К 90/35	1					
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
18	ЦТП № 18, РБ,г.Стерлитамак, ул.Коммунистическая,32а.	ЦН ЦО	К 290/30	2		ЦО	16ОСТ 300/4000	12	105/70
		ЦН ЦО	К 160/30	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	13	
		Подпиточный	К 8/18	2					
		ПН ГВС	КМ 90/35	1					
		ПН ГВС	КМ 100-80160	1					
		ЦН ГВС	К 45/30						
19	ЦТП № 19, РБ,г.Стерлитамак, ул.Худайбердина,52.	ЦН ЦО	К 200-150-315	2		ЦО	16ОСТ 300/4000	22	105/70
		ЦН ЦО	НД 320/55	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	14	
		ЦН ГВС	К 45/30	1					
		ПН ГВС	К 160/30	2					
20	ЦТП № 20, РБ,г.Стерлитамак, ул.Худайбердина,23.	ЦН ЦО	К 340/32	1			16ОСТ 300/4000	24	95/70
		ЦН ЦО	К 290/18	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	12	
		ЦН ЦО	К 160/30	1					
		ЦН ЦО	К 290/30	2					
		ПН ГВС	К 90/35	1					
		ПН ГВС	К 90/55	1					
		ЦН ГВС	К 45/30	1					
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
21	ЦТП № 21, РБ,г.Стерлитамак, ул.Деповская, 19а.	ЦН ГВС	К 20/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	7	150/70

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
22	ЦТП № 22, РБ,г.Стерлитамак, ул.Нагуманова,27а.	ЦН ГВС	К 45/30	2		ЦО	Д 500	6	120/70
		ЦН ЦО	К 160/20	1		ЦО	16ОСТ 300/4000	6	
		ЦН ЦО	К 150-125-250	2		ГВС	20ОСТ 400/4000	7	
		Подпиточный	К 8/18	1					
23	ЦТП № 23, РБ,г.Стерлитамак, ул.Вокзальная,23.	ЦН ГВС	1,5К 6	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	4	150/70 (130/70)
		ПН ГВС	1,5К 6	2					
24	ЦТП № 24, РБ,г.Стерлитамак, ул.Черноморская,2.	ЦН ЦО	ТР 80-520/2	3		ЦО	Пластинчатый 2NT100 MNV/D 16/65/89	2	150/70
		ЦН ГВС	IL 40/160-4/2	2		ГВС		2	
25	ЦТП № 25, РБ,г.Стерлитамак, ул.Заводская,23а.	ЦН ГВС	К 45/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	2	150/70
		ЦН ГВС	К 20/30	1			12ОСТ 200/4000	11	
26	ЦТП № 26, РБ,г.Стерлитамак, ул.Курчатова,7а.	ПН ГВС	К 45/30	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	11	150/70
		ЦН ГВС	К 8/18	2					
27	ЦТП № 27, РБ,г.Стерлитамак, ул.Элеваторная,9б.	ЦН ЦО	КМ 160/20	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	21	150/70
		ЦН ЦО	К 290/30	1					
28	ЦТП № 28, РБ,г.Стерлитамак, ул.Дружбы,58.	ПН ГВС	К 90/20	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	14	150/70
		ПН ГВС	К 90/55	1					
		ЦН ГВС	ТР 65-340/2	2					
29	ЦТП № 29, РБ,г.Стерлитамак, ул.Гоголя,110а.	ЦН ГВС	К 45/30	2	Vacon ЭПВ-VL0061 5C2 H1 SSS Type NXL00465C2H1SSS0000	ГВС	16ОСТ 300/4000	18	150/70
		ПН ГВС	К 160/30	2					
		ПН ХВС	К 90/20	4					
30	ЦТП № 30, РБ,г.Стерлитамак, ул.Артема,53.	Подпиточный	К 8/18	2		ЦО	16ОСТ 300/4000	20	130/70
		ПН ГВС	К 160/20	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	14	
		ЦН ЦО	К 160/30	4					
		ЦН ГВС	К 45/30	2					

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
31	ЦТП № 31, РБ,г.Стерлитамак, ул.Вокзальная,16.	ЦН ГВС	КМ 90/45	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	6	150/70
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
		ПН ГВС	К 20/30	2					
32	ЦТП № 32, РБ,г.Стерлитамак, ул.Якутова,32.	ОН	К 90/35	2		ГВС	14ОСТ 250/4000	20	150/70
		ЦН ГВС	К 8/18	2					
33	ЦТП № 33, РБ,г.Стерлитамак, ул.Коммунистическая,82.	ЦН ГВС	К 80-65-160	2	AC Drive AT04-37-3	ЦО	16ОСТ 300/4000	20	150/70
		ЦН ЦО	К 160/30	3		ГВС	16ОСТ 300/4000	14	
		Подпиточный	ПК 8/18	2					
		ПН ХВС	К 160/30	2					
		ПН ГВС	К 160/30	2					
34	ЦТП № 34, РБ,г.Стерлитамак, ул.Свердлова,202.	ПН ГВС	К 160/20	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	6	150/70
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
35	ЦТП № 35, РБ,г.Стерлитамак, ул.Артема,121.	ПН ГВС	К 160/30	3		ЦО	16ОСТ 300/4000	20	150/70
		ПН ГВС	К 160/20	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	14	
		Подпиточный	К 8/18	2					
		ЦН ЦО	К 160/30	2					
36	ЦТП № 36, РБ,г.Стерлитамак, ул.Коммунистическая,114.	ЦН ГВС	К 100-65-200	1		ЦО	16ОСТ 300/4000	28	150/70 (130/70)
		ЦН ГВС	К 45/30	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	24	
		ПН ГВС	К 100-65-200	1					
		ПН ГВС	К 160/30	1					
		ПН ХВС	К 160/30	2					
		Подпиточный	К 8/18	2					
		ЦН ЦО	К 160/30	1					
		ЦН ЦО	К 290/30	1					
		ЦН ЦО	К 290/20	1					
37	ЦТП № 37, РБ,г.Стерлитамак, ул. Худайбердина,216.	ЦН ЦО	К 160/30	2					150/70
		Подпиточный	К 65-50-160	1		ЦО	16ОСТ 300/4000	18	
		ПН ГВС	К 80-65-160	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	18	
		ПН ГВС	К 160/30	1					

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
		ПН ГВС	К 45/30	1					
		ЦН ГВС	К 65-50-160	3					
38	ЦТП № 38, РБ,г.Стерлитамак, ул.23Мая,34а.	ЦН ГВС	К 20/30	2		ЦО	16ОСТ 300/4000	6	150/70
		ЦН ЦО	К 20/30	2		ГВС	14ОСТ 250/4000	3	
						ГВС	16ОСТ 300/4000	2	
39	ЦТП № 39, РБ,г.Стерлитамак, ул.Гоголя,127.	ПН ГВС	К 160/30	2	Vacon ЭПВ-VL0061 5C2 H1 SSS Type NXL00465C2H1SSS0000	ГВС	16ОСТ 300/4000	18	150/70
		ЦН ГВС	К 45/30	2					
40	ЦТП № 40, РБ,г.Стерлитамак, ул.Патриотическая,45.	ЦН ЦО	К 160/30	3		ЦО	16ОСТ 300/4000	5	150/70
		ПН ХВС	К 160/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	14	
		ПН ГВС	К 90/30	2					
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
41	ЦТП № 41, РБ,г.Стерлитамак, ул.Черняховского,18.	ЦН ГВС	К 20/30	2		ГВС	10ОСТ 150/4000	6	150/70
		ПН ГВС	К 50-32-125	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	2	
		ЦН ЦО	КМ 90/35	1			14ОСТ 250/4000	5	
42	ЦТП № 42, РБ,г.Стерлитамак, ул.З.Космодемьянской,14.	ЦН ЦО	2Д 630-90А	2		пласт	M15-BF-69	2	105/70
		ЦН ЦО	К 200-150-315	1					
		Подпиточный	К 80-50-200	1					
		Подпиточный	К 20/30	1					
43	ЦТП № 44, РБ,г.Стерлитамак, ул.Мира,26.	ЦН ЦО	К 90/30	2		ЦО	16ОСТ 300/4000	6	150/70
		ПН ХВС	К 90/30	2					
		ЦН ЦО	К 90/30	1					
44	ЦТП № 45, РБ,г.Стерлитамак, ул.Вокзальная,28.	ЦН ГВС	К 20/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	7	150/70
45	ЦТП № 46, РБ,г.Стерлитамак, ул.Социалистическая,7а.	ЦН ГВС	IL 40/160-4/2	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	6	150/70
		ОН	К 20/30	1					

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
46	ЦТП № 47, РБ,г.Стерлитамак, ул.Кочетова,30.	ЦН ГВС	К 20/30	2		ГВС	12ОСТ 200/4000	6	150/70
							10ОСТ 150/4000	6	
47	ЦТП № 48, РБ,г.Стерлитамак, ул.Химиков,30.	ЦН ГВС	К 8/18	2		ГВС	12ОСТ 200/4000	10	150/70
		ПН ГВС	К 90/20	1		ГВС	13ОСТ 250/2000	6	
48	ЦТП № 49, РБ,г.Стерлитамак, ул.23Мая,24а.	ЦН ЦО	К 160/30	3		ГВС	Пластинчатый	2	150/70
		ЦН ГВС	ЛМ 12,5-20	2					
		ПН ГВС	MVI-5003	2					
49	ЦТП № 50, РБ,г.Стерлитамак, ул.Артема,2а.	ЦН ЦО	К 290/30	4	Триол АТ 04-037 (2шт)	ЦО	Пластинчатый	2	150/70 (130/70)
		ПН ГВС	К 160/30	2		ГВС	Пластинчатый М 15-BFG8	2	
		ЦН ГВС	К 100-80-160	2					
		ПН ХВС	К 160/30	2					
		ППН ЦО	К 20/30	2					
50	ЦТП № 51, РБ,г.Стерлитамак, ул.Вокзальная,35.	ЦН ГВС	КМ 8/18	2		ГВС	14ОСТ 250/4000	7	150/70
51	ЦТП № 52, РБ,г.Стерлитамак, ул.Локомотивная,16.	ЦН ГВС	К 20/30	2		ГВС	14ОСТ 250/4000	8	150/70
52	ЦТП № 53, РБ,г.Стерлитамак, ул.Гоголя,139а.	ЦН ГВС	К 45/30	2		ГВС	12ОСТ 200/4000	1	150/70
		ПН ГВС	К 100-80-160	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	6	
		ПН ГВС	К 20/30	1		ГВС	14ОСТ 250/4000	3	
53	ЦТП № 54, РБ,г.Стерлитамак, ул.Гоголя,153.	ПН ГВС	GR-45(15)	5	СУНА 5И-4,0 ВТС-9300	ГВС	Пластинчатый	2	150/70
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
57	Насосная № 1, РБ,г.Стерлитамак, ул.Паровозная,36.	ОН ЦО	К 160/30	2					

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

Регулирование отпуска тепла в тепловые сети города качественное, по отопительной нагрузке, с изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Отпуск тепла в тепловые сети от ТЭЦ ООО «БГК» города Стерлитамак и КЦ-7 ООО «БашРТС» производится по температурному графику 150/70 °С, с верхней срезкой на 130 °С и нижним спрямлением на 70 °С для обеспечения тепловой нагрузки ГВС.

Сведения о графиках регулирования отпуска тепловой энергии от ЦТП ООО «БашРТС» приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Температурные графики регулирования отпуска тепла в системы отопления от ЦТП АО «СРТС»

№ п/п	Источник	Привязка к ТМ	Теплопункт	№ ЦТП (МК)	Температурный график, °С	Схема подключения	Адрес
1	СтТЭЦ	ТК120	ЦТП	1	150/70	Зависимая	ул.Худайбердина,172
2	Н-СтТЭЦ	ТК127	ЦТП	2	150/70	Зависимая	ул.Курчатова,12
3	Н-СтТЭЦ	ТК130	ЦТП	3	150/70	Зависимая	ул.Коммунистическая,31
4	Н-СтТЭЦ	ТК130	ЦТП	4	150/70	Зависимая	Пр.Октября,69
5	СтТЭЦ	ТК601	ЦТП	5	150/70	Зависимая	Пр.Октября,41
6	СтТЭЦ	ТК603а	ЦТП	6	150/70	Зависимая	ул.Курчатова,36
7	Н-СтТЭЦ	ТК701	ЦТП	7	150/70	Зависимая	Пр.Октября,21
8	Н-СтТЭЦ	ТК702	ЦТП	8	150/70	Зависимая	Пр.Октября,7
9	Н-СтТЭЦ	ТК611	ЦТП	9	150/70	Зависимая	ул.Ибрагимова,12
10	Н-СтТЭЦ	ТК132	ЦТП	10	150/70	Зависимая	ул.Коммунистическая,8
11	СтТЭЦ	ТК337	ЦТП	11	150/70	Зависимая	ул.Сакко и Ванцети,72а
12	Н-СтТЭЦ	ТК132	ЦТП	12	150/70	Зависимая	ул.Худайбердина,149
13	Н-СтТЭЦ	ТК715	ЦТП	13	105/70	Независимая	ул.Сазонова,6
14	СтТЭЦ	ТК117	ЦТП	14	150/70	Зависимая	ул.Дружбы,33
15	СтТЭЦ	ТК115	ЦТП	15	150/70	Зависимая	ул.Голикова,22а
16	Н-СтТЭЦ	ТК712	ЦТП	16	105/70	Независимая	ул.Шафиева,35
17	Н-СтТЭЦ	ТК612	ЦТП	17	105/70	Независимая	ул.Коммунистическая,81
18	Н-СтТЭЦ	ТК132	ЦТП	18	105/70	Независимая	ул.Коммунистическая,32а
19	Н-СтТЭЦ	ТК721	ЦТП	19	105/70	Независимая	ул.Худайбердина,50
20	КЦ№7	ТК1151	ЦТП	20	95/70	Независимая	ул.Худайбердина,23
21	СтТЭЦ	ТК2116	ЦТП	21	150/70	Зависимая	ул.Деповская,19а
22	СтТЭЦ	ТК335	ЦТП	22	120/70	Независимая	ул.Нагуманова,27а
23	СтТЭЦ	ТК331	ЦТП	23	150/70	Зависимая	ул.Вокзальная,23

№ п/п	Источник	Привязка к ТМ	Теплопункт	№ ЦТП (МК)	Температурный график, °С	Схема под- ключения	Адрес
24	Н-СтТЭЦ	ТК704	ЦТП	24	150/70	Зависимая	ул.Черноморская,2
	Н-СтТЭЦ	ТК704	ЦТП	24	130/70	Независимая	ул.Черноморская,2
25	СтТЭЦ	ТК407	ЦТП	25	150/70	Зависимая	ул.Заводская,23
26	СтТЭЦ	ТК603	ЦТП	26	150/70	Зависимая	ул.Курчатова,7а
27	СтТЭЦ	ТК407	ЦТП	27	150/70	Зависимая	ул.Элеваторная,9б
28	СтТЭЦ	ТК118	ЦТП	28	150/70	Зависимая	ул.Дружбы,58
29	КЦ№7	ТК1115	ЦТП	29	150/70	Зависимая	ул.Гоголя,110а
30	Н-СтТЭЦ	ТК1007	ЦТП	30	130/70	Независимая	ул.Артёма,53
31	СтТЭЦ	ТК337	ЦТП	31	150/70	Зависимая	ул.Вокзальная,16
32	СтТЭЦ	ТК207	ЦТП	32	150/70	Зависимая	ул.Якутова,32
33	Н-СтТЭЦ	ТК614	ЦТП	33	150/70	Зависимая	ул.Коммунистическая,82
34	СтТЭЦ	ТК1076	ЦТП	34	150/70	Зависимая	ул.Свердлова,202
35	Н-СтТЭЦ	ТК1013	ЦТП	35	150/70	Зависимая	ул.Артёма,121
36	Н-СтТЭЦ	ТК1015	ЦТП	36	150/70	Зависимая	ул.Коммунистическая,114
	Н-СтТЭЦ	ТК1015	ЦТП	36	130/70	Независимая	ул.Коммунистическая,114
37	Н-СтТЭЦ	ТК822	ЦТП	37	150/70	Зависимая	ул.Худайбердина,216
38	КЦ№7	ТК1137	ЦТП	38	150/70	Зависимая	ул.23 Мая,34а
39	КЦ№7	ТК1115	ЦТП	39	150/70	Зависимая	ул.Гоголя,127
40	КЦ№7	ТК1120	ЦТП	40	150/70	Зависимая	ул.Патриотическая,45
41	СтТЭЦ	ТК1313	ЦТП	41	150/70	Зависимая	ул.Черняховского,18
42	Н-СтТЭЦ	ТК1218	ЦТП	42	105/70	Зависимая	ул.3.Космодемьянской,14
43	КЦ№7	ТК1144	ЦТП	44	150/70	Зависимая	ул.Мира,2б
44	СтТЭЦ	ТК326	ЦТП	45	150/70	Зависимая	ул.Вокзальная,28
45	СтТЭЦ	ТК505	ЦТП	46	150/70	Зависимая	ул.Социалистическая,7а
46	СтТЭЦ	ТК505а	ЦТП	47	150/70	Зависимая	ул.Кочетова,30
47	СтТЭЦ	ТК310	ЦТП	48	150/70	Зависимая	ул.Химиков,30
48	КЦ№7	ТК1137	ЦТП	49	150/70	Зависимая	ул.23 Мая,24а
49	Н-СтТЭЦ	ТК1016	ЦТП	50	150/70	Зависимая	ул.Артёма,2а
	Н-СтТЭЦ	ТК1016	ЦТП	50	130/70	Независимая	ул.Артёма,2а
50	СтТЭЦ	ТК329	ЦТП	51	150/70	Зависимая	ул.Вокзальная,35
51	СтТЭЦ	ТК326	ЦТП	52	150/70	Зависимая	ул.Локомотивная,16
52	КЦ№7	ТК1108	ЦТП	53	150/70	Зависимая	ул.Гоголя,139а
53	КЦ№7	ТК1103	ЦТП	54	150/70	Зависимая	ул.Гоголя,153
54	СтТЭЦ	ТК330	МК	4	150/70	Зависимая	ул.Нагуманова,56
55	Н-СтТЭЦ	ТК608	МК	8	150/70	Зависимая	ул.Коммунистическая,8

Температурный график регулирования отпуска тепла от малой котельной МК-1 – 105/70 °С, от малых котельных МК-2, МК -3, МК -7, МК -10 и МК-14 температурный график регулирования отпуска тепла 95/70 °С.

Малые котельные МК-4 и МК-8 производят отпуск тепла в паре промышленных па-



раметров с давлением 6 кг/см<sup>2</sup> и температурой 164 °С.

На рисунке 3.7 - 3.11 представлены температурные графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети СЦТ города Стерлитамак.

для включения в договора  
теплоснабжения

Приложение № 2.1  
к Указанию "БашПТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в подающем трубопроводе  
на выходе источников регулирования  
по температурным графикам 150-70 °С, 130-70 °С, 120-70 °С, 105-70 °С, 95-70 °С  
г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, прогнозируемая за 72 часа (Т <sub>нв</sub> ), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей на выходе источника регулирования (Т <sub>1</sub> ), °С				
	теплоточник	ЦТП по независимой схеме			
		150	130	120	105
+8 (и выше)	70,0	48,9	46,7	43,4	41,2
+7	70,0	50,9	48,6	45,0	42,7
+6	70,0	53,0	50,5	46,6	44,1
+5	70,0	55,1	52,3	48,2	45,5
+4	70,0	57,1	54,2	49,8	46,9
+3	70,0	59,1	56,0	51,4	48,3
+2	70,0	61,1	57,8	52,9	49,7
+1	70,0	63,1	59,7	54,5	51,0
0	72,4	65,1	61,5	56,0	52,4
-1	74,7	67,1	63,2	57,5	53,7
-2	77,0	69,0	65,0	59,0	55,0
-3	79,3	71,0	66,8	60,5	56,3
-4	81,6	72,9	68,6	62,0	57,6
-5	83,9	74,9	70,3	63,5	58,9
-6	86,2	76,8	72,0	65,0	60,2
-7	88,5	78,7	73,8	66,4	61,5
-8	90,8	80,6	75,5	67,9	62,8
-9	93,0	82,5	77,2	69,3	64,0
-10	95,3	84,4	78,9	70,8	65,3
-11	97,6	86,3	80,6	72,2	66,6
-12	99,8	88,2	82,3	73,6	67,8
-13	102,0	90,0	84,0	75,0	69,0
-14	104,3	91,9	85,7	76,4	70,3
-15	106,5	93,8	87,4	77,9	71,5
-16	108,7	95,6	89,1	79,3	72,7
-17	110,9	97,5	90,7	80,7	73,9
-18	113,1	99,3	92,4	82,0	75,1
-19	115,3	101,2	94,1	83,4	76,3
-20	117,5	103,0	95,7	84,8	77,5
-21	119,7	104,8	97,4	86,2	78,7
-22	121,9	106,6	99,0	87,6	79,9
-23	124,1	108,5	100,6	88,9	81,1
-24	126,3	110,3	102,3	90,3	82,3
-25	128,5	112,2	104,1	91,9	83,8
-26	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-27	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-28	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-29	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-30	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-31	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-32	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-33	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-34	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-35 (и ниже)	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3

Рисунок 3.7 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей Стерлитамакского РТС с учетом верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС

для включения в договора  
теплоснабжения

Приложение № 3.1.1  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,  
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,  
по температурному графику 150-70 °С  
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
53	35,7	102	54,0
54	36,1	103	54,4
55	36,5	104	54,7
56	36,9	105	55,1
57	37,3	106	55,4
58	37,7	107	55,8
59	38,1	108	56,1
60	38,5	109	56,4
61	38,9	110	56,8
62	39,3	111	57,1
63	39,7	112	57,5
64	40,1	113	57,8
65	40,5	114	58,2
66	40,8	115	58,5
67	41,2	116	58,8
68	41,6	117	59,2
69	42,0	118	59,5
70	42,4	119	59,8
71	42,8	120	60,2
72	43,1	121	60,5
73	43,5	122	60,9
74	43,9	123	61,2
75	44,3	124	61,5
76	44,6	125	61,9
77	45,0	126	62,2
78	45,4	127	62,5
79	45,8	128	62,9
80	46,1	129	63,2
81	46,5	130	63,5
82	46,9	131	63,8
83	47,2	132	64,2
84	47,6	133	64,5
85	48,0	134	64,8
86	48,3	135	65,2
87	48,7	136	65,5
88	49,1	137	65,8
89	49,4	138	66,1
90	49,8	139	66,5
91	50,1	140	66,8
92	50,5	141	67,1
93	50,8	142	67,4
94	51,2	143	67,8
95	51,6	144	68,1
96	51,9	145	68,4
97	52,3	146	68,7
98	52,6	147	69,0
99	53,0	148	69,4
100	53,3	149	69,7
101	53,7	150	70,0

Рисунок 3.8 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей Стерлитамакского РТС

для внутреннего пользования  
работниками ООО "БашРТС"

Приложение № 5.1  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График регулирования отпуска тепла  
для температурных графиков  
150-70 °С, 130-70 °С, 120-70 °С, 105-70 °С, 95-70 °С  
по г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	Температура воды в подающем трубопроводе, °С					Температура воды в обратном трубопроводе, °С
	150	130	120	105	95	
+8 (и выше)	53,2	48,9	46,7	43,4	41,2	35,8
+7	55,7	50,9	48,6	45,0	42,7	36,8
+6	58,1	53,0	50,5	46,6	44,1	37,7
+5	60,5	55,1	52,3	48,2	45,5	38,7
+4	62,9	57,1	54,2	49,8	46,9	39,6
+3	65,3	59,1	56,0	51,4	48,3	40,6
+2	67,7	61,1	57,8	52,9	49,7	41,5
+1	70,0	63,1	59,7	54,5	51,0	42,4
0	72,4	65,1	61,5	56,0	52,4	43,3
-1	74,7	67,1	63,2	57,5	53,7	44,2
-2	77,0	69,0	65,0	59,0	55,0	45,0
-3	79,3	71,0	66,8	60,5	56,3	45,9
-4	81,6	72,9	68,6	62,0	57,6	46,7
-5	83,9	74,9	70,3	63,5	58,9	47,6
-6	86,2	76,8	72,0	65,0	60,2	48,4
-7	88,5	78,7	73,8	66,4	61,5	49,2
-8	90,8	80,6	75,5	67,9	62,8	50,1
-9	93,0	82,5	77,2	69,3	64,0	50,9
-10	95,3	84,4	78,9	70,8	65,3	51,7
-11	97,6	86,3	80,6	72,2	66,6	52,5
-12	99,8	88,2	82,3	73,6	67,8	53,3
-13	102,0	90,0	84,0	75,0	69,0	54,0
-14	104,3	91,9	85,7	76,4	70,3	54,8
-15	106,5	93,8	87,4	77,9	71,5	55,6
-16	108,7	95,6	89,1	79,3	72,7	56,3
-17	110,9	97,5	90,7	80,7	73,9	57,1
-18	113,1	99,3	92,4	82,0	75,1	57,9
-19	115,3	101,2	94,1	83,4	76,3	58,6
-20	117,5	103,0	95,7	84,8	77,5	59,4
-21	119,7	104,8	97,4	86,2	78,7	60,1
-22	121,9	106,6	99,0	87,6	79,9	60,8
-23	124,1	108,5	100,6	88,9	81,1	61,6
-24	126,3	110,3	102,3	90,3	82,3	62,3
-25	128,5	112,1	103,9	91,6	83,5	63,0
-26	130,6	113,9	105,5	93,0	84,6	63,7
-27	132,8	115,7	107,2	94,3	85,8	64,4
-28	135,0	117,5	108,8	95,7	87,0	65,1
-29	137,1	119,3	110,4	97,0	88,1	65,8
-30	139,3	121,1	112,0	98,4	89,3	66,5
-31	141,4	122,9	113,6	99,7	90,4	67,2
-32	143,6	124,7	115,2	101,0	91,6	67,9
-33	145,7	126,4	116,8	102,4	92,7	68,6
-34	147,9	128,2	118,4	103,7	93,9	69,3
-35(и ниже)	150,0	130,0	120,0	105,0	95,0	70,0

Примечание:

Минимальная температура для обеспечения нагрузки горячего водоснабжения и сред температуры прямой сетевой воды на выходе теплоисточника задаются в соответствии с утвержденной режимной картой работы тепловых сетей от теплоисточника.

Рисунок 3.9 – Температурный график регулирования отпуска тепла для источников теплоснабжения г. Стерлитамак

для включения в договора  
теплоснабжения

Приложение № 3.1.4  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,  
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,  
по температурному графику 105-70 °С  
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
43	35,5	75	54,0
44	36,1	76	54,6
45	36,7	77	55,1
46	37,3	78	55,7
47	37,9	79	56,2
48	38,5	80	56,8
49	39,1	81	57,3
50	39,7	82	57,8
51	40,3	83	58,4
52	40,9	84	58,9
53	41,5	85	59,5
54	42,1	86	60,0
55	42,7	87	60,5
56	43,3	88	61,1
57	43,9	89	61,6
58	44,4	90	62,1
59	45,0	91	62,7
60	45,6	92	63,2
61	46,2	93	63,7
62	46,7	94	64,3
63	47,3	95	64,8
64	47,9	96	65,3
65	48,4	97	65,8
66	49,0	98	66,4
67	49,6	99	66,9
68	50,1	100	67,4
69	50,7	101	67,9
70	51,2	102	68,4
71	51,8	103	69,0
72	52,4	104	69,5
73	52,9	105	70,0
74	53,5		

Рисунок 3.10 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-1

для включения в договора  
теплоснабжения

Приложение № 3.1.5  
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"  
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,  
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,  
по температурному графику 95-70 °С  
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
41	35,6	69	54,0
42	36,3	70	54,6
43	37,0	71	55,3
44	37,7	72	55,9
45	38,3	73	56,5
46	39,0	74	57,2
47	39,7	75	57,8
48	40,4	76	58,4
49	41,0	77	59,0
50	41,7	78	59,6
51	42,4	79	60,3
52	43,0	80	60,9
53	43,7	81	61,5
54	44,4	82	62,1
55	45,0	83	62,7
56	45,7	84	63,3
57	46,3	85	63,9
58	47,0	86	64,6
59	47,6	87	65,2
60	48,3	88	65,8
61	48,9	89	66,4
62	49,6	90	67,0
63	50,2	91	67,6
64	50,8	92	68,2
65	51,5	93	68,8
66	52,1	94	69,4
67	52,7	95	70,0
68	53,4		

Рисунок 3.11 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-2, 3, 7, 10 и 14

На рисунках 3.12 – 3.17 представлены данные о фактических среднесуточных температурах теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах на выводах СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и КЦ-7 в 2018 году в сравнении с расчетными.

Практически на всех выводах данных источников фактическая температура воды, по результатам работы в 2018 году, в подающем и обратном трубопроводах соответствует фактической, за исключением верхней срезки, которая по фактическим данным прослеживается при температуре сетевой воды в подающем трубопроводе 115 °С.



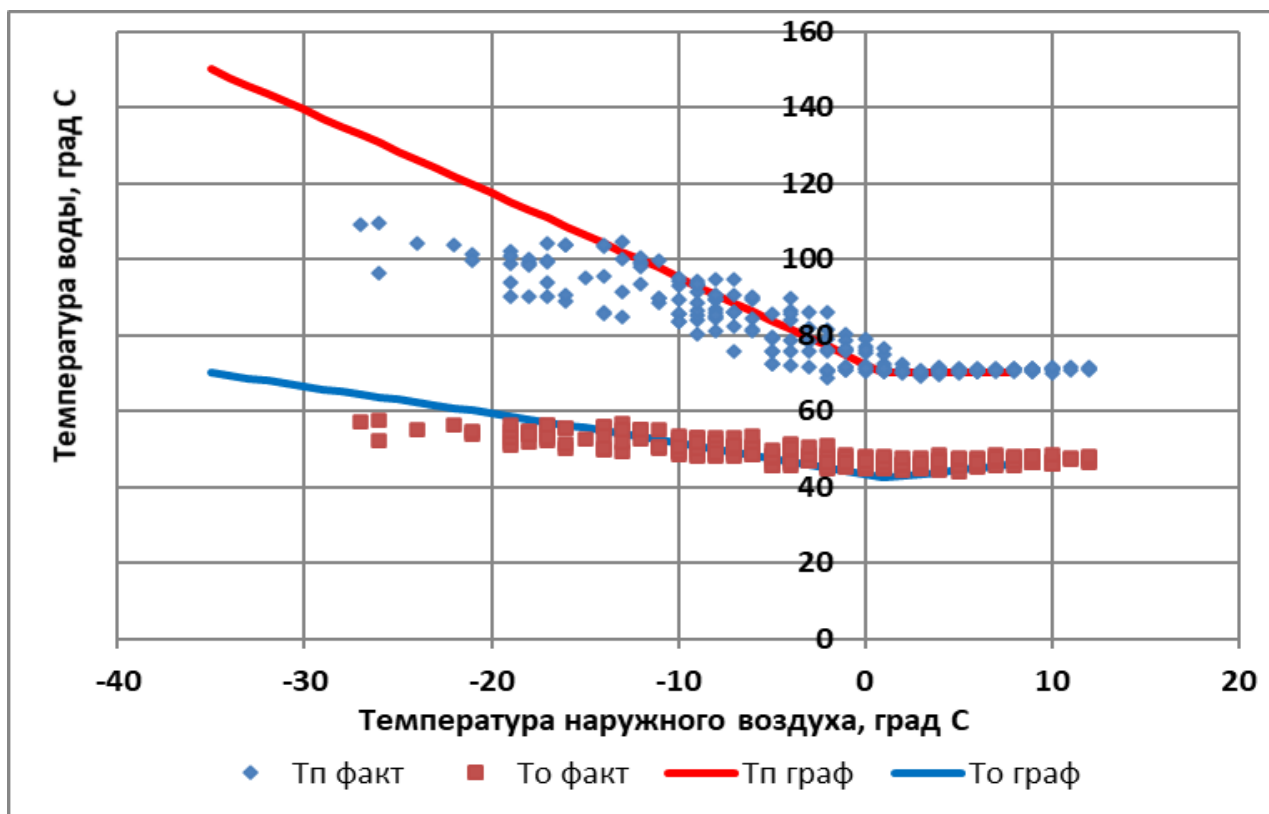


Рисунок 3.12 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-1 (город)

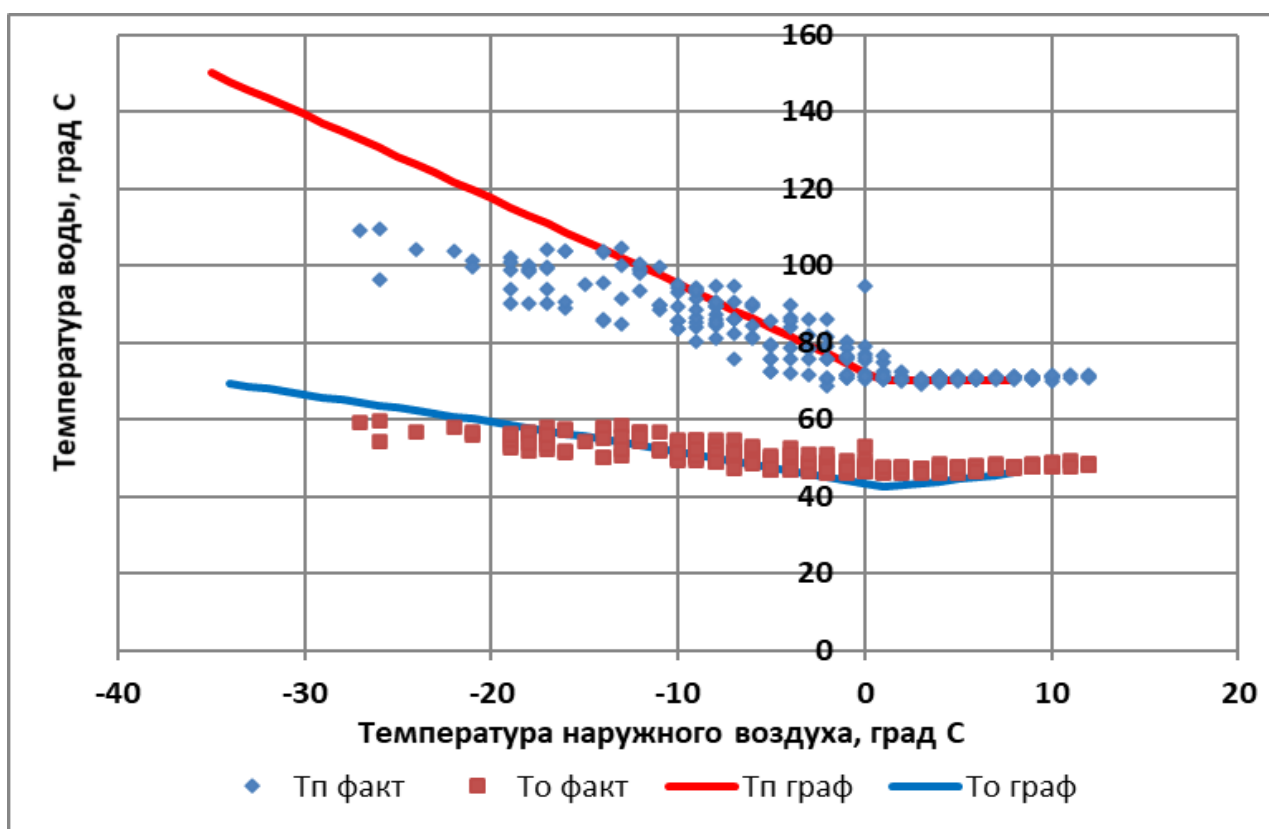


Рисунок 3.13 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-3 (город)

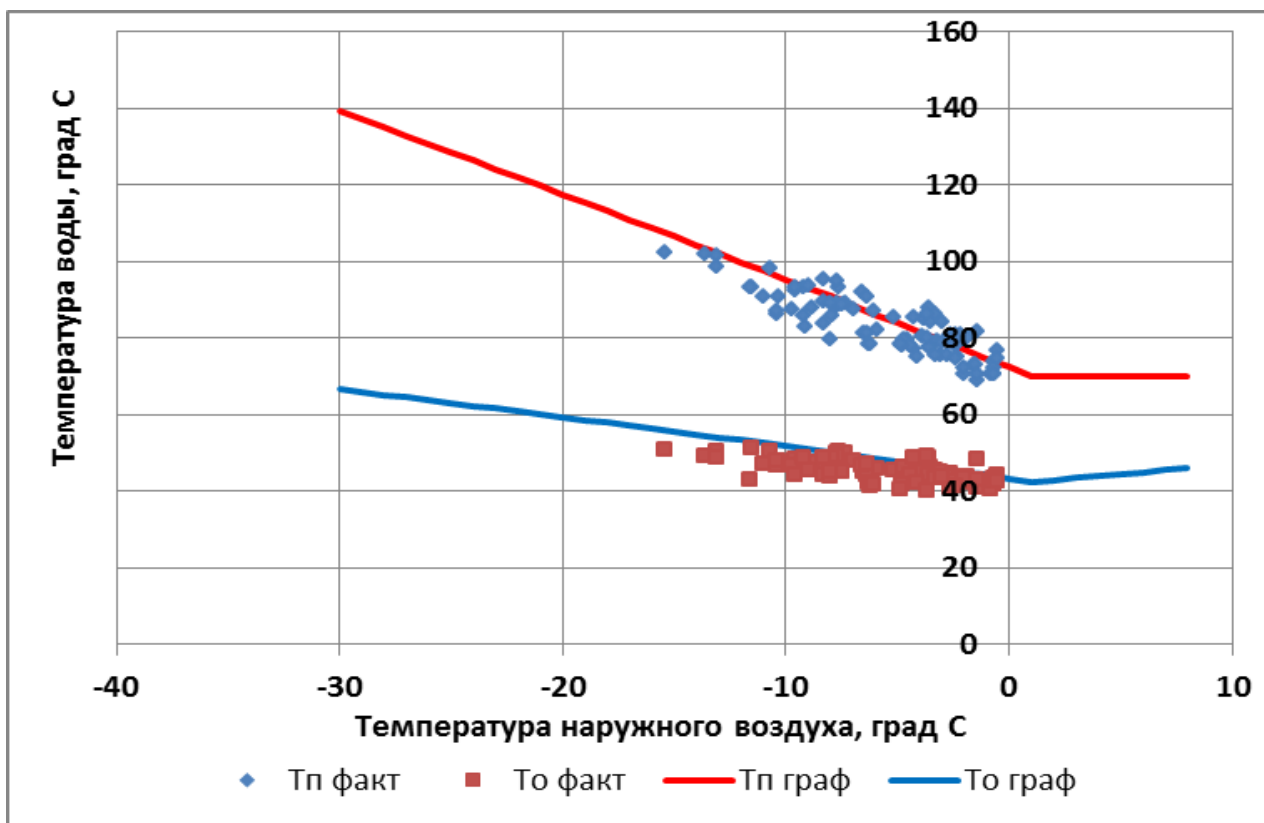


Рисунок 3.14 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-13 (Строймаш)

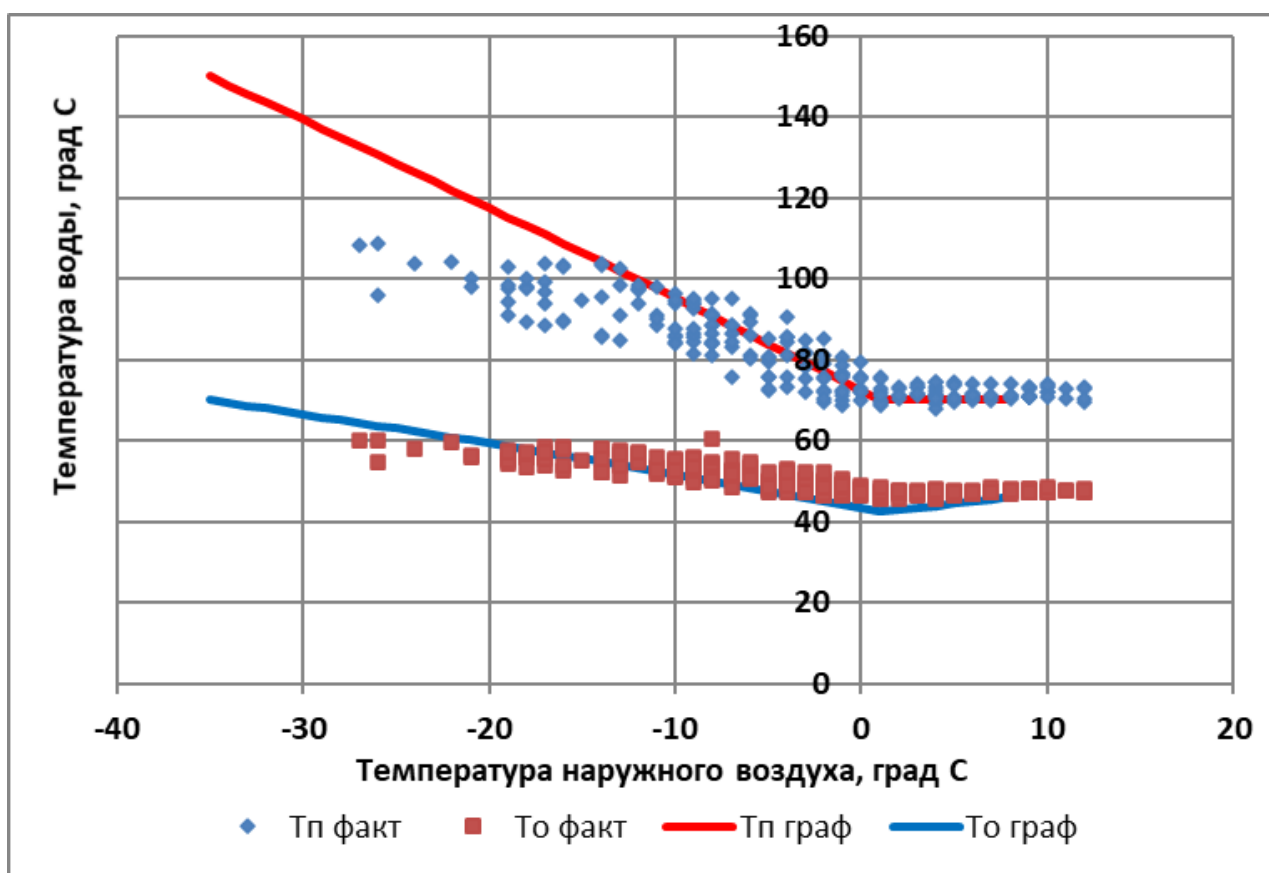


Рисунок 3.15 – Температурный график Н-СтТЭЦ по выводу ТМ-8 (город)



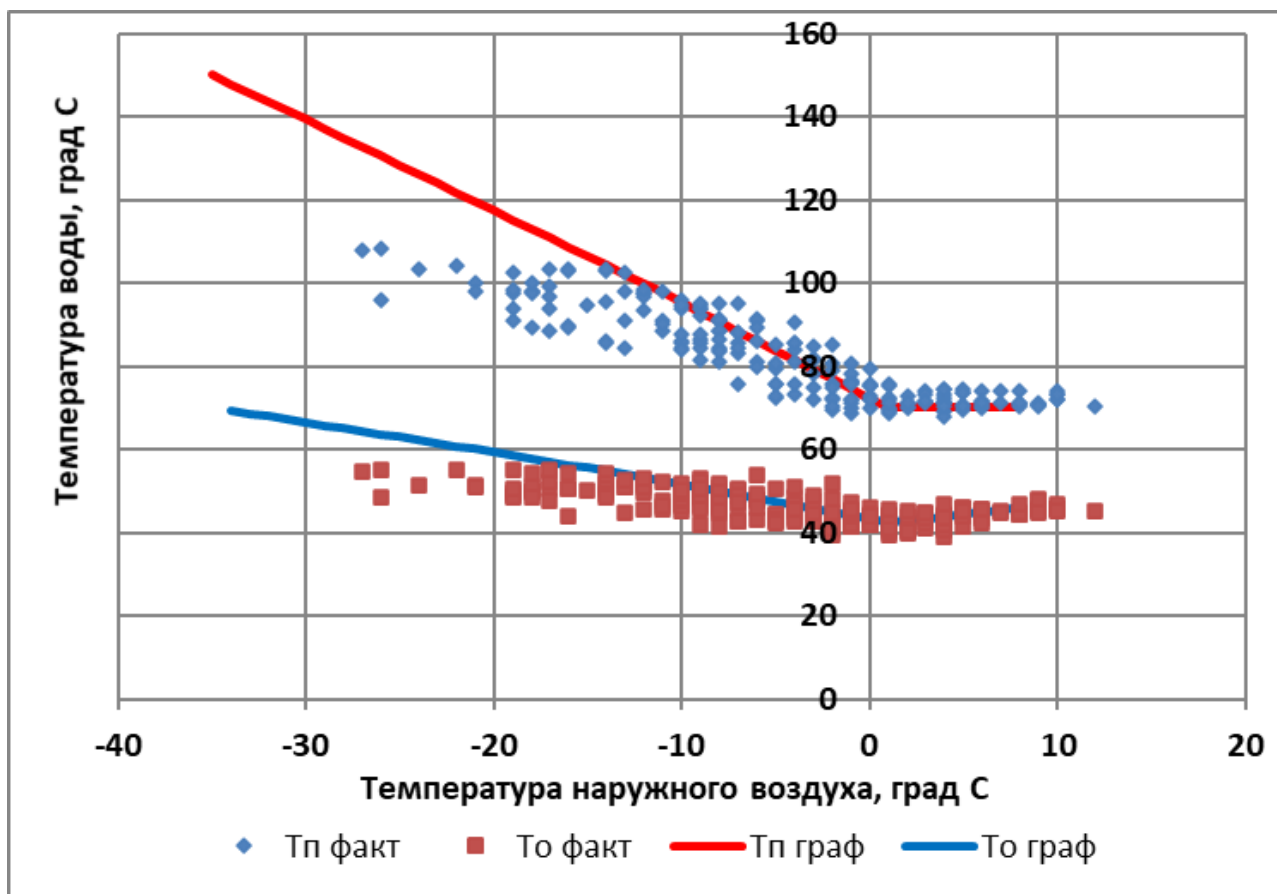


Рисунок 3.16 – Температурный график Н-СтТЭЦ по выводу ТМ-9 (Каустик)

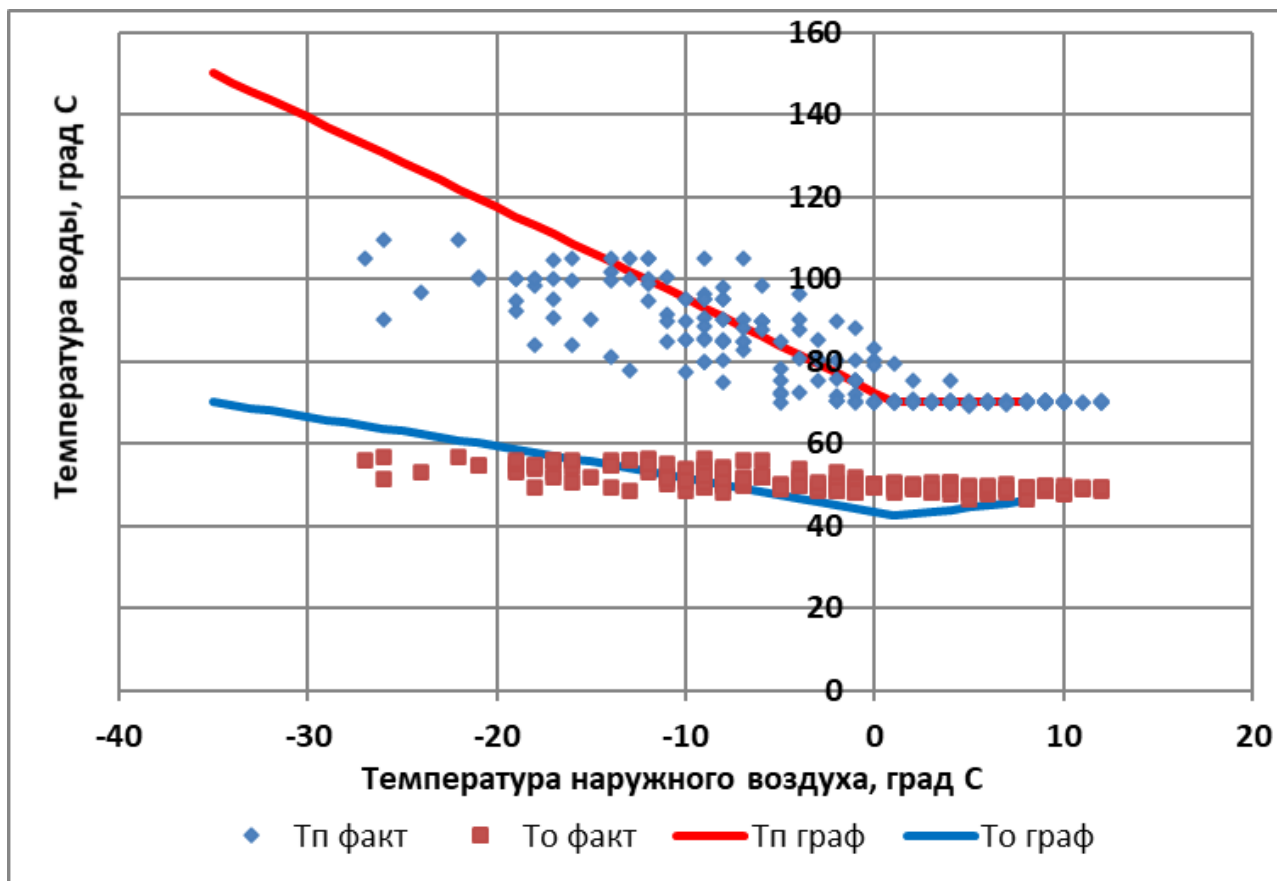


Рисунок 3.17 – Температурный график КЦ-7 по выводу ТМ-11 (город)

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

Результаты расчетов гидравлических режимов тепловых сетей приведены в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2021 год). Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Приложение 4 «Существующие гидравлические режимы тепловых сетей» (шифр 80445.ОМ-ПСТ.001.004).

### **3.2.6 Статистика отказов (аварийных ситуаций) тепловых сетей. Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей**

Статистика отказов (аварийных ситуаций) тепловых сетей, статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Повреждения на тепловых сетях ООО «БашРТС» города Стерлитамак за период с 2015 по 2017 годы

№№	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (М, квартальные, ОТ, ГВС, ...)	Место повреждения (подающий тр., обратный тр., камера, компенсатор, ...)	Период возникновения повреждения (отопительный, межотопительный, гидравлические испытания, ...)	Диаметр Ду, мм	Длина участка	Участок		Выявление повреждения	Завершение работ	Снижение температуры в отопляемых помещениях ниже 12 °С	Причина возникновения повреждения (внутренняя/внешняя коррозия, механическое повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, канальная, бесканальная, ...)
								начало участка	конец участка					
1	НС-ТЭЦ	ТМ№8	М	Компенсатор	ГИ	1000		Тк828а		12.05.2015	13.05.2015	нет	Разгерметизация сальникового уплотнений при проведении гидравлических испытаний	подземная
2	НС-ТЭЦ	ТМ№6	М	ОТ	ГИ	500	97	Тк601	Тк601а	13.05.2015	14.05.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
3	НС-ТЭЦ	ТМ№8	М	ПТ	ГИ	1000		Тк828	Тк132	16.05.2015	16.05.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
4	НС-ТЭЦ	ТМ№1	М	Арматура	МОП	250		Тк127		21.05.2015	21.05.2015	нет	Разгерметизация уплотнений фланцевого соединения	подземная
5	КЦ-7	ТМ№11	М	ПТ	ГИ	800	91	Тк1111	Тк1112	25.05.2015	27.05.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
6	КЦ-7	ТМ№11	М	ПТ	ГИ	800	91	Тк1112	Тк1113	28.05.2015	28.05.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
7	С-ТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	85	Тк406	Тк407	01.06.2015	03.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
8	С-ТЭЦ	ТМ№2	М	ПТ	ГИ	400	125	Тк222	Тк223	01.06.2015	19.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
9	С-ТЭЦ	ТМ№2	М	ПТ	ГИ	400	125	Тк222	Тк223	02.06.2015	02.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
10	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	238	Тк114	Тк115	02.06.2015	03.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
11	С-ТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	500	84	Тк330	Тк331	03.06.2015	06.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
12	С-ТЭЦ	ТМ№2	М	ПТ	ГИ	400	349	Тк106	Тк206	04.06.2015	19.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
13	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	188	Тк115	Тк116	04.06.2015	06.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
14	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	265	Тк116	Тк117	04.06.2015	06.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
15	С-ТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	95	Тк308	Тк309	07.06.2015	09.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
16	С-ТЭЦ	ТМ№3	М	Арматура	ГИ	150		Тк331		07.06.2015	09.06.2015	нет	Западание плашек	подземная
17	С-ТЭЦ	ТМ№2	М	ПТ	ГИ	400	125	Тк222	Тк223	19.06.2015	19.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
18	С-ТЭЦ	ТМ№2	М	ОТ	ГИ	400	125	Тк222	Тк223	22.06.2015	22.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
19	С-ТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	МОП	600	90	Тк313	Тк314	24.06.2015	25.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
20	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	МОП	700	90	Тк313	Тк314	08.07.2015	09.07.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная

№№	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (М, кварталные, ОТ, ГВС, ...)	Место повреждения (подающий тр., обратный тр., камера, компенсатор, ...)	Период возникновения повреждения (отопительный, межотопительный, гидравлические испытания, ...)	Диаметр Ду, мм	Длина участка	Участок		Выявление повреждения	Завершение работ	Снижение температуры в отапливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возникновения повреждения (внутренняя/внешняя коррозия, механическое повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, канальная, бесканальная, ...)
								начало участка	конец участка					
21	КЦ№7	ТМ№11	М	камера	МОП	400		Тк1115		18.08.2015	18.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
22	КЦ№7	ТМ№11	М	ПТ	МОП	800	90	Тк313	Тк314	18.08.2015	19.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
23	СтТЭЦ	ТМ№4	М	ОТ	ГИ	500	85	Тк406	Тк407	24.08.2015	25.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
24	СтТЭЦ	ТМ№2	М	камера	ГИ	400		Тк222		25.08.2015	26.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
25	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	111	Тк112	Тк113	25.08.2015	26.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
26	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	95	Тк308	Тк309	26.08.2015	27.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
27	СтТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	85	Тк406	Тк407	28.08.2015	29.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
28	СтТЭЦ	ТМ№7	М	ПТ	ГИ	500	55	Тк719а	Тк720	30.08.2015	30.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
29	СтТЭЦ	ТМ№7	М	ПТ	ГИ	500	55	Тк719а	Тк720	30.08.2015	31.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
30	СтТЭЦ	ТМ№7	М	ПТ	ГИ	500	55	Тк719а	Тк720	30.08.2015	31.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
31	СтТЭЦ	ТМ№7	М	ПТ	ГИ	500	152	Тк718	Тк719	30.08.2015	31.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
32	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	МОП	700	93	Тк122	Тк123	10.09.2015	14.09.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
33	СтТЭЦ	ТМ№1	М	камера	МОП	700		Тк113		10.09.2015	14.09.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
34	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	22.09.2015	25.09.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
35	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ОП	600	74	Тк309	Тк310	22.09.2015	25.09.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
36	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	25.09.2015	25.09.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
37	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	25.09.2015	25.09.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
38	СтТЭЦ	ТМ№6	М	ПТ	ОП	500	85	Тк605	Тк606	06.10.2015	07.10.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
39	СтТЭЦ	ТМ№6	М	ПТ	ОП	500	85	Тк605	Тк606	08.10.2015	08.10.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
40	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	15.10.2015	20.10.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного	канальная

№№	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (М, кварталные, ОТ, ГВС, ...)	Место повреждения (подающий тр., обратный тр., камера, компенсатор, ...)	Период возникновения повреждения (отопительный, межотопительный, гидравлические испытания, ...)	Диаметр Ду, мм	Длина участка	Участок		Выявление повреждения	Завершение работ	Снижение температуры в отапливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возникновения повреждения (внутренняя/внешняя коррозия, механическое повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, канальная, бесканальная, ...)
								начало участка	конец участка					
													покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	
41	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	15.10.2015	20.10.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
42	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	15.10.2015	20.10.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
43	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	15.10.2015	20.10.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
44	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	15.10.2015	20.10.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
45	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	Испытания на максим. температуру	500	97	Тк333	Тк334	20.04.2016	21.04.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
46	СтТЭЦ	ТМ№6	М	ОТ	ГИ	400	80	Тк603	Тк603а	11.05.2016	12.05.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
47	СтТЭЦ	ТМ№8	М	ПТ	ГИ	1000		Тк828	Тк828а	12.05.2016	13.05.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
48	КЦ№7	ТМ№11	М	ПТ	ГИ	600	131	Тк1110	Тк1111	24.05.2016	25.05.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
49	КЦ№7	ТМ№11	М	Сильф. компенсатор	ГИ	700		Тк1102а		24.05.2016	27.05.2016	нет	Нарушение герметизации сильфонной части компенсатора	подземная
50	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ГИ	600	94	Тк312	Тк313	25.05.2016	26.05.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
51	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	24	Тк307	Тк308	31.05.2016	01.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
52	СтТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	85	Тк406	Тк407	01.06.2016	02.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
53	СтТЭЦ	ТМ№3	М	камера	ГИ	150		Тк329		01.06.2016	01.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
54	СтТЭЦ	ТМ№1	М	камера	ГИ	700		Тк115		01.06.2016	02.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
55	СтТЭЦ	ТМ№1	М	камера	ГИ	700		Тк113		02.06.2016	02.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
56	СтТЭЦ	ТМ№1	М	камера	ГИ	700		Тк113		02.06.2016	02.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
57	СтТЭЦ	ТМ№3	М	камера	ГИ	50		Тк340		02.06.2016	02.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
58	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	94	Тк312	Тк313	02.06.2016	03.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
59	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	92	Тк310	Тк311	03.06.2016	04.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная



№№	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (М, кварталные, ОТ, ГВС, ...)	Место повреждения (подающий тр., обратный тр., камера, компенсатор, ...)	Период возникновения повреждения (отопительный, межотопительный, гидравлические испытания, ...)	Диаметр Ду, мм	Длина участка	Участок		Выявление повреждения	Завершение работ	Снижение температуры в отапливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возникновения повреждения (внутренняя/внешняя коррозия, механическое повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, канальная, бесканальная, ...)
								начало участка	конец участка					
60	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ГИ	600	92	Тк310	Тк311	04.06.2016	04.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
61	СтТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	85	Тк406	Тк407	04.06.2016	05.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
62	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	338	Тк117	Тк118	04.06.2016	05.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
63	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	238	Тк117	Тк118	04.06.2016	05.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
64	СтТЭЦ	ТМ№3	М	арматура	ГИ	100		Тк301		05.06.2016	05.06.2016	нет	Западение плашек	надземная
65	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	95	Тк308	Тк309	05.06.2016	06.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
66	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ГИ	600		Тк310		06.06.2016	06.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
67	СтТЭЦ	ТМ№1	М	камера	ГИ	700		Тк113		06.06.2016	07.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
68	СтТЭЦ	ТМ№4	М	камера	ГИ	500		Тк401		06.06.2016	07.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
69	СтТЭЦ	ТМ№1	М	камера	ГИ	700		Тк106		06.06.2016	08.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
70	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	238	Тк117	Тк118	06.06.2016	07.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
71	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	74	Тк309	Тк310	06.06.2016	07.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
72	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	92	Тк310	Тк311	07.06.2016	10.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
73	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	238	Тк117	Тк118	07.06.2016	09.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
74	СтТЭЦ	ТМ№3	М	камера	ГИ	150		Тк307		07.06.2016	09.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
75	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	238	Тк117	Тк118	09.06.2016	09.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
76	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	103	Тк311	Тк312	09.06.2016	10.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
77	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	103	Тк311	Тк312	09.06.2016	10.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
78	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	94	Тк312	Тк313	09.06.2016	10.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
79	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	94	Тк312	Тк313	09.06.2016	10.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная

№№	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (М, кварталные, ОТ, ГВС, ...)	Место повреждения (подающий тр., обратный тр., камера, компенсатор, ...)	Период возникновения повреждения (отопительный, межотопительный, гидравлические испытания, ...)	Диаметр Ду, мм	Длина участка	Участок		Выявление повреждения	Завершение работ	Снижение температуры в отапливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возникновения повреждения (внутренняя/внешняя коррозия, механическое повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, канальная, бесканальная, ...)
								начало участка	конец участка					
80	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	94	Тк312	Тк313	09.06.2016	10.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
81	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ; ОТ	ГИ	600	94	Тк312	Тк313	20.06.2016	23.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
82	КЦ№7	ТМ№11	М	ПТ	ГИ	500	99,5	Тк1133	Тк1134	05.08.2016	09.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
83	НСТЭЦ	ТМ№6	М	ПТ	ГИ	500	97	Тк601	Тк601а	16.08.2016	18.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
84	НСТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	800	297	Тк129	Тк128	19.08.2016	19.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
85	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	152	Тк104	Тк105	23.08.2016	26.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
86	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	90	Тк313	Тк314	24.08.2016	24.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
87	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	800	31	Тк124а	Тк125	24.08.2016	25.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
88	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	272	Тк116	Тк117	24.08.2016	25.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
89	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	500	77	Тк326	Тк327	25.08.2016	02.09.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
90	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	24	Тк307	Тк308	25.08.2016	26.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
91	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	МОП	600	103	Тк311	Тк312	05.09.2016	22.09.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
92	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	МОП	700	152	Тк104	Тк105	10.09.2016	13.09.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
93	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	МОП	700		Тк116	Тк117	10.09.2016	13.09.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
94	СтТЭЦ	ТМ№5	М	ПТ	ОП	250	272	Тк116	Тк117	19.09.2016	22.09.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
95	КЦ№7	ТМ№11	М	ПТ	ГИ	800	91	Тк1111	Тк1112	22.05.2017	23.05.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
96	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	800	103	Тк311	Тк312	29.05.2017	06.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
97	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ГИ	500	103	Тк311	Тк312	29.05.2017	01.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
98	СтТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	255	Тк404	Тк405	30.05.2017	31.05.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
99	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	170	Тк113а	Тк114	30.05.2017	31.05.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного	канальная



№№	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (М, кварталные, ОТ, ГВС, ...)	Место повреждения (подающий тр., обратный тр., камера, компенсатор, ...)	Период возникновения повреждения (отопительный, межотопительный, гидравлические испытания, ...)	Диаметр Ду, мм	Длина участка	Участок		Выявление повреждения	Завершение работ	Снижение температуры в отапливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возникновения повреждения (внутренняя/внешняя коррозия, механическое повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, канальная, бесканальная, ...)
								начало участка	конец участка					
													покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	
100	СтТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	85	Тк406	Тк407	01.06.2017	02.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
101	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	152	Тк104	Тк105	01.06.2017	02.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
102	СтТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	85	Тк406	Тк407	02.06.2017	02.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
103	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	152	Тк104	Тк105	03.06.2017	06.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
104	СтТЭЦ	ТМ№2	М	ПТ	ГИ	400	321	Тк221	Тк222	03.06.2017	30.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
105	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	223	Тк118	Тк119	04.06.2017	05.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
106	СтТЭЦ	ТМ№2	М	ПТ	ГИ	500	74	Тк208	Тк208/1	14.06.2017	15.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
107	СтТЭЦ	ТМ№7	М	ПТ	МОП	500	158	Тк716	Тк717	19.07.2017	19.07.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
108	СтТЭЦ	ТМ№6	М	ОТ	ГИ	500	87	Тк603	Тк604	04.08.2017	07.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
109	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	800	108	Тк131	Тк132	04.08.2017	07.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
110	КЦ№7	ТМ№11	М	ПТ	ГИ	600	65	Тк1110	Тк1109	11.08.2017	12.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
111	КЦ№7	ТМ№11	М	ОТ	ГИ	400	114	Тк1113	Тк1114	14.08.2017	14.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
112	СтТЭЦ	ТМ№7	М	ПТ	ГИ	500	152	Тк718	Тк719	21.08.2017	22.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
113	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	111	Тк112	Тк113	22.08.2017	25.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
114	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	31	Тк124а	Тк125	24.08.2017	24.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
115	СтТЭЦ	ТМ№7	М	ПТ	ГИ	500	158	Тк716	Тк717	24.08.2017	24.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
116	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	111	Тк112	Тк113	27.08.2017	27.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
117	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	111	Тк112	Тк113	27.08.2017	27.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
118	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	152	Тк104	Тк105	27.08.2017	27.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в ре-	канальная

№№	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (М, кварталные, ОТ, ГВС, ...)	Место повреждения (подающий тр., обратный тр., камера, компенсатор, ...)	Период возникновения повреждения (отопительный, межотопительный, гидравлические испытания, ...)	Диаметр Ду, мм	Длина участка	Участок		Выявление повреждения	Завершение работ	Снижение температуры в отапливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возникновения повреждения (внутренняя/внешняя коррозия, механическое повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, канальная, бесканальная, ...)
								начало участка	конец участка					
													зультате попадания грунтовых и паводковых вод)	
119	СтТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	120	Тк405	Тк406	28.08.2017	29.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
120	СтТЭЦ	ТМ№2	М	камера	МОП	200		Тк215		08.09.2017	12.09.2017	нет	Западание плашек, износ силовой гайки	подземная
121	СтТЭЦ	ТМ№1	М	камера	ОП	300		Тк120		18.10.2017	18.10.2017	да	Продавливание плит перекрытия автотранспортной техникой	подземная

Как следует из таблицы 3.5, за три года эксплуатации на тепловых сетях Стерлитамакского РТС произошло 121 повреждение, из которых только одно привело к снижению температуры в отапливаемых помещениях ниже нормативной (12 оС), срок устранения данного повреждения (№ 121 в таблице 3.6) составил 6 часов.

### **3.2.7 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

Диагностику состояния тепловых сетей Стерлитамакского РТС «БашРТС-Стерлитамак» филиала ООО «БашРТС» выполняет служба технической диагностики (СТД).

Планирование ремонтных программ начинается с формирования перечня объектов с указанием физических объемов (длина, диаметр и т.д.) и характеристик объекта (пропуск тепловой энергии, гидравлические потери и т.д.). Данный перечень формируется на основании заявки за подписью начальника района тепловых сетей (в программах, связанных с ремонтом электротехнического и КИПиА оборудования предприятия, за подписью начальников электротехнической службы и службы ТАИС) на имя технического директора с подкреплением соответствующих документов, отражающих необходимость включения в план определенных объектов.

При выполнении капитальных, текущих и аварийных ремонтов подразделения и службы БашРТС-Стерлитамак руководствуются:

- действующим регламентом реализации ремонтных и инвестиционных программ;
- регламентом по контролю использования собственных ресурсов при проведении ремонтных работ в БашРТС-Стерлитамак филиала ООО «БашРТС»;
- регламентом по планированию ремонтного фонда;
- правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды;
- правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей СО 34.04181-2003;
- рекомендациями действующих СНиП.

В 2016 году выполнен капитальный ремонт тепловых сетей на 6 участках подконтрольных Стерлитамакскому РТС, общей протяженностью 3 502 п. м в однострубно-м исчислении, в 2017 году выполнен капитальный ремонт тепловых сетей на 8 участках, об-

щей протяженностью 5 563 п. м. В 2018 году выполнен капитальный ремонт тепловых сетей на 22 участках подконтрольных Стерлитамакскому РТС, общей протяженностью 13 274 п. м в однострубно́м исчислении. 5 563 п. м. В 2019 году выполнен капитальный ремонт тепловых сетей на 22 участках подконтрольных Стерлитамакскому РТС, общей протяженностью 3481 п. м в однострубно́м исчислении

В таблице 3.8 приведена информация о выполненных капитальных ремонтах на тепловых сетях Стерлитамакского РТС за 2016-2018 годы.

**Таблица 3.8 – Капитальные ремонты на тепловых сетях Стерлитамакского РТС за 2016-2019 годы**

№ п/п	Количество участков	Длина (однотр.), п.м.
2016	6	3 502
2017	8	5 563,4
2018	22	13 274
2019	9	3481
<b>Итого:</b>	<b>45</b>	<b>25820,4</b>

### **3.2.8 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**

На тепловых сетях «БашРТС-Стерлитамак» филиала ООО «БашРТС» проводят следующие виды испытаний.

1. Испытания на плотность и прочность проводятся в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией.

Испытания проводятся 2 раза в год - после окончания отопительного сезона и в летний период после капитальных ремонтов. График испытаний согласовывается с администрацией городского округа г. Стерлитамак. Испытания проводятся по рабочим программам. Испытательное давление выбирается не менее 1,25 максимального рабочего, рассчитанного на предстоящий сезон. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Длительность испытаний - 5 дней для зоны Стерлитамакских ТЭЦ и 1-2 дня для зоны КЦ-7. Для эффективности испытаний организуются отдельные этапы (испытываемые участки) внутри каждой зоны (от 4 до 14 этапов). Испытательные давления создаются

сетевыми насосами теплоисточников и ПНС Стерлитамакская РТС. После проведения испытаний составляется Акт.

2. Испытания на максимальную температуру проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией. Испытания проводятся не реже одного раза в 5 лет. Последние испытания проводились в 2013 г. Испытания проводятся в конце отопительного периода с отключением внутренних систем детских и лечебных учреждений. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Максимальная испытательная температура соответствует температуре срезки по источнику на предстоящий отопительный сезон. После проведения испытаний составляется Акт.

3. Испытания на тепловые потери проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» по утвержденному графику. Испытаниям подвергаются отдельные магистрали или участки сети с характерными условиями эксплуатации. Данные, полученные в результате испытаний, используются для разработки нормативов тепловых потерь через изоляцию. После проведения испытаний выпускают отчет с результатами расчетов.

4. Испытания на гидравлические потери (пропускную способность) проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» по утвержденному графику. Испытаниям подвергаются отдельные магистрали или участки сети с характерными условиями эксплуатации. Последние испытания проводились в 2012 г. Данные, полученные в результате испытаний, используются для разработки гидравлических режимов и разработки энергетических (режимных) характеристик. После проведения испытаний выпускают отчет с результатами расчетов.

В 2017 году проводились испытания водяных тепловых сетей Стерлитамакского РТС на гидравлические потери. Испытания проводились на трубопроводах магистрали ТМ-11 от КЦ-7.

В результате испытаний было установлено, что фактические гидравлические характеристики трубопроводов тепловых статей ТМ-11 (находящиеся в эксплуатации Стерлитамакского РТС) соответствуют расчетным значениям, участки с завышенными значениями гидравлических потерь отсутствуют.

### 3.2.9 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям

Данные по затратам и потерям теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях Стерлитамакского РТС за 2017 - 2019 г.г представлены в таблице 3.9. В таблице приводятся нормативные значения указанных параметров, согласно тарифных дел, а также фактические значения затрат и потерь теплоносителя и тепловой энергии, принятые по отчетным данным БашРТС-Стерлитамак.

Таблица 3.9 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии Стерлитамакского РТС в 2019 году

Год	Потери и затраты теплоносителя в тепловых сетях, м <sup>3</sup>		Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал	
	нормативные потери и затраты	фактические (отчетные) потери и затраты	нормативные потери	фактические (отчетные) потери
2017	338 187	351 145	130 310	114 512
2018	715 156	551 619	129 623	120 247
2019	978 224,05	х	285 779,38	х

Фактические потери и затраты теплоносителя в системах централизованного теплоснабжения города Стерлитамак в зоне ответственности Стерлитамакского РТС ниже нормативных значений.

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

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей за период с 2015 по 2019 года выдано не было.

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

Потребителями, подключенными к тепловым сетям ООО «БашРТС», являются конечные потребители 1-го и 2-го контура теплоснабжения от СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельных КЦ-7.

Подключение потребителей на 1-м контуре по отоплению выполнено либо по независимой схеме отопления посредством теплообменников в ИТП, либо по зависимой схеме посредством элеваторных узлов.

Подключение потребителей на 1-м контуре по ГВС осуществляется по закрытой системе посредством теплообменников в ИТП.

Поскольку отпуск тепловой энергии на отопление от большинства ЦТП выполняется по температурным графикам 105/70 и 130/70 °С, подключение потребителей на 2-м контуре по отоплению выполняется также либо по независимой схеме отопления посредством теплообменников в ИТП, либо по зависимой схеме посредством элеваторных узлов.

Подключение потребителей на 2-м контуре по ГВС осуществляется по закрытой системе посредством теплосетевых контуров ГВС от ЦТП, при этом от некоторых ЦТП без циркуляции.

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

Большинство потребителей ООО «БашРТС» в городе Стерлитамак оснащены приборами учета тепловой энергии. БашРТС-Стерлитамак постоянно ведет работы по установке узлов учета тепловой энергии.

В 32 ЦТП установлены приборы учета отпуска тепла потребителям, характеристика приборов учета представлена в таблице 3.10.



Таблица 3.10 – Приборы учета тепла, установленные на ЦТП ООО «БашРТС»

№ п/п	Наименование узла учета и верх- ний предел изме- рения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
1.	ЦТП №1 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
2.	ЦТП №2 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
3.	ЦТП №3 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
4.	ЦТП №4 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
5.	ЦТП №5 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
6.	ЦТП №6 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
7.	ЦТП №7 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
8.	ЦТП №8 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
9.	ЦТП №9	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП -

№ п/п	Наименование узла учета и верх- ний предел изме- рения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
	(ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150)	Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	СЕТЬ
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
10.	ЦТП №10 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
11.	ЦТП №13 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромаг- нитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
12.	ЦТП №14 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
		13.	ЦТП №15 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150)	Тепловычислитель	
Датчик давления	Метран-55-ДИ			0,5	
Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС			1	
Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)				
	US 800 Ду150 (Т2)				
14.	ЦТП №16 (ПСВ Ду250) (ОСВ Ду250) (Подпитка Ду32)			Тепловычислитель	СПТ - 961.2
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду250 (Т1)		
			US 800 Ду250 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромаг- нитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
15.	ЦТП №18 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромаг- нитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
16.	ЦТП №19 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости	US 800 Ду200 (Т1)		

№ п/п	Наименование узла учета и верх- ний предел изме- рения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
		ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромаг- нитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
17.	ЦТП №20 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромаг- нитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
18.	ЦТП №22 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромаг- нитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
19.	ЦТП №27 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
20.	ЦТП №28 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
21.	ЦТП №29 (ПСВ Ду250) (ОСВ Ду250)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду250 (Т1)		
			US 800 Ду250 (Т2)		
22.	ЦТП №30 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромаг- нитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
23.	ЦТП №33 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромаг-	Взлёт ЭР исп. 420Ф		

№ п/п	Наименование узла учета и верхний предел измерения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
		нитный	Ду32		
24.	ЦТП №35 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
25.	ЦТП №36 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
26.	ЦТП №39 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
27.	ЦТП №42 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
28.	ЦТП №44 (ПСВ Ду80) (ОСВ Ду80) (Подпитка Ду25)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду80 (Т1)		
			US 800 Ду80 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду25		
29.	ЦТП №49 (ПСВ Ду100) (ОСВ Ду100) (Подпитка Ду25)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду100 (Т1)		
			US 800 Ду100 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду25		
30.	ЦТП №50 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости	US 800 Ду200 (Т1)		

№ п/п	Наименование узла учета и верхний предел измерения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
		ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
31.	ЦТП №53 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
32.	ЦТП №54 (ПСВ Ду100) (ОСВ Ду100)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду100 (Т1)		
			US 800 Ду100 (Т2)		

На выводах малых котельных КЦ-7 приборного учета тепловой энергии не ведется, тепловычислители не установлены.

Учет отпуска тепла осуществляется по расходу топлива и КПД котлов.

### 3.2.13 Анализ работы диспетчерских служб и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Ведение безопасного, надёжного и экономичного режима работы оборудования «БашРТС-Стерлитамак» в г. Стерлитамак обеспечивает оперативно-диспетчерская служба (ОДС) «БашРТС-Стерлитамак» ООО «БашРТС».

«Оперативно-диспетчерское управление (ОДУ) ООО «БашРТС» организовано в соответствии с Инструкцией ИН-201-03-И «Об организации оперативно-диспетчерского управления в ООО «БашРТС».

Структура ОДУ «БашРТС-Стерлитамак» представлена на рисунке 3.18.

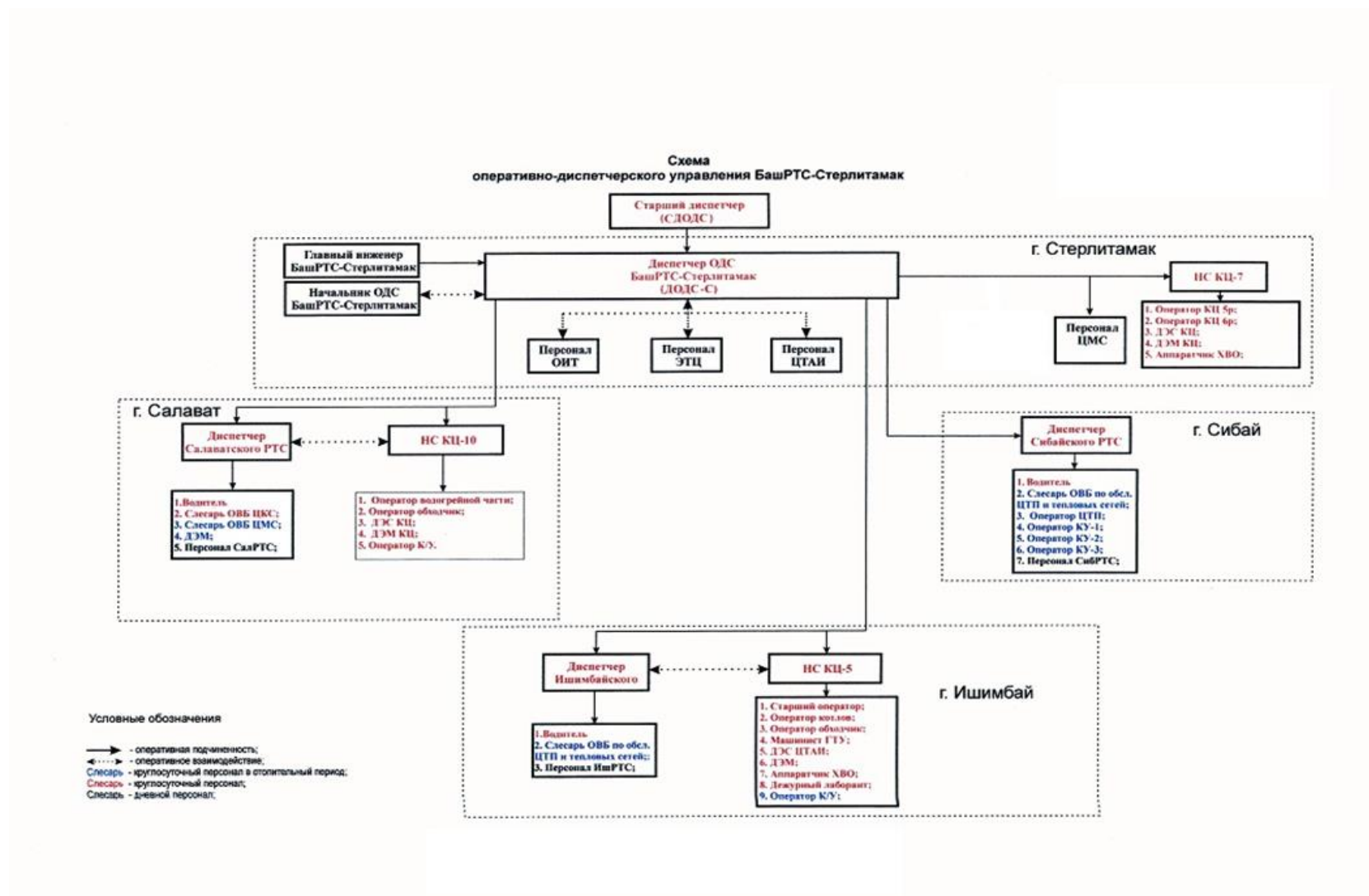


Рисунок 3.18 – Схема ОДУ «БашРТС-Стерлитамак»



Основными задачами оперативно-диспетчерского управления в «БашРТС-Стерлитамак» являются:

- ведение безопасного, надёжного и экономичного режима работы оборудования «БашРТС-Стерлитамак» в г. Стерлитамак. Обеспечение выполнения диспетчерского графика в объёме выполняемых функций;
- контроль и выполнение анализа режимов работы «БашРТС-Стерлитамак» в г. Стерлитамак;
- оперативное руководство (управление) согласованной работой персонала БашРТС-Стерлитамак в г. Стерлитамак в объёме выполняемых функций;
- рассмотрение, организация проработки оперативных заявок на вывод оборудования «БашРТС-Стерлитамак» в г. Стерлитамак (находящегося в оперативном управлении или оперативном ведении персонала ОДС) из работы и резерва в ремонт, консервацию или для проведения испытаний; в случаях, предусмотренных местными производственными инструкциями (документами), принятие решения по данным оперативным заявкам;
- контроль организации работ по локализации и ликвидации технологических нарушений, восстановлению режима работы оборудования «БашРТС-Стерлитамак» в г. Стерлитамак, которое находится в оперативном ведении оперативного персонала ОДС; выдача необходимых диспетчерских распоряжений (команд) в случае неудовлетворительной организации данных работ персоналом БашРТС-Стерлитамак;
- оперативное руководство (управление) режимами работы оборудования и персоналом при локализации и ликвидации технологических нарушений, восстановлении режима работы оборудования БашРТС-Стерлитамак в г. Стерлитамак, которое находится в оперативном управлении оперативного персонала ОДС;
- проведение работы с персоналом ОДС с целью поддержания его готовности к выполнению своих профессиональных функций; принятие участия в проведении работы с персоналом подразделений БашРТС-Стерлитамак в г. Стерлитамак по вопросам оперативно-диспетчерского управления;
- методическое руководство персоналом подразделений БашРТС-Стерлитамак по направлению «оперативно-диспетчерское управление»;
- контроль организации оперативно-диспетчерского управления в подразделениях БашРТС-Стерлитамак;



- разработка мероприятий по наладке и регулировке водяных тепловых сетей на отопительный сезон;
- составление режимных карт работы тепловых сетей на отопительный сезон и на переходные периоды;
- разработка карт уставок предупредительной сигнализации и аварийной защиты по насосным станциям БашРТС-Стерлитамак в г. Стерлитамак;
- разработка «Таблиц гидравлических режимов тепловых сетей на весенний и осенний переходные периоды при количественном регулировании отпуска тепла от Стерлитамакской ТЭЦ и от КЦ № 10.

ООО «БашРТС» организована автоматизированная система диспетчерского контроля (АСДК) с выводом параметров в ОДС-Ишимбай, ОДС-Стерлитамак и ОДС-Уфа.

Кроме АДС «БашРТС-Стерлитамак» на территории города функционирует «ЕДДС» («Единая дежурная диспетчерская служба городского округа г. Стерлитамак»).

ЕДДС в пределах своих полномочий взаимодействует со всеми дежурно-диспетчерскими службами (далее по тексту – ДДС) экстренных и оперативных служб и организаций (объектов) города по вопросам сбора, обработки и обмена информацией о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера (далее ЧС) (происшествиях) и совместных действий при угрозе возникновения или возникновении ЧС (происшествиях).

ЕДДС осуществляет прием и передачу сигналов оповещения ГО от вышестоящих органов управления, сигналов на изменение режимов функционирования муниципальных звеньев территориальной подсистемы единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (далее по тексту – РСЧС), прием сообщений о ЧС (происшествиях) от населения и организаций, оперативное доведение данной информации до соответствующих ДДС экстренных и оперативных служб и организаций (объектов), координацию совместных действий ДДС, оперативное управление силами и средствами соответствующего звена территориальной подсистемы РСЧС, оповещение руководящего состава муниципального звена и населения об угрозе возникновения или возникновении ЧС (происшествиях).

ЕДДС выполняет следующие основные задачи:

- прием вызовов (сообщений) о ЧС (происшествиях);
- оповещение и информирование руководства ГО, муниципального звена территориальной подсистемы РСЧС, органов управления, сил и средств на территории города, предназначенных и выделяемых (привлекаемых) для

предупреждения и ликвидации ЧС (происшествий), сил и средств ГО на территории города, населения и ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов) о ЧС (происшествиях), предпринятых мерах и мероприятиях, проводимых в районе ЧС (происшествия) через местную (действующую на территории города) систему оповещения, оповещение населения по сигналам ГО;

- организация взаимодействия в установленном порядке в целях оперативного реагирования на ЧС (происшествия) с органами управления РСЧС, администрацией города, органами местного самоуправления и ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов) города;
- информирование ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов), сил РСЧС, привлекаемых к ликвидации ЧС (происшествия), об обстановке, принятых и рекомендуемых мерах;
- регистрация и документирование всех входящих и исходящих сообщений, вызовов от населения, обобщение информации о произошедших ЧС (происшествиях) (за сутки дежурства), ходе работ по их ликвидации и представление соответствующих донесений (докладов) по подчиненности, формирование статистических отчетов по поступившим вызовам;
- оповещение и информирование ЕДДС муниципальных образований в соответствии с ситуацией по планам взаимодействия при ликвидации ЧС на других объектах и территориях;
- организация реагирования на вызовы (сообщения о происшествиях), поступающих через единый номер «112» и контроля результатов реагирования;
- оперативное управление силами и средствами РСЧС, расположенными на территории города, постановка и доведение до них задач по локализации и ликвидации последствий пожаров, аварий, стихийных бедствий и других ЧС (происшествий), принятие необходимых экстренных мер и решений (в пределах установленных вышестоящими органами полномочий).

На ЕДДС возлагаются следующие основные функции:

- осуществление сбора и обработки информации в области защиты населения и территорий от ЧС (происшествий);
- информационное обеспечение координационных органов РСЧС города;

- анализ и оценка достоверности поступившей информации, доведение ее до ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов), в компетенцию которой входит реагирование на принятое сообщение;
- обработка и анализ данных о ЧС (происшествии), определение ее масштаба и уточнение состава ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов), привлекаемых для реагирования на ЧС (происшествие), их оповещение о переводе в соответствующие режимы функционирования;
- сбор, оценка и контроль данных обстановки, принятых мер по ликвидации ЧС (происшествия), подготовка и коррекция заранее разработанных и согласованных со службами жизнеобеспечения города вариантов управленческих решений по ликвидации ЧС (происшествий), принятие экстренных мер и необходимых решений (в пределах, установленных вышестоящими органами полномочий);
- обеспечение надежного, устойчивого, непрерывного и круглосуточного функционирования системы управления, средств автоматизации, местной системы оповещения города;
- доведение информации о ЧС (в пределах своей компетенции) до органов управления, специально уполномоченных на решение задач в области защиты населения и территорий от ЧС, созданных при органах местного самоуправления;
- доведение задач, поставленных вышестоящими органами управления РСЧС, до соответствующих ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов), контроль их выполнения и организация взаимодействия;
- сбор от ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов), служб наблюдения и контроля, входящих в состав сил и средств наблюдения и контроля РСЧС, (систем мониторинга) и доведение до ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов) города полученной информации об угрозе или факте возникновения ЧС (происшествия), сложившейся обстановке и действиях сил и средств по ликвидации ЧС (происшествия);
- представление докладов (донесений) об угрозе возникновения или возникновении ЧС (происшествия), сложившейся обстановке, возможных вариантах решений и действиях по ликвидации ЧС (происшествия) (на основе ра-

нее подготовленных и согласованных планов) в вышестоящий орган управления по подчиненности;

- мониторинг состояния комплексной безопасности объектов социального назначения и здравоохранения с круглосуточным пребыванием людей и объектов города;
- участие в организации профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации специалистов для несения оперативного дежурства на муниципальном и объектовом уровнях РСЧС.

### 3.2.14 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Системами диспетчерского контроля оснащено 12 ЦТП АО «СРТС». Данные по типу средств измерения и автоматики, установленных на ЦТП, представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Средства измерения и автоматики на ЦТП АО «СРТС»

п/п	График	Тип средств измерения и автоматики	Гр. отп.	Дата изготовления
ЦТП № 13				
1	105/70	ТРМ-32	1,2,3,4,5,6,7,8	2011г.
2		МЭО100/63-0,63-99К		2011г
3		ПБР-3		2011г.
4		ТСМ - Гр. 50М		
ЦПТ № 16				
1	105/70	ТРМ-32	1,2,3,4	2011г.
2		МЭО100/63-0,63		2011г
3		ПБР-3		2011г.
4		ТСМ - Гр. 50М		
ЦТП № 17				
1	105/70	ТРМ148	1	2013
2		МЭО87-250/25-0,25		1992
3		ПБР-3		19
4		ТСМ0879-50М		
5	105/70	ТРМ148	2	2013
6		МЭО87-100/25-0,25		1993
7		ПБР-3		19
8		ТСМ0879-50М		
9	105/70	ТРМ148	3	2013
10		МЭО87-100/25-0,25		1992
11		ПБР-3		19

п/п	График	Тип средств измерения и автоматики	Гр. отп.	Дата изготовления
12		TСM0879-50M		
ЦТП № 18				
13	105/70	ТРМ32	1,2,3	2012
14		МЭО40 -40/25-0,25		1983
15		ПБР-2		1994
16		TСM-гр.50M		
ЦТП № 19				
17	105/70	T48M-1	1,2,3,4	1989
18		МЭО40 -250/63-0,25		1989
19		ПБР-2		
20		TСM0879-гр50M		1989
21	105/70	АРТ-01	5	
22		25ч945нж 3/Р		
23				
24		ТС (специальный)		
ЦТП № 20				
25	120/70	ТРМ32	1,2,3	2013
		МЭО100/63-0,63		2013
26		ПБР-3А		2013
27		TСM-гр.50M		
28	120/70	ТРМ32	4	2013
29		МЭО100/63-0,63		2013
30		ПБР-3А		92/89
31		TСM1088-гр50M		1995
32	120/70	ТРМ32	5	2013
33		МЭО100/63-0,63		2013
34		ПБР-3А		2013
35		TСM1088-гр50M		
ЦТП № 22				
36	120/70	ТРМ-32	1,3	2012г.
37		МЭО100/63-0,63		2011г.
38		ПБР-3		2012
39		TСM - Гр. 50M		
40	120/70	T48-1	2,4	
41		МЭО82 40/63-0,63		
42		ПБР-2М		
43		TСM-гр.50M		
ЦТП № 30				
44	130/70	ТРМ32	1,2	2010
45		МЭО100/63-0,63-99К		2010
46		ПБР-3А		2010
47		TСM0879-50M		1985
48	130/70	ТРМ32	3,4	2010
49		МЭО100/63-0,63-99К		2010

п/п	График	Тип средств измерения и автоматики	Гр. отп.	Дата изготовления
50		ПБР-3А		2010
51		TСM0879-50M		1985
ЦТП № 36				
52	130/70	ТРМ32	1	2010
53		МЭО100/63-0,63-99К		2010
54		ПБР-3А		2010
55		TСM 50M		1985
56	130/70	ТРМ32	2	2010
57		МЭО100/63-0,63-99К		2010
58		ПБР-3А		2010
59		TСM0879 50M		1987
60	130/70	ТРМ32	3	2010
61		МЭО100/63-0,63-99К		2010
62		ПБР-3А		2010
63		TСM 0879 50M		1985
ЦТП № 42				
64		TAC2112	1	
65				
66				
67		TAC2112	2	
68				
69				
ЦТП № 50				
70	130/70	МИТЕРМ2.174	1 Пластинч бойлер	
71		МЭО87-		
72		У300		
73		TСM0879 50M		
74	130/70	МИТЕРМ2.174	2 Пластинч бойлер	
75		МЭО87-		
76		У300		
77		TСM0879 50M		
ЦТП № 55				
78		ECL110-130	Пластинч бойлер	2012
79		Клапан. per.VFS2		2012

### 3.2.15 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

При повышении давления сверх установленных допустимых значений на ЦТП происходит срабатывание предохранительного клапана, являющегося средством защиты от повышения давления в обратном трубопроводе тепловой сети.

На КЦ-7 установлены два предохранительных клапана Ду150 мм на обратном тру-

бопроводе.

На ТЭЦ города Стерлитамак также установлены демпферные баки и предохранительные клапаны.

### **3.2.16      Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию по Стерлитамакскому РТС на 2017 год, представлены в таблице 3.12.

Часть представленных в таблице 3.12 сетей переданы в эксплуатацию в БашРТС-Стерлитамак на основании Постановления администрации г. Стерлитамак.

Безхозные тепловые сети в 2019 году не выявлены.



Таблица 3.12 – Данные по бесхозным тепловым сетям

Участок тепловых сетей		Тип прокладки	Диаметр трубопроводов, мм.		Протяженность в двухтрубном исч., (м)	Тип изоляции	Год ввода	Обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию
камера 1	Камера 2		подающий	обратный				
от тк-303	до перехода 377/273	ЭСТ	350	350	162,00	Маты минераловатные прош.М.100	1987	Постановление Администрации го г.Стерлитамака №2118 от 04.10.2017 г.
от перехода 377/273	отпуск в канал	ЭСТ	250	250	5,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
отпуск в канал	до воздушной прокладки	НК	250	250	130,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
от подъема на возд.прокладку	до секц. арматуры	ЭСТ	250	250	75,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
от секц. арматуры	до Стандарт, ИП Жигадло	ЭСТ	250	250	8,50	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
от Стандарт, ИП Жигадло	до перехода 273/108	ЭСТ	250	250	240,50	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
от перехода 273/108	до врезки ООО Внешпромхим	ЭСТ	100	100	123,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
до врезки ООО Внешпромхим	до врезки ООО УК ЖКХ	ЭСТ	100	100	505,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
от врезки ООО УК ЖКХ	до ж/д Кочетова, 45	ЭСТ	100	100	19,50	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
ТП ж/д ул.Артема 67	Управление МВД	ТП	70	70	10,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1990	
ТП ул.Волочаевская, 1а	ООО СКБ «Станко-строение»	ТП	80	80	15,65	Маты минер-ватные прош.М.100	1990	
ТП ул.Волочаевская, 1а	Управление МВД	ТП	50	50	1,10	Маты минер-ватные прош.М.100	1990	
ул.И.Насыри 17	ГЭУ	ТП	100	100	6,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1960	
ГЭУ	ул.И.Насыри 19	НК	70	70	15,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1960	
ГЭУ	ул.И.Насыри 17	ТП	100	100	26,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1960	
ГЭУ	ул.И.Насыри 17	НК	70	70	30,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1960	
ТП ж/д ул. Худайбердина 178	Пенс.фонд РФ	ТП	50	50	120,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1967	
ТП ж/д ул. Вокзальная 9	УТ1	ЭСТ	80	80	28,00	Маты минер-ватные прош.М.100	2001	
УТ1	УТ2	ЭСТ	80	80	14,80	Маты минер-ватные прош.М.100	2001	
УТ2	УТ3	ЭСТ	80	80	51,00	Маты минер-ватные прош.М.100	2001	

Участок тепловых сетей		Тип прокладки	Диаметр трубопроводов, мм.		Протяженность в двухтрубном исч., (м)	Тип изоляции	Год ввода	Обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию
камера 1	Камера 2		подающий	обратный				
УТ3	УТ4	ЭСТ	80	80	3,00	Маты минер-ватные прош.М.100	2001	
УТ4	УТ5	ЭСТ	80	80	107,00	Маты минер-ватные прош.М.100	2001	
УТ5	Церковь Живая Вера	ЭСТ	80	80	16,00	Маты минер-ватные прош.М.100	2001	
УТ1	ул. Элеваторная 49	ЭСТ	80	80	12,90	Маты минер-ватные прош.М.100	1992	
тк-1132	ул.Пантелькина,54б	НК	100	100	10,00	Маты минер-ватные прош.М.100	2014	Постановление Администрации го г.Стерлитамака №2016 от 25.09.2017 г.
тк-1101в	ж/д ул. Гоголя 130а	НК	200	200	20,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1985	Постановление Администрации го г.Стерлитамака №2016 от 25.09.2017 г.
ж/д ул. Гоголя 130а	тк-1101в	НК	200	200	20,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1985	
тк-1101в	тк-1	НК	200	200	50,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1985	
тк-1	тк-2	НК	150	150	150,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1985	
тк-1	БИТП №1 ж/д ул. Гоголя 130а	НК	100	100	15,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1985	
тк-2	БИТП №2 ж/д ул. Гоголя 130а	НК	100	100	15,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1985	
тк-50-25	ж/д ул. Юрматинская 10	НК	70	70	44,00	Маты минер-ватные прош.М.100	2014	
тк-50-25	ж/д ул. Юрматинская 12	НК	70	70	65,00	URSA	2016	
тк-50-24	ж/д ул. Юрматинская 8	НК	100	100	210,00	URSA	2014	
4МБТК 3	ж/д ул. Артема 70 (БИТП №3)	НК	125	125	34,00	URSA	2009	
тк-51-12	ж/д ул. Связистов 5а	НК	100	100	13,00	URSA	2014	
ТП ж/д ул. Связистов 5а	ТП ж/д ул.Связистов 7/а	НК	40	40	31,00	URSA	2015	
тк-55-16	ж/д ул. Стерлиб.тракт 35/а	НК	50	50	29,00	URSA	2015	
на вводе ЦТП №1	ж/д ул.Худайбердина 150/б	НК	70	70	100,00	URSA	2014	
на вводе ЦТП №1	ж/д ул.Худайбердина 150/б	НК	80	80	20,00	URSA	2014	

Участок тепловых сетей		Тип прокладки	Диаметр трубопроводов, мм.		Протяженность в двухтрубном исч., (м)	Тип изоляции	Год ввода	Обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию
камера 1	Камера 2		подающий	обратный				
на вводе ЦТП №1	магазин ул.Худайбердина 150/а	НК	80	80	8,10	URSA	2014	
тк-29-22	ж/д ул. Полевая 23	НК	80	80	43,00	URSA	2013	
тк-5	ж/д ул. Хвойная 8	НК	300	300	68,00	URSA	2011	
тк-5	ж/д ул. Хвойная 6	НК	100	100	48,00	URSA	2013	
тк-2	ж/д ул. Хвойная 4	НК	100	100	48,00	URSA	2013	
тк-36-27	Д/с №7 по ул.Юрматинская 1/в	НК	80	80	72,50	URSA	2011	
тк-36-29	ж/д ул. Артема 151а	НК	80	80	33,00	URSA	2013	
тк 25-3	РСЦ Одесская 125	ЭСТ	50	50	91,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1989	
тк407	Элеваторная 37	НК	400	400	331,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1989	

### 3.2.17 Данные энергетических характеристик тепловых сетей

Сведения по энергетическим характеристикам тепловых сетей отсутствуют.

## 3.3 Тепловые сети АО «СРТС»

### 3.3.1 Описание структуры тепловых сетей, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов с выделением сетей горячего водоснабжения. Параметры тепловых сетей

Тепловые сети АО «СРТС» включают в себя в основном распределительные тепловые сети после ЦТП и часть магистральных тепловых сетей.

Протяженность трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС на конец 2019 года составляла 19,5 км в однострубно́м исчислении, материальная характеристика – 4 411 м<sup>2</sup>.

Сведения о протяженности, материальной характеристике и внутреннем объеме трубопроводов тепловых сетей различного диаметра представлены в таблице 3.13 и на рисунке 3.19.

Таблица 3.13 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» с разбивкой по условному диаметру

Ду, мм	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, п.м.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Внутренний объем трубопроводов тепловых сетей, м <sup>3</sup>
50	10,20	0,58	0,02
70	224,00	14,22	0,57
80	781,82	65,19	3,48
100	2 612,78	275,61	19,53
125	686,40	91,29	8,42
150	3 448,54	539,24	59,16
200	2 967,80	649,28	93,05
250	2 342,14	639,40	114,91
300	3 505,80	1 139,39	247,68
350	393,00	148,16	37,79
400	1 709,20	728,12	214,68
500	156,00	82,68	30,62
<b>Σ</b>	<b>19 486,28</b>	<b>4 373,16</b>	<b>829,91</b>

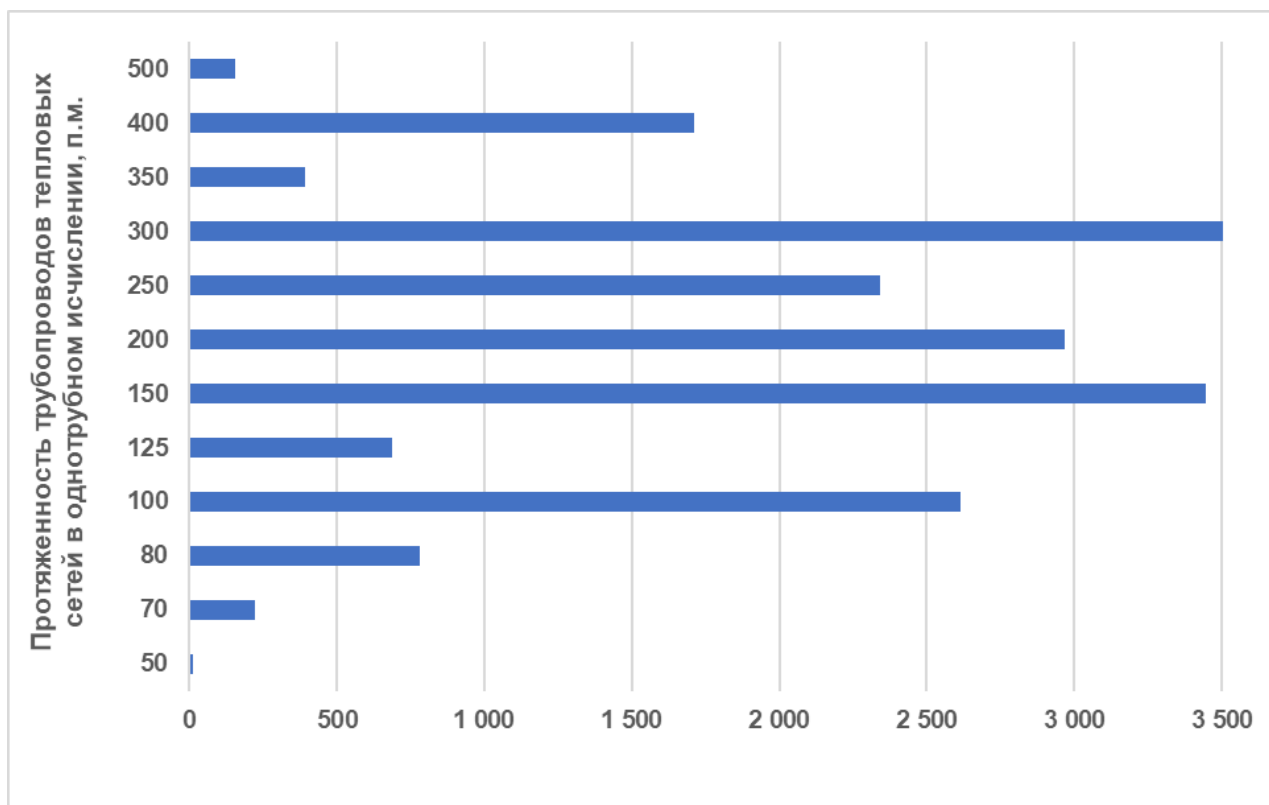


Рисунок 3.19 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» по диаметрам

Как следует из рисунка 3.19, по протяженности преобладают трубопроводы с диаметрами 300 и 150 мм.

В таблице 3.4, на рисунке 3.20 и 3.21 представлено распределение протяженности трубопроводов и их материальной характеристики по способам прокладки.

Таблица 3.14 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» по способам прокладки

Тип прокладки трубопроводов тепловых сетей	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, п.м.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м²
Непроходной канал	18 506,28	4 230,65
Проходной канал	196,00	31,16
Эстакада	784,00	149,30
<b>ИТОГО:</b>	<b>19 486,28</b>	<b>4 411,11</b>
Подземная	18 506,28	4 230,65
Надземная	980,00	180,46
<b>ИТОГО:</b>	<b>19 486,28</b>	<b>4 411,11</b>

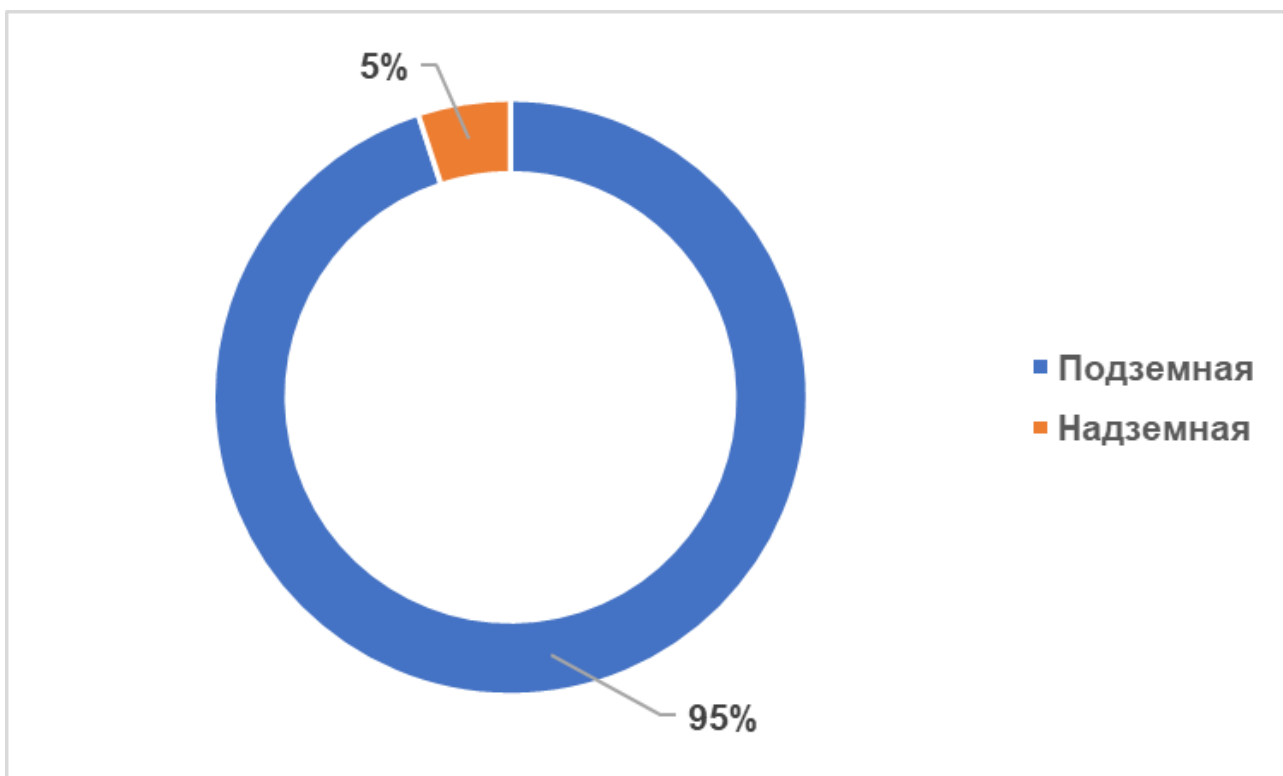


Рисунок 3.20 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» надземной и подземной прокладки

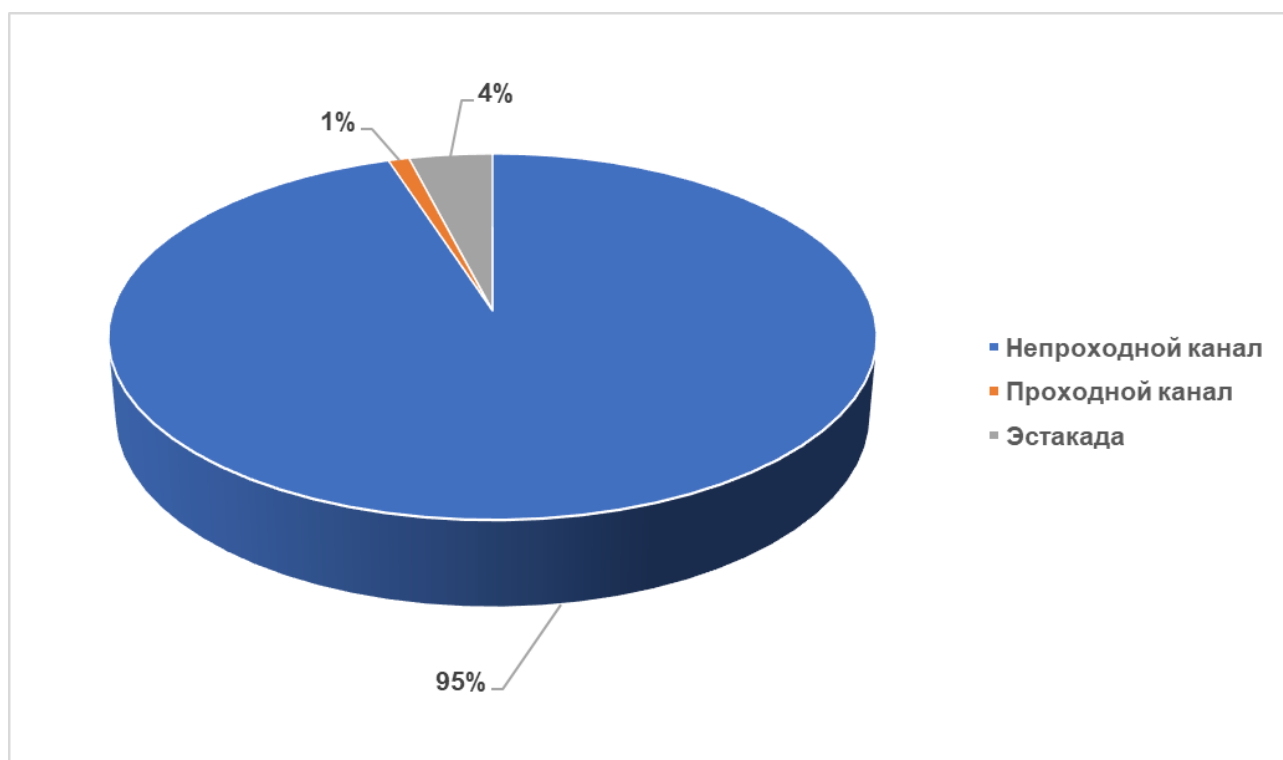


Рисунок 3.21 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» по типам надземной и подземной прокладки

Доля подземной прокладки трубопроводов тепловых сетей больше надземной, при этом в основном при подземной прокладке используется прокладка в непроходном канале. Доля надземной прокладки трубопроводов тепловых сетей составляет 5%,

надземная прокладка трубопроводов магистральных тепловых сетей выполнена на низких и высоких эстакадах.

Основным типом тепловой изоляции для трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» являются минераловатные прошивные маты.

### **3.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии**

Карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия котельных АО «СРТС» приведены в электронной модели систем теплоснабжения.

### **3.3.3 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

По состоянию на начало 2020 года АО «СРТС» эксплуатирует 3 центральных тепловых пункта. Внутридомовые системы отопления от ЦТП подключены как по зависимой, так и по независимой схеме.

Все ЦТП задействованы на приготовление горячего водоснабжения. Для нагрева холодной воды на нужды горячего водоснабжения используется двухступенчатая закрытая схема с использованием обратной сетевой воды. В подавляющем большинстве случаях применяются кожухотрубные бойлеры ОСТ 34-558-68. На всех ЦТП установлены регулирующие клапана, обеспечивающие нормативную температуры ГВС.

Один из 3 ЦТП имеет бойлера централизованного отопления, на двух ЦТП теплообменники для централизованного отопления отсутствуют.

Сведения об основном оборудовании и характеристиках тепловых пунктов приведены в таблице 3.15.



Таблица 3.15 – Данные об основном оборудовании и характеристиках тепловых пунктов АО «СРТС»

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		марка	назначение	Ду, мм	
54	ЦТП № 55, РБ,г.Стерлитамак, ул.Механизации,37б.	ЦН ЦО	TP 150-160/4	2		ЦО	Пластинчатый Т100 MNV	2	95/70
		ЦН ГВС	UPS 50-180FB	2		ГВС		2	
		ПН ГВС	HYDRO MPC-S4CR 20-03	2					
55	ЦТП № 56, РБ,г.Стерлитамак, Пр.Октября,2.	ЦН ГВС	TOR-Z 25/10	1		ГВС	Блок системы ГВС «БГП РИ-ДАН» WL-06270	1	150/70
56	ЦТП № 57, РБ,г.Стерлитамак, ул.Ибрагимова,1.	ЦН ГВС	UPS 32-120 F	1		ГВС	РИДАН	1	150/70

Тепловые камеры на тепловых сетях АО «СРТС» подземные и имеют следующие конструктивные особенности:

- основание тепловых камер монолитное железобетонное;
- стены тепловых камер выполнены в основном из железобетонных колец или кирпича, имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие тепловых камер выполнено из сборного железобетона (балки, плиты), имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением перекрытия монолитным железобетоном.

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

Графики регулирования отпуска тепла в магистральные тепловые сети АО «СРТС» аналогичны графикам регулирования отпуска тепла в магистральные тепловые сети Стерлитамакского РТС (п. 3.2.4).

Сведения о графиках регулирования отпуска тепловой энергии от ЦТП АО «СРТС» приведены в таблице 3.16.

Таблица 3.16 – Температурные графики регулирования отпуска тепла в системы отопления от ЦТП АО «СРТС»

№ п/п	Источник	Привязка к ТМ	Теплопункт	№ ЦТП (МК)	Температурный график, °С	Схема подключения	Адрес
1	КЦ№7	ТК1108	ЦТП	55	95/70	Независимая	ул.Механизации,37б
2	СтТЭЦ	ТК122	ЦТП	56	150/70	Зависимая	Пр.Октября,2
3	Н-СтТЭЦ	ТК610	ЦТП	57	150/70	Зависимая	ул.Ибрагимова,1

### 3.3.5 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

Результаты расчетов гидравлических режимов тепловых сетей приведены в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2021

год). Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Приложение 4 «Существующие гидравлические режимы тепловых сетей» (шифр 80445.ОМ-ПСТ.001.004).

### 3.3.6 Статистика отказов (аварийных ситуаций) тепловых сетей. Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей

Повреждаемость тепловых сетей АО «СРТС» по годам за период с 2015 по 2018 годы составила:

- в 2015 году – 660 случаев;
- в 2016 году – 513 случаев;
- в 2017 году – 422 случая;
- В 2018 году – 423 случая.

Данные по повреждаемости сетей АО «СРТС» в 2019 году не показательны, т.к. с мая 2019 года большая часть тепловых сетей перешло в эксплуатацию ООО «Баш-РТС».

Таким образом, количество повреждений на трубопроводах тепловых сетей АО «СРТС» с каждым годом снижается, за рассматриваемый период<sup>5</sup>.

Статистика повреждений на тепловых сетях АО «СРТС» приведена в таблице 3.17.

Таблица 3.17 – Статистика повреждений на тепловых сетях АО «СРТС» в 2015 ÷ 2019 гг.

Месяц	Магистральные и квартальные тепловые сети		
	отопительный / межотопительный период	гидравлические испытания	всего
2015 год			
Январь	15	15	30
Февраль	24	24	48
Март	22	22	44
Апрель	24	24	48
Май	26	58	84
Июнь	17	82	99
Июль	28	46	74

<sup>5</sup> В статистику отказов на тепловых сетях АО «СРТС» входят отказы на тепловых сетях МК-6, которые с 01.01.2018 года находятся в эксплуатации ООО «ПСК»

Месяц	Магистральные и квартальные тепловые сети		
	отопительный / межотопи- тельный период	гидравлические испытания	всего
Август	17	51	68
Сентябрь	12	19	31
Октябрь	17	17	34
Ноябрь	22	22	44
Декабрь	28	28	56
<b>Итого в 2015 г.</b>	<b>252</b>	<b>408</b>	<b>660</b>
<b>2016 год</b>			
Январь	25	0	25
Февраль	13	0	13
Март	25	0	25
Апрель	8	0	8
Май	33	10	43
Июнь	29	63	92
Июль	34	73	107
Август	26	62	88
Сентябрь	30	16	46
Октябрь	21	0	21
Ноябрь	23	0	23
Декабрь	22	0	22
<b>Итого в 2016 г.</b>	<b>289</b>	<b>224</b>	<b>513</b>
<b>2017 год</b>			
Январь	12	0	12
Февраль	7	0	7
Март	8	0	8
Апрель	12	0	12
Май	1	49	50
Июнь	0	118	118
Июль	0	81	81
Август	0	85	85
Сентябрь	0	33	33
Октябрь	6	0	6
Ноябрь	5	0	5
Декабрь	5	0	5
<b>Итого в 2017 г.</b>	<b>56</b>	<b>366</b>	<b>422</b>
<b>2018 год</b>			
Январь	5	0	5
Февраль	6	0	6
Март	6	0	6
Апрель	4	0	4
Май	0	57	57
Июнь	0	96	96
Июль	0	98	98
Август	0	67	67

Месяц	Магистральные и квартальные тепловые сети		
	отопительный / межотопительный период	гидравлические испытания	всего
Сентябрь	1	30	31
Октябрь	18	0	18
Ноябрь	19	0	19
Декабрь	16	0	16
Итого в 2018 г.	75	348	423

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

В таблице 3.18 приведена информация о выполненных капитальных ремонтах на тепловых сетях АО «СРТС» за 2016-2019 гг.

Таблица 3.18 – Капитальные ремонты на тепловых сетях АО «СРТС» за 2016 ÷ 2019 гг.

№ п/п	Назначение трубопроводов	Диаметр трубопровода, мм условный	Материал трубы	Длина п. м	Способ прокладки	Тип изоляции
2016 г						
1	ЦО	50	Ст	451	канал	стекловолокно
		65	Ст	648	канал	стекловолокно
		80	Ст	884	канал	стекловолокно
		100	Ст	2057	канал	стекловолокно
		150	Ст	1956	канал	стекловолокно
		200	Ст	631	канал	стекловолокно
		250	Ст	223	канал	стекловолокно
		300	Ст	158	канал	стекловолокно
		ИТОГО:		7008		
2	ГВС	50	Ст	795	канал	стекловолокно
		65	Ст	277	канал	стекловолокно
		80	Ст	1284	канал	стекловолокно
		100	Ст	1458	канал	стекловолокно
		150	Ст	1147	канал	стекловолокно
		200	Ст	92	канал	стекловолокно
		25	полипропилен	62	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		40	полипропилен	242	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		50	полипропилен	298	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		63	полипропилен	456	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		75	полипропилен	118	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		ИТОГО:		6229		

№ п/п	Назначение трубопроводов	Диаметр трубопровода, мм условный	Материал трубы	Длина п. м	Способ прокладки	Тип изоляции
		ВСЕГО за 2016г		13237		
2017г						
1	ЦО	50	Ст	644	канал	стекловолокно
		65	Ст	936	канал	стекловолокно
		80	Ст	1172	канал	стекловолокно
		100	Ст	2079	канал	стекловолокно
		150	Ст	2607	канал	стекловолокно
		200	Ст	1332	канал	стекловолокно
		250	Ст	78	канал	стекловолокно
		300	Ст	6	канал	стекловолокно
		700	Ст	774	эстакада	стекловолокно
		80	ППУ	140	бесканальная	ППУ скорлупа
		100	ППУ	534	бесканальная	ППУ скорлупа
		150	ППУ	74	бесканальная	ППУ скорлупа
		200	ППУ	30	бесканальная	ППУ скорлупа
			ИТОГО:	10406		
2	ГВС	50	Ст	200	канал	стекловолокно
		65	Ст	608	канал	стекловолокно
		80	Ст	726	канал	стекловолокно
		100	Ст	1355	канал	стекловолокно
		150	Ст	779	канал	стекловолокно
		100	ППУ	15	бесканальная	ППУ скорлупа
		150	ППУ	15	бесканальная	ППУ скорлупа
		30	полипропилен	107	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		40	полипропилен	971	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		50	полипропилен	918	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		63	полипропилен	443	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		90	полипропилен	313	канал	трубки из вспененного полиэтилена
			ИТОГО:	6450		
		ВСЕГО за 2017г		16856		
2018 год						
1	ЦО	50	Ст	64	канал	стекловолокно
		65	Ст	978	канал	стекловолокно
		80	Ст	967	канал	стекловолокно
		100	Ст	1420	канал	стекловолокно
		150	Ст	1303	канал	стекловолокно
		200	Ст	260	канал	стекловолокно
		250	Ст	238	канал	стекловолокно
		300	Ст	885	канал	стекловолокно
		80	ППУ	280	бесканальная	ППУ скорлупа
		700	Ст	642	эстакада	стекловолокно

№ п\п	Назначение трубопроводов	Диаметр трубопровода, мм условный	Материал трубы	Длина п. м	Способ прокладки	Тип изоляции
		ИТОГО:		7037		
2	ГВС	50	Ст	136	канал	стекловолокно
		65	Ст	563	канал	стекловолокно
		80	Ст	1137	канал	стекловолокно
		100	Ст	1055	канал	стекловолокно
		150	Ст	629	канал	стекловолокно
		200	Ст	92	канал	стекловолокно
		100	ППУ	12	бесканальная	ППУ скорлупа
		40	полипропилен	512	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		50	полипропилен	221	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		63	полипропилен	1241	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		75	полипропилен	433	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		90	полипропилен	206	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		ИТОГО:		6237		
		ВСЕГО за 2018 г.:		13274		
2019 год						
1	ЦО	50	Ст	2,3	канал	стекловолокно
		80	Ст	7,7	канал	стекловолокно
		150	Ст	114,6	канал	стекловолокно
		ИТОГО:		124,6		
	ГВС	50	Ст	1,7	канал	стекловолокно
		70	Ст	1,9	канал	стекловолокно
		80	Ст	59,5	канал	стекловолокно
		90	полипропилен	52	канал	трубки из вспененного поли-этилена
		ИТОГО:		115.1		
		ВСЕГО за 2019 г.:		239,7		

### 3.3.8 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

Отчетность в составе ООО «БашРТС» - филиал «БашРТС-Стерлитамак», см. п. 3.2.8.



### 3.3.9 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям

Данные по затратам и потерям теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях АО «СРТС» за 2016 - 2019 годы представлены в таблице 3.19. В таблице приводятся нормативные значения указанных параметров, а также фактические значения затрат и потерь теплоносителя и тепловой энергии, принятые по отчетным данным АО «СРТС».

Таблица 3.19 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии АО «СРТС» в 2016 - 2019 годах

Год	Утвержденные нормативные потери			Фактические потери		
	потери т/э, Гкал/год		потери теплоносителя, т/год	потери т/э, Гкал/год		потери теплоносителя, т/год
	через изоляцию	с утечкой		через изоляцию	с утечкой	
2016	145 470	10063	190763	111 762	5 358	91 526
2017	141 392	11975	194011	134 605	5 180	91 214
2018	141 392	11975	194011	257 046	5 968	92 945
2019	72 263	5 964	94 437	72 263	5 964	94 437

Фактические потери и затраты теплоносителя в тепловых сетях АО «СРТС» ниже нормативных значений.

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

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети за период с 2015 по 2019 годы выдано не было.

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

Потребителями, подключенными к тепловым сетям АО «СРТС», являются в основном конечные потребители 2-го контура теплоснабжения от ЦТП АО «СРТС».

Поскольку отпуск тепловой энергии на отопление от большинства ЦТП выполняется по температурным графикам 105/70 и 130/70 °С, подключение потребителей на 2-м контуре по отоплению выполняется также либо по независимой схеме отопления посредством теплообменников в ИТП, либо по зависимой схеме посредством элеваторных узлов.

Подключение потребителей на 2-м контуре по ГВС осуществляется по закрытой системе посредством теплосетевых контуров ГВС от ЦТП, при этом от некоторых ЦТП без циркуляции.

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

В инвестиционной программе АО «СРТС» запланировано установка на ЦТП-55 и ЦТП-56 приборов учета тепла и теплоносителя в 2021 году.

### **3.3.13 Анализ работы диспетчерских служб и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи**

В зоне тепловых сетей АО «СРТС» функционирует ОДС АО «СРТС», отвечающая за диспетчеризацию поставок теплоносителя по теплосети, мониторинг поставки теплоносителя, оперативное руководство подключением и отключением потребителей, диспетчеризацию аварийно-восстановительного ремонта, регистрацию заявок на устранение неисправностей системы.

Кроме того, на территории города функционирует «ЕДДС» («Единая дежурная

диспетчерская служба городского округа г. Стерлитамак»). Ее функции описаны в разделе 3.2.13.

### **3.3.14      Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

Насосные станции и тепловые пункты в эксплуатации АО «СРТС» отсутствуют.

### **3.3.15      Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

Оборудование для защиты тепловых сетей от гидравлических ударов, превышения давления на источниках тепловой энергии и тепловых сетях АО «СРТС» не установлено.

При повышении давления сверх установленных допустимых значений на ЦТП происходит срабатывание предохранительного клапана, являющегося средством защиты от повышения давления в обратном трубопроводе тепловой сети.

### **3.3.16      Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Перечень бесхозных сетей, предоставленный АО «СРТС» на начало 2018 года, приведен в таблице 3.20. Общая протяженность бесхозных сетей составляет 8 343 м в одноструйном исчислении. Выявляемые бесхозные тепловые сети, которые имеют непосредственное присоединение к тепловым сетям АО «СРТС» принимаются на баланс АО «СРТС». В 2019 году бесхозные сети не обнаружены.

Таблица 3.20– Перечень бесхозяйных тепловых сетей, предоставленный АО «СРТС»

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположение объекта	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность, м	Общая площадь, кв. м	Владелец сетей, точки подключен
1	от тк-303 до точки врезки в тепловые сети на общежитие ул.Кочетова 45	ул. Профсоюзная-ул.Кочетова	1987	2d-350 мм, L-162 м	Жигадло А.В. (2902,61), ООО «Стандарт плюс»(4537), ИП Хамитов В.А. (503,77), ООО УК ЖКХ (1346,83), ИП Чернова - (242,5) , ИП Фалеева - (395,7) , общ. Кочетова 45 - (1193,9).	от магистральных сетей ООО «БашРТС»
				2d-250 мм, L-458,6 м		
				2d-100 мм, L-627,05 м		
2	от тк-1131 ООО «БашРТС» до стены здания д/сада №88 (филиал)	ул.Пантелькина 54/б	2014	2d-57 мм, L-10 м	833,9	от магистральных сетей ООО «БашРТС»
3	от ТК №824 М1АТК-5 до ж.д. стр. №9 (Хвойная 8) мкр.1А Западный	ул. Хвойная 8	2011	2d-300 мм, L-68 м	17536	сети «ИнвестРайСтройзаказчика»
4	от ТК №824 М1АТК-5 до ж.д. №8 (Хвойная 6) мкр.1А Западный	ул. Хвойная 6	2013	2d-100 мм, L-48 м	9695,1	
5	от ТК №824 М1АТК-2 до ж.д. №6 (Хвойная 2) мкр.1А Западный	ул. Хвойная 2	2013	2d-100 мм, L-48 м	11289,5	
6	от точки врезки в техподполье ж/д по ул. Артема 67 до элеваторного узла Управления МВД по ул.Артема 69/а	ул.Артема 69/а	1990	2d-70 мм, L-10 м	2425,6	после узла учета МКД ООО «УК «ТЖХ»
7	от ЦТП №25 АО «СРТС» от стены здания ул. Волочаевская 1/а до элеваторного узла, от которого запитаны Управление МВД и СКБ «Станкостроение»	ул. Волочаевская 1/а	1990	2d-80 мм, L-15,65 м	1823,63	граница наружная стена здания
				2d-50 мм, L-1,1 м		
8	от ЦТП №7 тк 7-9 АО «СРТС» от стены жилого дома ул.И.Насыри 17 до группового элеваторного узла, от группового элеваторного узла до стены жилых домов И.Насыри 19, 15	ул. И. Насыри 17	1960	2d-100 мм, L-6 м	1017,6	Групповой элеваторный узел ООО «УК «ТЖХ» для трех МКД
		ул. И. Насыри 19	1960	2d-70 мм, L-15 м	1011,7	
		ул. И. Насыри 17	1960	2d-100 мм, L-26 м	1017,6	
		ул. И. Насыри 15	1960	2d-70 мм, L-30 м	1029,5	
9	от ЦТП №1 АО «СРТС» от точки врезки в техподполье ж/д ул.Худайбердина 178 до элеваторного узла Пенс.фонда РФ	ул. Худайбердина 178	1967	2d-50 мм, L-120 м	5397,9	от сетей АО «СРТС»
10	от ЦТП №31 АО «СРТС» от точки врезки в техподполье здания ул.Вокзальная 9/а до потребителя Церковь Христиан Веры Евангельской «Живая Вера»	ул. Вокзальная 9/а	2001	2d-80 мм, L-219,8 м ( 2d-80 мм, L-176 м, 2d-100 мм, L-83 м)	ИП Абзалилов Р.А. (2903), ООО «Аквалит» (315,2), ИП Буксман А.А. (119,4), Местная религиозная организация Церковь Христиан Веры Евангельской «Живая Вера» (328), Куйбышевская дирекция по тепловодоснабже-	от сетей АО «СРТС»

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположение объекта	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность, м	Общая площадь, кв. м	Владелец сетей, точки подключен
					нию - СП ЦДТВ - филиала ОАО «РЖД»(343)	
11	от ТК-704 ООО «БашРТС» от тк-1 АО «СРТС», от точки врезки на эстакаде до стены здания ул.Элеваторная 49	ул. Элеваторная 49	1992	2d-80 мм, L-12,9 м	ГБУ РБ УГАК (455,3), Минэкологии РБ (195), МКУ «ОЖКХ г.Стерлитамак» (31,2), ООО «Центр гигиены» (26,3), ООО «ЦППЭ» (33), ООО «ЭКО-Партнёр» (41,3), Управление ветеринарии РБ (71,6), Управление ФССП по РБ Стерлитамак (193,6), ФГБУ «Башкирское УГМС» (95),	от сетей АО «СРТС»
12	от тк-1101/в ООО «БашРТС» до БИТП №1,2 ж/д ул.Гоголя 130/а	ул. Гоголя 130/а	1985	2d-200 мм, L-15 м	11214,4	от магистральных сетей ООО «БашРТС»
		ул. Гоголя 130/а	1985	2d-150 мм, L-250 м		
13	от ЦТП №50 АО «СРТС» тк 50-10 до стены здания д/сада №33	ул. Артема 148/а	2016	2d-70 мм, L-16 м	3900	от сетей АО «СРТС»
14	от тк-1008 М4Б ТК-5 до стены здания д/сада №31	ул. Артема 82	2015	2d-70 мм, L-74,4 м	4858,2	от сетей АО «СРТС»
15	от тк-505/б тк 18-3 АО «СРТС» до стены здания ж/д ул.Кочетова 31/а	ул. Кочетова 31/а	2016	2d-80 мм, L-9 м	4021,2	пост.№352 от 01.03.2017г
16	от тк-505/б тк 18-3 АО «СРТС» до стены здания ж/д ул.Тукаева 14/а	ул. Тукаева 14/а	2016	2d-100 мм, L-16 м	10204,6	пост.№2712 от 22.12.2016г
17	на вводе в ЦТП №34 АО «СРТС» тк-219 до стены ж/д ул.Николаева 24	ул. Николаева 24	2015	2d-80 мм, L-45 м	5057,1	застройщик ООО «ЖИЛЬЕ»
18	от ЦТП №50 АО «СРТС» тк 50-25 до стены ж/д ул. Юрматинская 10	ул. Юрматинская 10	2014	2d-70 мм, L-44 м	6823,3	застройщикООО «Пром-строй»
19	от ЦТП №50 АО «СРТС» тк 50-25 до стены ж/д ул. Юрматинская 12	ул. Юрматинская 12	2016	2d-70 мм, L-65 м	6094,7	
20	от ЦТП №50 АО «СРТС» тк 50-24 до стены ж/д ул. Юрматинская 8	ул. Юрматинская 8	2014	2d-100 мм, L-210 м	7795,8	
21	от ЦТП №36 АО «СРТС» тк 36-29 до стены здания ж/д ул. Артема 151/а	ул.Артема 151/а	2013	2d-80 м, L-33 м	5735	застройщик ООО «Трест СМ-1» ОАО «Строймеханизация»
22	от ЦТП №36 АО «СРТС» тк 36-27 до стены здания детского сада №7	ул. Юрматинская 1/в	2011	2d-80 мм, L-72,5 м	2002,86	пост.№1496 от 27.06.2014г.
23	от тк-1402 АО «СРТС» от 4МБТК 3 до стены ж/д ул.Артема 70 (БИТП №3)	ул. Артема 70	2009	2d-125 мм, L-34 м	45891,18	от сетей АО «СРТС»
24	от ЦТП №51 АО «СРТС» тк 51-12 до стены ж/д ул.Связистов 5/а	ул. Связистов 5/а	2014	2d-100 мм, L-13 м	1269,6	застройщик ООО «Стройинвест»

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположение объекта	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность, м	Общая площадь, кв. м	Владелец сетей, точки подключен
25	от ЦТП №51 АО «СРТС» тк 51-12 от точки врезки в техподполье ж/д ул.Связистов 5/а до стены ж/д ул.Связистов 7/а	ул. Связистов 7/а	2015	2d-40 мм, L-31 м	1184,9	
26	от ЦТП №55 АО «СРТС» тк 55-16 до стены ж/д ул. Стерлиб.тракт 35/а	ул. Стерлиб.тракт 35/а	2015	2d-50 мм, L-29 м	1213,7	
27	на вводе ЦТП №1 АО «СРТС» до стены ж/д ул.Худайбердина 150/б	ул.Худайбердина 150/б	2014	2d-70 мм, L-100 м	2842,5	застройщик ООО «Пром-строй»
		ул.Худайбердина 150/б	2014	2d-80 мм, L-20 м		
28	на вводе ЦТП №1 АО «СРТС» до стены здания ул.Худайбердина 150/а	ул.Худайбердина 150/а	2014	2d-80 мм, L-8,1 м	629,9	
29	от ЦТП №29 АО «СРТС» тк 29-22 до стены ж/д ул. Полевая 23	ул. Полевая 23	2013	2d-80 мм, L-43 м	3265,4	
30	от тк 55-4 АО «СРТС» до жилого дома Стерлибашевский тракт,33/а	Стерлибашевский тракт,33/а		2D-70мм, L-55м		застройщик Башрегионстрой
31	от тк 55-8 АО «СРТС» до жилого дома Стерлибашевский тракт,31/а	Стерлибашевский тракт,31/а		2D-70мм, L-1м4		застройщик ООО Стройинвест
32	от тк 54-11 АО «СРТС» до ж.д. по ул.Гоголя,161/а	ул.Гоголя,161/а	2014	2D-100мм L-65м; 2D-70мм L-45м		ООО ДСК
33	от тк 54-12 АО «СРТС» до ж.д. по ул.Гоголя,163/а	ул.Гоголя,163/а		2D-70мм, L-19м		ООО ПКФ Гранат
34	от тк 52-20 АО «СРТС» до ж.д. по ул.Вокзальная,16/а	ул.Вокзальная,16/а	2014	2D-50мм, L-25м		ООО ДСК
35	от тк 52-19 АО «СРТС» до ж.д. по ул.Вокзальная,18/а	ул.Вокзальная,18/а	2014	2D-50мм L-18м		ООО ДСК
36	от тк 4-7 АО «СРТС» до ж.д. по ул.Вокзальная,6/а	ул.Вокзальная,6/а	2015	2D-70мм, L-42м		ООО Новострой
37	ТМ-8 ООО «БашРТС» от н.о.33 на ж.д.Раевский тракт 2,3	Раевский тр.2,3		2D-50мм, L-42м		от магистральных сетей ООО «БашРТС»
38	от ТК-407 ООО «БашРТС» до завода МТЕ	ул.Элеваторная,37		2D-500мм, L-593м		от магистральных сетей ООО «БашРТС»

### 3.3.17 Данные энергетических характеристик тепловых сетей

Сведения по энергетическим характеристикам тепловых сетей отсутствуют.

## 3.4 Тепловые сети ООО «ПСК»

### 3.4.1 Описание структуры тепловых сетей, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов с выделением сетей горячего водоснабжения. Параметры тепловых сетей

Тепловые сети ООО «ПСК» включают в себя тепловые сети от малой котельной МК-6, обеспечивающей теплоснабжение пос. Шах-Тау города Стерлитамак.

Протяженность трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» на 01.01.2019 составила 6,7 км в однострубно́м исчислении, материальная характеристика – 857,7 м<sup>2</sup>.

Сведения о протяженности, материальной характеристике и внутреннем объеме трубопроводов тепловых сетей различного диаметра представлены в таблице 3.21 и на рисунке 3.22.

Таблица 3.21 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» с разбивкой по условному диаметру

Ду, мм	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, п.м	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Внутренний объем трубопроводов тепловых сетей, м <sup>3</sup>
30	106,00	3,39	0,07
50	997,20	56,84	1,96
80	1 714,00	151,62	8,53
100	1 810,00	195,48	14,21
150	540,00	85,86	9,54
200	1 320,00	289,08	41,45
300	232,00	75,40	16,39
<b>Итого</b>	<b>6 719,20</b>	<b>857,68</b>	<b>92,14</b>



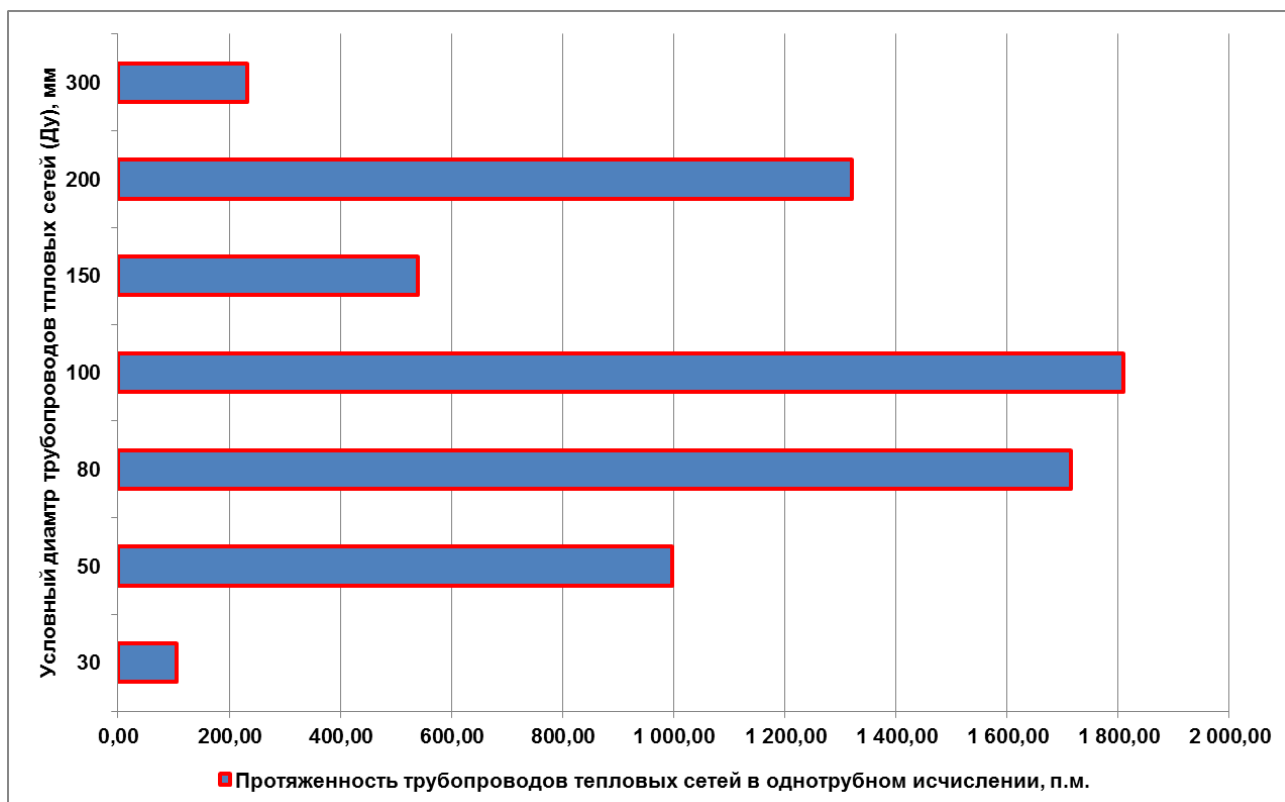


Рисунок 3.22 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» по диаметрам

Как следует из рисунка 3.28, по протяженности преобладают трубопроводы с не-большими диаметрами 100 и 80 мм.

В таблице 3.22, на рисунке 3.23 представлено распределение протяженности трубопроводов и их материальной характеристики по способам прокладки.

Таблица 3.22 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по способам прокладки

Тип прокладки трубопроводов тепловых сетей	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострунном исчислении, п.м.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м <sup>2</sup>
Подземная	5 779,20	771,23
Надземная	940,00	86,44
<b>ИТОГО:</b>	<b>6 719,20</b>	<b>857,68</b>

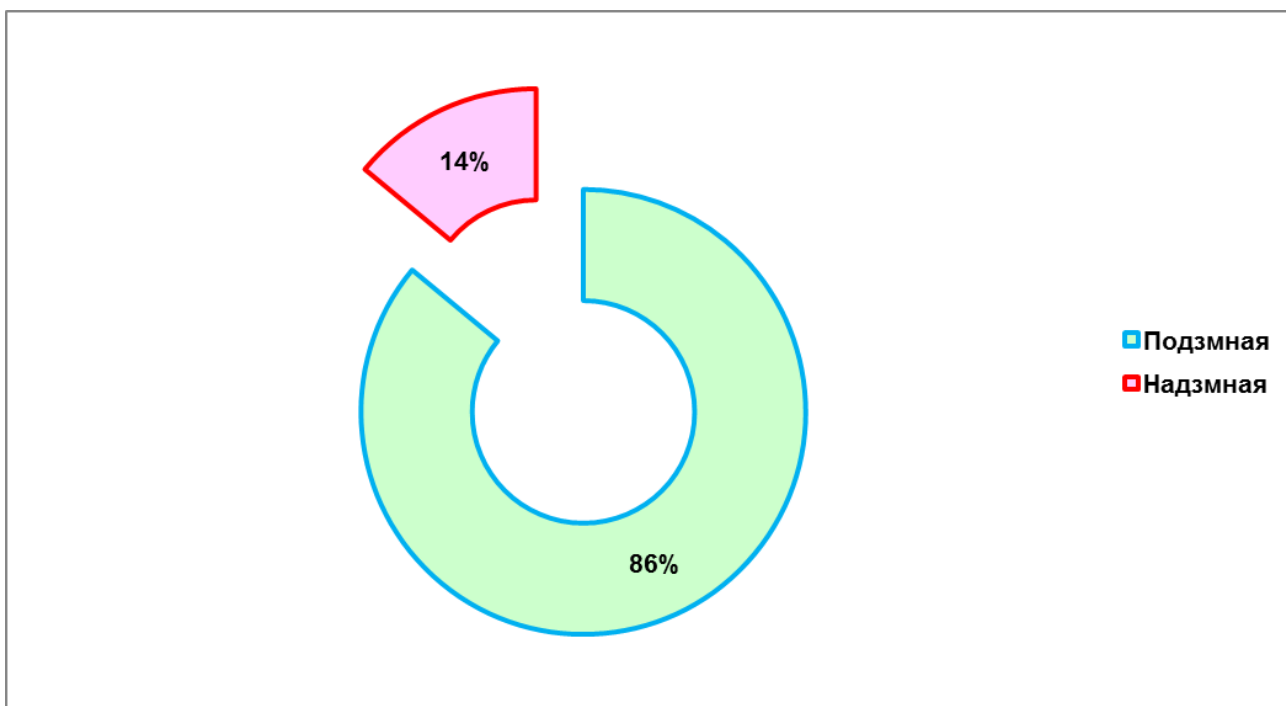


Рисунок 3.23 – Соотношение протяженности трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» надземной и подземной прокладки

Доля подземной прокладки трубопроводов тепловых сетей больше надземной, при этом в основном при подземной прокладке в основном используется прокладка в непроходном канале. Доля надземной прокладки трубопроводов тепловых сетей составляет 14%, надземная прокладка трубопроводов тепловых сетей выполнена в подвалах жилых зданий.

#### 3.4.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия котельной ООО «ПСК» приведены в электронной модели систем теплоснабжения.

#### 3.4.3 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Тепловые пункты и насосные станции в зоне действия ООО «ПСК» отсутствуют.

Тепловые камеры на тепловых сетях ООО «ПСК» подземные и имеют следующие

конструктивные особенности:

- основание тепловых камер монолитное железобетонное;
- стены тепловых камер выполнены в основном из железобетонных колец или кирпича, имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие тепловых камер выполнено из сборного железобетона (балки, плиты), имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением перекрытия монолитным железобетоном.

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

От МК-6 осуществлено центральное качественное регулирование отпуска тепла в тепловые сети. Отпуск тепла на нужды отопления регулируется с помощью изменения температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть, в зависимости от температуры наружного воздуха при постоянном расходе теплоносителя.

Изменение температуры теплоносителя производится вручную оперативным персоналом или автоматически с помощью изменения количества подаваемого на сжигание топлива.

Температурный график регулирования отпуска тепла от котельной составляет 115/70 °С.

Температурный график регулирования отпуска тепла 115/70 °С представлены на рисунке 2.30.

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

Результаты расчетов гидравлических режимов тепловых сетей приведены в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2020 год). Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и по-

ребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Приложение 4 «Существующие гидравлические режимы тепловых сетей» (шифр 80445.ОМ-ПСТ.001.004).

#### **3.4.6        Статистика отказов (аварийных ситуаций) тепловых сетей. Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепло- вых сетей**

Статистика отказов и восстановления тепловых сетей ООО «ПСК» от малой котельной МК-6 представлена в пункте 3.3.6, т.к. до 01.01.2018 года МК-6 и тепловые сети котельной находились в эксплуатации АО «СРТС». Статистика отказов за 2018 и 2019 годы не предоставлена.

Отказы на тепловых сетях, приведшие к перебоям в подаче тепла абонентам, свыше нормативных требований за 2019 год отсутствуют.

#### **3.4.7        Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

Диагностику состояния тепловых сетей ООО «ПСК» выполняет работники технической диагностики.

Планирование ремонтных программ начинается с формирования перечня объектов с указанием физических объемов (длина, диаметр и т.д.) и характеристик объекта (пропуск тепловой энергии, гидравлические потери и т.д.). Данный перечень формируется на основании технической диагностики.

При выполнении капитальных, текущих и аварийных ремонтов ООО «ПСК» руководствуются:

- действующим регламентом реализации ремонтных и инвестиционных программ;
- регламентом по контролю использования собственных ресурсов при проведении ремонтных работ в БашРТС-Стерлитамак филиала ООО «БашРТС»;
- регламентом по планированию ремонтного фонда;
- правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды;
- правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования

ния, зданий и сооружений электростанций и сетей СО 34.04181-2003;

- рекомендациями действующих СНиП.

### 3.4.8 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

Данные по испытаниям тепловых сетей ООО «ПСК» за 2018 и 2019 годы не представлены.

### 3.4.9 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям

Данные по затратам и потерям теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях ООО «ПСК» за 2016, 2017 и 2018 годы представлены в таблице 3.23. В таблице приводятся нормативные значения указанных параметров, а также фактические значения затрат и потерь теплоносителя и тепловой энергии, принятые по отчетным данным АО «СРТС». До 01.01.2018 года МК-6 и тепловые сети котельной находились в эксплуатации АО «СРСТ».

Таблица 3.23 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии ООО «ПСК» в 2016 и 2017 годах

Год	Утвержденные нормативные потери			Фактические потери		
	потери т/э, Гкал/год		потери теплоносителя, тн/год	потери т/э, Гкал/год		потери теплоносителя, тн/год
	через изоляцию	с утечкой		через изоляцию	с утечкой	
2016	1980	100	2547	1801	53	790
2017	1998	101	2564	1128	54	1151
2018	1964	99	2520			

Фактические потери и затраты теплоносителя в 2016 и 2017 годах в тепловых сетях ООО «ПСК» ниже нормативных значений.

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

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей за период с 2015 по 2019 годы выдано не было.

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

Система централизованного теплоснабжения МК-6 закрытая, абоненты в основном подключены по зависимой схеме с узлом смешения на ИТП домов.

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

В настоящее время у 12 абонентов (порядка 80% по тепловой нагрузке) ООО «ПСК» установлены приборы учета.

#### **3.4.13 Анализ работы диспетчерских служб и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи**

В зоне тепловых сетей ООО «ПСК» функционирует диспетчерская служба ООО «ПСК», отвечающая за диспетчеризацию поставок теплоносителя по теплосети, мониторинг поставки теплоносителя, оперативное руководство подключением и отключением потребителей, диспетчеризацию аварийно-восстановительного ремонта, регистрацию заявок на устранение неисправностей системы.

Кроме того, на территории города функционирует «ЕДДС» («Единая дежурная диспетчерская служба городского округа г. Стерлитамак»). Ее функции описаны в

разделе 3.2.11

**3.4.14      Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

Централизованные тепловые пункты и насосные станции в эксплуатации ООО «ПСК» отсутствуют.

**3.4.15      Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

Защита тепловых сетей ООО «ПСК» от превышения давления отсутствует.

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

Бесхозяйные тепловые сети отсутствуют.

**3.4.17      Данные энергетических характеристик тепловых сетей**

Сведения по энергетическим характеристикам тепловых сетей отсутствуют.



## **4 ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

### **4.1 Зоны действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии**

На территории городского округа город Стерлитамак действуют два источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии: Стерлитамакская ТЭЦ и Ново-Стерлитамакская ТЭЦ.

Зоны действия ТЭЦ представлены на рисунке 4.1.

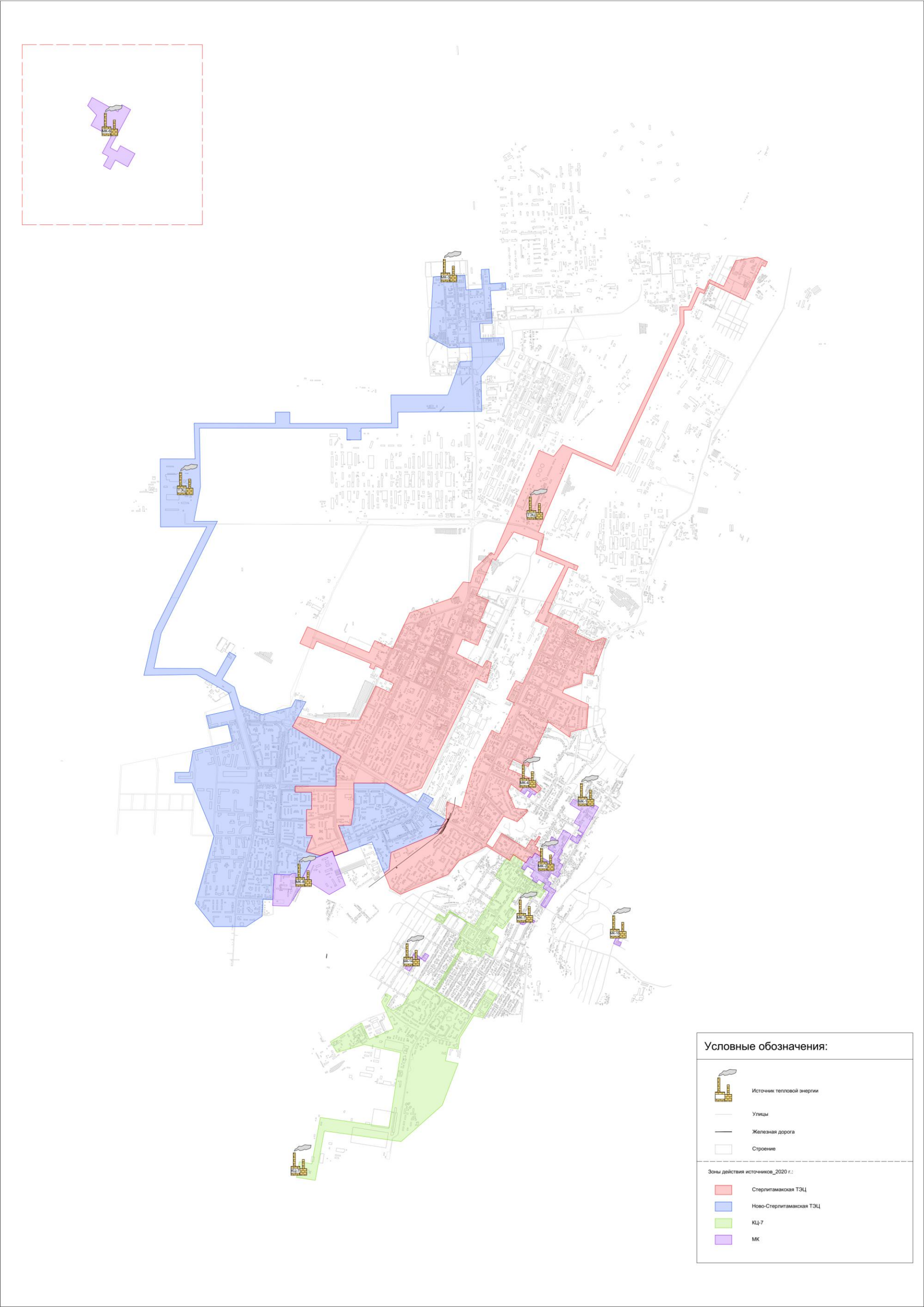


Рисунок 4.1 – Зоны действия источников тепловой энергии на территории городского округа город Стерлитамак

## 4.2 Зоны действия котельных ООО «БашРТС»

Зоны действия котельных «БашРТС-Стерлитамак» филиала ООО «БашРТС» представлены на рисунке 4.1.

Таблица 4.1 – Перечень котельных ООО «БашРТС»

№ п/п	Наименования источников в системе теплоснабжения
1	КЦ-7: г. Стерлитамак, ул. Гоголя, 134
2	МК-1; г. Стерлитамак, ул. К. Маркса, 151
3	МК-2; г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84
4	МК-3; г. Стерлитамак, ул. Бородин, 3а
5	МК-4; г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56
6	МК-7; г. Стерлитамак, ул. К. Маркса, 54
7	МК-8; г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97
8	МК-10; г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1
9	МК-14; г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138

## 4.3 Зона действия котельной ООО «ПСК»

Зона действия МК-6 ООО «ПСК» представлена на рисунке 4.1.

## 4.4 Определение эффективного радиуса теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Подключение дополнительной тепловой нагрузки с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии и одновременно к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой то расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Для действующих источников тепловой энергии это означает, что удельные затраты (на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии) являются минимальными.

В основу расчета были положены полуэмпирические соотношения, которые пред-

ставлены в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 году. Для приведения указанных зависимостей к современным условиям была проведена дополнительная работа по анализу структуры себестоимости производства и транспорта тепловой энергии в функционирующих в настоящее время системах теплоснабжения. В результате этой работы были получены эмпирические коэффициенты, которые позволили уточнить имеющиеся зависимости и применить их для определения минимальных удельных затрат при действующих в настоящее время ценовых индикаторах.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения определяется следующей полуэмпирической зависимостью:

$$S = b + \frac{30 \times 10^8 \varphi}{R^2 \Pi} + \frac{95 \times R^{0,86} B^{0,26} s}{\Pi^{0,62} H^{0,19} \Delta \tau^{0,38}},$$

где

$R$  - радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника тепловой энергии), км;

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

$b$  - эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб./Гкал/ч;

$s$  - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб/м<sup>2</sup>;

$B$  - среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника тепловой энергии, 1/км<sup>2</sup>;

$\Pi$  - теплоплотность района, Гкал/ч×км<sup>2</sup>;

$\Delta \tau$  - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

$\varphi$  - поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ и 1 для котельных.

Дифференцируя полученное соотношение по параметру  $R$ , и приравнявая к нулю производную, можно получить формулу для определения эффективного радиуса теплоснабжения в виде:

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

Результаты расчета эффективного и фактического радиусов теплоснабжения приводятся в таблице 4.2.

**Таблица 4.2 – Расчет эффективного и фактического радиусов теплоснабжения**

№ п/п	Наименование источника	Эффективный радиус, км	Фактический радиус, км
1	Стерлитамакская ТЭЦ	6,695	5,617
2	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	7,549	7,213
3	КЦ-7	6,851	5,504
4	МК-1	1,143	0,490
5	МК-2	1,610	0,683
6	МК-6	1,948	0,550
7	МК-7	0,254	0,242
8	МК-10	0,286	0,150
9	МК-14	0,595	0,356

## **5 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

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

Подробные сведения о потреблении тепловой энергии потребителями городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан при расчетных температурах наружного воздуха представлены в приложении 1 к данной Главе, суммарные значения по источникам тепловой энергии – в разделе 5.4.

Сведения о потреблении тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха представлены в Приложении 1.

### **5.2 Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии**

Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии приведены в разделе 5.6.

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

В городе имеются три многоквартирный жилых дома с поквартирным отоплением от индивидуальных газовых котлов (ул. Республиканская, 18, ул. Карла Маркса, 152, ул. Нагуманова, 8) и один многоквартирный жилой дом с крышной котельной (ул. 7 Ноября, 103).

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

Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом представлено в Приложении 1.

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

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории города Стерлитамак утверждены Постановлением Государственного комитета Республики Башкортостан по тарифам от 29.09.2016 №122 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях, на общедомовые нужды, при использовании земельного участка и надворных построек (централизованное теплоснабжение) на территории республики Башкортостан в отопительный период, определенных расчетным методом».

Нормативы установлены в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» и постановлением Правительства Российской Федерации от 28.03.2012 № 258 «О внесении изменений в Правила установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг».

При установлении нормативов применялся расчетный метод. При этом учитывалась этажность зданий и год постройки. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению представляют собой потребление тепловой энергии на отопление жилых помещений за один месяц отопительного периода, отнесенное к общей площади всех помещений в многоквартирном или жилом доме. Продолжительность отопительного периода равна количеству календарных месяцев, в том числе и неполных, в отопительном периоде. Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению на общедомовые нужды принимается равным нормативу потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях

Установленные нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению представлены в таблице 5.1.



Таблица 5.1– Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях на территории республики Башкортостан в отопительный период\* (Гкал на 1 кв. м в месяц)

Многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
	многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
Этажность	многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1	0,05	0,052	0,048
2	0,043	0,047	0,04
3	0,029	0,032	0,041
5	0,027	0,027	0,026
10	0,028	0,028	X
11	0,028	X	X
12	0,034	0,031	X
13	0,036	0,04	X
14	0,032	0,024	X
15	0,03	X	X
16 и более	0,028	0,025	X
Этажность	многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
1	0,021	0,02	0,021
2	0,023	0,018	0,017
3	0,025	0,018	X
4	0,022	0,019	0,018
6	0,022	0,026	X
8	0,033	X	X
9	0,021	0,028	X
10	0,024	0,023	X
11	0,031	0,015	X
12 и более	0,027	0,028	X

Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на территории города Стерлитамак утверждены Постановлением Государственного комитета Республики Башкортостан по тарифам от 29.09.2016 №120 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях, коммунальных ресурсов в целях содержания общественного имущества в многоквартирном доме, по холодному водоснабжению при использовании земельного участка и надворных построек на территории республики Башкортостан, определенных расчетным методом (с изменениями на 14.06.2017)».

Нормативы установлены в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» и постановлением Правительства Российской Федерации от 28.03.2012 № 258 «О внесении изменений в Правила уста-

новления и определения нормативов потребления коммунальных услуг».

При установлении нормативов применялся расчетный метод. При этом учитывалась вид и благоустройство жилых домов. Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению представляют собой потребление горячей воды в жилых помещениях одним человеком за один месяц. При расчетах температура горячей воды принималась равной 60 оС.

Отдельно установлены нормативы потребления горячей воды на общедомовые нужды. Норматив потребления горячей воды на общедомовые нужды представляет собой расход горячей воды за один месяц, отнесенный к общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме. При установлении данных нормативов также применялся расчетный метод. При этом учитывались вид и благоустройство жилых домов и этажность зданий.

Установленные нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых помещениях представлены в таблице 5.2, нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на общедомовые нужды показаны в таблице 5.3.

**Таблица 5.2 – Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению в жилых помещениях на территории Республики Башкортостан, куб. м в месяц/чел.**

№ п/п	Категория жилых помещений	Норматив потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения
1.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	3,131
2.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	3,186
3.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	3,24
4.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	1,649
5.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	2,582
6.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	X
7.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	X
8.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	X
9.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами без душа	X
(в ред. Постановления Государственного комитета РБ по тарифам от 14.06.2017 N 89)		

№ п/п	Категория жилых помещений	Норматив потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения
10.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами	X
11.	Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей с водопроводом и канализацией, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	X
12.	Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей с централизованным холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами и мойками	X
13.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами, ваннами, душами	X
14.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами	X
15.	Многоквартирные и жилые дома с водоразборной колонкой	X
16.	Дома, используемые в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковиной, унитазами, с душевыми с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	1,873

**Таблица 5.3 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на общедомовые нужды на территории Республики Башкортостан, м3 в месяц/м2 общей площади**

№ п/п	Категория жилых помещений	Этажность	Норматив потребления горячей воды в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме
1.	Многоквартирные дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	от 1 до 5	0,0393
		от 6 до 9	0,0315
		от 10 до 16	0,0213
		более 16	0,0143
2.	Многоквартирные дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением	от 1 до 5	X
		от 6 до 9	X
		от 10 до 16	X
		более 16	X
3.	Многоквартирные дома без водонагревателей с централизованным холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	от 1 до 5	X
		от 6 до 9	X
		от 10 до 16	X
		более 16	X
4.	Многоквартирные дома с централизованным холодным водоснабжением без централизованного водоотведения		X
Примечание - Общая площадь помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме, определяется как суммарная площадь следующих помещений, не являющихся частями квартир многоквартирного дома и предназначенных для обслуживания более одного помещения в многоквартирном доме (согласно сведениям, указанным в паспорте многоквартирного дома): площади межквартирных лестничных площадок, лестниц, коридоров, тамбуров, холлов, вестибюлей, колясочных, помещений охраны (консьержа) в этом многоквартирном доме, не принадлежащих отдельным собственникам			

## **5.6 Значения тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения**

Значения тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения на конец 2019 года определены из договорных тепловых нагрузок на конец 2018 года принятых в утвержденной схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак, с учетом тепловых нагрузок подключенных и отключенных абонентов.

### **5.6.1 Значения договорных тепловых нагрузок, подключенных к источнику комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак**

Суммарная расчётная договорная тепловая нагрузка потребителей (рассчитанная на температуру наружного воздуха, равную расчетной температуре на отопление), подключенных к источникам комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак, по состоянию на конец 2019 года составляет 740,7 Гкал/ч, в т.ч.:

- тепловая нагрузка отопления и вентиляции – 639,9 Гкал/ч;
- тепловая нагрузка ГВС – 100,7 Гкал/ч.

### **5.6.2 Значения договорных тепловых нагрузок, подключенных к КЦ-7 БашРТС-Стерлитамак**

Суммарная расчётная договорная тепловая нагрузка потребителей (рассчитанная на температуру наружного воздуха, равную расчетной температуре на отопление), подключенных к основной котельной КЦ-7, по состоянию на конец 2019 года составляет 106,4 Гкал/ч, в т.ч.:

- тепловая нагрузка отопления и вентиляции – 90,7 Гкал/ч;
- тепловая нагрузка ГВС – 15,8 Гкал/ч.

Суммарные расчётные договорные тепловые нагрузки потребителей (рассчитанная на температуру наружного воздуха равную расчетной температуре на отопление), подключенных к малым котельным КЦ-7 по состоянию на конец 2019 года составляет 13,74 Гкал/ч, в т.ч.:

- тепловая нагрузка отопления и вентиляции – 11,6 Гкал/ч;
- тепловая нагрузка ГВС – 1,3 Гкал/ч;
- паровая тепловая нагрузка – 0,9 Гкал/ч.

Суммарные расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к малым котельным КЦ-7 на конец 2019 года представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Суммарные расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к котельным АО «СРТС» в 2019 году, Гкал/ч

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Присоединенная тепловая нагрузка 2018 год			
		отопительно- вентиляцион- ная нагрузка	среднечасовая за неделю нагрузка го- рячего водоснабже- ния	паровая нагрузка	сумма
1	Малая котельная № 1 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	3,09	0,30		3,39
2	Малая котельная № 2 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	7,27	0,53		7,85
3	Малая котельная № 3 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. Бородин, 3а		0,42		0,42
4	Малая котельная № 4 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56			0,42	0,42
5	Малая котельная № 7 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	0,19			0,19
6	Малая котельная № 8 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97			0,43	0,63
7	Малая котельная № 10 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	0,13			0,13
8	Малая котельная № 14 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	0,88	0,08		0,96
<b>Итого</b>		<b>11,56</b>	<b>1,33</b>	<b>0,85</b>	<b>13,74</b>

### 5.6.3 Значения договорных тепловых нагрузок, подключенных к котельной ООО «ПСК»

Суммарная расчётная договорная тепловая нагрузка потребителей (рассчитанная на температуру наружного воздуха, равную расчетной температуре на отопление), подключенных к МК-6, по состоянию на конец 2018 года составляет 8,04 Гкал/ч, в т.ч.:

- тепловая нагрузка отопления и вентиляции – 5,7 Гкал/ч;
- тепловая нагрузка ГВС – 2,34 Гкал/ч.

## **5.6.4 Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии**

### **5.6.4.1. *Определение фактических тепловых нагрузок Стерлитамакской ТЭЦ***

Анализ фактического теплопотребления в горячей воде за 2017 год в целом, приведен для тепловых выводов СтТЭЦ, оснащенных узлами коммерческого учета:

- ТМ-1 «Город»
- ТМ-3 «Город»;
- ТМ-13 «Строймаш».

Анализ проводился на основании данных об отпуске тепловой энергии в сеть, за 2018 год в целом.

Регулирование отпуска тепла от станции происходит качественным способом по температурному графику.

Полученные данные позволяют определить максимальный фактический отпуск при расчетной температуре в предположении отсутствия срезки температурного графика. Данная величина используется для расчета фактической присоединенной нагрузки.

Широкий диапазон изменения температур наружного воздуха в течение отопительного периода позволяет построить зависимость отпуска тепловой энергии от температуры и установить тот диапазон температур, в котором осуществляется регулирование тепловой нагрузки с соблюдением температурного графика.

Для пересчета данных по отпуску тепловой энергии за рассматриваемый период на расчетную температуру для проектирования систем отопления были использованы следующие положения:

- отпуск тепловой энергии, включая потери в тепловых сетях, в системы отопления, вентиляции и ГВС в отопительный период зависит от температуры наружного воздуха и достаточно точно может быть представлен линейной функцией;
- среднечасовой отпуск тепловой энергии, включая потери в тепловых сетях, на нужды ГВС в летний (неотопительный) период рассчитывается как среднее значение за весь период;

- теплотребление в системах ГВС в течение отопительного периода считается неизменным;
- зимняя (за отопительный период) среднечасовая нагрузка ГВС определяется с учетом изменения температуры холодной (водопроводной) воды в зимний и летний периоды, и снижения нагрузки ГВС в летний период за счет отпусков.

Учитывая это, фактические данные по отпуску тепловой энергии в сети могут быть аппроксимированы линейной функцией.

Для построения этой зависимости данные по отпуску тепловой энергии в сети были отображены в прямоугольной системе координат, в которой по оси абсцисс отложена средняя за сутки температура наружного воздуха, по оси ординат – средний за сутки часовой отпуск тепловой энергии.

Все данные по среднему за сутки часовому отпуску тепловой энергии в сети за отопительный период 2019 года и полученные линейные зависимости по выводам станции представлены на рисунках 5.1 - 5.3.

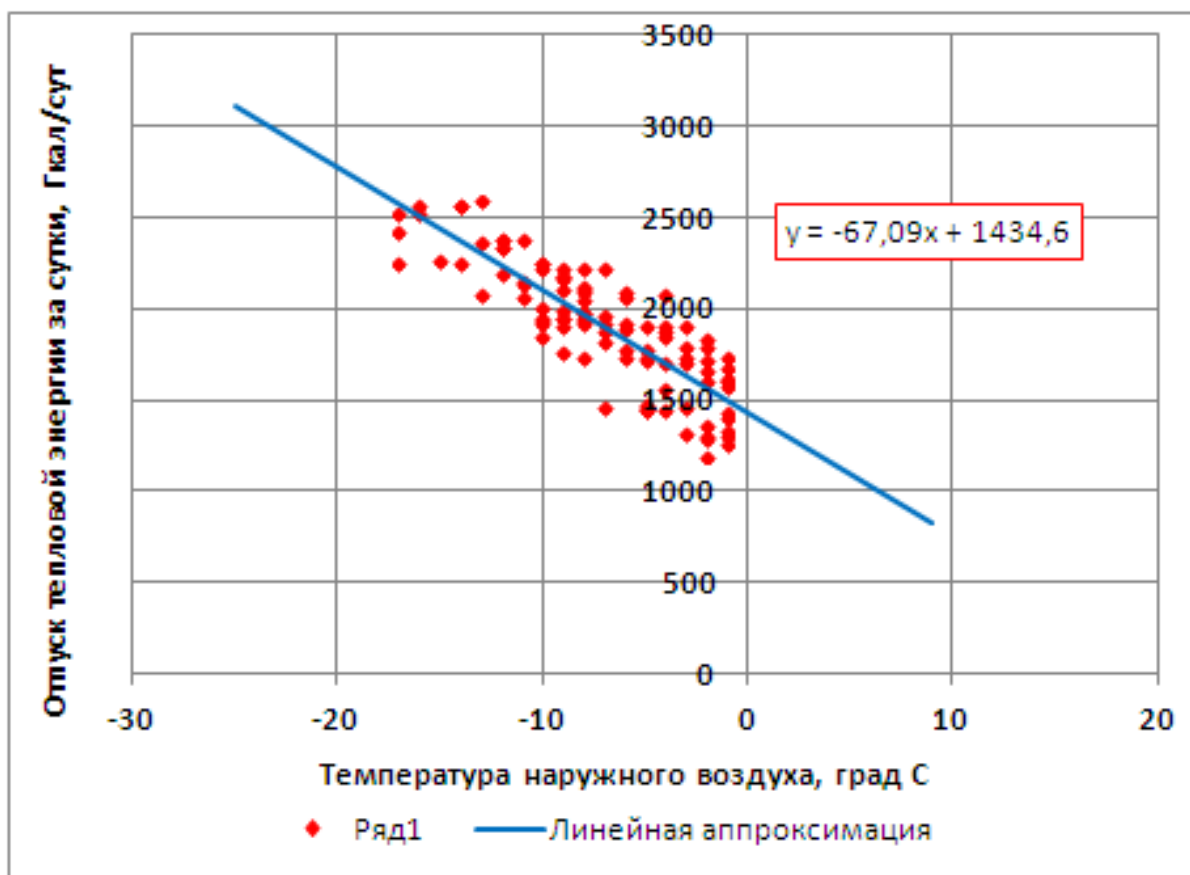


Рисунок 5.1 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2019 году по выводу ТМ-1 «Город»



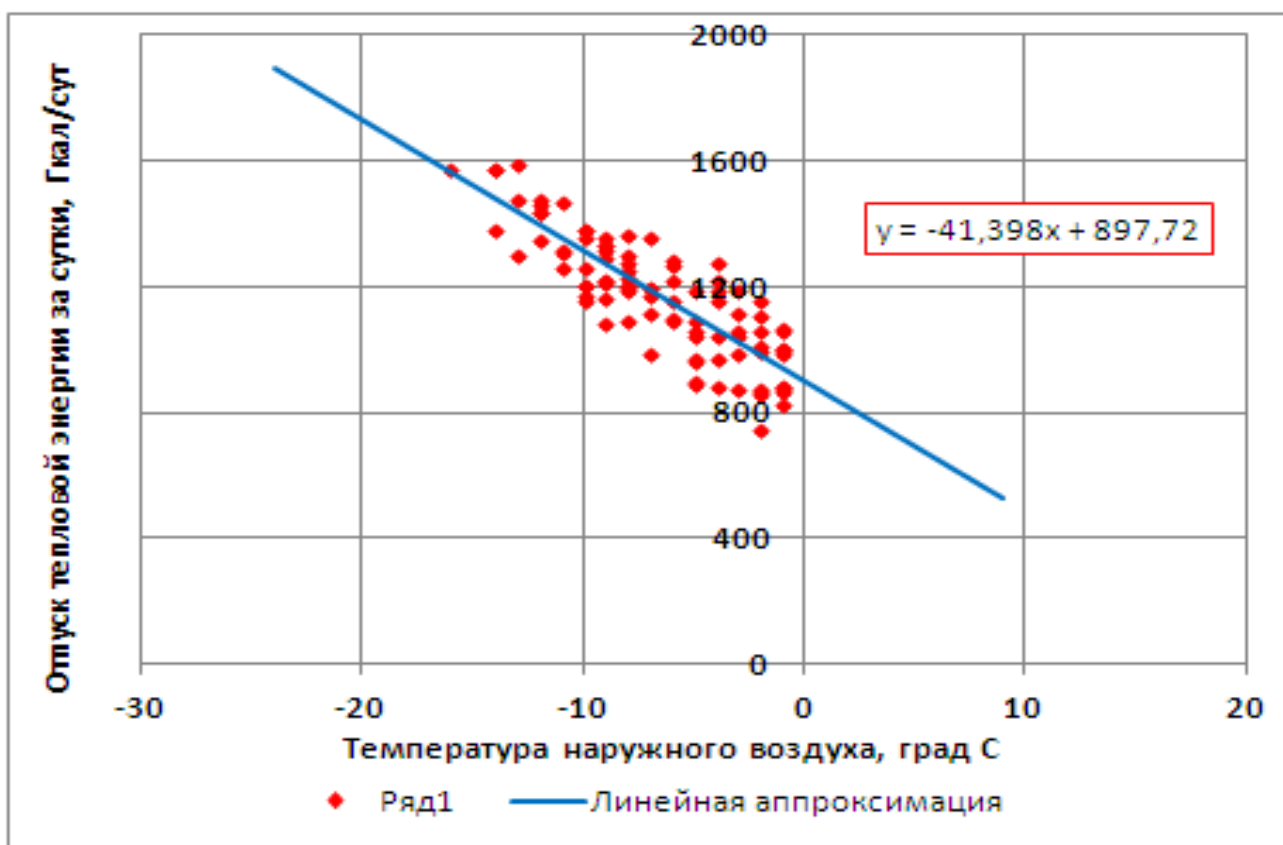


Рисунок 5.2 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2019 году по выводу ТМ-3 «Город»

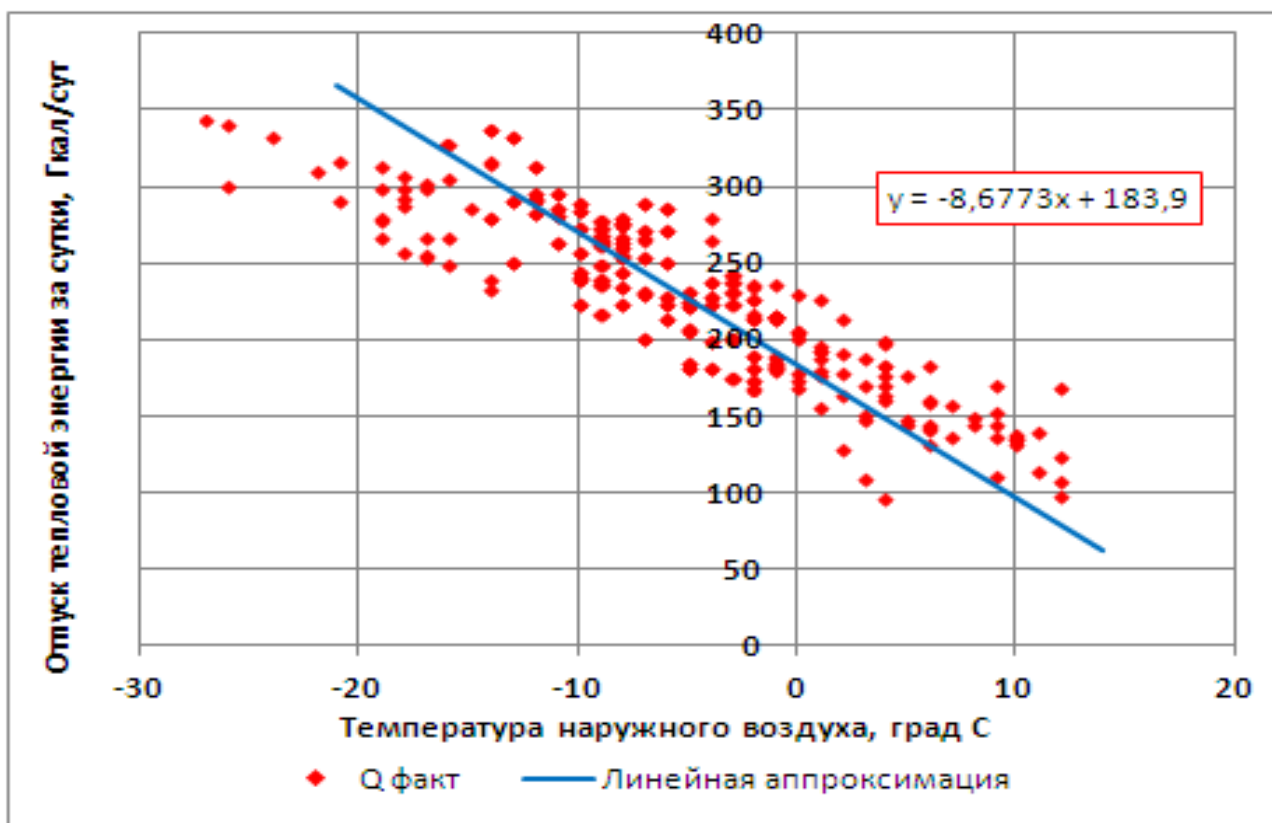


Рисунок 5.3 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2019 году по выводу ТМ-13 «Строймаш»

Анализ полученных данных показывает, регулирование отпуска тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха осуществлялось в диапазоне температур от минус 15 до 0 °С. Вне этого диапазона сказывалось влияние отклонения температуры теплоносителя от температурного графика, обусловленное ограничением температуры воды в подающем трубопроводе при низких температурах наружного воздуха и спрямлением температурного графика для нужд ГВС при температурах наружного воздуха выше 0 °С. В связи с этим для построения аппроксимирующих зависимостей были использованы данные из диапазона температур от минус -15 до 0 °С.

Результаты расчетов фактической тепловой нагрузки на коллекторах СтТЭЦ представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах СтТЭЦ

Вывод	Фактическая нагрузка на коллекторах в отопительный период 2017 года, Гкал/ч	Фактическая нагрузка на коллекторах в летний период 2017 года, Гкал/ч
ТМ-1 «Город»	157,61	7,62
ТМ-3 «Город»	97,78	10,49
ТМ-13 «Строймаш»	20,32	2,83
<b>Всего СтТЭЦ</b>	<b>275,71</b>	<b>20,94</b>

#### **5.6.4.2. Определение фактических тепловых нагрузок Ново-Стерлитамакской ТЭЦ**

Анализ фактического теплопотребления в горячей воде за 2017 год в целом, приведен для тепловых выводов Н-СтТЭЦ, оснащенных узлами коммерческого учета:

- 1 – ТМ-8 «Город»;
- 2 – ТМ-9 «Каустик».

Тепломагистраль ТМ-9 функционирует только в отопительный период.

Анализ проводился аналогично описанному анализу фактического отпуска по СтТЭЦ.

Все данные по среднему за сутки часовому отпуску тепловой энергии в сети за 2017 год и полученные линейные зависимости по выводам станции представлены на рисунках 5.4 и 5.5.

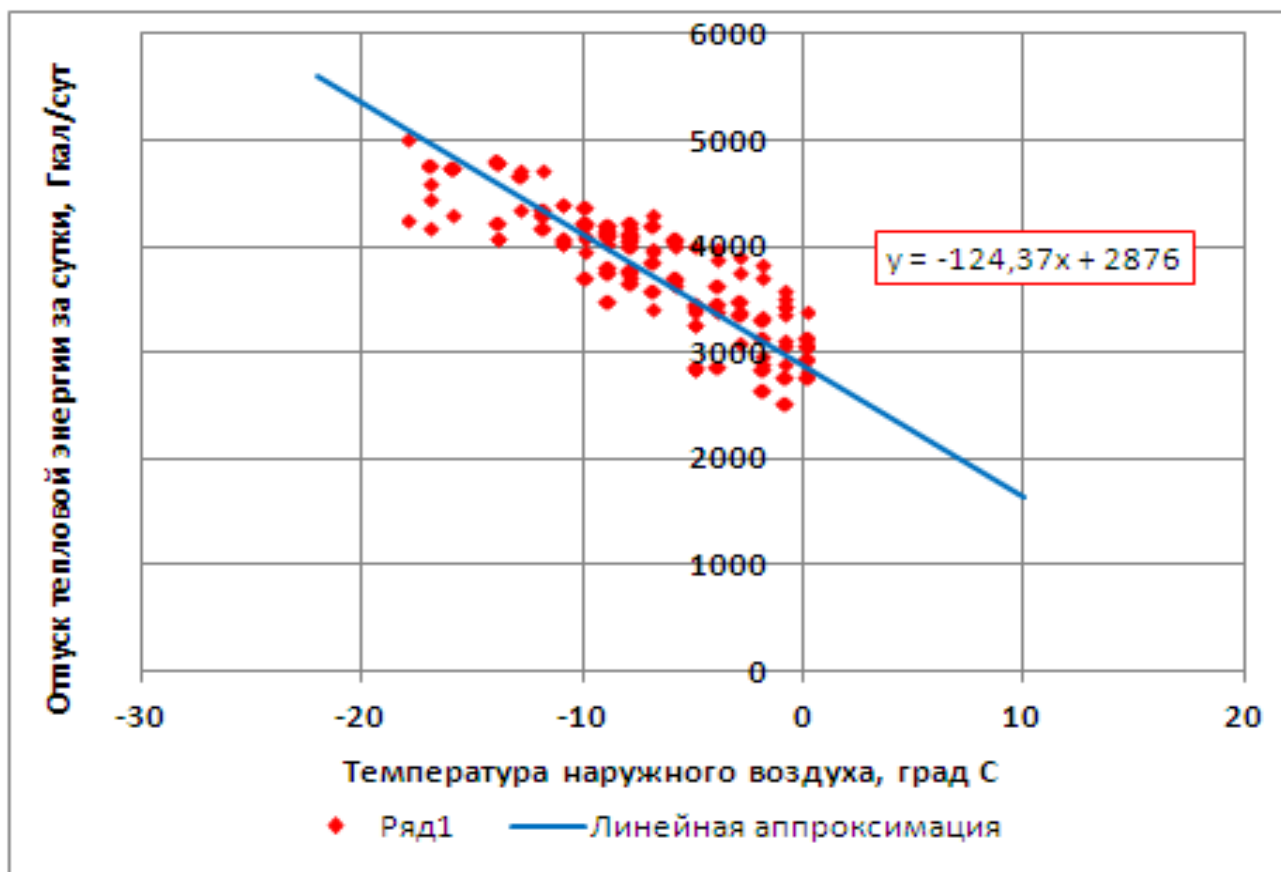


Рисунок 5.4 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2019 году по выводу ТМ-8 «Город»

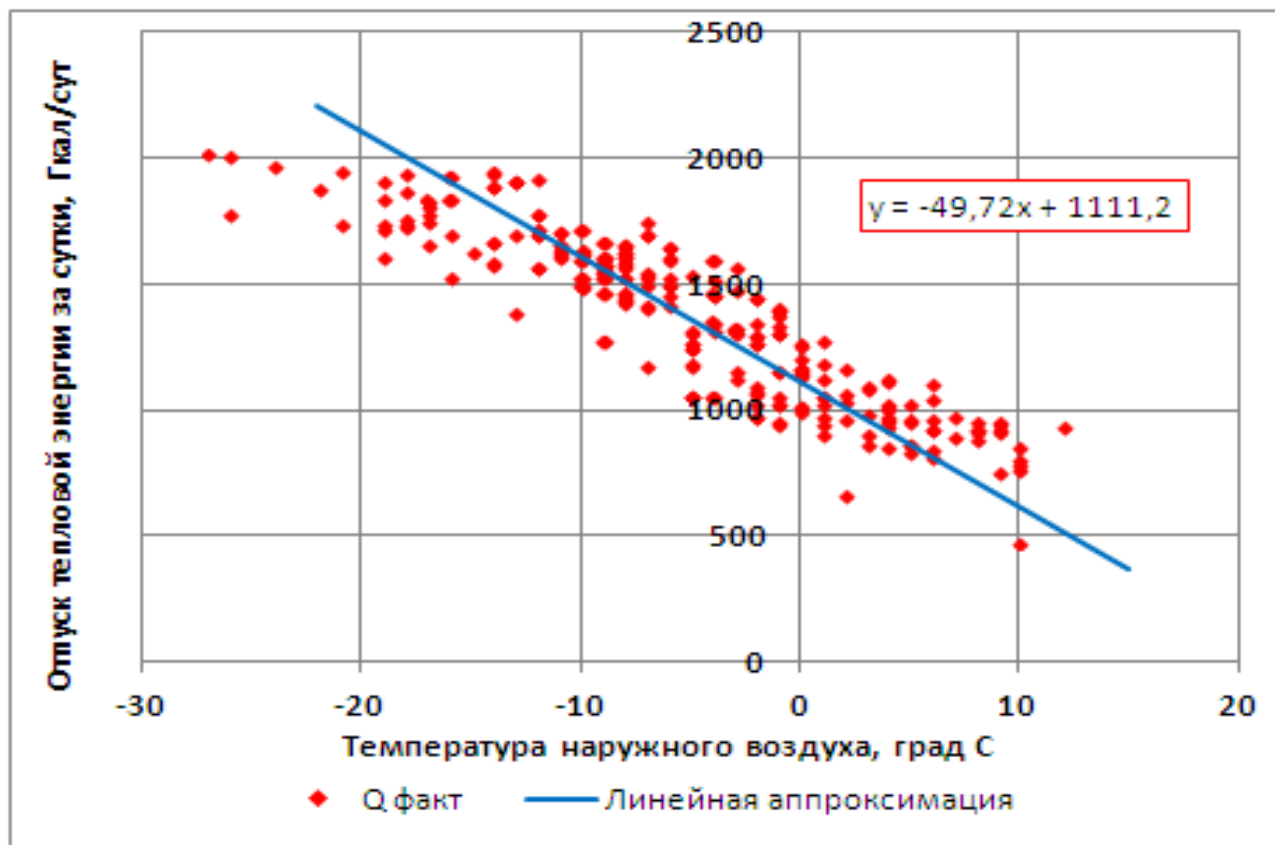


Рисунок 5.5 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2019 году по выводу ТМ9 «Каустик»

Анализ полученных данных показывает, что регулирование отпуска тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха осуществлялось в диапазоне температур от минус 15 до 0 °С. Вне этого диапазона сказывалось влияние отклонения температуры теплоносителя от температурного графика, обусловленное ограничением температуры воды в подающем трубопроводе при низких температурах наружного воздуха и спрямлением температурного графика для нужд ГВС при температурах наружного воздуха выше 0 °С. В связи с этим для построения аппроксимирующих зависимостей были использованы данные из диапазона температур от минус -15 до 0 °С.

Результаты расчетов фактической тепловой нагрузки на коллекторах Н-СтТЭЦ представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах Н-СтТЭЦ

Вывод	Фактическая нагрузка на коллекторах в отопительный период 2017 года, Гкал/ч	Фактическая нагрузка на коллекторах в летний период 2017 года, Гкал/ч
ТМ-8 «Город»	301,21	34,09
ТМ-9 «Каустик»	118,81	
<b>Всего Н-СтТЭЦ</b>	<b>420,02</b>	<b>37,05</b>

#### **5.6.4.3. Определение фактических тепловых нагрузок КЦ-7 ООО «БашРТС»**

Анализ фактического теплопотребления в горячей воде за 2019 год в целом приведен для теплового вывода КЦ-7, оснащенного узлами коммерческого учета (вывод ТМ-11 «Город»).

Анализ проводился аналогично описанному анализу фактического отпуска по СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ.

Все данные по среднему за сутки часовому отпуску тепловой энергии в сети за 2019 год и полученные линейные зависимости по выводам станции представлены на рисунке 5.6.

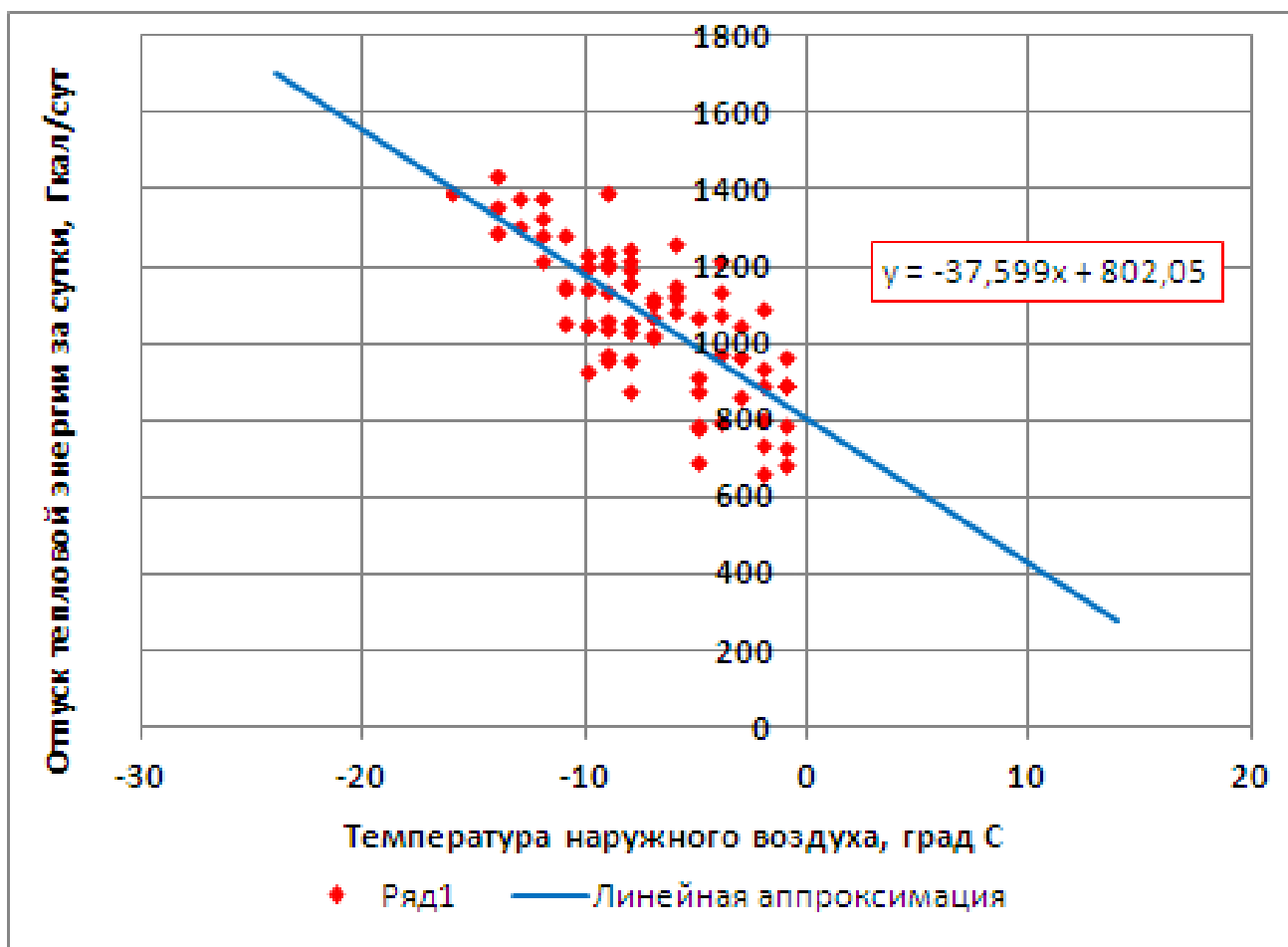


Рисунок 5.6 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2019 году по выводу ТМ-11 «Город»

Результаты расчетов фактической тепловой нагрузки на коллекторах КЦ-7:

- фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах котельной при расчетной на отопление температуре наружного воздуха составляет 88,25 Гкал/ч;
- средняя фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах котельной в летний период составляет 8,49 Гкал/ч.

## 5.7 Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменение тепловых нагрузок с момента утверждения предыдущей схемы теплоснабжения приведено в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Изменение тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, Гкал/ч

Источник теплоснабжения	Договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах
<b>Тепловые нагрузки на 2017 года</b>		
Стерлитамакская ТЭЦ	308,92	298,46
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	421,80	429,15
Основная котельная КЦ-7	104,83	88,58
<b>ИТОГО:</b>	<b>835,55</b>	<b>816,19</b>
<b>Тепловые нагрузки на 2018 года</b>		
Стерлитамакская ТЭЦ	308,84	298,30
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	429,26	437,14
Основная котельная КЦ-7	106,43	90,34
<b>ИТОГО:</b>	<b>844,53</b>	<b>825,78</b>
<b>Тепловые нагрузки на 2019 года</b>		
Стерлитамакская ТЭЦ	309,95	275,71
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	430,72	420,02
Основная котельная КЦ-7	98,63	88,25
<b>ИТОГО:</b>	<b>839,30</b>	<b>783,98</b>
<b>Тепловые нагрузки на 2019 года, предлагаемые для дальнейшего использования</b>		
Стерлитамакская ТЭЦ	309,95	299,57
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	430,72	438,80
Основная котельная КЦ-7	98,63	81,48
<b>ИТОГО:</b>	<b>839,30</b>	<b>819,84</b>

Как видно из таблицы 5.7 фактические тепловые нагрузки на 2019 года, рассчитанные по данным архива приборов учета, значительно ниже (более чем на 5%) фактических тепловых нагрузок 2018 года. В связи с чем, предлагается для дальнейшей разработки перспективных тепловых балансов использовать фактические тепловые нагрузки с учетом тепловых нагрузок абонентов подключенных и отключенных в 2019 году.

## **6 БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

Тепловые балансы в зонах действия источников тепловой энергии города Стерлитамак разработаны на основании договорных и фактических тепловых нагрузок потребителей и данных по установленным, располагаемым мощностям источников тепловой энергии.

### **6.1 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак**

#### **6.1.1 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне дей- ствия Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК»**

##### **6.1.1.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь теп- ловой мощности в тепловых сетях и расчетной теп- ловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощ- ности нетто СтТЭЦ**

Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки СтТЭЦ составлен на основании данных о располагаемой тепловой мощности станции и присоединенных договорных и фактических тепловых нагрузках. Соответственно балансы были составлены для договорной и фактической тепловой нагрузки.

Договорные тепловые нагрузки на выводах СтТЭЦ определены на основании абонентской базы БашРТС-Стерлитамак с учетом тепловых нагрузок подключенных и отключенных абонентов. Фактические тепловые нагрузки на коллекторах СтТЭЦ определены на основании анализа фактического отпуска тепла от станции (приведены в разделе 5.4).

Балансы тепловой мощности и присоединенной договорной и фактической тепловой нагрузки составлены по состоянию на 2019 год, для сравнения в таблице оставлен 2017 и 2018 годы.



Указанные балансы установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Тепловой баланс СтТЭЦ за 2017, 2018 и 2019 годы, Гкал/ч

Наименование показателя	2017	2018	2019
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	1 539,00	1 539,00	<b>1 539,00</b>
отборы паровых турбин, в т.ч.	814,00	814,00	814
<i>производственных параметров (с учетом противодействия)</i>	<i>546,00</i>	<i>546,00</i>	546
<i>отопительных параметров (с учетом противодействия)</i>	<i>268,00</i>	<i>268,00</i>	268
РОУ	525,00	525,00	525
ПВК	200,00	200,00	200
Располагаемая тепловая мощность станции	1 539,00	1 539,00	<b>1 539,00</b>
Располагаемая тепловая мощность ТФУ в горячей воде	480,00	480,00	<b>480</b>
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	26,20	26,40	23,8
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	9,00	12,00	9
Потери в тепловых сетях в горячей воде	42,03	41,96	42,19
Потери в паропроводах	8,85	8,85	8,85
<b>Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.</b>	<b>308,92</b>	<b>308,84</b>	<b>309,95</b>
<b>Вывода на «Город» ТМ-1</b>	<b>184,36</b>	<b>183,77</b>	<b>184,35</b>
<i>отопление и вентиляция</i>	<i>159,91</i>	<i>159,40</i>	159,74
<i>горячее водоснабжение</i>	<i>24,45</i>	<i>24,37</i>	24,61
<b>Вывода на «Город» ТМ-3</b>	<b>102,51</b>	<b>103,02</b>	<b>103,56</b>
<i>отопление и вентиляция</i>	<i>89,05</i>	<i>89,45</i>	89,78
<i>горячее водоснабжение</i>	<i>13,46</i>	<i>13,57</i>	13,78
<b>Вывод "Строймаш" ТМ-13</b>	<b>22,05</b>	<b>22,05</b>	<b>22,05</b>
<i>отопление и вентиляция</i>	<i>19,54</i>	<i>19,54</i>	19,54
<i>горячее водоснабжение</i>	<i>2,51</i>	<i>2,51</i>	2,51
<b>Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в т.ч.</b>	<b>298,46</b>	<b>298,30</b>	<b>299,57</b>
<i>Вывода на «Город» ТМ-1</i>	<i>166,08</i>	<i>165,39</i>	166,05
<i>Вывода на «Город» ТМ-3</i>	<i>110,18</i>	<i>110,71</i>	111,32
<i>Вывод "Строймаш" ТМ-13</i>	<i>22,20</i>	<i>22,20</i>	22,20
<b>Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре, в т.ч.</b>	<b>294,90</b>	<b>294,90</b>	<b>259,00</b>
ОАО "Синтез-Каучук"	232,90	232,90	190,10
ОАО "СНХЗ"	62,00	62,00	55,50
АО «БСК»			13,40
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по договорной нагрузке)	<b>102,85</b>	<b>102,81</b>	<b>104,06</b>
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по фактической нагрузке)	<b>155,34</b>	<b>155,30</b>	<b>156,63</b>

Анализ таблицы 6.1 показывает, что:

- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по договорной тепловой нагрузке на СтТЭЦ по состоянию на 2019 год составляет 104,1 Гкал/ч;

- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по фактической тепловой нагрузке на СтТЭЦ по состоянию на 2018 год составляет 156,6 Гкал/ч.

**6.1.1.2. 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**

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 представлено в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак на период до 2033 года (актуализация на 2021 год). Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Приложение 4 «Существующие гидравлические режимы тепловых сетей».

**6.1.1.3. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности СтТЭЦ и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

В утвержденной ранее схеме теплоснабжения по состоянию на 2020 год и в актуализируемом варианте схемы теплоснабжения на 2021 год дефицита располагаемой тепловой мощности на СтТЭЦ не наблюдается

**6.1.1.4. Резервы тепловой мощности нетто и возможности расширения технологической зоны действия СтТЭЦ с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

Резерв тепловой мощности по фактической тепловой нагрузке в зоне действия СтТЭЦ, сложившейся к 2019 году, составляет 156,6 Гкал/ч. Данный резерв позволяет рассматривать расширение зоны действия СтТЭЦ за счет подключения перспективной застройки и переключения на СтТЭЦ зон действия существующих источников тепловой энергии.

**6.1.2 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия Ново - Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК»**

**6.1.2.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности нетто Н - СтТЭЦ**

Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки Н-СтТЭЦ оставлен на основании данных о располагаемой тепловой мощности станции и присоединенных договорных и фактических тепловых нагрузках. Соответственно балансы были составлены для договорной и фактической тепловой нагрузки.

Договорные тепловые нагрузки на выводах Н-СтТЭЦ были определены на основании абонентской базы БашРТС-Стерлитамак.

Фактические тепловые нагрузки на коллекторах Н-СтТЭЦ были определены на основании анализа фактического отпуска тепла от станции (приведены в разделе 5.4).

Баланс тепловой мощности и присоединенной договорной и фактической тепловой нагрузки составлены по состоянию на 2019 год, для сравнения в таблице оставлены данные 2018 и 2017 года.

Указанный баланс установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Тепловой баланс Н-СтТЭЦ на 2017, 2018 и 2019 годы, Гкал/ч

Наименование показателя	2017	2018	2019
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	1 511,20	1 511,20	1 511,20
отборы паровых турбин, в т.ч.	587,00	587,00	587,00
<i>производственных параметров (с учетом противодействия)</i>	<i>364,00</i>	<i>364,00</i>	<i>364,00</i>
<i>отопительных параметров (с учетом противодействия)</i>	<i>223,00</i>	<i>223,00</i>	<i>223,00</i>
РОУ	624,20	624,20	624,20
ПВК	300,00	300,00	300,00
Располагаемая тепловая мощность станции	1 511,20	1 511,20	1 511,20
Располагаемая тепловая мощность ТФУ в горячей воде	575,00	575,00	575,00
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	3,80	20,80	21,30
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	13,30	7,00	3,70
Потери в тепловых сетях в горячей воде	57,39	57,91	58,13
Потери в паропроводах	12,87	12,87	12,87
<b>Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.</b>	<b>421,80</b>	<b>429,26</b>	<b>430,72</b>
<b><i>Вывода на «Город» ТМ-8</i></b>	<b><i>312,48</i></b>	<b><i>319,94</i></b>	<b><i>321,59</i></b>
<i>отопление и вентиляция</i>	<i>254,09</i>	<i>260,69</i>	<i>261,75</i>
<i>горячее водоснабжение</i>	<i>58,39</i>	<i>59,26</i>	<i>59,84</i>
<b><i>Вывод "Каустик" ТМ-9 (сезонная работа)</i></b>	<b><i>109,31</i></b>	<b><i>109,31</i></b>	<b><i>109,14</i></b>
<i>отопление и вентиляция</i>	<i>109,31</i>	<i>109,31</i>	<i>109,14</i>
<i>горячее водоснабжение</i>			
<b>Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в т.ч.</b>	<b>429,15</b>	<b>437,14</b>	<b>438,79</b>
<i>Вывода на «Город» ТМ-8</i>	<i>305,54</i>	<i>313,52</i>	<i>315,38</i>
<i>Вывод "Каустик" ТМ-9 (сезонная работа)</i>	<i>123,61</i>	<i>123,61</i>	<i>123,41</i>
<b>Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре, в т.ч.</b>	<b>152,2</b>	<b>152,2</b>	146,00
ОАО "БСК"	152	152	146,00
ИП Анохина	0,2	0,2	
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по договорной нагрузке)	<b>92,01</b>	<b>67,03</b>	<b>64,85</b>
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по фактической нагрузке)	<b>142,05</b>	<b>117,06</b>	<b>114,91</b>

Анализ таблицы 6.2 показывает, что:

- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по договорной тепловой нагрузке на Н-СтТЭЦ по состоянию на 2019 год составляет 65 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по фактической тепловой нагрузке на Н-СтТЭЦ по состоянию на 2019 год составляет 115 Гкал/ч.

**6.1.2.2. 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**

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 представлено в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак на период до 2033 года (актуализация на 2021 год). Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Приложение 4 «Существующие гидравлические режимы тепловых сетей»«.

**6.1.2.3. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности СтТЭЦ и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

В утвержденной ранее схеме теплоснабжения актуализированной по состоянию на 2020 год и в актуализируемом варианте схемы теплоснабжения на 2021 год дефицита располагаемой тепловой мощности на Н-СтТЭЦ не наблюдается.

**6.1.2.4. Резервы тепловой мощности нетто и возможности расширения технологической зоны действия СтТЭЦ с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

Резерв тепловой мощности по фактической тепловой нагрузке в зоне действия Н-СтТЭЦ, сложившейся к 2019 году, составляет 115 Гкал/ч. Данный резерв позволяет рассматривать расширение зоны действия Н-СтТЭЦ за счет подключения пер-

спективной застройки и переключения на Н-СтТЭЦ зон действия существующих источников тепловой энергии.

## **6.2 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия котельных**

### **6.2.1 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия основной котельной котельного цеха №7 (КЦ-7) ООО «БашРТС»**

#### **6.2.1.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности нетто основной котельной КЦ-7**

Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки КЦ-7 составлены на основании данных об установленной и располагаемой тепловой мощности котельной и присоединенных договорных и фактических тепловых нагрузках. Соответственно балансы были составлены для договорной и фактической тепловой нагрузки.

Балансы установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки КЦ-7 по состоянию на 2017, 2018 и 2019 годы приведены в таблице 6.3.

**Таблица 6.3 – Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки КЦ-7 в 2017, 2018 и 2019 годах, Гкал/ч**

<b>Наименование показателя</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	387,64	387,64	387,64
- в горячей воде	332,75	332,75	332,75
Располагаемая тепловая мощность, в т.ч.:	387,64	387,64	387,64
- в горячей воде	330,20	330,20	330,20
Затраты тепла на собственные нужды котельной, в т.ч.:	4,62	4,67	4,04
- в горячей воде	3,69	3,74	3,11
- в паре	0,93	0,93	0,93
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	22,43	22,59	20,45
- в водяных тепловых сетях	21,66	21,82	19,68
- в паропроводах	0,77	0,77	0,77
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.:	104,83	106,43	98,63
- на отопление и вентиляцию	89,29	90,66	83,16

Наименование показателя	2017	2018	2019
- на ГВС	15,54	15,78	15,47
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах котельной	88,58	90,34	81,48
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	6,40	6,40	1,40
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре на коллекторах котельной	0,88	0,88	0,88
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде по договорной нагрузке	200,02	198,20	208,78
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде по фактической нагрузке	237,93	236,12	245,61
Суммарный резерв/дефицит тепловой мощности по договорной нагрузке	249,36	247,54	263,12
Суммарный резерв/дефицит тепловой мощности по фактической нагрузке	292,66	291,75	301,24
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	283,02	282,97	282,97
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного котла	67,87	69,24	63,22

Анализ таблицы 6.3 показывает, что:

- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по договорной тепловой нагрузке на КЦ-7 по состоянию на 2019 год составляет 208,7 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по фактической тепловой нагрузке на КЦ-7 по состоянию на 2017 год составляет 245,6 Гкал/ч.

#### **6.2.1.2. 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**

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 представлено в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак на период до 2033 года (актуализация на 2021 год). Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и по-



ребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Приложение 4 «Существующие гидравлические режимы тепловых сетей».

**6.2.1.3. *Причины возникновения дефицитов тепловой мощности котельной и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения***

В утвержденной ранее схеме теплоснабжения по состоянию на 2020 год и в актуализируемом варианте схемы теплоснабжения на 2021 года дефицита располагаемой тепловой мощности на КЦ-7 не наблюдается.

**6.2.1.4. *Резервы тепловой мощности нетто и возможности расширения технологической зоны действия котельных с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности***

Резерв тепловой мощности по фактической тепловой нагрузке в зоне действия КЦ-7, сложившейся к 2019 году, составляет 245,6 Гкал/ч. Данный резерв позволяет рассматривать расширение зоны действия КЦ-7 за счет подключения перспективной застройки и переключения на КЦ-7 зон действия существующих источников тепловой энергии.

**6.2.2      *Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия малых котельных котельного цеха № 7 (КЦ-7) ООО «БашРТС»***

**6.2.2.1. *Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности нетто котельных***

В таблице 6.4 приведены балансы установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей малых котельных КЦ-7.

Балансы составлены по договорной тепловой нагрузке по причине отсутствия информации о фактической тепловой нагрузке.

Таблица 6.4 – Балансы установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей малых котельных КЦ-7, Гкал/ч

№ п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Установленная мощность	Располагаемая тепловая мощность	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность нетто	Потери в тепловых сетях	Тепловая нагрузка, Гкал/ч		Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по договорной тепловой нагрузке
								в горячей воде	в паре	
1	МК-1	г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	5,16	5,16	0,023	5,14	0,54	3,39		1,21
2	МК-2	г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	10	10	0,117	9,88	1,61	7,80		0,47
3	МК-3	г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а	1,29	1,29	0,002	1,29	0,04	0,42		0,83
4	МК-4	г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	0,65	0,65	0,000	0,65	0,09		0,42	0,14
7	МК-7	г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	1,17	1,17	0,001	1,17	0,04	0,19		0,94
8	МК-8	г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	1,3	1,3	0,094	1,21	0,14		0,43	0,64
10	МК-10	г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	1,17	1,17	0,001	1,17	0,04	0,13		1,00
14	МК-14	г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	1,76	1,76	0,010	1,75	0,36	0,96		0,43
			<b>22,5</b>	<b>22,5</b>	<b>0,25</b>	<b>22,25</b>	<b>2,86</b>	<b>12,89</b>	<b>0,85</b>	<b>5,65</b>

Анализ таблицы 6.4 показывает, что:

- суммарная располагаемая и установленная тепловые мощности котельных составляют 22,3 Гкал/ч;
  - суммарный резерв тепловой мощности котельных составляет 5,65 Гкал/ч;
- все котельные имеют резерв установленной тепловой мощности.

**6.2.2.2. *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***

Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя не проводилось.

**6.2.2.3. *Причины возникновения дефицитов тепловой мощности котельной и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения***

Дефицита располагаемой тепловой мощности на котельных не наблюдается.

**6.2.2.4. *Резервы тепловой мощности нетто и возможности расширения технологической зоны действия котельных с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности***

Резерв тепловой мощности по договорной тепловой нагрузке в зоне действия котельных, сложившейся к 2019 году, составляет 5,65 Гкал/ч. Данный резерв позволяет рассматривать расширение зоны действия котельных за счет подключения перспективной застройки.

## 6.2.3 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной ООО «ПСК»

### 6.2.3.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности нетто котельных

В таблице 6.5 приведен баланс установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей котельной ООО «ПСК», обеспечивающей теплоснабжение пос. Шах-Тау города Стерлитамак (МК-6).

Баланс составлен по договорной тепловой нагрузке по причине отсутствия информации о фактической тепловой нагрузке.

Таблица 6.5 – Балансы установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей МК-6 ООО «ПСК», Гкал/ч

Наименование показателя	2017
Установленная тепловая мощность	13,00
Располагаемая тепловая мощность	13,00
Затраты тепла на собственные нужды котельной	0,05
Потери в тепловых сетях	0,68
Присоединенная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	8,04
- на отопление и вентиляцию	5,70
- на ГВС	2,34
- в паре	
Резерв/дефицит тепловой мощности	4,23
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	10,35
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного котла	5,70

**6.2.3.2. *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***

Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя не проводилось.

**6.2.3.3. *Причины возникновения дефицитов тепловой мощности котельной и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения***

Дефицит располагаемой тепловой мощности на котельной МК-6 не наблюдается.

**6.2.3.4. *Резервы тепловой мощности нетто и возможности расширения технологической зоны действия котельных с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности***

Резерв тепловой мощности по договорной тепловой нагрузке в зоне действия котельный, сложившейся к 2019 году, составляет 4,23 Гкал/ч. Данный резерв позволяет рассматривать расширение зоны действия котельной за счет подключения перспективной застройки.

**6.3 Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

За истекший период (2017-2019 г.г.) наблюдается незначительное увеличение тепловой нагрузки в зонах действия малых котельных (до 0,02 Гкал/час).



## 7 БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Системы теплоснабжения города Стерлитамак закрытого типа. Теплоноситель в закрытых системах теплоснабжения предназначен для передачи теплоты на нужды систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения (без разбора теплоносителя из тепловых сетей на нужды ГВС).

Теплоноситель, используемый для подпитки тепловой сети, обеспечивает:

- компенсацию утечек в тепловых сетях и абонентских установках потребителей;
- компенсацию затрат при технологических испытаниях и ремонтах на тепловых сетях, связанных с его дренированием на момент производства работ.

Кроме подпитки тепловой сети, вода, поступающая на источники, расходуется на их собственные и хозяйственные нужды.

Подпитка тепловой сети города Стерлитамак производится от водоподготовительных установок СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ, КЦ-7, МК-1, МК-3, МК-7.

Подпитка тепловых сетей МК-2 осуществляется подпиточной водой СтТЭЦ от ЦТП-19.

Подпитка тепловых сетей МК-10 и МК-14 осуществляется сырой водой.

Величины расходы теплоносителя в тепловых сетях ООО «БашРТС» приведены в таблице 7.1.

**Таблица 7.1 – Расход теплоносителя в тепловых сетях ООО «БашРТС», тыс. м<sup>3</sup>**

Параметры	2018	2019
Отпуск теплоносителя от теплоисточников ООО «БашРТС», в т.ч.:	58,10	55,74
отпуск от коллекторов ООО «БашРТС»	7,61	5,06
отпуск в тепловые сети ООО «БашРТС»	50,49	50,68
хознужды теплоисточников ООО «БашРТС»	0,00	0,00
Покупка теплоносителя всего, в т.ч.:	401,25	405,437
от ООО «БГК»	400,12	405,30
от ООО «СРТС»,	1,13	0,14
Отпуск в сети всего	450,61	455,99
Потери теплоносителя в сетях ООО «БашРТС» фактические, в т.ч.:	324,40	360,19
нормативные	334,26	372,02
сверхнормативные	-9,86	-11,83
Хознужды тепловых сетей	0,07	0,07
Полезный отпуск ООО «БашРТС» всего	134,87	100,91

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

### **7.1.1 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зоне действия СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельной КЦ-7**

Источником водоснабжения СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ является река Белая. Речная вода до поступления на ТЭЦ проходит частичную очистку от взвешенных частиц: в паводковый период коагуляцией сернокислым алюминием с флокулятором, а в остальное время года просто отстаиванием в железобетонных ячеях.

По имеющимся анализам вода содержит большое количество аммиака, до 27 мг/кг, которое колеблется несколько раз в сутки, и большое содержание солей. (626 мг/кг). Для разбавления с целью снижения пиковых концентраций аммиака на СтТЭЦ используются грунтовые воды, что не представляется возможным для Н-СтТЭЦ в связи с балансом грунтовой воды. Предварительная очистка воды Н-СтТЭЦ осуществляется в осветлителях ВТИ-630/680 И – 3 шт., максимальная производительность каждого 680 т/ч, номинальная производительность 630 т/ч, минимальная – 200 т/ч.

Для подпитки тепловой сети на ТЭЦ функционируют водоподготовительный установкой подпиточной воды. Для подготовки подпиточной воды на станции используется одноступенчатое Na-катионирование с дальнейшим удалением растворенного в воде кислорода в деаэраторе. Производительность водоподготовительной установки подпитки тепловой сети СтТЭЦ составляет 200 м<sup>3</sup>/ч (умягченная вода), в аварийных случаях производительность ВПУ необработанной водой – 600 т/ч (из техни-

ческого водопровода). Производительность водоподготовительной установки подпитки тепловой сети Н-СтТЭЦ составляет 400 м<sup>3</sup>/ч.

Характеристики водоподготовительной установки подпитки теплосети представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Характеристики ВПУ Стерлитамакской ТЭЦ

№ п/п	Параметр	Ед.изм	Значение	Примечание
1	Установленная производительность ВПУ	т/ч		
	Обессоливающая установка	т/ч	1250	
	Конденсатоочистка	т/ч	1000	
	Установка умягчения	т/ч	200	
2	Располагаемая производительность ВПУ	т/ч		
	Обессоливающая установка	т/ч	600	
	Конденсатоочистка	т/ч	600	
	Установка умягчения	т/ч	200	
3	Срок службы	лет		
4	Количество баков аккумуляторов подпитки теплосети	шт.	1	Деаэратор подпитки тепловой сети
5	Емкость баков аккумуляторов подпитки теплосети	м <sup>3</sup>	100	
6	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	35	
7	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	100	

Таблица 7.3 – Характеристики ВПУ Н-СтТЭЦ

№ п/п	Параметр	Ед. изм	Значение	Примечание
1	Установленная производительность ВПУ	т/ч		
	Обессоливающая установка	т/ч	1250	
	Конденсатоочистка	т/ч	650	
	Установка умягчения	т/ч	400	
2	Располагаемая производительность ВПУ	т/ч		
	Обессоливающая установка	т/ч	800	
	Конденсатоочистка	т/ч	600	
	Установка умягчения	т/ч	400	
3	Срок службы	лет	40	
4	Количество баков аккумуляторов подпитки теплосети	шт.	3	
5	Емкость баков аккумуляторов подпитки теплосети	м <sup>3</sup>	1000	
6	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	35	
7	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	100	

Водоподготовительная установка (ВПУ) котельных КЦ-7 предназначена для умягчения воды, используемой в качестве добавочной воды паровых котлов 1,4 МПа (14кгс/см<sup>2</sup>) и подпиточной воды теплосети закрытого типа.

Проектная производительность ВПУ:

- схемы питания паровых котлов (типа Е-50-14-3шт, типа ДЕ-6,5-14ГМ-1шт) - 100 м<sup>3</sup>/час
- схемы подпитки теплосети (водогрейные котлы типа КВГМ-100-3шт.) - 100 м<sup>3</sup>/час.

Располагаемая производительность ВПУ соответствует проектной.

Количество и емкости баков запаса воды:

- баки ХОВ в количестве 3 шт. объемом 63 м<sup>3</sup>;
- баки деаэраторов подпитки т/с: один бак объемом 25 м<sup>3</sup>, два бака объемом 50 м<sup>3</sup>.

Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ, а также КЦ-7 представлены в таблицах 7.4 и 7.5.

**Таблица 7.4 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ**

Параметр	Единицы измерения	2018	2019
<b>Стерлитамакская ТЭЦ</b>			
Производительность ВПУ	т/ч	200	200
Срок службы	лет	54	54
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	100	100
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	70,04	70,29
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	46,69	46,86
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	129,96	129,71
Доля резерва	%	64,98	64,85
<b>Ново-Стерлитамакская ТЭЦ</b>			
Производительность ВПУ	т/ч	400	400
Срок службы	лет	41	42
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1000	1000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	97,35	97,68
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	649,00	651,21
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	302,65	302,32
Доля резерва	%	75,66	75,58

Анализ результатов расчета показывают достаточность производительности ВПУ для подпитки тепловых сетей в зонах действия СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ в 2019 году.

Таблица 7.5 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия КЦ-7

Параметр	Единицы измерения	2018	2019
<b>КЦ-7</b>			
Производительность ВПУ	т/ч	100	100
Срок службы	лет	33	34
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	63	63
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	24,14	24,14
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	160,93	160,93
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	75,86	75,86
Доля резерва	%	75,86	75,86

Анализ результатов расчета показывают достаточность производительности ВПУ для подпитки тепловых сетей в зоне действия КЦ-7 в 2019 году.

### 7.1.2 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия котельных АО «СРТС»

Исходной водой для малых котельных является хозяйственно-питьевая вода Ашкадарского, Берхамутского, Зирганского водозаборов города Стерлитамак. Способы очистки воды для нужд подпитки тепловой сети представлены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Характеристика ВПУ малых котельных АО «СРТС»

Котельная	Способ водоподготовки	Производительность ВПУ, т/ч
МК-1	На-катионитовые фильтры	7 т/ч, недеаэрированной ХОВ, в аварийных случаях дополнительно – 1 т/час недеаэрированной ХОВ.
МК-2	На-катионитовые фильтры	5,5 т/час недеаэрированной ХОВ.
МК-3	ФКА-1А фильтры	0,9 т/час недеаэрированной ХОВ.
МК-4	На-катионитовые фильтры	Производительность подпитывающих устройств – 1,6 т/час недеаэрированной ХОВ.
МК-7	На-катионитовые фильтры	1,3 т/час недеаэрированной ХОВ.
МК-8	На-катионитовые фильтры	3,2 т/час недеаэрированной ХОВ.
МК-10	-	0,01 т/час сырой водой (бак запаса воды).
МК-14	На-катионитовые фильтры	2,8 т/час недеаэрированной водой (бак запаса воды).

Подпитка тепловых сетей от котельной МК-2 производится от ЦТП-19.

Сведения о годовом расходе теплоносителя в тепловых сетях ООО «СРТС» за 2018 год представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Годовой расход теплоносителя в тепловых сетях ООО «СРТС» за 2018 год

Наименование показателя	Ед. изм.	2018
Всего потери теплоносителя, в т.ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	92,945
нормативные потери теплоносителя	тыс. м <sup>3</sup>	194,011
сверхнормативные потери теплоносителя	тыс. м <sup>3</sup>	-101,066

Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия малых котельных ОАО «СРТС» представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия малых котельных АО «СРТС»

Параметр	Единицы измерения	2018	2019
<b>МК-1</b>			
Производительность ВПУ	т/ч	7,0	7,0
Срок службы	лет	14	15
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м <sup>3</sup>	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,32	0,32
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	2,16	2,16
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	6,68	6,68
Доля резерва	%	95,38	95,38
<b>МК-2</b>			
Производительность ВПУ	т/ч	5,5	5,5
Срок службы	лет	57	58
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м <sup>3</sup>	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,79	0,79
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	5,25	5,25
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	4,71	4,71
Доля резерва	%	85,69	85,69
<b>МК-3</b>			
Производительность ВПУ	т/ч	0,9	0,9
Срок службы	лет	14	15
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м <sup>3</sup>	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной)	т/ч	0,00	0,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019
водой)			
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,90	0,90
Доля резерва	%	100,00	100,00
<b>МК-7</b>			
Производительность ВПУ	т/ч	1,3	1,3
Срок службы	лет	46	47
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,02	0,02
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,13	0,13
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,28	1,28
Доля резерва	%	98,47	98,47
<b>МК-10</b>			
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0
Срок службы	лет	39	39
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,01	0,01
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,10	0,10
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-0,01	-0,01
Доля резерва	%	0,00	0,00
<b>МК-14</b>			
Производительность ВПУ	т/ч	1,3	1,3
Срок службы	лет	38	39
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	5,00	5,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,09	0,09
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,58	0,58
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,21	1,21
Доля резерва	%	93,32	93,32



### 7.1.3 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зоне действия котельной ООО «ПСК»

Производительность подпитывающих устройств, установленных на малых котельных АО «СРТС» представлены в таблице 7.9

Таблица 7.9 – Характеристика ВПУ МК-6

Котельная	Способ водоподготовки	Производительность ВПУ, т/ч
МК-1	На-катионитовые фильтры	7 т/ч, недеаэрированной ХОВ, в аварийных случаях дополнительно – 3,5 т/час недеаэрированной ХОВ.

Годовой расход теплоносителя в зоне действия котельной ООО «ПСК» с утечками представлен в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Годовой расход теплоносителя в зонах действия котельной ООО «ПСК»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017
Всего потери теплоносителя, в т.ч.:	тыс. м³	0,790	1,257
нормативные потери теплоносителя	тыс. м³	2,547	2,564
сверхнормативные потери	тыс. м³	-1,757	-1,307

Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия малой котельной ООО «ПСК» представлены в таблице 7.11.

Таблица 7.11 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия малой котельной ООО «ПСК»

Параметр	Единицы измерения	2018	2019
<b>МК-6</b>			
Производительность ВПУ	т/ч	3,5	3,5
Срок службы	лет	6	7
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00
Присоединенная тепловая нагрузка на отопление	Гкал/ч	5,70	5,70
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,60	0,60
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	3,98	3,98
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,90	2,90
Доля резерва	%	82,95	82,95

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

В соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (актуализированная редакция СНиП 41-02-2003), для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

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

Существенные изменения в балансах водоподготовительных установок для системы теплоснабжения ТЭЦ и котельных с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок в период 2017-2019 годов отсутствуют.

## **8 ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ**

### **8.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак**

#### **8.1.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом Стерлитамакской ТЭЦ**

##### **8.1.1.1. Описание видов и количества используемого основного топлива СтТЭЦ**

Проектным основным топливом для СтТЭЦ является природный газ. В настоящее время в качестве основного топлива используются природный газ, подаваемый в общем потоке по газопроводу Ишимбай-Уфа. В качестве резервного и аварийного топлива используется топочный мазут.

Средняя теплота сгорания природного газа на СтТЭЦ за 2019 год составила 8147 ккал/м<sup>3</sup>, теплота сгорания природного газа по месяцам 2019 года представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Теплота сгорания природного газа СтТЭЦ в 2019 году

Месяц	Средняя теплота сгорания, ккал/м <sup>3</sup>	Месяц	Средняя теплота сгорания, ккал/м <sup>3</sup>
Январь	8 137	Июль	8 183
Февраль	8 135	Август	8 140
Март	8 135	Сентябрь	8 118
Апрель	8 164	Октябрь	8 152
Май	8 140	Ноябрь	8 161
Июнь	8 147	Декабрь	8 157

Величина расходов основного топлива по СтТЭЦ за период с 2014 по 2019 годы представлены в таблице 8.2.

**Таблица 8.2 – Расход основного и резервного топлива на СтТЭЦ за период 2014 ÷ 2019 годы**

Годы	Расход природного газа		Теплота сгорания, ккал/м³	Расход мазута		Теплота сгорания, ккал/кг
	тыс.м³	т.у.т		т.	т.у.т	
2014	734 274	853 869	8 140			
2015	686 631	803 067	8 187	2 443	3 559	10 198
2016	692 152	807 739	8 169	17 090	23 110	9 466
2017	734 096	852 760	8 132	2 640	3 321	8 806
2018	711 540	826 403	8129	2 070	2 571	8 694
2019	669 907	779 529	8147	98	132	9422

В таблице 8.3 представлен топливный баланс СтТЭЦ за период с 2014 по 2017 годы.

Таблица 8.3 – Топливный баланс СтТЭЦ за 2014 ÷ 2019 годы

Баланс топлива за год	Единица измерения	Остаток топлива на начало года	Приход топлива за год	Израсходовано топлива за год				Остаток топлива	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм³)	Влажность, %	Зольность, %
				всего	на отпуск электрической и тепловой энергии		на другие цели				
					натур.	услов.					
2014 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		734 274	734 274	734 274	853 869			8 140		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	14 467	0	0	0	0	1 100	13 367	10 198		
- мазут	т н.т. (т у.т.)	14 467	0	0	0	0	1 100	13 367	10 198		
Итого	т у.т.					853 869					
2015 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		686 631	686 631	686 631	803 067			8 187		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	13 367	4 961	2 443	2 443	3 559		15 885	10 198	2,8	
- мазут	т н.т. (т у.т.)	13 367	4 961	2 443	2 443	3 559		15 885	10 198		
Итого	т у.т.					806 626					
2016 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		692 152	692 152	692 152	807 739			8 169		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	15 885	22 163	17 090	17 090	23 110		20 958	9 466	9,1	
- мазут	т н.т. (т у.т.)	15 885	22 163	17 090	17 090	23 110		20 958	9 466		
Итого	т у.т.					830 849					
2017 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		734 096	734 096	734 096	852 760			8 132		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	20 985	0	2 640	2 640	3 321	104	18 214	8 810	12,0	
- мазут	т н.т. (т у.т.)	20 985	0	2 640	2 640	3 321	104	18 214			
Итого	т у.т.					856 081					
2018 г.											
Газ			711 140	711 140	711 140	826 403			8 129		
Нефтетопливо, в т.ч.		18 214		2 070	2 070	2 571			8 694		
- мазут		18 214		2 070	2 070	2 571					
Итого						828 974					
2019											

Баланс топлива за год	Единица измерения	Остаток топлива на начало года	Приход топлива за год	Израсходовано топлива за год				Остаток топлива	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м³)	Влажность, %	Зольность, %
				всего	на отпуск электрической и тепловой энергии		на другие цели				
					натур.	услов.	натур.				
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		669 947	669 907	669 907	779 529	40	0	8 147		
Нефтетопливо, в т.ч:	т н.т. (т у.т.)	13 350	2900	98	98	132		16332	9 422		
- мазут	т н.т. (т у.т.)	13 350	2900	98	98	132		16332	9 422		
Итого	т у.т.					779 660					

Из приведенной выше таблицы следует, что потребление топлива в период 2014 ÷ 2019 годов оставалось на уровне 856 ÷ 780 тыс. т у.т., причем в 2014 и 2017 годах потребление топлива было максимальным 854 и 856 тыс. т у.т., соответственно.

Основной расход топлива приходится на природный газ, который совокупно за 5 лет в период 2014 ÷ 2018 годов составил около 99,2% от общего расхода топлива, мазут – 0,8%, а в 2019 году 99,9% от общего расхода топлива, мазут – 0,01% .

#### **8.1.1.2. Описание видов резервного и аварийного топлива СтТЭЦ и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями**

Резервным и аварийным видом топлива является точный мазут марки М100.

Усредненные характеристики сжигаемого резервного и аварийного топлива представлены в таблице 8.4.

**Таблица 8.4 – Характеристики резервного топлива СтТЭЦ**

№ п/п	Определяемый показатель, единицы измерений	Результаты измерений	НД на методику измерений	Норма показателя качества по СТО-79636008-001 - 2012
1.	Плотность при 20°С, г/см³ не более	0,959 (±0,0011)	ГОСТ 3900-85 п.1	1,003
2.	Массовая доля воды, %, не более	9,0 (±0,64)	ГОСТ 2477-65	10,0
3.	Зольность, % не более	0,073 (±0,17)	ГОСТ 1461-75	0,15
4.	Содержание механических примесей, %, не более	0,221 (±0,007)	ГОСТ 6370-83	0,5
5.	Теплота сгорания низшая, ккал/кг, не менее	9850 (±75) (41271,5)	ГОСТ 21261-91	35000
6.	Вязкость условная при 100°С, не более	6,39 (±0,60)	ГОСТ 6258-85	15
7.	Массовая доля серы, % не более	2,488 (±0,23)	ГОСТ 1437-75	3,0

Величина расходов резервного топлива по СтТЭЦ за период с 2014 по 2019 годы представлены в таблице 8.2.

В таблице 8.5 приведены величины неснижаемого нормативного запаса топлива (далее по тексту - ННЗТ), нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее по тексту - НЭЗТ) и общего нормативного запаса топлива (далее по тексту - ОНЗТ), установленные на 2016 - 2019 годы.



Таблица 8.5 – Утвержденные на 2016 - 2019 г. значения запасов мазута на СтТЭЦ, тыс. т н.т.

Вид топлива	ННЗТ	НЭЗТ	ОНЗТ
<b>2016 г.</b>			
мазут	3,80	6,96	10,76
<b>2017 г.</b>			
мазут	3,80	8,037	11,837
<b>2018 г.</b>			
мазут	3,9	8,044	11,944
<b>2019 г.</b>			
мазут	4,443	8,037	12,48

Мазут на станцию подается железнодорожными составами, мазутное хозяйство Стерлитамакской ТЭЦ включает в себя следующие объекты:

- приемно-сливное устройство (ПСУ), состоящее из 2-х путной эстакады. Каждый путь рассчитан на 14-ть 4-х осных или 8-мь 8-ми осных железнодорожных цистерн;
- мазутные резервуары, 7 штук;
- мазутонасосная (МН);
- эстакада трубопроводов пара, конденсата, мазута;
- установка пено-пожаротушения мазутных резервуаров.

Суммарная фактическая емкость резервуаров мазутного хранилища составляет 31000 м3. Геометрический объем каждого резервуара № 6, 7, 8, 9, 12 равен 5000 м3, №10, 11 - 3000 м3. Все резервуары металлические, цилиндрической формы.

Вместимость резервуаров мазутного хозяйства СтТЭЦ позволяет создать резервы топочного мазута в объеме ОНЗТ, также из таблицы 8.3 видно, что остаточный объем мазута на мазутном хозяйстве станции превышает ОНЗТ.

Анализ таблиц 8.3 и 8.5 показывает, что в 2014 ÷ 2018 годах фактические остатки топочного мазута обеспечивали общий нормативный запас топлива (ОНЗТ).

#### **8.1.1.3. Описание особенностей характеристик видов топлива СтТЭЦ в зависимости от мест поставки**

Качественные характеристики топочного мазута сжигаемого на СтТЭЦ приведены в таблице 8.4.

Характеристики природного газа, используемого на СтТЭЦ, (в качестве паспортов качества газа) за январь и декабрь 2019 года представлены на рисунках 8.1 ÷ 8.4.

Публичное Акционерное Общество «Газпром»  
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Уфа»  
Стерлитамакское ЛПУМГ

Адрес: 450054, г. Уфа, Республика Башкортостан  
ул. Р. Зорге, 59  
Телефон: (347) 237-35-68, 269-22-56

Утверждаю

Главный инженер –

заместитель начальника

Стерлитамакского ЛПУМГ

ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Р.Р. Усманов

«31» 2019 г.

Паспорт № 9

качества газа за Январь 2019 г.

Газ горючий природный, ГОСТ 5542-2014

Код ОКПД2 06.20.10.110

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу **Ишимбай - Уфа**, покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): Куганак, Рошинский, ТКН, Буруновка, Стерлитамак-3, Байрак, Семенкино, Верхние Услы, Преображенновка, Наумовка.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технического соглашения.
4. Место отбора проб газа: ГРС Стерлитамак-3.
5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2008		
	метан			не нормируется	96,07
	этан			не нормируется	1,92
	пропан			не нормируется	0,578
	изо-бутан			не нормируется	0,091
	норм-бутан			не нормируется	0,098
	изо-пентан			не нормируется	0,0230
	норм-пентан			не нормируется	0,0178
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0311
	диоксид углерода			не более 2,5	0,182
	азот			не нормируется	0,97
	кислород			не более 0,050	0,0049
2 <sup>1</sup>	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,07
		ккал/м <sup>3</sup>		не менее 7600	8137

стр. 1 из 2 Паспорт №9

Рисунок 8.1 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за январь 2019 года

3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup> ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	от 41,20 до 54,50 от 9840 до 13020	49,60 11847
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,6984
5 <sup>2</sup>	Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,020	менее 0,0010
6 <sup>2</sup>	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,036	0,0013± 0,0006
7 <sup>2</sup>	Массовая концентрация механических примесей	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствие
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа	минус 17,2
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°C	-	не нормируется	плюс 3,8
10 <sup>3</sup>	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014	не менее 3	не определ.

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа – температура 25 °C, давление 101,325 кПа;  
стандартные условия измерений 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. 5, 6, 7 таблицы 1 определены в Службе лабораторного контроля и охраны окружающей среды Стерлитамакского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа»;  
значения показателей по п.п. 1, 2, 3, 4, 8, 9 таблицы 1 определены потоковыми средствами измерений, установленными на ГРС Стерлитамак-3.

Ответственный исполнитель:

Инженер 2 категории-руководитель СЛКиООС Стерлитамакского ЛПУМГ  Л.М. Доценко  
подпись

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана \_\_\_\_\_  
наименование региональной компании по реализации газа или филиала

покупателю (потребителю) \_\_\_\_\_ по его запросу  
наименование предприятия

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
Дата

<sup>1</sup> Для информации значение показателя указывается в ккал/м<sup>3</sup> (соотношение единиц приведено в приложении № 3 к Положению о единицах величин, допускаемых к применению в РФ).

<sup>2</sup> Показатели установлены по результатам одного определения в месяц. Место отбора проб ГРС Стерлитамак-3 Стерлитамакского ЛПУМГ.

<sup>3</sup> Показатель определяется ГРО согласно технического соглашения в конечных точках газораспределительной сети.

Публичное Акционерное Общество «Газпром»  
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Уфа»  
Стерлитамакское ЛПУМГ

Адрес: 450054, г. Уфа, Республика Башкортостан  
ул. Р. Зорге, 59  
Телефон: (347) 237-35-68, 269-22-56

Утверждаю

Главный инженер –  
заместитель начальника  
Стерлитамакского ЛПУМГ  
ООО «Газпром трансгаз Уфа»  
Р.Р. Усманов  
2019 г.



Паспорт № 9

качества газа за Декабрь 2019 г.

Газ горючий природный, ГОСТ 5542-2014

Код ОКПД2 06.20.10.110

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу **Ишимбай - Уфа**, покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): Куганак, Рошинский, ТКН, Буруновка, Стерлитамак-3, Байрак, Семенкино, Верхние Услы, Преображенковка, Наумовка.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технического соглашения.
4. Место отбора проб газа: **ГРС Стерлитамак-3**.
5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2008		
	метан			не нормируется	95,84
	этан			не нормируется	2,08
	пропан			не нормируется	0,638
	изо-бутан			не нормируется	0,100
	норм-бутан			не нормируется	0,108
	изо-пентан			не нормируется	0,0232
	норм-пентан			не нормируется	0,0177
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0278
	диоксид углерода			не более 2,5	0,196
	азот			не нормируется	0,95
	кислород			не более 0,050	0,0137
2 <sup>1</sup>	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,15
		ккал/м <sup>3</sup>		не менее 7600	8157

стр. 1 из 2 Паспорт №9

Рисунок 8.3 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за декабрь 2019 года



3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	от 41,20 до 54,50	49,64
		ккал/м <sup>3</sup>		от 9840 до 13020	11856
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7003
5 <sup>2</sup>	Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,020	менее 0,0010
6 <sup>2</sup>	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,036	0,0042 ± 0,0006
7 <sup>2</sup>	Массовая концентрация механических примесей	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствие
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа	минус 15,1
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°C	-	не нормируется	плюс 3,8
10 <sup>3</sup>	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014	не менее 3	не определ.

Стандартные условия в п.п.2-4: стандартные условия сгорания газа – температура 25 °С, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа – температура 20 °С, давление 101,325 кПа.  
При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимают 1 ккал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 1, 2, 3, 4 таблицы 1 в период с 1 по 12 декабря 2019 года определены в Химико-аналитической лаборатории Стерлитамакского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа»; в период с 13 по 31 декабря 2019 года определены потоковыми средствами измерений, установленными на ГРС Стерлитамак-3;  
значения показателей по п.п. 5, 6, 7 таблицы 1 определены в Химико-аналитической лаборатории Стерлитамакского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа»;  
значения показателей по п.п. 8, 9 таблицы 1 определены потоковыми средствами измерений, установленными на ГРС Стерлитамак-3.

Ответственный исполнитель:

Инженер 2 категории-руководитель лаборатории Стерлитамакского ЛПУМГ  Л.М. Доценко  
подпись

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана \_\_\_\_\_  
наименование региональной компании по реализации газа или филиала

покупателю (потребителю) \_\_\_\_\_ по его запросу  
наименование предприятия

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
Дата

<sup>1</sup> Для информации значение показателя указывается в ккал/м<sup>3</sup> (соотношение единиц приведено в приложении № 3 к Положению о единицах величин, допускаемых к применению в РФ).

<sup>2</sup> Показатели установлены по результатам одного определения в месяц. Место отбора проб ГРС Стерлитамак-3 Стерлитамакского ЛПУМГ.

<sup>3</sup> Показатель определяется ГРО согласно технического соглашения в конечных точках газораспределительной сети.

Способ доставки мазута на ТЭЦ – железнодорожный. Время доставки мазута составляет 7/4 суток. Срывы поставок топлива на станцию за предыдущие шесть лет отсутствуют. Коэффициент возможного срыва поставки КСР для мазута составляет 1,5.

## 8.1.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом Ново-Стерлитамакской ТЭЦ

### 8.1.2.1. Описание видов и количества используемого основного топлива СтТЭЦ

Проектным основным топливом для Н-СтТЭЦ является природный газ. В настоящее время в качестве основного топлива используются природный газ, подаваемый в общем потоке по газопроводу Ишимбай-Уфа.

Средняя теплота сгорания природного газа на Н-СтТЭЦ за 2019 года составила 8 147 ккал/м<sup>3</sup>, теплота сгорания природного газа по месяцам 2019 года представлена в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Теплота сгорания природного газа СтТЭЦ в 2019 году

Месяц	Средняя теплота сгорания, ккал/м <sup>3</sup>	Месяц	Средняя теплота сгорания, ккал/м <sup>3</sup>
Январь	8 137	Июль	8 183
Февраль	8 135	Август	8 140
Март	8 135	Сентябрь	8 118
Апрель	8 164	Октябрь	8 152
Май	8 140	Ноябрь	8 161
Июнь	8 147	Декабрь	8 157

В таблице 8.7 представлен расход сжигаемого на Н-СтТЭЦ природного газа за период с 2014 по 2019 годы.

Таблица 8.7 – Расход основного и резервного топлива на СтТЭЦ за период 2014 ÷ 2019 годы

Годы	Расход природного газа		Теплота сгорания, ккал/м <sup>3</sup>	Расход мазута		Теплота сгорания, ккал/кг
	тыс.м <sup>3</sup>	т.у.т		т	т у.т	
2014	570 752	663 397	8 136			
2015	549 540	642 331	8 182	1 240	1 680	9 484
2016	562 666	656 567	8 168	23 594	30 946	9 181
2017	529 805	615 273	8 129	894	1 187	9 294
2018	549 539	638 251	8 129	1 379	1 839	9 335
2019	548 054	637 826	8 147	62	83	9371

В таблице 8.8 представлен топливный баланс Н-СтТЭЦ за период с 2014 по 2019 годы.

Таблица 8.8 – Топливный баланс Н-СтТЭЦ за 2014 ÷ 2019 годы

Баланс топлива за год	Единица измерения	Остаток топлива на начало года	Приход топлива за год	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм³)	Влажность, %	Зольность, %	
				всего	на отпуск электрической и тепловой энергии						на другие цели
					натур.	услов.					натур.
2014 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		570 752	570 752	570 752	663 397			8 136		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	12 890	0	0	0	0	0	12 890	9 549	2,4	
- мазут	т н.т. (т у.т.)	12 890	0	0	0	0	0	12 890			
Итого	т у.т.					663 397					
2015 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		549 540	549 540	549 540	642 331			8 182		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	12 890	4 977	1 240	1 240	1 680		16 589	9 484	2,8	
- мазут	т н.т. (т у.т.)	12 890	4 977	1 240	1 240	1 680		16 589			
Итого	т у.т.					644 011					
2016 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		562 666	562 666	562 666	656 567			8 168		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	16 589	27 772	23 594	23 594	30 946		20 767	9 181	4,5	
- мазут	т н.т. (т у.т.)	16 589	27 772	23 594	23 594	30 946		20 767			
Итого	т у.т.					687 513					
2017 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		529 805	529 805	529 805	615 273			8 129		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	20 767	0	894	894	1 187		19 873	9 294		
- мазут	т н.т. (т у.т.)	20 767	0	894	894	1 187		19 873			
Итого	т у.т.					616 460					
2018 г.											
Газ	тыс. м3 (т у.т.)		549 539	549 539	549 539	638 251			8 129		
Нефтетопливо, в т.ч:	т н.т. (т у.т.)	19 873	0	1 379	1 379	1 839		18 494	9 335		
- мазут	т н.т. (т у.т.)	19 873	0	1 379	1 379	1 839		18 494			
Итого	т у.т.					640 090					
2019											



Баланс топлива за год	Единица измерения	Остаток топлива на начало года	Приход топлива за год	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м³)	Влажность, %	Зольность, %	
				всего	на отпуск электрической и тепловой энергии						на другие цели
					натур.	услов.					
Газ	тыс. м3 (т у.т.)		548 054	548 054	548 054	637 826		8 147			
Нефтетопливо, в т.ч:	т н.т. (т у.т.)	19171	0	62	62	83	19 109	9 371			
- мазут	т н.т. (т у.т.)	19171	0	62	62	83	19 109	9 371			
Итого	т у.т.					637 909					

Из приведенной выше таблицы следует, что в период в 2015 году имелаась снижение расхода топлива по сравнению с 2014 годом, в 2016 году расход топлива на станции снова возрос, но в 2017 году значительно снизился (на 10,3% по сравнению с 2016 годом), в 2018 году повысился на 3,8% по сравнению с 2017 годом, а в 2019 незначительно снизился.

Основной расход топлива станцией приходится на природный газ который совокупно за 5 лет в период 2014 – 2018 гг. составил более 98,9 % от общего расхода топлива, на топочный мазут приходится 1,2% , на мазут – 1,1 %, а в 2019 году составил 99,9% от общего расхода топлива, на мазут приходится – 0,1%.

### 8.1.2.2. Описание видов резервного и аварийного топлива Н-СтТЭЦ и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Резервным и аварийным видом топлива является точный мазут марки М100.

Величина расходов резервного топлива по Н-СтТЭЦ за период с 2014 по 2019 годы представлены в таблице 8.7.

Техническая характеристика резервуаров запаса мазута Н-СтТЭЦ представлена на рисунке 8.5.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕЗЕРВУАРОВ Ново-Стерлитамакской ТЭЦ					
№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Резервуар №1	Резервуар №2	Резервуар №3
1.	Расположение резервуара	Наземный/ подземный	Наземный, Вертикальный, Стальной.	Наземный, Вертикальный, Стальной.	Наземный, Вертикальный, Стальной.
2.	Год ввода в эксплуатацию.		1977	1980	1983
3	Номинальная (условная) емкость резервуара	М <sup>3</sup>	10 000	10 000	10 000
4	Диаметр резервуара	м	34,2	34,2	28,5
5	Высота стенки	М	11,94	11,94	17,90
6	Кол-во поясов стенки	шт	8	8	12
7	Проектная толщина стенки по поясам	мм	13-11-10-8-...	13-11-10-8-...	12-11-10-9-8-7-6-6..
8	Дата следующего полного обследования		06.2021г	23.06.2022г	11.07.2017г
9	Род хранимого продукта		мазут	мазут	мазут
10	Верхний предельный уровень заполнения	М	10,5	10,5	16,5
11	Эксплуатационный объем (полный) резервуара	М <sup>3</sup>	9 620	9 603	10 560
12	Не извлекаемый остаток	М <sup>3</sup>	404	404	288
13	Рабочий объем	М <sup>3</sup>	9216	9199	10272

Мастер КТЦ

Г.А.Ямщиков.

Рисунок 8.5 – Характеристики резервуаров запаса мазута Н-СтТЭЦ

В таблице 8.9 приведены величины неснижаемого нормативного запаса топлива (далее по тексту - ННЗТ), нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее по тексту - НЭЗТ) и общего нормативного запаса топлива (далее по тексту - ОНЗТ), установленные на 2016 - 2019 годы.

Таблица 8.9 – Утвержденные на 2016 - 2019 гг. значения запасов мазута на Н-СтТЭЦ, тыс. т н.т.

Вид топлива	ННЗТ	НЭЗТ	ОНЗТ
<b>2016 г.</b>			
мазут	3,867	6,834	10,701
<b>2017 г.</b>			
мазут	4,387	6 834	11,221
<b>2018 г.</b>			
мазут	4,251	6,834	11,085
<b>2019 г.</b>			
мазут	4,294	6,834	11,128

Мазут на станцию подается железнодорожными составами, мазутное хозяйство Ново-Стерлитамакской включает в себя три бака запаса конденсата с объемом 10 м3.

Техническая характеристика резервуаров запаса мазута Н-СтТЭЦ представлена на рисунке 1.13. Суммарная рабочая емкость мазутных баков на станции составляет 29,8 тыс. м3.

Емкость резервуаров для хранения мазута Н-СтТЭЦ позволяет создавать резервы топочного мазута в объеме ОНЗТ.

Анализ таблиц 8.8 и 8.9 показывает, что в 2014 ÷ 2016 годах фактические остатки топочного мазута обеспечивали общий нормативный запас топлива (ОНЗТ)


### **8.1.2.3. Описание особенностей характеристик видов топлива Н-СтТЭЦ в зависимости от мест поставки**

Качественные характеристики топочного мазута, сжигаемого на Н-СтТЭЦ, приведены на рисунке 2.12.

Характеристики и сжигаемого резервного и аварийного топлива представлены на рисунке 8.6 (паспорт на мазут топочный 100).

Общественное акционерное общество  
«Башнефть-Новый»  
450037, Российская Федерация,  
Республика Башкортостан, г. Уфа-37  
Т/ф 235-85-60, факс +7 347 235-83-10  
ИНН 0274051582, ОКПО 67826761  
www.bashneft.ru

Юридический адрес: 450077, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д.30, к.1



**БАШНЕФТЬ**  
Н О В О Й Е

Branch of Public Joint Stock Oil Company Bashneft  
Bashneft-Novoye  
Ufa-37,  
Republic of Bashkortostan,  
Russian Federation, 450037  
phone +7 347 235-85-60, fax +7 347 235-83-10  
TIN 0274051582, OKPO 67826761  
www.bashneft.ru

**ПАСПОРТ ПРОДУКЦИИ № 240**  
**Мазут топочный 100, 3,00%, зольный, 25 °С**  
**ГОСТ 10585-2013**

Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ. АЯ36.В.02174. Срок действия с 16.12.2014г. по 15.12.2017г.  
Код ОКП 02 5211

ЕАС

Партия: \_\_\_\_\_

Номер резервуара 115      Замер резервуара 950 см      Масса, предназначенная для отгрузки 9500 т

Дата изготовления 23.03.2016г.      Дата отбора 25.03.2016г.      Масса отгруженного продукта \_\_\_\_\_ т

Дата проведения испытаний 25.03.2016г.      Дата выдачи паспорта 25.03.2016г.      Отбор произведен по ГОСТ 2517

№	Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1	Вязкость условная при 100 °С, градусы ВУ, не более	ГОСТ 6258		6,80	6,8
2	Зольность, %, не более, для мазута: зольного	ГОСТ 1461		0,14	0,072
3	Массовая доля механических примесей, %, не более	ГОСТ 6370		1,0	0,70
4	Массовая доля воды, %, не более	ГОСТ 2477		1,0	0,1
5	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307		Отсутствие	Отсутствие
6	Массовая доля серы, %, не более	ГОСТ Р 51947	3,5	3,00	2,84
7	Содержание сероводорода, ppm (мг/кг), не более	ГОСТ Р 53716	10	10	4,4
8	Температура вспышки, °С, не ниже: в открытом тигле	ГОСТ 4333	90	110	120
9	Температура застывания, °С, не выше	ГОСТ 20287 (метод Б)		25	14
10	Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небракочная), кДж/кг, не менее, для мазута с содержанием серы, %: 3,00	ГОСТ 21261		39900	39420
11	Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ Р 51069		Не нормируется, определение обязательно	1010,2
12	Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об., не более	ASTM D 1160	17		17,0


Примечание: показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута.  
Продукт не содержит присадок.  
Заключение: продукт 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» принятого Решением Комиссии Таможенного союза от 18 сентября 2011 года №826, с учетом Решения Коллегии ЕЭК от 25 июня 2014 года №95 и изменений, внесенных Решением Совета ЕЭК от 23 июня 2014 года №43, Решением Совета ЕЭК от 28 апреля 2015 года №36, Решением Совета ЕЭК от 2 декабря 2015 года №84 и ГОСТ 10585-2013 с поправкой.  
Изготовитель гарантирует соответствие качества продукта требованиям настоящего стандарта и технического регламента в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510.

**№№ 51053148, 50159946, 53859252, 51141604, 51694081, 51368694, 51698553, 53862215, 53864138, 53859161, 51643419, 51049609, 50062280, 50982180, 51660736, 53862405, 51659753, 53973095, 51178416, 51797132, 51775211, 50565258, 50621044, 51765188, 51100816.**

Начальник ОТК (доверенность №ДОВ/С/32/159/16/ОТК): подпись Белова Т.В.

Начальник лаборатории: подпись Суслова З.В.

Старший лаборант: \_\_\_\_\_ Тимофеева Л.С.



**КОПИЯ ВЕРНА**  
**ОПЕРАТОР ТОВАРНЫЙ**  
*Тимофеева Л.С.* Ф.И.О.  
23-03-2016

Рисунок 8.6 – Характеристики топочного мазута Н-СтТЭЦ

Характеристики природного газа, используемого на Н-СтТЭЦ, аналогичны характеристикам природного газа, используемого на СтТЭЦ, и представлены (в качестве паспортов качества газа) за январь и декабрь 2018 года на рисунках 8.1 ÷ 8.4.

Способ доставки мазута на ТЭЦ – железнодорожный. Время доставки мазута составляет 7/4 суток. Срывы поставок топлива на станцию за предыдущие пять лет отсутствуют. Коэффициент возможного срыва поставки КСР для мазута составляет 1,5.

## **8.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом котельных города Стерлитамак**

### **8.2.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом основной котельной котельного цеха № 7 ООО «БашРТС» (КЦ-7)**

#### **8.2.1.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для основной котельной КЦ-7**

Проектным и фактическим основным топливом для КЦ-7 является природный газ, подаваемый в общем потоке Ишимбай – Уфа. Поставщиком газа является ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Стерлитамакское ЛПУМГ.

Расход природного газа по КЦ-7 за период 2016 ÷ 2019 годы составил:

- в 2016 году – 31 995 тыс.м<sup>3</sup> или 37 305 т.у.т (калорийность – 8 162 ккал/м<sup>3</sup>);
- в 2017 году – 32 929 тыс.м<sup>3</sup> или 38 258 т.у.т. (калорийность – 8 133 ккал/м<sup>3</sup>);
- в 2018 году – 33 472 тыс.м<sup>3</sup> или 38 870 т.у.т. (калорийность – 8 129 ккал/м<sup>3</sup>);
- в 2019 году – 31 364 тыс.м<sup>3</sup> или 36 499 т.у.т. (калорийность – 8 146 ккал/м<sup>3</sup>)

Расход и калорийность природного газа на КЦ-7 за период 2016 - 2019 годов помесечно представлена в таблице 8.10



Таблица 8.10 – Расход топлива КЦ-7 за 2016 - 2019 годы по месяцам

Месяц	Расход газа, тыс. нм <sup>3</sup>	Расход газа, т у.т.	Калорийность, ккал/нм <sup>3</sup>
Январь 2016 г	5 341,00	6 205,00	8 132
Февраль 2016 г	3 932,00	4 600,00	8 189
Март 2016 г	3 691,00	4 326,00	8 204
Апрель 2016 г	2 354,00	2 748,00	8 172
Май 2016 г	743	870	8 197
Июнь 2016 г	634	751	8 292
Июль 2016 г	527	617	8 195
Август 2016 г	691	802	8 124
Сентябрь 2016 г	1 114,00	1 291,00	8 112
Октябрь 2016 г	2 889,00	3 352,00	8 122
Ноябрь 2016 г	4 344,00	5 057,00	8 149
Декабрь 2016 г	5 735,00	6 686,00	8 161
<b>ИТОГО за 2016 год</b>	<b>31 995,00</b>	<b>37 305,00</b>	<b>8 162</b>
Январь 2017 г	5 286,00	6 142,00	8 134
Февраль 2017 г	4 798,00	5 575,00	8 134
Март 2017 г	4 136,00	4 817,00	8 153
Апрель 2017 г	3 200,00	3 745,00	8 192
Май 2017 г	1 104,00	1 291,00	8 186
Июнь 2017 г	919	1 070,00	8 150
Июль 2017 г	392	457	8 161
Август 2017 г	888	1 027,00	8 096
Сентябрь 2017 г	980	1 133,00	8 093
Октябрь 2017 г	3 047,00	3 523,00	8 094
Ноябрь 2017 г	3 384,00	3 912,00	8 092
Декабрь 2017 г	4 795,00	5 566,00	8 126
<b>ИТОГО за 2017 год</b>	<b>32 929,00</b>	<b>38 258,00</b>	<b>8 133</b>
Январь 2018 г			8 128
Февраль 2018 г			8 137
Март 2018 г			8 133
Апрель 2018 г			8 118
Май 2018 г			8 111
Июнь 2018 г			8 135
Июль 2018 г			8 137
Август 2018 г			8 126
Сентябрь 2018 г			8 121
Октябрь 2018 г			8 126
Ноябрь 2018 г			8 145
Декабрь 2018 г			8 135
<b>ИТОГО за 2018 год</b>	<b>33 472</b>	<b>38 870</b>	<b>8 129</b>
Январь 2019 г	5136,66	5971	8137
Февраль 2019 г	4607,867	5355	8135
Март 2019 г	3582,176	4163	8135
Апрель 2019 г	2731,749	3186	8164
Май 2019 г	981,2039	1141	8140
Июнь 2019 г	971,7687	1131	8147
Июль 2019 г	344,7391	403	8183

Месяц	Расход газа, тыс. нм <sup>3</sup>	Расход газа, т у.т.	Калорийность, ккал/нм <sup>3</sup>
Август 2019 г	837,5921	974	8140
Сентябрь 2019 г	1412,417	1638	8118
Октябрь 2019 г	2701,423	3146	8152
Ноябрь 2019 г	3696,851	4310	8161
Декабрь 2019 г	4360,304	5081	8157
<b>ИТОГО за 2019 год</b>	<b>31 365</b>	<b>36 499</b>	<b>8 146</b>

#### **8.2.1.2. Описание видов резервного и аварийного топлива основной котельной КЦ-7 и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями**

Проектным и фактическим резервным и аварийным топливом для КЦ-7 является топочный мазут.

Потребление топочного мазута на теплоисточниках ООО «БашРТС» незначительно, жидкое топлива используется только для проведения тренировок по переходу с одного вида топлива на другое в период подготовки к ОЗП или замена одного вида топлива на другое (за период 2016 ÷ 2018 годы жидкое топливо на КЦ-7 не использовалось). Поставщиком жидкого топлива для котельных ООО «БашРТС», по действующему договору является ООО «БГК» (ТЭЦ ООО «БГК» по территориальной принадлежности).

Мазутное хозяйство на котельной отсутствует, мазут на котельную подается по трубопроводу. За последние три года ограничения поставок топлива (природного газа и мазута) при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок отсутствовали.

#### **8.2.1.3. Описание особенностей характеристик топлива используемых на основной котельной КЦ-7 в зависимости от мест поставки**

Паспорт качества газа, поставляемого на основную котельную КЦ-7, представлен на рисунках 8.7 и 8.8.



Публичное Акционерное Общество «Газпром»  
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Уфа»  
Стерлитамакское ЛПУМГ

Адрес: 450054, г. Уфа, Республика Башкортостан  
ул. Р. Зорге, 59  
Телефон: (347) 237-35-68, 269-22-56

Утверждаю  
Главный инженер –  
заместитель начальника  
Стерлитамакского ЛПУМГ  
ООО «Газпром трансгаз Уфа»  
Р.Р. Усманов  
« 30 » \_\_\_\_\_ 2019 г.



Паспорт № 9

качества газа за Октябрь 2019 г.

Газ горючий природный, ГОСТ 5542-2014

Код ОКПД2 06.20.10.110

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу **Ишимбай - Уфа**, покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): Куганак, Рошинский, ТКН, Буруновка, Стерлитамак-3, Байрак, Семенкино, Верхние Услы, Преображенровка, Наумовка.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технического соглашения.
4. Место отбора проб газа: **ГРС Стерлитамак-3**.
5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2008		
	метан			не нормируется	95,94
	этан			не нормируется	2,14
	пропан			не нормируется	0,615
	изо-бутан			не нормируется	0,092
	норм-бутан			не нормируется	0,093
	изо-пентан			не нормируется	0,0175
	норм-пентан			не нормируется	0,0126
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0107
	диоксид углерода			не более 2,5	0,198
	азот			не нормируется	0,86
	кислород			не более 0,050	0,0033
2 <sup>1</sup>	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,13
		ккал/м <sup>3</sup>		не менее 7600	8152

стр. 1 из 2 Паспорт №9

Рисунок 8.7 – Паспорт качества газа для КЦ-7 за октябрь 2019 года (начало)

3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup> ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	от 41,20 до 54,50 от 9840 до 13020	49,67 11863
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,6988
5 <sup>2</sup>	Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,020	менее 0,0010
6 <sup>2</sup>	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,036	менее 0,0010
7 <sup>2</sup>	Массовая концентрация механических примесей	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствие
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа	минус 20,8
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°C	-	не нормируется	плюс 4,4
10 <sup>3</sup>	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014	не менее 3	не определ.

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа – температура 25 °C, давление 101,325 кПа, стандартные условия измерений объема газа – температура 20 °C, давление 101,325 кПа.  
При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 5, 6, 7 таблицы 1 определены в Химико-аналитической лаборатории Стерлитамакского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа»;  
значения показателей по п.п. 1, 2, 3, 4, 8, 9 таблицы 1 определены потоковыми средствами измерений, установленными на ГРС Стерлитамак-3.

Ответственный исполнитель:

Инженер 2 категории-руководитель лаборатории Стерлитамакского ЛПУМГ  Л.М. Доценко  
подпись

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана \_\_\_\_\_  
наименование региональной компании по реализации газа или филиала

покупателю (потребителю) \_\_\_\_\_ по его запросу  
наименование предприятия

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
Дата

<sup>1</sup> Для информации значение показателя указывается в ккал/м<sup>3</sup> (соотношение единиц приведено в приложении № 3 к Положению о единицах величин, допускаемых к применению в РФ).  
<sup>2</sup> Показатели установлены по результатам одного определения в месяц. Место отбора проб ГРС Стерлитамак-3 Стерлитамакского ЛПУМГ.  
<sup>3</sup> Показатель определяется ГРО согласно технического соглашения в конечных точках газораспределительной сети.

Качественные показатели жидкого резервного топлива для основной котельной КЦ-7 приведены в таблице 8.11.

Таблица 8.11 – Структура жидкого топлива КЦ-7

№ п/п	Определяемый показатель, единицы измерений	Результаты измерений	НД на методику измерений	Норма показателя качества по СТО-79636008-001 - 2012
1.	Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup> не более	0,959 (±0,0011)	ГОСТ 3900-85 п.1	1,003
2.	Массовая доля воды, %, не более	9,0 (±0,64)	ГОСТ 2477-65	10,0
3.	Зольность, % не более	0,073 (±0,17)	ГОСТ 1461-75	0,15
4.	Содержание механических примесей, %, не более	0,221 (±0,007)	ГОСТ 6370-83	0,5
5.	Теплота сгорания низшая, ккал/кг, не менее	9850 (±75) (41271,5)	ГОСТ 21261-91	35000
6.	Вязкость условная при 100°C, не более	6,39 (±0,60)	ГОСТ 6258-85	15
7.	Массовая доля серы, % не более	2,488 (±0,23)	ГОСТ 1437-75	3,0

## 8.2.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом малых котельных КЦ-7 ООО «БашРТС»

### 8.2.2.1. Описание видов и количества используемого основного топлива котельными

Проектным и фактическим основным топливом для малых котельных КЦ-7 является природный газ, подаваемый в общем потоке Ишимбай – Уфа. Поставщиком газа является ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Стерлитамакское ЛПУМГ.

Потребление природного газа малыми котельными представлено в таблице 8.12.

Таблица 8.12 – Потребление природного газа малыми котельными КЦ-7 в 2019 году

№ кот.	Наименование котельной, адрес	Проектный вид топлива	Используемый вид топлива	Годовой расход топлива, т у.т.	
				природный газ	Σ
1	МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	прир.газ	диз.топливо	541,596	541,596
3	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	прир.газ	нет	1137,837	1137,837
4	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородин, 3а	прир.газ	нет	106,619	106,619
5	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	прир.газ	нет	3,13	3,13
6	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	прир.газ	нет	15,837	15,837
7	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	прир.газ	нет	72,069	72,069

№ кот.	Наименование котельной, адрес	Проектный вид топлива	Используемый вид топлива	Годовой расход топлива, т у.т.	
				природный газ	Σ
8	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	прир.газ	нет	29,602	29,602
9	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	прир.газ	нет	208,637	208,637
<b>ИТОГО</b>				<b>2091,37</b>	<b>2091,37</b>

Средняя за 2019 год калорийность природного газа, используемого на малых котельных, составила 8 147 ккал/м<sup>3</sup>, средняя калорийность природного газа по месяцам 2019 года представлена в таблице 8.13.

Таблица 8.13 – Расход топлива малыми котельными КЦ-7 в 2019 году

Месяц	Расход газа, тыс. нм <sup>3</sup>	Расход газа, т у.т.	Калорийность, ккал/нм <sup>3</sup>
Январь 2019 г	0	0	8137
Февраль 2019 г	0	0	8135
Март 2019 г	0	0	8135
Апрель 2019 г	0	0	8164
Май 2019 г	57,23	66,55	8140
Июнь 2019 г	55,86	65,02	8147
Июль 2019 г	56,11	65,59	8183
Август 2019 г	52,32	60,85	8140
Сентябрь 2019 г	147,28	170,8	8118
Октябрь 2019 г	412,25	480,1	8152
Ноябрь 2019 г	598,08	697,28	8161
Декабрь 2019 г	712,16	829,87	8157
<b>ИТОГО за 2019 год</b>	<b>2091,37</b>	<b>2433,76</b>	<b>8 146</b>

#### **8.2.2.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями**

Проектным и фактическим резервным и аварийным топливом для МК-1 является дизельное топливо, для остальных котельных резервного топлива не предусмотрено.

Данные за последние три года об ограничении поставок топлива на малые котельные КЦ-7 при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок отсутствуют.

### **8.2.2.3. *Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки***

Паспорт газа за октябрь 2019 года представлен на рисунках 8.7 и 8.8.

## **8.2.3 Топливные балансы и система обеспечения топливом котельной ООО «ПСК»**

### **8.2.3.1. *Описание видов и количества используемого основного топлива МК-6***

Проектным и фактическим основным топливом для МК-6 является природный газ, подаваемый в общем потоке Ишимбай – Уфа. Поставщиком газа является ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Стерлитамакское ЛПУМГ.

Потребление топлива МК-6 в 2017 году составило 2 036,56 тыс. нм3 природного газа или 2 368,17 т у.т. Данные за 2018 и 2019 годы не предоставлены.

Данные за последние три года об ограничении поставок топлива на малую котельные ООО «ПСК» при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок отсутствуют.

### **8.2.3.2. *Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями***

Резервное и аварийное топливо на МК-6 отсутствует.

### **8.2.3.3. *Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки***

Характеристики природного газа, используемого на малой котельной ООО «ПСК», аналогичны характеристикам природного газа, используемого на малых котельных КЦ-7. Паспорт газа за октябрь 2018 года представлен на рисунке 8.7 и 8.8.

### **8.3 Описание использования местных видов топлива**

Местные виды топлива на источниках тепловой энергии города Стерлитамак не используются.

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

Изменения в топливных балансах источников тепловой энергии городского округа город Стерлитамак за 2017-2019 г.г. заключается в том, что малые котельные, бывшие в эксплуатации АО «СРТС», с мая 2019 года переданы на баланс ООО «БашРТС».



## **9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

### **9.1 Общие положения**

Надежность – свойство участка тепловой сети или 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 городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан, а также расчеты вероятности безотказной работы участков тепловой сети от источников тепловой энергии до наиболее удаленных конечных потребителей тепловой энергии представлены в приложении 3.

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.

При расчете надежности системы транспорта теплоносителя городского округа город Стерлитамак использовались следующие исходные данные:

- продолжительность отопительного периода – 218 суток;
- нормативный показатель вероятности безотказной работы тепловых сетей –  $РТС = 0,9$  (по СП 124.13330.2012);
- параметр потока отказов  $\omega$  (1/м·год) – учитывает только те отказы, которые приводят к потере тепла.

Расчет выполнялся для теплопроводов наиболее удаленных абонентов от источников тепловой энергии городского округа город Стерлитамак. В качестве абонентов рассматривались конечные потребители, входящие в состав подсистемы каждого источника тепловой энергии в электронной модели системы теплоснабжения города.

Обозначения участков тепловых сетей приведены в соответствии с электронной моделью системы теплоснабжения города.



## 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.

Средняя интегральная интенсивность отказов (повреждений) вычислялась следующим образом:

$$\bar{\lambda}_{j,m} = \frac{\sum_{i=1}^{i=N} n_{i,j,m}}{L_{j,m}}, \quad (9.1)$$

где

$i$	-	номер зарегистрированного события, состоящего в отказе оборудования тепловой сети;
$j$	-	год регистрации события;
$m$	-	номер системы теплоснабжения (зоны действия системы теплоснабжения), для которой определяется частота отказов;
$N$	-	общее число событий (отказов) за $j$ -й год в зоне действия системы теплоснабжения $m$ ;
$n_{i,j,m}$	-	$i$ -й отказ оборудования тепловой сети (участка, ЗРА, НС, и т.д.) в зоне действия системы теплоснабжения $m$ за $j$ -й год;
$L_{j,m}$	-	протяженность теплопроводов (прямого и обратного) тепловой сети, км.

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 системы теплоснабжения и/или по данным расчета энергетических характеристик тепловых сетей.

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.

В дальнейшем для расчетов вероятности отказов участков тепловых сетей приняты следующие зависимости:

- для описания интенсивности устойчивых отказов тепловых сетей в зависимости от диаметра теплопроводов:

$$\lambda_0 = 0,1 \exp(-2,8 D_y), \text{ 1/км/год}, \quad (9.2)$$

где

$D_y$  - условный диаметр участка тепловой сети, м.

- для описания интенсивности отказов участков тепловых сетей в зависимости от срока службы:

$$\lambda = \lambda_0 (0,1 \tau) \exp(\alpha - 1), \text{ 1/км/год}, \quad (9.3)$$

где

$\lambda_0$  - интенсивность устойчивых отказов, 1/км/год;

$\tau$  - срок эксплуатации участка тепловой сети, лет;

$\alpha$  - параметр распределения Гнеденко-Вейбулла.

где параметр распределения вычисляется как

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 \cdot n_{пу} \cdot 0 < \tau \leq 3 \\ 1 \cdot n_{пу} \cdot 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\frac{\tau}{20})} \cdot n_{пу} \cdot \tau > 17 \end{cases} \quad (9.4)$$

В таблице 9.1 приведены данные расчетов интенсивности устойчивых отказов на участках тепловых сетей с разными диаметрами и интенсивности отказов для участков со сроком эксплуатации 37 лет, рассчитанные с использованием уравнений

## 9.2 и 9.3.

Таблица 9.1 – Базовые показатели интенсивности отказов тепловых сетей

Диаметр участков тепловых сетей, м	Интенсивность устойчивых отказов, 1/км/год	Интенсивность отказов для участков со сроком эксплуатации 37 лет
0,05	0,087	1,506
0,07	0,082	1,424
0,08	0,080	1,385
0,1	0,076	1,309
0,15	0,066	1,138
0,2	0,057	0,99
0,25	0,050	0,86
0,3	0,043	0,748
0,35	0,038	0,650
0,4	0,033	0,565
0,5	0,025	0,427
0,6	0,019	0,323
0,7	0,014	0,244

### 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.

Анализ повреждений оборудования и трубопроводов тепловых сетей городского округа город Стерлитамак проведен в подразделах 3.2.6, 3.3.6 и 3.4.6 настоящего документа.

### 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  $z_p$  (формула 9.1), 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.

Параметр  $z_p$  также зависит от оснащения теплосетевой организации машинами, механизмами и транспортом, которые требуются для выполнения аварийно-восстановительных работ. Как правило, параметр  $z_p$  определяется по эксплуатационным данным, характерным для каждого теплоснабжающего предприятия.

В составе данных, представленных Стерлитамакским РТС и АО «СРТС», содержатся:

- дата начала ликвидации отказа (отключения теплоснабжения);
- дата завершения ликвидации отказа (включения теплоснабжения).

Однако, из-за отсутствия в составе исходных данных такого важнейшего параметра, как продолжительность ремонтных работ (продолжительность «простоя», в часах), провести детальный анализ времени восстановления тепловых сетей города не представляется возможным. Поэтому эмпирические коэффициенты ( $a$ ,  $b$ ,  $c$ ), которые применяются для описания базового состояния по отказам тепловых сетей, для городского округа город Стерлитамак принимаются в соответствии с аналогичными показателями других городов-аналогов за период 2010 – 2019 годов.

Для определения параметра  $z_p$  была рассмотрена выборка данных по анализу повреждений оборудования и трубопроводов тепловых сетей нескольких городов-аналогов за период 2010 - 2019 годов. С целью выявления взаимосвязи времени ликвидации повреждения и диаметра теплопровода, а также причин повреждения и времени ликвидации аварии, проводится дисперсионный анализ данных, представленный на рисунке 9.1.

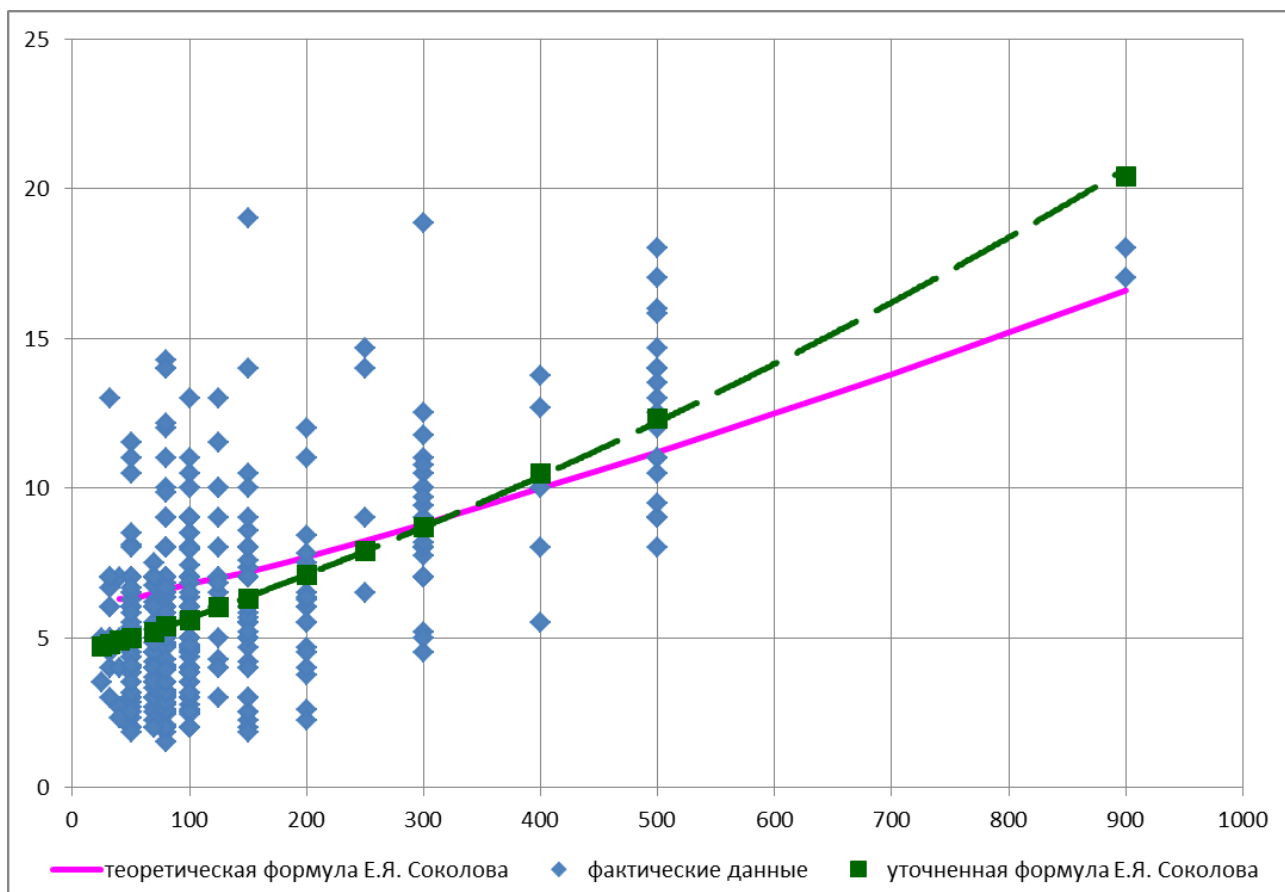


Рисунок 9.1 – Анализ продолжительности ремонтов (восстановлений) теплоснабжения

Из множества данных были определены коэффициенты  $a$ ,  $b$ ,  $c$ , необходимые для расчета  $z_p$ . Вычисление среднего времени восстановления осуществляется в соответствии с формулой Е.Я. Соколова:

$$z_p = a \left[ 1 + (b + cl_{c.3}) D^{1,2} \right], \quad (9.5)$$

Для расчетов времени продолжительности ремонтов тепловых сетей в зависимости от условных диаметров трубопроводов приняты следующие постоянные в формуле (9.5):

- для надземной прокладки тепловых сетей:

$$a = 4,6; b = 0,9; c = 0,15 \quad (9.6)$$

- для подземной прокладки тепловых сетей:

$$a = 4,5; b = 1,0; c = 3,0 \quad (9.7)$$

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

Расчеты вероятности безотказной работы участков тепловой сети от источников тепловой энергии до конечных потребителей тепловой энергии городского округа город Стерлитамак представлены в приложении 3.

При проведении данного анализа следует учитывать, что около 75 % тепловых сетей городского округа город Стерлитамак проложены не позднее 1990 года, средневзвешенный срок их эксплуатации составляет более 30 лет.

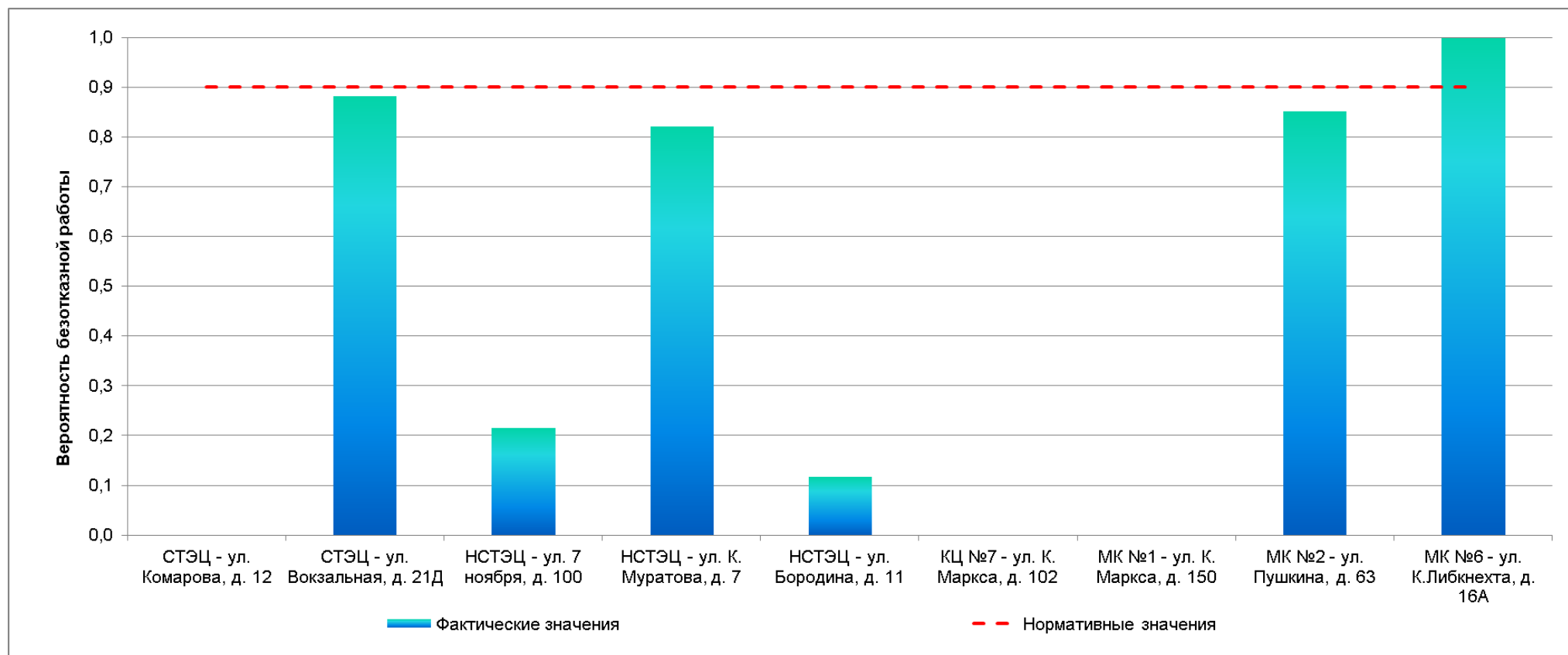


Рисунок 9.2 – Сравнительная оценка значений вероятности безотказной работы наиболее удаленных от источников потребителей тепловой энергии городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан



Сравнительная оценка значений вероятности безотказной работы наиболее удаленных от источников потребителей тепловой энергии показана на рисунке 9.2.

Из анализа данных расчета можно сделать следующие выводы:

- значение средневзвешенной ВБР как показателя надежности тепловых сетей Стерлитамакской ТЭЦ для наиболее удаленных потребителей тепла составляет около 0,42, что ниже их нормативного значения ВБР (равного 0,9) из-за продолжительного срока эксплуатации этих тепловых сетей без проведения их реконструкции;
- средневзвешенная величина ВБР в зоне действия источника тепловой энергии Ново-Стерлитамакской ТЭЦ для наиболее удаленных потребителей тепла составляет около 0,38, что также ниже их нормативного значения из-за продолжительного срока эксплуатации этих тепловых сетей без проведения их реконструкции;
- значение средневзвешенной ВБР в зоне действия источника тепловой энергии котельного цеха №7 для наиболее удаленных потребителей тепла крайне низко и приближается к нулю, что существенно ниже их нормативного значения из-за продолжительного срока эксплуатации некоторых участков тепловых сетей без проведения их реконструкции;
- значение средневзвешенной ВБР в зонах действия малых котельных для наиболее удаленных потребителей тепла составляет около 0,62, что также ниже их нормативного значения.

Состояние тепловых сетей городского округа город Стерлитамак на начало 2020 года с точки зрения обеспечения надежности их безотказной работы в целом неудовлетворительное. Наряду с этим, следует отметить, что в связи с эффектом старения тепловых сетей этот показатель и далее будет постепенно снижаться.

Учитывая вышеизложенные факторы, можно сделать вывод о необходимости проведения регулярных капитальных ремонтов трубопроводов, а также о разработке планов проведения реконструкции тепловых сетей в связи с исчерпанием физического ресурса действующих теплопроводов. Данные мероприятия будут служить в целях своевременной ликвидации возникающих повреждений в тепловых сетях и недопущению их развития в серьезные аварии с тяжелыми последствиями. В частности, в первую очередь требуется проведение в кратчайшие сроки реконструкции тепловых сетей от Стерлитамакской ТЭЦ и Ново-Стерлитамакской ТЭЦ, а также от котельного цеха №7 и малой котельной №1 АО «СРТС». Если не предпринять дей-

ственных мер долгосрочного характера по восстановлению эксплуатационного ресурса этих тепловых сетей, то в ближайшие пять-семь лет поток отказов на них может удвоиться, и справляться с их своевременным устранением будет практически невозможно.

Относительно тепловых сетей менее удаленных потребителей тепловой энергии с ВБР выше 0,9 следует отметить, что факт наличия высоких показателей вероятности их безотказной работы не должен исключать своевременность и проведение в полном объеме гидравлических испытаний тепловых сетей, а также прочие профилактические работы по предотвращению и ликвидации аварий и утечек, как в тепловых сетях, так и в системах теплоснабжения абонентов.

Базовые целевые показатели надежности объектов теплоснабжения городского округа город Стерлитамак определены на основе положений, указанных в постановлении Правительства РФ от 16 мая 2014 г. № 452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения...» и представлены в таблице 9.2.

**Таблица 9.2 – Базовые целевые показатели надежности объектов теплоснабжения городского округа го-  
род Стерлитамак Республики Башкортостан**

Целевой показатель	Единица измерения	Теплоснабжающие организации городского округа го- род Стерлитамак Республики Башкортостан		
		ООО «БашРТС»	АО «СРТС»	ООО «ПСК»
Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на 1 км тепловой сети	1/км	0,123	0	0
Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на 1 Гкал/ч тепловой мощности источника тепловой энергии	1/(Гкал/ ч)	0,087	0	0
Недоотпуск тепловой энергии потребителям	тыс. Гкал	9,06	0	0

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

Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей для тепловых сетей города показывает, что средневзвешенные по диаметрам участков тепловой сети величины фактического времени восстановления не превышают максимально допустимые величины  $z_p$ , рассчитанные по теоретической формуле Е. Я. Соколова (см. рисунок 9.1 п. 9.4).

## **10 ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ**

### **10.1 Результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями устанавливаемыми Правительством РФ в стандартах раскрытия информации**

Технико-экономические показатели представлены в виде описания результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями устанавливаемыми Правительством РФ в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями.

В таблице 10.1 представлены результаты хозяйственной деятельности по производству и передаче тепловой энергии для ООО «БГК» города Стерлитамак за период с 2016 по 2018 годы.

Таблица 10.1 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на коллекторах источника ООО «БГК», тыс. руб.

№	Наименование расхода	2016 год	2017 год	2018 год
1	Операционные (подконтрольные) расходы	339 515	354 468	358 247
2	Неподконтрольные расходы	70 435	80 719	86 444
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	872 418	902 112	955 130
4	Прибыль	7 790	18 351	102 447
5	Налог на прибыль	1 225	4 588	25 612
5	ИТОГО необходимая валовая выручка	1 291 384	1 360 239	1 527 879

На рисунке 10.1 представлены данные финансово-хозяйственной деятельности ООО «БГК» за 2019 год.

**Отчет о финансовых результатах**  
за \_\_\_\_\_ год 20 19 г.

Форма по ОКУД \_\_\_\_\_  
Дата (число, месяц, год) \_\_\_\_\_

Общество с ограниченной ответственностью "Башкирская  
генерирующая компания" по ОКПО \_\_\_\_\_  
Идентификационный номер налогоплательщика \_\_\_\_\_ ИНН \_\_\_\_\_  
Вид экономической деятельности \_\_\_\_\_ по \_\_\_\_\_  
Производство электроэнергии тепловыми электростанциями ОКВЭД 2 \_\_\_\_\_  
Организационно-правовая форма/форма собственности \_\_\_\_\_


Общество с ограниченной ответственностью/частная собственность по ОКФС/ОКФС \_\_\_\_\_  
Единица измерения: тыс. руб. по ОКЕИ \_\_\_\_\_  
Местонахождение (адрес): 450069, г. Уфа, ул. Рихарда Зорге, 3 по ОКЕИ \_\_\_\_\_

Коды		
0710002		
31	12	2019
98214846		
0277077282		
35.11.1		
65	16	364

Пояснения	Наименование показателя	Код	За 12 мес.	
			20 19 г.	20 18 г.
Пояск. 14.1	Выручка	2110	52 030 188	46 779 492
	в т.ч. электроэнергия	2111	27 718 136	23 708 644
	теплоэнергия	2112	13 996 500	13 552 947
	электрическая мощность	2113	5 821 415	7 720 289
Пояск. 14.1	Себестоимость продаж	2120	( 43 036 048 )	( 39 089 439 )
	в т.ч. электроэнергия	2121	( 24 615 423 )	( 20 909 460 )
	теплоэнергия	2122	( 11 617 092 )	( 11 515 040 )
	электрическая мощность	2123	( 5 388 188 )	( 5 209 354 )
	Валовая прибыль (убыток)	2180	8 994 140	7 689 853
Пояск. 14.2	Коммерческие расходы	2210	( 96 827 )	( 91 658 )
Пояск. 14.2	Управленческие расходы	2220	( 825 805 )	( 916 641 )
	Прибыль (убыток) от продаж	2290	7 971 798	6 681 754
	Доходы от участия в других организациях	2310	21 904	16 453
	Прочие доходы	2320	664 465	209 295
	Прочие расходы	2330		
Пояск. 14.3	Прочие доходы	2340	2 884 326	1 215 065
Пояск. 14.3	Прочие расходы	2350	( 1 224 670 )	( 1 843 587 )
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2390	10 317 753	6 278 980
Пояск. 16	Текущий налог на прибыль	2410	( 1 418 302 )	( 599 004 )
Пояск. 16	в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	( 290 468 )	106 557
Пояск. 16	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	( 92 503 )	( 619 225 )
	Изменение отложенных налоговых активов	2450	( 304 276 )	( 46 125 )
	Прочее	2460	582 100	98 724
	в т.ч.: Налог на прибыль за прошлые налоговые периоды	2481	584 367	98 724
	Чистая прибыль (убыток)	2400	9 086 772	5 013 350

Форма 0710002 с. 2

Пояснения	Наименование показателя	Код	За 12 мес.	
			20 19 г.	20 18 г.
	СПРАВОЧНО			
	Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510	-	-
	Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520	-	-
	Совокупный финансовый результат периода	2500	9 086 772	5 013 350
	Базовая прибыль (убыток) на акцию	2600		
	Разводненная прибыль (убыток) на акцию	2610		



Руководитель  
Свиридовский А.А.  
(подпись)  
\_\_\_\_\_ 29 20 г.

Главный бухгалтер

Ильбердин А.А.  
(подпись)  
\_\_\_\_\_

Рисунок 10.1 – Результаты финансово-хозяйственной деятельности ООО «БГК» в 2019 году

В таблице 10.2 представлены результаты хозяйственной деятельности по производству и передаче тепловой энергии для БашРТС-Стерлитамак города Стерлитамак за период с 2016 по 2017 годы.

Таблица 10.2 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ООО «БашРТС» потребителям города Стерлитамак, тыс. руб.

№	Наименование расхода	2016 год	2017 год	2018 год
1	Операционные (подконтрольные) расходы	656 436	779 286	890 567
2	Неподконтрольные расходы	369 143	439 040	492 078
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	1 517 989	1 712 337	1 901 196
4	Прибыль	5 664	6 724	7 684
5	ИТОГО необходимая валовая выручка	2 549 232	2 937 387	3 292 372

В таблицах 10.3 – 10.4 представлены результаты хозяйственной деятельности по производству и передаче тепловой энергии для АО «СРТС».

Таблица 10.3 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «СРТС» потребителям с коллекторов теплоисточников АО «СРТС», тыс. руб.

№	Наименование расхода	2016 год	2017 год	2018 год
1	Операционные (подконтрольные) расходы	2 837,13	2 940,77	3 027,82
2	Неподконтрольные расходы	198,23	207,55	215,85
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	24 149,30	25 075,34	25 921,77
4	Прибыль	-715,11	-272,08	986,79
5	ИТОГО необходимая валовая выручка	26 469,55	27 951,58	30 152,63

Таблица 10.4 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на услуги по транспорту тепловой энергии оказываемые АО «СРТС», тыс. руб.

№	Наименование расхода	2016 год	2017 год	2018 год
1	Операционные (подконтрольные) расходы	229 324,78	237 702,01	244 737,99
2	Неподконтрольные расходы	69 188,72	75 400,65	77 503,88
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	231 968,37	156 030,42	162 498,89
4	Прибыль	32 715,00	34 986,05	37 380,23
5	ИТОГО необходимая валовая выручка	538 196,87	534 716,01	552 717,80

**10.2 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

В таблице 10.5 представлены основные калькуляционные статьи затрат для ООО «БашРТС», ООО «БГК» и АО «СРТС» в соответствии с утверждённой схемой теплоснабжения (за 2017 базовый год) и в соответствии с актуализированной на 2020 год схемой теплоснабжения (за 2018 базовый год).



Таблица 10.5 – Изменение основных технико-экономических показателей теплоснабжающих организаций, тыс. руб.

Теплоснабжающая организация	Утвержденная ранее схема теплоснабжения (базовый 2017 год)				Актualизация схемы теплоснабжения на 2020 г. (базовый 2018 год)			
	операционные расходы	неподконтрольные расходы	расходы на энергоресурсы, воду и теплоноситель	прибыль	операционные расходы	неподконтрольные расходы	расходы на энергоресурсы, воду и теплоноситель	прибыль
ООО "БашРТС" Стерлитамак	779 286	439 040	1 712 337	6 724	890 567	492 078	1 901 196	7 684
ООО "БГК"	354 468	80 719	902 112	18 351	358 247	86 444	955 130	102 447
АО "СРТС"	2 941	208	25 075	-272	3 028	216	25 922	987

В данном случае следует отметить увеличение прибыли и расходов на энергоносители, воду и теплоноситель у БашРТС-Стерлитамак, ООО «БГК» и АО «СРТС».

Прибыль АО «СРТС» в 2018 году становится положительной.

## **11 ТАРИФЫ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

### **11.1 Динамика утвержденных цен (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**

В таблицах 11.1 - 11.4 представлены тарифы на продукцию теплоснабжающих организаций по городу Стерлитамак на 2016 - 2023 гг., установленные Государственным комитетом Республики Башкортостан по тарифам.

Таблица 11.1 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям городского округа города Стерлитамак Республики Башкортостан на 2016 - 2023 гг., руб./Гкал

№ п/п	Показатель	Потребитель	2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		№ Постановления
			01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	
			Одноставочный тариф																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	ООО "Башкирские распределительные тепловые сети"																		
1	Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах																		Постановление №690 от 13.12.2019
	отборный пар под давлением от 7,0 до 13,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	1655,91	1775,30	1775,30	1846,31	1846,31	1920,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	отборный пар под давлением от 7,0 до 13,0 кг/см2	Население (с учетом НДС)	1953,97	2094,86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Все группы потребителей (без НДС), кроме группы "Население"	1333,98	1430,16	1430,16	1487,37	1487,37	1546,86	1546,86	1577,8	1577,8	1625,13	1625,13	1690,14	1690,14	1757,74	1757,74	1828,05	
	вода	Население (с учетом НДС)	1574,10	1687,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	Тарифы на тепловую энергию (мощность)																		Постановление №690 от 13.12.2019
	вода	Для потребителей без дифференциации	1237,73	1326,97	1326,97	1380,05	1380,05	1444,50	1444,50	1473,39	1473,39	1551,48	1551,48	1644,57	1644,57	1743,24	1743,24	1847,84	
	вода	Население (с учетом НДС)	1460,52	1565,82	1565,82	1628,46	1628,46	1704,51	1733,40	1768,07	1768,07	1861,78	1861,78	1973,48	1973,48	2091,89	2091,89	2217,41	
3	Тариф на тепловую энергию, приобретаемую с целью компенсации потерь тепловой энергии	Все группы потребителей (без НДС)	716,27	744,05	749,10	776,89	770,32	805,62	810,70	839,69	808,13	833,97	836,42	867,32	869,87	902,01	904,67	938,09	Постановление №687 от 13.12.2019
	ООО "Башкирская генерирующая компания"																		
4	Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источника тепловой энергии																		Постановление №678 от 13.12.2019
	отборный пар под давлением от 2,5 до 7,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	898,25	934,09	934,09	976,51	976,51	1016,54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	отборный пар под давлением от 7,0 до 13,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	773,94	804,83	804,83	841,37	841,37	875,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	981,50	1020,67	1020,67	1067,01	1067,01	1110,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	острый и редуцированный пар	Для потребителей без дифференциации	1010,65	1050,98	1050,98	1098,71	1098,71	1206,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Для потребителей без дифференциации	632,07	657,29	657,29	678,32	678,32	705,46	705,46	735,69	735,69	762,18	762,18	792,66	792,66	824,37	824,37	857,34	
	АО "Стерлитамакские распределительные тепловые сети																		
5	Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источника тепловой энергии																		Постановление №780 от 20.12.2018
	отборный пар под давлением от 2,5 до 7,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	-	-	-	1065,94	1065,94	1070,91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Для потребителей без дифференциации	-	-	-	1043,15	1043,15	1048,01	1048,01	1062,68	1062,68	1098,81	1098,81	1142,76					
	вода	Население (с учетом НДС)	-	-	-	1230,92	1230,92	1236,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ООО "Стерлитамакские Тепловые сети"																		
6	Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источника																		Постановление №826 от 20.12.2016

№ п/п	Показатель	Потребитель	2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		№ Постановления
			01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	
			Одноставочный тариф																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	тепловой энергии																		
	отборный пар под давлением от 2,5 до 7,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	959,79	1013,54	1013,54	1054,09	1054,09	1099,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	отборный пар под давлением от 2,5 до 7,0 кг/см2	Население (с учетом НДС)	1132,55	1195,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Для потребителей без дифференциации	938,93	991,51	991,51	1031,18	1031,18	1193,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Население (с учетом НДС)	1107,94	1169,98	1169,98	1216,79	1216,79	1408,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7	Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям поселка Шах-Тай																		Постановление №825 от 20.12.2016
	вода	Для потребителей без дифференциации	1030,09	1079,21	1079,21	1096,00	1096,00	1151,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Население (с учетом НДС)	1215,51	1273,47	1273,47	1293,28	1293,28	1359,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ООО "Первая сетевая компания"																		
8	Тарифы на тепловую энергию (мощность)																		Постановление №723 от 17.12.2019
	вода	Для потребителей без дифференциации	1160,39	1217,59	1217,59	1261,17	1261,17	1312,80	1312,80	1312,8	1331,11	1331,11	1370,88	1370,88	1411,57	1411,57	1456,08	1456,08	
	вода	Население (с учетом НДС)	1369,26	1436,76	1436,76	1488,18	1488,18	1549,10	1575,36	1575,36	1597,33	1597,33	1645,06	1645,06	1693,88	1693,88	1747,3	1747,3	
9	Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям поселка Шах-Тай																		Постановление №667 от 14.12.2018
	вода	Для потребителей без дифференциации	1030,09	1079,21	1079,21	1096,00	1096,00	1168,00	1168,00	1184,35	1184,35	1223,02	1223,02	1256,91					
	вода	Население (с учетом НДС)	12313,51	1273,47	1273,47	1293,28	1293,28	1378,24	1401,60	1421,22	1421,22	1467,62	1467,62	1508,29					
	ОАО "Башкирская содовая компания"																		
10	Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источника тепловой энергии																		Постановление №699 от 18.12.2017
	отборный пар под давлением от 7,0 до 13,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	734,22	755,71	755,71	785,75	785,75	819,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Для потребителей без дифференциации	639,97	691,04	691,04	732,35	732,35	826,86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
11	Тарифы на тепловую энергию (мощность)																		Постановление №698 от 18.12.2017
	отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	1046,65	1098,89	1059,16	1158,83	1158,83	1243,46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Для потребителей без дифференциации	1302,88	1365,46	1365,46	1471,87	1471,87	1577,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Таблица 11.2 – Тарифы на горячую воду (горячее водоснабжение), поставляемую потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан с использованием закрытой системы горячего водоснабжения на 2016 - 2023 гг.

№ п/п	Показатель	Потребитель	2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		№ Постановления
			01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	<b>ООО "Башкирские распределительные тепловые сети"</b>																		
1	Тариф на горячую воду (горячее водоснабжение)																		
	компонент на холодную воду, руб./куб.м.	Все группы потребителей (без НДС), кроме группы Население	-	-	-	14,12	14,12	15,06	15,03	15,33	15,33	15,91	15,91	15,92	15,92	16,89	16,89	17,34	Постановление №835 от 20.12.2019
	компонент на холодную воду, руб./куб.м.	Население (с НДС)	-	-	-	16,67	16,67	17,77	18,04	18,4	18,4	19,09	19,09	19,1	19,1	20,27	20,27	20,82	
	компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	Все группы потребителей (без НДС), кроме группы Население	-	-	-	1380,05	1380,05	1444,50	1444,50	1473,39	1473,39	1551,48	1551,48	1644,57	1644,57	1743,24	1743,24	1847,84	
	компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	Население (с НДС)	-	-	-	1628,46	1628,46	1704,51	1733,40	1768,07	1768,07	1861,78	1861,78	1973,48	1973,48	2091,89	2091,89	2217,41	
	<b>ООО "Стерлитамакские Тепловые сети"</b>																		
2	Тариф на горячую воду (горячее водоснабжение)																		
	компонент на холодную воду, руб./куб.м.	Все группы потребителей (без НДС), кроме группы Население	12,10	12,71	12,71	14,12	14,12	16,41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Постановление №838 от 20.12.2016
	компонент на холодную воду, руб./куб.м.	Население (с НДС)	14,28	15,00	15,00	16,66	16,66	19,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	Все группы потребителей (без НДС), кроме группы Население	1237,73	1287,24	1287,24	1380,05	1380,05	1485,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	Население (с НДС)	1460,52	1518,94	1518,94	1628,46	1628,46	1752,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	<b>ООО "Первая сетевая компания"</b>																		
3	Тариф на горячую воду (горячее водоснабжение)																		Постановление №800 от 20.12.2019
	компонент на холодную воду, руб./куб.м.	Все группы потребителей (без НДС), кроме группы Население	12,10	12,71	12,71	14,12	14,12	15,03	15,03	15,33	15,33	15,91	15,91	15,92	15,92	16,89	16,89	17,34	
	компонент на холодную воду, руб./куб.м.	Население (с НДС)	14,28	15	15	16,66	16,66	17,74	18,04	18,4	18,4	19,09	19,09	19,1	19,1	20,27	20,27	20,81	
	компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	Все группы потребителей (без НДС), кроме группы Население	1160,39	1217,59	1217,59	1261,17	1261,17	1312,80	1312,80	1331,11	1331,11	1370,88	1370,88	1411,57	1411,57	1456,08	1456,08	1499,39	
	компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	Население (с НДС)	1369,26	1436,76	1436,76	1488,18	1488,18	1549,10	1575,36	1597,33	1597,33	1645,06	1645,06	1693,88	1693,88	1747,3	1747,3	1799,27	

Таблица 11.3 – Тарифы на теплоноситель, поставляемый потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан в закрытых системах теплоснабжения на 2016 - 2023 гг., руб./куб.м

№ п/п	Показатель	Потребитель	2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		№ Постановления
			01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	
			Одноставочный тариф																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	ООО "Башкирские распределительные тепловые сети"																		
1	Тариф на теплоноситель																		
	вода	Все группы потребителей (без НДС)	88,28	94,23	94,23	97,13	97,13	101,02	101,02	102,44	102,44	106,13	106,13	111,39	111,39	111,52	111,52	118,58	Постановление №694 от 13.12.2019
	пар	Все группы потребителей (без НДС)	114,95	117,37	117,37	122,07	122,07	126,68	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Постановление №780 от 19.12.2017
	ООО "Башкирская генерирующая компания"																		
2	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям от источников тепловой энергии с установленной мощностью 25 МВт и более в закрытых системах теплоснабжения																		
	вода	Все группы потребителей (без НДС)	95,03	98,74	98,74	102,64	102,64	106,76	106,76	108,25	108,25	112,14	112,14	114,51	114,51	118,66	118,66	121,29	Постановление №680 от 13.12.2019
	пар	Все группы потребителей (без НДС)	114,95	117,37	117,37	122,07	122,07	126,68	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	АО "Стерлитамакские распределительные тепловые сети																		
3	Тариф на теплоноситель																		
	вода	Все группы потребителей (без НДС)	-	-	-	118,36	118,36	120,65	120,65	122,34	122,34	126,5	126,5	131,56					Постановление №781 от 20.12.2018
	вода	Население (с НДС)	-	-	-	139,66	139,66	142,37	-	-	-	-	-	-					
	ООО "Стерлитамакские Тепловые сети"																		
4	Тариф на теплоноситель																		
	вода	Все группы потребителей (без НДС)	90,57	95,63	95,63	99,74	99,74	103,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Постановление №814 от 20.12.2016
	вода	Население (с НДС)	106,8726	112,8434	112,8434	117,6932	117,6932	121,953	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

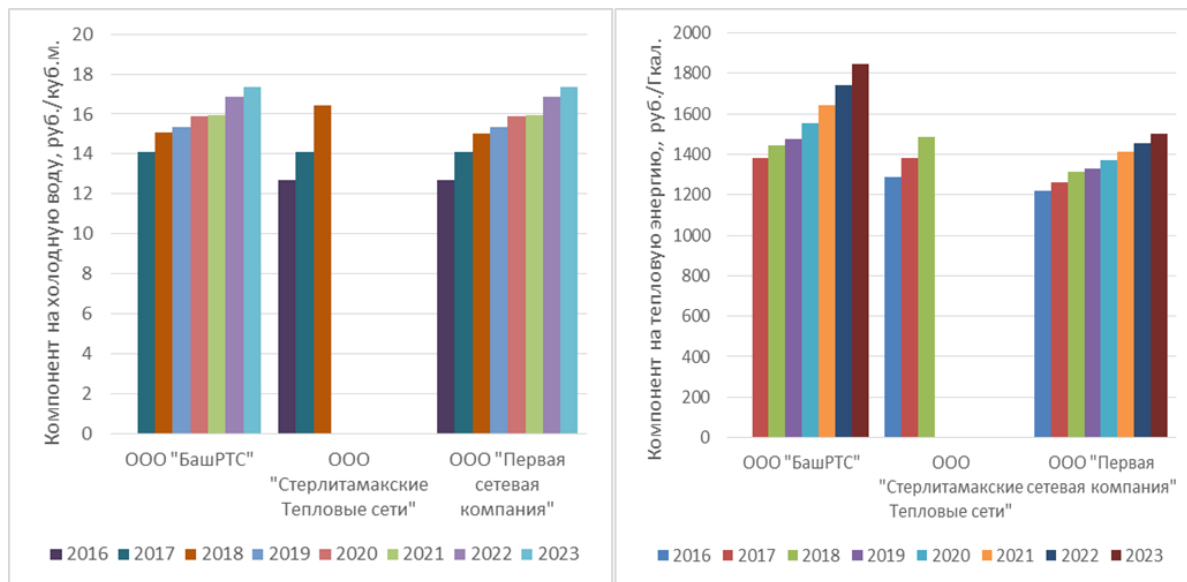
Таблица 11.4 – Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, оказываемые потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на 2016 - 2023 гг., руб./Гкал

№ п/п	Показатель	Потребитель	2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		№ Постановления
			01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	
			Одноставочный тариф																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	АО "Стерлитамакские распределительные тепловые сети																		
1	Тариф на услуги по передаче тепловой энергии																		Постановление №779 от 20.12.2018
	вода	Для потребителей без дифференциации	-	-	-	394,07	394,07	402,46	402,46	408,09	408,09	421,97	421,97	438,84					
	ООО "Стерлитамакские Тепловые сети"																		
2	Тариф на услуги по передаче тепловой энергии																		Постановление №834 от 20.12.2016

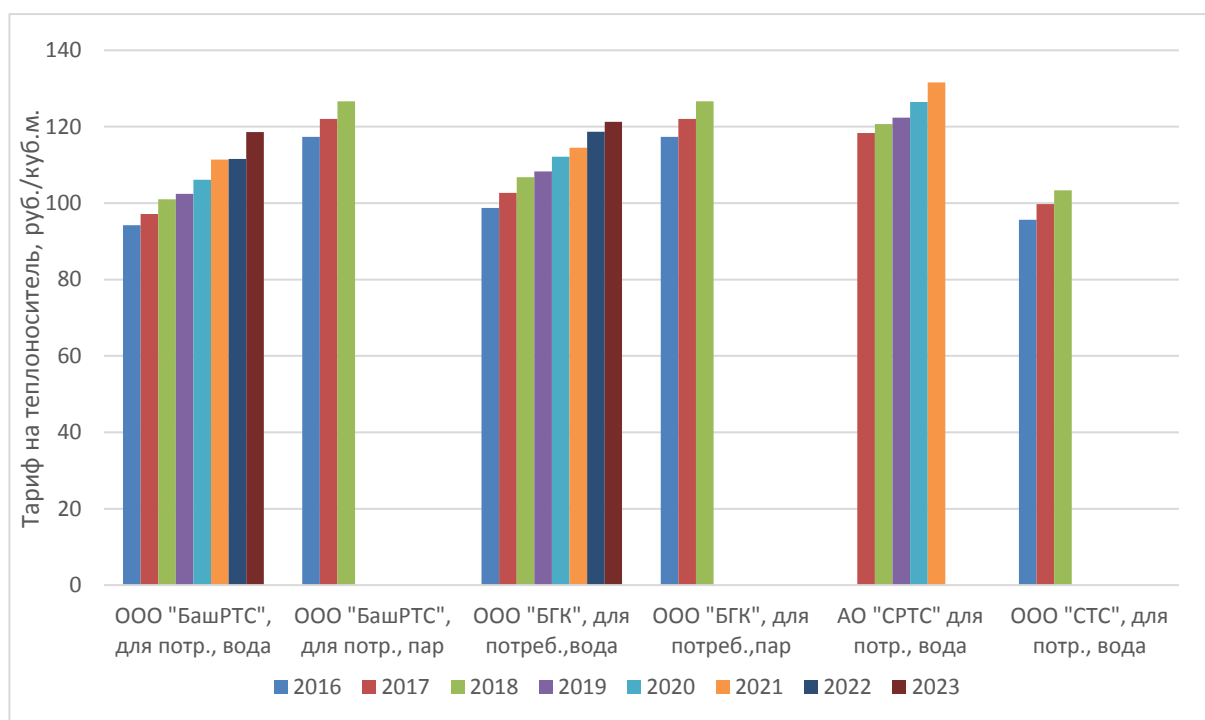
№ п/п	Показатель	Потребитель	2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		№ Постановления
			01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	
			Однотарифный тариф																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	вода	Для потребителей без дифференциации	342,60	425,60	367,92	382,63	382,63	392,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	АО "Башкирская содовая компания"																		
3	Тариф на услуги по передаче тепловой энергии																		Постановление №807 от 20.12.2019
	отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	-	-	-	-	-	-	185,50	185,5	188,21	187,59	182,3	182,3	198,58	198,58	189,57		
	вода	Для потребителей без дифференциации	-	-	-	-	-	-	60,94	60,94	61,71	61,71	62,94	62,94	68,99	68,99	67,12		



На рисунках 11.1 – 11.4 отражена динамика изменения тарифов на продукцию теплоснабжающих организаций потребителям города Стерлитамак на 2016 - 2023 гг. Значения тарифов указаны на 1 июля соответствующего года, без НДС.



**Рисунок 11.1 – Динамика изменений тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям теплоснабжающими организациями городского округа город Стерлитамак с использованием закрытой системы горячего водоснабжения на 2016 - 2023 гг.**



**Рисунок 11.2 – Динамика изменений тарифов на теплоноситель потребителям теплоснабжающих организаций городского округа город Стерлитамак в закрытой системе теплоснабжения на 2016 – 2023 гг.**

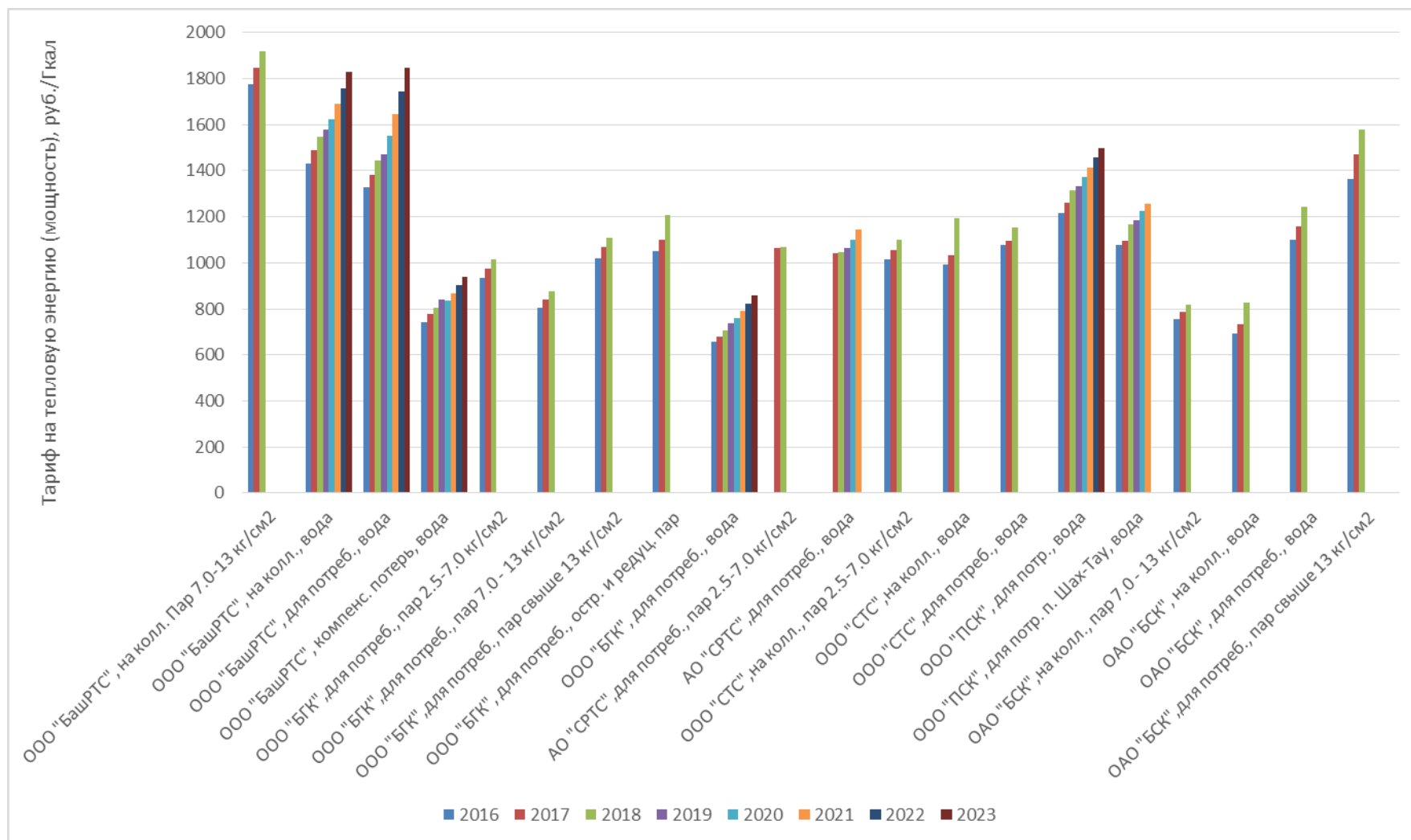


Рисунок 11.3 – Динамика изменений тарифов на тепловую энергию (мощность) потребителям теплоснабжающих организаций городского округа город Стерлитамак на 2016 - 2023 гг.

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

Структура тарифов представлена в разделе 10.

## **11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения**

В городском округе городе Стерлитамак установлена плата на подключение к системам теплоснабжения для двух организаций: ООО «Башкирские распределительные тепловые сети» и АО Стерлитамакские распределительные тепловые сети».

Плата за подключение к системе теплоснабжения ООО «БашРТС» установлена Постановлением Государственного комитета Республики Башкортостан «Об установлении платы за подключение к системе теплоснабжения ООО «Башкирские распределительные тепловые сети» в Республике Башкортостан» № 837 от 20 декабря 2019 г.

**Таблица 11.5 – Плата за подключение к системе теплоснабжения ООО «БашРТС» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)**

№п/п	Наименование	2017	2018	2019
Плата за подключение объектов заявителей подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:				
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	-	-	-
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, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:	-	-	-
2.1.	Надземная (наземная) прокладка	-	-	-
2.1.1.	50-250 мм	-	-	-
2.1.2.	251-400	-	-	-
2.1.3.	401-550	-	-	-
2.1.4.	551-700	-	-	-
2.1.5.	701 мм и выше	2515,02	-	2730,54
2.2.	Подземная прокладка, в том числе:	-	-	-
2.2.1.	канальная прокладка	-	-	-
2.2.1.1.	50-250 мм	2654,61	-	2752,93
2.2.1.2.	251-400	2732,61	-	-
2.2.1.3.	401-550	2821,14	-	-
2.2.1.4.	551-700	-	2207,29	-
2.2.1.5.	701 мм и выше	-	-	2879,77
2.2.2.	бесканальная прокладка	-	-	-
2.2.2.1.	50-250 мм	-	-	-
2.2.2.2.	251-400	-	-	-
2.2.2.3.	401-550	-	-	-
2.2.2.4.	551-700	-	-	-
2.2.2.5.	701 мм и выше	-	-	-
3	Расходы на создание и реконструкцию тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч	-	-	-
4	Налог на прибыль	-	-	-

Плата подключение к системе теплоснабжения АО Стерлитамакские распределительные тепловые сети», установленная Постановлением № 791 от 20 декабря 2018 года «Об установлении платы за подключение к системе теплоснабжения АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в Республике Башкортостан, представлена в таблицах 11.6 – 11.8.

**Таблица 11.6 – Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч (от источников ООО «Башкирская генерирующая компания»), тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)**

№п/п	Наименование	2018	2019
Плата за подключение объектов заявителей подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:			
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	-	-
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, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:	-	-
2.1.	Надземная (наземная) прокладка	-	-
2.1.1.	50-250 мм	-	-
2.1.2.	251-400	-	-
2.1.3.	401-550	-	-
2.1.4.	551-700	-	-
2.1.5.	701 мм и выше	-	-
2.2.	Подземная прокладка, в том числе:	-	-
2.2.1.	канальная прокладка	-	-
2.2.1.1.	50-250 мм	3261	3947
2.2.1.2.	251-400	3131	-
2.2.1.3.	401-550	-	-
2.2.1.4.	551-700	-	-
2.2.1.5.	701 мм и выше	-	-
2.2.2.	бесканальная прокладка	-	-
2.2.2.1.	50-250 мм	-	-
2.2.2.2.	251-400	-	-
2.2.2.3.	401-550	-	-
2.2.2.4.	551-700	-	-
2.2.2.5.	701 мм и выше	-	-
3	Расходы на создание и реконструкцию тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч	-	-
4	Налог на прибыль	-	-

**Таблица 11.7 – Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/ч (от источников ООО «Башкирская генерирующая компания»), тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)**

№п/п	Наименование	2018	2019
Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых превышает 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения, в том числе:			
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	-	-
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, подключаемая тепловая нагрузка которых превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:	-	-
2.1.	Надземная (наземная) прокладка	-	-
2.1.1.	50-250 мм	-	-
2.1.2.	251-400	-	-
2.1.3.	401-550	-	-
2.1.4.	551-700	-	-
2.1.5.	701 мм и выше	-	-
2.2.	Подземная прокладка, в том числе:	-	-
2.2.1.	канальная прокладка	-	-
2.2.1.1.	50-250 мм	3113	7300
2.2.1.2.	251-400	3039	5439
2.2.1.3.	401-550	-	7420
2.2.1.4.	551-700	-	-
2.2.1.5.	701 мм и выше	-	-
2.2.2.	бесканальная прокладка	-	-
2.2.2.1.	50-250 мм	-	-
2.2.2.2.	251-400	-	-
2.2.2.3.	401-550	-	-
2.2.2.4.	551-700	-	-
2.2.2.5.	701 мм и выше	-	-
3	Расходы на создание и реконструкцию тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч	-	-
4	Налог на прибыль	-	-

**Таблица 11.8 – Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч (от источников ООО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети»), тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)**

№п/п	Наименование	2018	2019
Плата за подключение объектов заявителей подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:			
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	-	-
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, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:	-	-
2.1.	Надземная (наземная) прокладка	-	-
2.1.1.	50-250 мм	-	-
2.1.2.	251-400	-	-
2.1.3.	401-550	-	-
2.1.4.	551-700	-	-
2.1.5.	701 мм и выше	-	-
2.2.	Подземная прокладка, в том числе:	-	-
2.2.1.	канальная прокладка	-	-
2.2.1.1.	50-250 мм	7136	8087
2.2.1.2.	251-400	-	-
2.2.1.3.	401-550	-	-
2.2.1.4.	551-700	-	-
2.2.1.5.	701 мм и выше	-	-
2.2.2.	бесканальная прокладка	-	-
2.2.2.1.	50-250 мм	-	-
2.2.2.2.	251-400	-	-
2.2.2.3.	401-550	-	-
2.2.2.4.	551-700	-	-
2.2.2.5.	701 мм и выше	-	-
3	Расходы на создание и реконструкцию тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч	-	-
4	Налог на прибыль	-	-

Оба указанные постановления устанавливают плату за подключения к системам теплоснабжения в случае, если подключаемая тепловая нагрузка объекта капитального строительства заявителя, в том числе застройщика, не превышает 0,1 Гкал/ч равной 550 рублей (с НДС).



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

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности на территории городского округа город Стерлитамак не установлена.

#### **11.5 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

В период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения - 2018 год, изменений по видам тарифов для теплоснабжающей организации города Стерлитамак не произошло.

На рисунках 11.1 - 11.4 представлены изменения тарифов на продукцию теплоснабжающих организаций (без НДС) в 2016-2019 годах. Значения тарифов указаны на 1 июля соответствующего года.

## **12 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК**

### **12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения**

Анализ фактических температур сетевой воды, выполненный на основании суточных ведомостей приборов учета источников тепловой энергии, показывает, что на всех тепловых выводах СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и КЦ-7 фактическая температура воды в подающем трубопроводе практически соответствует температурному графику (расчетные значения) до верхней температурной срезки. Но верхняя температурная срезка наблюдается при температуре теплоносителя в подающем трубопроводе 115 °С, при температуре наружного воздуха ниже минус 15 °С. При температурах наружного воздуха ниже минус 15 °С температура в подающем трубопроводе становится ниже расчетной.

Ряд потребителей города Стерлитамак обеспечивается горячим водоснабжением по однотрубным, без циркуляционных трубопроводов, тепловым сетям горячего водоснабжения. Функционирование систем горячего водоснабжения в сложившихся условиях приводит к снижению качества горячего водоснабжения и дополнительному сверхрасчетному расходу воды.

На некоторых участках тепловых сетей БашРТС-Стерлитамак города Стерлитамак присутствуют повышенные гидравлические потери и недостаточные напоры у конечных потребителей, что отрицательно влияет на качество теплоснабжения данных потребителей.

## **12.2 Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения**

Суммарная установленная мощность котлоагрегатов малых котельных КЦ-7 ООО «БашРТС» со сроком службы более 20 лет составляет 16,05 Гкал/ч (71,3 % от общей установленной мощности котельных).

284 Гкал/ч, или 73,3 % установленной тепловой мощности основной котельной котельного цеха №7 (КЦ-7) ООО «БашРТС» имеют срок службы 25 лет и более.

На ряде тепловых пунктов ООО «БашРТС» оборудование морально и физически устарело, вследствие чего требуется их реконструкция.

Тепловые сети ООО «БашРТС» имеют высокий срок эксплуатации.

Более 75 % от суммарной протяженности трубопроводов, или 451,2 км в одно-трубном исчислении (60% по материальной характеристике) тепловых сетей ООО «БашРТС» систем централизованного теплоснабжения города Стерлитамак имеют срок службы 27 лет и более. При этом протяженность трубопроводов, введенных в эксплуатацию с 2004 года, составляет всего 10 % от суммарной протяженности.

Значение средневзвешенной ВБР как показателя надежности тепловых сетей в зоне действия СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ для наиболее удаленных потребителей тепла составляет около 0,425 и 0,465, что значительно ниже их нормативного значения ВБР (равного 0,9). Значение средневзвешенной ВБР в зоне действия КЦ-7, для наиболее удаленных потребителей тепла, составляет около 0,01, что крайне низко их нормативного значения.

Также значение средневзвешенной ВБР в зоне действия малых котельных КЦ-7 для наиболее удаленных потребителей тепла составляет около 0,62, что также ниже их нормативного значения.

Таким образом, состояние тепловых сетей города Стерлитамак на начало 2020 года с точки зрения обеспечения надежности их безотказной работы в целом неудовлетворительное, так как средневзвешенная величина ВБР тепловых сетей для наиболее удаленных абонентов составляет около 0,4.

Завышены диаметры некоторых участков магистральных тепловых сетей, что приводит к завышенным тепловым потерям при транспорте тепловой энергии и как следствие к снижению качества теплоснабжения или повышению эксплуатационных затрат.

При выходе из строя самого мощного котлоагрегата на малой котельной МК-2 оставшейся тепловой мощности не достаточно для обеспечения нормативного объема отпуска тепла при аварийных ситуациях.

### **12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения**

На расчетный период схемы теплоснабжения города, на Ново-Стерлитамакской ТЭЦ недостаточно располагаемой тепловой мощности для обеспечения планируемой перспективной тепловой нагрузки, что требует перераспределения тепловой нагрузки между Н-СтТЭЦ и СтТЭЦ.

При условии перераспределения тепловой нагрузки между Н-СтТЭЦ и СтТЭЦ на всех источниках тепла города Стерлитамак будет достаточно располагаемой тепловой мощности для обеспечения планируемой перспективной тепловой нагрузки.

На некоторых участках тепловых сетей БашРТС-Стерлитамак города Стерлитамак присутствуют повышенные гидравлические потери и недостаточные напоры у конечных потребителей.

### **12.4 Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Проблем надёжного и эффективного снабжения топливом теплоисточников систем централизованного теплоснабжения города Стерлитамак не наблюдается.

### **12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения**

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения, выданные в 2017 – 2019 годах отсутствуют.

## **12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города Стерлитамак, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

С момента утверждения схемы теплоснабжения произошли изменения в балансовой принадлежности малых котельных и тепловых сетей, с мая 2019 года все котельные и большинство тепловых сетей, ранее находящихся на балансе АО «СРТС» переданы на баланс ООО «БашРТС» на правах аренды.

Изменения в проблемах в системах теплоснабжения города Стерлитамак незначительные, основными проблемами как и ранее является низкая вероятность безотказной работы тепловых сетей.