



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В АДМИНИСТРАТИВНЫХ  
ГРАНИЦАХ ГОРОДА НОВОКУЗНЕЦКА НА ПЕРИОД  
ДО 2032 ГОДА  
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2021 ГОД)**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

**ГЛАВА 1**

**СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА,  
ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ  
ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
ТОМ 1 (ЧАСТИ 1-6)**

## СОСТАВ РАБОТЫ

Наименование документа
Схема теплоснабжения в административных границах г. Новокузнецка на период до 2032 года (Актуализация на 2021 г.) Утверждаемая часть Том 1 (Разделы 1-5)
Схема теплоснабжения в административных границах г. Новокузнецка на период до 2032 года (Актуализация на 2021 г.) Утверждаемая часть Том 2 (Разделы 6-15)
Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения г. Новокузнецка на период до 2032 года
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Том 1 (Части 1-6)
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Том 2 (Части 7-12)
Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения
Глава 3. Приложение 1. Руководство пользователя Zulu Thermo
Глава 3. Приложение 2. Альбом характеристик ЦТП и насосных станций
Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки
Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения
Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок
Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии
Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей
Глава 8. Приложение 1. Тепловые сети с истекшим сроком эксплуатации
Глава 8. Приложение 2. Утвержденные параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источников тепловой энергии и в точке измерения тепловой энергии, отпущенной потребителю
Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения
Глава 10. Перспективные топливные балансы
Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения
Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения
Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия
Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций
Глава 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения
Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения
Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в актуализированной схеме теплоснабжения

## СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ.....	8
ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ.....	9
1. Функциональная структура теплоснабжения.....	19
1.1. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	19
1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих свою деятельность в границах зон деятельности единой теплоснабжающей организации .....	20
1.3. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в границах зон деятельности ЕТО .....	26
1.4. Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны деятельности ЕТО .....	29
1.5. Зоны действия производственных котельных.....	29
1.6. Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	29
2. Источники тепловой энергии.....	31
2.1. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	31
2.2. Источники комбинированной выработки.....	32
2.2.1. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	32
2.2.2. Структура и технические характеристики основного оборудования Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ.....	36
2.2.3. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки .....	50
2.2.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности .....	51
2.2.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто».....	52
2.2.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса .....	54
2.2.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии).....	60
2.2.8. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха .....	69

2.2.9. Среднегодовая загрузка оборудования .....	73
2.2.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети .....	74
2.2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии .....	78
2.2.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	80
2.2.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	81
2.2.14. Характеристики водоподготовительных установок, описание схемы водоподготовки и подпиточных устройств на источнике комбинированной выработки .....	84
2.2.15. Описание проектного и установленного топливного режима источников комбинированной выработки .....	84
2.2.16. Характеристики и состояние золоотвалов .....	87
2.2.17. Описание эксплуатационных показателей функционирования источников комбинированной выработки г. Новокузнецка, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения.....	88
2.3. Котельные .....	95
2.3.1. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	95
2.3.2. Структура и технические характеристики основного оборудования .....	95
2.3.3. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки .....	103
2.3.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности; .....	106
2.3.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто;.....	107
2.3.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;.....	111

2.3.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха .....	113
2.3.8. Среднегодовая загрузка оборудования .....	118
2.3.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети .....	121
2.3.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии .....	121
2.3.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	122
2.3.12. Проектный и установленный режим котельных .....	122
2.3.13. Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных г. Новокузнецк, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения .....	125
3. Тепловые сети, сооружения на них .....	131
3.1. Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	131
3.2. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения .....	134
3.2.1. Кузнецкая ТЭЦ .....	134
3.2.2. Западно-Сибирская ТЭЦ.....	136
3.2.3. Центральная ТЭЦ .....	138
3.2.4. Муниципальные котельные.....	140
3.3. Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	143
3.4. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки.....	145
3.4.1. Кузнецкая ТЭЦ .....	171
3.4.2. Западно-Сибирская ТЭЦ.....	172
3.4.3. Центральная ТЭЦ .....	174
3.4.4. Крупные муниципальные котельные ООО «Сибэнерго» .....	176
3.5. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .....	184
3.6. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.....	184
3.7. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....	185
3.8. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети .....	193
3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики .....	196
3.10. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2015-2019 гг. ....	201

3.11. Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2015-2019 гг. ....	205
3.12. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	206
3.12.1. Методы технической диагностики, используемые теплосетевыми организациями на территории города.....	206
3.12.2. Методы технической диагностики, не нашедшие применения теплосетевыми организациями города Новокузнецка .....	207
3.13. 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.....	208
3.14. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя .....	213
3.15. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за 2015-2019 гг. ....	215
3.16. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения .....	224
3.17. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплоснабжающих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям .....	224
3.18. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя .....	235
3.19. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	238
3.20. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций .....	239
3.21. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления .....	240
3.22. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	242
3.23. Данные энергетических характеристик тепловых сетей.....	268
4. Зоны действия источников тепловой энергии .....	274
4.1. Описание изменений в зонах действия источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	274
4.2. Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения .....	274
4.2.1. Зона действия Кузнецкой ТЭЦ .....	276
4.2.2. Зона действия Западно-Сибирской ТЭЦ филиала АО «ЕВРАЗ ЗСМК» .....	278
4.2.3. Зона действия Центральной ТЭЦ .....	278
4.2.4. Зона действия котельных.....	279
4.3. Перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	280
5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	281

5.1. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	281
5.2. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления .....	285
5.3. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	294
5.4. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии .....	303
5.5. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом .....	303
5.6. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	312
5.6.1. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление.....	313
5.6.2. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на горячее водоснабжение .....	314
5.7. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения	316
5.8. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии .....	322
6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	324
6.1. 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.....	324
6.2. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.....	324
6.3. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности «нетто» по каждому источнику тепловой энергии.....	352
6.4. 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.....	352
6.5. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	354
6.6. Описание резервов тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности .....	354

## ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

<i>Рисунок 1 – Зоны деятельности единой теплоснабжающей организации: адресная привязка на карте муниципального образования и зоны действия источников тепловой энергии (рисунок ПП.1 МУ).....</i>	<i>25</i>
<i>Рисунок 2 – Функциональная структура теплоснабжения города (структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями).....</i>	<i>28</i>
<i>Рисунок 3 – Распределение установленной тепловой мощности по группам энергоисточников г. Новокузнецка, Гкал/ч.....</i>	<i>32</i>
<i>Рисунок 4 – Баланс установленной электрической мощности источников на территории Кемеровской области с выделением г. Новокузнецка и собственный максимум ЭС Кемеровской области, МВт.....</i>	<i>34</i>
<i>Рисунок 5 – Баланс электроэнергии на территории Кемеровской области с выделением источников г. Новокузнецка, млн. МВт*ч.....</i>	<i>36</i>
<i>Рисунок 6 – Принципиальная схема выдачи тепловой мощности КТЭЦ.....</i>	<i>62</i>
<i>Рисунок 7 – Принципиальная схема выдачи мощности от КТЭЦ.....</i>	<i>63</i>
<i>Рисунок 8 – Принципиальная тепловая схема водогрейной котельной КТЭЦ.....</i>	<i>63</i>
<i>Рисунок 9 – Принципиальная схема выдачи мощности ЗС ТЭЦ.....</i>	<i>66</i>
<i>Рисунок 10 – Принципиальная схема выдачи тепловой мощности ЦТЭЦ.....</i>	<i>68</i>
<i>Рисунок 11 – Температурный график КТЭЦ.....</i>	<i>72</i>
<i>Рисунок 12 – Температурный график ЗС ТЭЦ.....</i>	<i>72</i>
<i>Рисунок 13 – Температурный график ЦТЭЦ.....</i>	<i>72</i>
<i>Рисунок 14 – Структурная схема информационно-измерительного комплекса.....</i>	<i>75</i>
<i>Рисунок 15 – Распределение УТМ котельных по периодам ввода.....</i>	<i>112</i>
<i>Рисунок 16 – Температурный график 95-70 °С (4-х трубная схема).....</i>	<i>116</i>
<i>Рисунок 17 – Температурный график 95-70 °С (открытая схема ГВС).....</i>	<i>116</i>
<i>Рисунок 18 – Температурный график 110-70 °С (3-х трубная схема).....</i>	<i>116</i>
<i>Рисунок 19 – Температурный график 150-70 °С (закрытая схема ГВС).....</i>	<i>116</i>
<i>Рисунок 20 – Выводы тепломагистралей от ЗС ТЭЦ.....</i>	<i>137</i>
<i>Рисунок 21 – Принципиальная схема выдачи тепловой мощности от ЦТЭЦ.....</i>	<i>139</i>
<i>Рисунок 22 – Схема тепловых сетей г. Новокузнецка.....</i>	<i>144</i>
<i>Рисунок 23 – Срок эксплуатации тепловых сетей г. Новокузнецка.....</i>	<i>163</i>
<i>Рисунок 24 – Срок эксплуатации тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ.....</i>	<i>172</i>
<i>Рисунок 25 – Распределение магистральных тепловых сетей от Западно-Сибирской ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию.....</i>	<i>174</i>
<i>Рисунок 26 – Распределение магистральных тепловых сетей от Центральной ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию.....</i>	<i>176</i>
<i>Рисунок 27 – Распределение магистральных тепловых сетей от Куйбышевской центральной котельной по срокам ввода в эксплуатацию.....</i>	<i>177</i>
<i>Рисунок 28 – Распределение магистральных тепловых сетей от Зырянской районной котельной по срокам ввода в эксплуатацию.....</i>	<i>179</i>
<i>Рисунок 29 – Распределение магистральных тепловых сетей от Байдаевской центральной котельной по срокам ввода в эксплуатацию.....</i>	<i>180</i>



Рисунок 30 – Распределение магистральных тепловых сетей от Абашевской районной котельной по срокам ввода в эксплуатацию.....	181
Рисунок 31 – Распределение магистральных тепловых сетей от котельной Листвяги по срокам ввода в эксплуатацию .....	182
Рисунок 32 – Распределение тепловых сетей от котельной п. Притомский по срокам ввода в эксплуатацию .....	184
Рисунок 33 – Сравнение утвержденного и фактического температурных графиков Западного тепловывода ЗСТЭЦ за 2019 г. ....	193
Рисунок 34 – Сравнение утвержденного и фактического температурных графиков Ильинского тепловывода ЗСТЭЦ за 2019 г. ....	194
Рисунок 35 – Сравнение утвержденного и фактического температурных графиков КТЭЦ за 2019 г.....	195
Рисунок 36 – Сравнение утвержденного и фактического температурных графиков ЦТЭЦ за 2019 г. ....	196
Рисунок 37 – Схема формирования плана проектирования и переключений .....	208
Рисунок 38 – График проведения испытаний тепловых сетей от ЦТЭЦ в 2019 г. ....	211
Рисунок 39 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и элеваторным присоединением систем отопления (СО).....	225
Рисунок 40 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением СО .....	225
Рисунок 41 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО .....	226
Рисунок 42 – ЦТП с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением СО .....	234
Рисунок 43 – ЦТП с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением СО .....	235
Рисунок 44 – ЦТП с насосным присоединением СО .....	235
Рисунок 45 – ЦТП со смешанной схемой подключения ГВС и независимым присоединением СО.....	235
Рисунок 46 – Зоны действия источников тепловой энергии г. Новокузнецка .....	275
Рисунок 47 – Административные районы города .....	286
Рисунок 48 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия КТЭЦ.....	296
Рисунок 49 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия ЗСТЭЦ.....	296
Рисунок 50 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия ЦТЭЦ .....	297
Рисунок 51 – Структура подключенных нагрузок к ТЭЦ .....	317
Рисунок 52 – Распределение общей потребности в тепловой мощности, Гкал/ч .....	319

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций на территории города, по состоянию на 01.01.2020 г. ....	20
Таблица 2 - Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	22
Таблица 3 – Теплоснабжающие организации, поставляющие тепловую энергию по ценам (тарифам), определяемым договорами, заключенными по соглашению сторон (нерегулируемые тарифы).....	29
Таблица 4 - Количество энергоисточников в разрезе характерных групп г. Новокузнецка .....	31
Таблица 5 – Баланс установленной электрической мощности источников на территории Кемеровской области с выделением г. Новокузнецка и собственный максимум ЭС Кемеровской области, МВт.....	33
Таблица 6 – Баланс электроэнергии на территории Кемеровской области с выделением источников г. Новокузнецка, тыс. МВт*ч.....	35

Таблица 7 – Состав основного оборудования Кузнецкой ТЭЦ .....	39
Таблица 8 – Таблица П2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов Кузнецкой ТЭЦ .....	40
Таблица 9 – Таблица П2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Кузнецкой ТЭЦ .....	40
Таблица 10 – Таблица П2.3. Технические характеристики ПВК Кузнецкой ТЭЦ .....	41
Таблица 11 – Таблица П2.4. Технические характеристики РОУ Кузнецкой ТЭЦ .....	41
Таблица 12 – Состав основного оборудования Западно-Сибирской ТЭЦ .....	43
Таблица 13 – Таблица П2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов Западно-Сибирской ТЭЦ .....	44
Таблица 14 – Таблица П2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Западно-Сибирской ТЭЦ .....	44
Таблица 15 – Таблица П2.4. Технические характеристики РОУ Западно-Сибирской ТЭЦ .....	45
Таблица 16 – Состав основного оборудования Центральной ТЭЦ .....	47
Таблица 17 – Таблица П2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов Центральной ТЭЦ .....	48
Таблица 18 – Таблица П2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Центральной ТЭЦ .....	48
Таблица 19 – Таблица П2.3. Технические характеристики ПВК Центральной ТЭЦ .....	49
Таблица 20 – Таблица П2.4. Технические характеристики РОУ Центральной ТЭЦ .....	49
Таблица 21 – Таблица П3.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность Кузнецкой ТЭЦ .....	50
Таблица 22 – Таблица П3.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность Западно-Сибирской ТЭЦ .....	50
Таблица 23 – Таблица П3.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность Центральной ТЭЦ .....	50
Таблица 24 – Таблица П3.2. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность «нетто» Кузнецкой ТЭЦ ...	52
Таблица 25 – Таблица П3.2. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность «нетто» Западно-Сибирской ТЭЦ .....	53
Таблица 26 – Таблица П3.2. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность «нетто» Центральной ТЭЦ .....	53
Таблица 27 – Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов Кузнецкой ТЭЦ в 2019 году .....	57
Таблица 28 – Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин Кузнецкой ТЭЦ в 2019 году .....	57
Таблица 29 – Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов Западно-Сибирской ТЭЦ в 2019 году .....	58
Таблица 30 – Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин Западно-Сибирской ТЭЦ в 2019 году .....	58
Таблица 31 – Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов Центральной ТЭЦ в 2019 году .....	59
Таблица 32 – Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин Центральной ТЭЦ в 2019 году .....	59
Таблица 33 – Таблица П5.1. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок Кузнецкой ТЭЦ за 2019 год .....	60

Таблица 34 – Таблица П5.2. Характеристики теплообменников Теплофикационных установок Кузнецкой ТЭЦ за 2019 год.....	60
Таблица 35 – Таблица П5.3. Характеристики сетевых насосов Кузнецкой ТЭЦ за 2019 год.....	61
Таблица 36 – Перечень потребителей тепловой энергии в паре от Кузнецкой ТЭЦ.....	61
Таблица 37 – Таблица П5.1. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок Западно-Сибирской ТЭЦ за 2019 год.....	64
Таблица 38 – Таблица П5.2. Характеристики теплообменников Теплофикационных установок Западно-Сибирской ТЭЦ за 2019 год.....	65
Таблица 39 – Таблица П5.3. Характеристики сетевых насосов Западно-Сибирской ТЭЦ за 2019 год.....	65
Таблица 40 – Таблица П5.1. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок Центральной ТЭЦ за 2019 год.....	66
Таблица 41 – Таблица П5.2. Характеристики теплообменников Теплофикационных установок Центральной ТЭЦ за 2019 год.....	67
Таблица 42 – Таблица П5.3. Характеристики сетевых насосов Центральной ТЭЦ за 2019 год.....	67
Таблица 43 – Температурные графики источников комбинированной выработки.....	70
Таблица 44 – Таблица П6.1. Коэффициенты использования установленной электрической и установленной тепловой мощности Кузнецкой ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 01 АО «Кузнецкая ТЭЦ».....	73
Таблица 45 – Таблица П6.1. Коэффициенты использования установленной электрической и установленной тепловой мощности Западно-Сибирской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт».....	73
Таблица 46 – Таблица П6.1. Коэффициенты использования установленной электрической и установленной тепловой мощности Центральной ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 03 ООО «ЭнергоТранзит».....	73
Таблица 47 – Распределение сигнальных входов RTU.....	76
Таблица 48 – Перечень и характеристики приборов учета тепловой энергии ЦТЭЦ.....	77
Таблица 49 – Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов Кузнецкой ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 01 АО «Кузнецкая ТЭЦ» за 2019 год.....	79
Таблица 50 – Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов Западно-Сибирской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» за 2019 год.....	79
Таблица 51 – Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов Центральной ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 03 ООО «ЭнергоТранзит» за 2019 год.....	79
Таблица 52 – Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от Кузнецкой ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО АО 01 АО «Кузнецкая ТЭЦ» за 2015-2019 гг.....	80
Таблица 53 – Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от Западно-Сибирской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» за 2015-2019 гг.....	80
Таблица 54 – Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от Центральной ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 03 ООО «ЭнергоТранзит» за 2015-2019 гг.....	80
Таблица 55 – Результаты конкурентных отборов мощности на 2017-2019, 2020, 2021 годы.....	82
Таблица 56 – Таблица П8.1. Характеристики и расход твердого топлива, сжигаемого на Кузнецкой ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 01 АО «Кузнецкая ТЭЦ».....	84
Таблица 57 – Таблица П8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на Кузнецкой ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 01 АО «Кузнецкая ТЭЦ».....	84
Таблица 58 – Таблица П8.3. Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на Кузнецкой ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 01 АО «Кузнецкая ТЭЦ».....	85

Таблица 59 – Таблица П8.1. Характеристики и расход твердого топлива, сжигаемого на Западно-Сибирской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» .....	85
Таблица 60 – Таблица П8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на Западно-Сибирской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» .....	85
Таблица 61 – Таблица П8.3. Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на Западно-Сибирской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» .....	86
Таблица 62 – Таблица П8.1. Характеристики и расход твердого топлива, сжигаемого на Центральной ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 03 ООО «ЭнергоТранзит» .....	87
Таблица 63 – Таблица П8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на Центральной ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 03 ООО «ЭнергоТранзит» .....	87
Таблица 64 – Таблица П8.3. Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на Центральной ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 03 ООО «ЭнергоТранзит» .....	87
Таблица 65 – Таблица П9.1. Эксплуатационные показатели Кузнецкой ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 01 АО «Кузнецкая ТЭЦ» .....	89
Таблица 66 – Таблица П9.1. Эксплуатационные показатели Западно-Сибирской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» .....	91
Таблица 67 – Таблица П9.1. Эксплуатационные показатели Центральной ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 03 ООО «ЭнергоТранзит» .....	93
Таблица 68 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	96
Таблица 69 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО 04 ООО «Сибэнерго» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	96
Таблица 70 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО 05 АО «Евразруда» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	100
Таблица 71 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО 06 ОАО «РЖД» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	101
Таблица 72 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО 07 ООО «ТК Садовая» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	101
Таблица 73 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО 08 ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	102
Таблица 74 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО 09 ООО «Разрез Бунгурский-Северный» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	102
Таблица 75 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч .....	103
Таблица 76 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности ЕТО 04 ООО «Сибэнерго» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч .....	103
Таблица 77 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности ЕТО 05 АО «Евразруда» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч .....	105

Таблица 78 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности ЕТО 06 ОАО «РЖД» 2019 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч .....	105
Таблица 79 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности ЕТО 07 ООО «ТК Садовая» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч .....	105
Таблица 80 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности ЕТО 08 ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.....	106
Таблица 81 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности ЕТО 09 ООО «Разрез Бунзурский-Северный» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.....	106
Таблица 82 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.....	108
Таблица 83 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО 04 ООО «Сибэнерго» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения .....	108
Таблица 84 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО 05 АО «Евразруда» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения .....	110
Таблица 85 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО 06 ОАО «РЖД» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.....	110
Таблица 86 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО 07 ООО «ТК Садовая» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.....	111
Таблица 87 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО 08 ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения .....	111
Таблица 88 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО 09 ООО «Разрез Бунзурский-Северный» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения .....	111
Таблица 89 – Температурные графики котельных.....	114
Таблица 90 - Способы регулирования и проектные температурные режимы отпуска тепловой энергии от котельных г. Новокузнецка .....	117
Таблица 91 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения.....	118
Таблица 92 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО 04 ООО «Сибэнерго» 2019 году актуализации схемы теплоснабжения.....	118
Таблица 93 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО 05 АО «Евразруда» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	119
Таблица 94 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО 06 ОАО «РЖД» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	120
Таблица 95 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО 07 ООО «ТК Садовая» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	120
Таблица 96 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО 08 ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	120

Таблица 97 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО 09 ООО «Разрез Бунгурский-Северный» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения.....	120
Таблица 98 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения.....	122
Таблица 99 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО 04 ООО «Сибэнерго» 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	123
Таблица 100 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО 05 АО «Евразруда» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения.....	124
Таблица 101 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО 06 ОАО «РЖД» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения.....	124
Таблица 102 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО 07 ООО «ТК Садовая» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	124
Таблица 103 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО 08 ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	124
Таблица 104 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО 09 ООО «Разрез Бунгурский-Северный» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения .....	124
Таблица 105 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» .....	125
Таблица 106 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности ЕТО 04 ООО «Сибэнерго».....	126
Таблица 107 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности ЕТО 05 АО «Евразруда» .....	127
Таблица 108 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности ЕТО 06 ОАО «РЖД».....	128
Таблица 109 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности ЕТО 07 ООО «ТК Садовая».....	129
Таблица 110 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности ЕТО 08 ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» .....	130
Таблица 111 – Строительство и реконструкция тепловых сетей за 2019 г. ....	132
Таблица 112 – Перечень реализованных мероприятий, предусмотренных базовой версией Схемы теплоснабжения, в 2019 г. ....	133
Таблица 113 – Сведения по тепловым сетям и сетям ГВС от КТЭЦ.....	135
Таблица 114 – Сведения по тепловым сетям и сетям ГВС от ЗС ТЭЦ.....	137
Таблица 115 – Сведения по тепловым сетям и сетям ГВС от ЦТЭЦ.....	139
Таблица 116 – Сведения по тепловым сетям и сетям ГВС от муниципальных котельных ООО «Сибэнерго» и основных ведомственных котельных.....	142
Таблица 117 – Общая характеристика магистральных тепловых сетей ТСО в зонах деятельности ЕТО г. Новокузнецка (П11.1 МУ).....	145
Таблица 118 – Общая характеристика распределительных тепловых сетей ТСО в зонах деятельности ЕТО г. Новокузнецка (П11.3 МУ).....	147
Таблица 119 – Общая характеристика распределительных сетей ГВС ТСО в зонах деятельности ЕТО г. Новокузнецка (П11.4 МУ).....	151
Таблица 120 – Общая характеристика тепловых сетей и сетей ГВС г. Новокузнецка .....	155

Таблица 121 – Способы прокладки магистральных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО (П11.2 МУ) .	156
Таблица 122 – Способы прокладки распределительных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО.....	158
Таблица 123 – Способы прокладки сетей ГВС ТСО в зоне деятельности ЕТО .....	160
Таблица 124 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки ТСО в зоне деятельности ЕТО г. Новокузнецка .....	163
Таблица 125 – Доля ветхих сетей от источников тепловой энергии г. Новокузнецка.....	166
Таблица 126 – Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО г. Новокузнецка .....	167
Таблица 127 – Зоны подтопления грунтовыми водами.....	169
Таблица 128 – Мероприятия по устранению подтопления тепловых камер.....	170
Таблица 129 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ.....	171
Таблица 130 – Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей от ЗСТЭЦ в Новоильинском районе (ТМ №1) .....	173
Таблица 131 – Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей от ЗСТЭЦ в Заводской район (ТМ №2).....	173
Таблица 132 – Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей от ЦТЭЦ .....	175
Таблица 133 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Куйбышевской центральной котельной по диаметрам трубопроводов .....	177
Таблица 134 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Зырянской районной котельной по диаметрам трубопроводов .....	178
Таблица 135 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Байдаевской центральной котельной по диаметрам трубопроводов .....	179
Таблица 136 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Абашевской районной котельной по диаметрам трубопроводов .....	181
Таблица 137 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от котельной Листвяги по диаметрам трубопроводов.....	182
Таблица 138 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от котельной п. Притомский по диаметрам трубопроводов .....	183
Таблица 139 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график КТЭЦ) .....	186
Таблица 140 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график ЗСТЭЦ) .....	187
Таблица 141 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график ЦТЭЦ) .....	188
Таблица 142 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (температурный график 95-70°С без ГВС) .....	189

Таблица 143 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (температурный график 95-70°С с ГВС).....	190
Таблица 144 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (температурный график 110-70°С без ГВС) .....	191
Таблица 145 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (температурный график Абашевской районной котельной) .....	192
Таблица 146 – Утвержденный гидравлический режим работы тепловых сетей от КТЭЦ на 2019-2020 гг. ....	198
Таблица 147 – Гидравлический режим работы тепловых сетей от ЗСТЭЦ в 2019 г. ....	199
Таблица 148 – Утвержденный гидравлический режим работы тепловых сетей от ЦТЭЦ (на город) на 2019-2020 гг. ....	199
Таблица 149 – Характеристика оборудования насосных станций АО «Кузбассэнерго» в зоне деятельности ЕТО на 2019-2020 гг. (П11.9МУ) .....	200
Таблица 150 – Статистика отказов на тепловых сетях г. Новокузнецка за 2015-2019 гг. ....	203
Таблица 151 – Статистика восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в зонах деятельности ЕТО за 2015-2019 гг. ....	205
Таблица 152 – График проведения гидравлических испытаний тепловых сетей ООО «СибЭнерго» в 2018-2019 гг. ....	210
Таблица 153 – Сроки проведения испытаний на тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности АО «Кузбассэнерго» .....	212
Таблица 154 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности АО «Кузбассэнерго» (бывших АО «МТСК» и ООО «ТСН»).....	214
Таблица 155 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности ООО «СибЭнерго» и ООО «НТК» .....	214
Таблица 156 – Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей зоны действия источника тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО, тыс. Гкал (П12.2 МУ) .....	215
Таблица 157 – Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО, тыс. Гкал (П12.3 МУ) .....	221
Таблица 158 – Динамика изменения нормативных показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО (П12.4 МУ) .....	222
Таблица 159 – Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО (П12.5 МУ) .....	223
Таблица 160 – Индивидуальные тепловые пункты ТСО в зоне деятельности ЕТО (П11.7 МУ).....	226
Таблица 161 – Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с отбором теплоносителя для целей ГВС из систем отопления (открытых систем теплоснабжения (ГВС)) ТСО в зоне деятельности ЕТО (П11.8 МУ).....	227
Таблица 162 – Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО (П12.5 МУ) .....	231
Таблица 163 – Центральные тепловые пункты ТСО в зоне деятельности ЕТО (П11.7 МУ).....	233



Таблица 164 – Сведения о наличии коммерческих приборов учета тепловой энергии у потребителей тепла в Новокузнецке.....	236
Таблица 165 – Затраты на реализацию мероприятий по установке приборов учета тепловой энергии .....	237
Таблица 166 – Перечень выявленных бесхозных сетей.....	244
Таблица 167 – Нормативные месячные ПСВ для всех систем теплоснабжения и теплопотребления от ЗСТЭЦ	269
Таблица 168 – Среднемесячные часовые, месячные и годовые потери тепла через тепловую изоляцию и с потерями сетевой воды для магистральных трубопроводов тепловых сетей, находящихся на балансе АО «МТСК» (сейчас АО «Кузбассэнерго») в зоне ЗСТЭЦ.....	269
Таблица 169 – Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на ГВС в зоне ЗСТЭЦ.....	270
Таблица 170 – Нормируемый удельный среднечасовой расход сетевой воды в подающей линии тепловой сети на отпуск тепловой энергии в зоне ЗСТЭЦ .....	270
Таблица 171 – Нормируемая разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах системы теплоснабжения.....	270
Таблица 172 – Нормируемый удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии в тепловых сетях АО «МТСК» (сейчас АО «Кузбассэнерго») .....	270
Таблица 173 – Нормируемые месячные ПСВ для систем теплоснабжения и теплопотребления г. Новокузнецка от Кузнецкой ТЭЦ.....	272
Таблица 174 – Нормативные удельные расходы сетевой воды в системе теплоснабжения КТЭЦ.....	272
Таблица 175 – Нормативные температуры сетевой воды в системе теплоснабжения КТЭЦ.....	273
Таблица 176 – Нормативный удельный расход электроэнергии на транспортировку тепловой энергии в системе теплоснабжения КТЭЦ.....	273
Таблица 177 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Кузнецкой ТЭЦ.....	276
Таблица 178 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Западно-Сибирской ТЭЦ.....	278
Таблица 179 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Центральной ТЭЦ..	279
Таблица 180 – Зоны действия наиболее крупных муниципальных котельных г. Новокузнецка.....	279
Таблица 181 - Изменение тепловых нагрузок в разрезе источников централизованного теплоснабжения за последние 4 года .....	282
Таблица 182 – Потребность в тепловой мощности в разрезе источников тепловой энергии, по состоянию на начало 2020 г.....	286
Таблица 183 – Потребность в тепловой мощности в разрезе расчетных элементов территориального деления, по состоянию на начало 2020 г.....	288
Таблица 184 – Сдвиг линейной функции, относительно начала координат ( $b_0$ ) и наклон прямой ( $b_1$ ).....	294
Таблица 185 – Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах теплоисточников, полученные на основании анализа данных приборов учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, за базовый период актуализации	298
Таблица 186 – Расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии, по состоянию на 1 января текущего года.....	301
Таблица 187 – Величина потребления тепловой энергии, в разрезе источников тепловой энергии в период 2017-2019 гг.....	305
Таблица 188 – Величина потребления тепловой энергии, в разрезе расчетных элементов территориального деления в период 2017-2019 гг.....	307
Таблица 189 – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Новокузнецкого городского округа в отопительный период продолжительностью 9 месяцев.....	314

Таблица 190 – Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению собственниками и пользователями жилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов.....	315
Таблица 191 – Нормативы расходы тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению.....	316
Таблица 192 – Наиболее крупные промышленные предприятия города.....	318
Таблица 193 – Номинальная тепловая мощность потребителей, а также величины тепловых нагрузок, которые указаны в договорах теплоснабжения, по состоянию на 01.01.2020 г.....	320
Таблица 194 – Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии .....	323
Таблица 195 – Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии общего пользования, за 2015-2019 гг., Гкал/ч (таблица П15.2 МУ).....	325
Таблица 196 – Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе котельных в зоне деятельности ЕТО за 2015-2019 гг., Гкал/ч (таблица П15.3 МУ).....	328
Таблица 197 – Зимний гидравлический режим работы тепловых сетей от КТЭЦ.....	353
Таблица 198 – Зимний гидравлический режим работы ПНС в системе теплоснабжения КТЭЦ .....	353
Таблица 199 – Зимний гидравлический режим работы тепловых сетей от ЗСТЭЦ.....	353
Таблица 200 – Зимний гидравлический режим работы ПНС в системе теплоснабжения ЗСТЭЦ .....	354

## **1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Здесь и в дальнейшем под базовой версией Схемы теплоснабжения принимается актуализированный (на 2020 год) проект, утвержденный Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28 июня 2019 г. №641 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения в административных границах города Новокузнецка на период до 2032 года».

При актуализации схемы теплоснабжения на 2021 год, за базовый год принят 2019 год.

### **1.1. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

При актуализации Схемы теплоснабжения на 2021 год, в части изменений функциональной структуры теплоснабжения необходимо отметить следующее:

1) Центральная ТЭЦ выкуплена ООО «СтройТехПроект» и передана в эксплуатацию ООО «ЭнергоТранзит».

2) Регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения прекратили организации:

- АО «Евразруда»;
- ООО «ТК Садовая»;
- ООО «Новокузнецкий мелькомбинат».

Препятствий такому решению нет, теплоснабжение потребителей категории «население» не осуществляется.

3) В связи с реорганизацией ООО «Сибирская Генерирующая Компания» и дочерних организаций произошли изменения:

А) До 02.12.2019 услуги по передаче тепловой энергии, реализуемой АО «Кузнецкая ТЭЦ» (ЕТО №01) на потребительском рынке города, осуществляло ООО «ТСН». Ныне транспортировку тепловой энергии осуществляет АО «Кузбассэнерго».

Б) До 02.12.2019 услуги по передаче тепловой энергии, реализуемой ООО «КузнецкТеплоСбыт» (ЕТО №02) на потребительском рынке города, осуществляло АО «МТСК». 02.12.2019 состоялась реорганизация АО «МТСК» в виде присоединения к АО «Кузбассэнерго» с переходом всех прав и обязанностей.

## 1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих свою деятельность в границах зон деятельности единой теплоснабжающей организации

Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций города, по состоянию на 01.01.2020 г. представлен в таблице ниже.

**Таблица 1 – Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций на территории города, по состоянию на 01.01.2020 г.**

№ п/п	Наименование организации	ИНН	КПП	Вид регулируемой деятельности
<b>Теплоснабжающие организации, осуществляющие регулирующую деятельность в сфере теплоснабжения</b>				
1	АО «Кузнецкая ТЭЦ»	4205243178	420501001	1)Производство тепловой энергии 2)Функции ЕТО №01
2	АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	4218000951	421801001	1)Производство тепловой энергии в зоне ЕТО №02 2)Передача тепловой энергии
3	ООО «Сибэнерго»*	4217085977	540601001	ЕТО №02 - оказание услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя ЕТО №03 – оказание услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя ЕТО №04 - производство, передача, сбыт тепловой энергии ЕТО №06, 07, 09 - оказание услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя
4	МП «ГУЖКХ»	4253026631	425301001	Производство тепловой энергии в зоне ЕТО №02
5	Кузбасский территориальный участок ЗСД по теплоснабжению - СП ЦД по теплоснабжению - филиал ОАО «РЖД»	7708503727	540775040	Производство, передача и функции ЕТО №06
6	ООО «КузнецТеплоСбыт»	4217146884	421701001	Передача и функции ЕТО №02
7	ООО «ЭнергоТранзит»	5406603432	540601001	Производство тепловой энергии и функции ЕТО №03
<b>Теплоснабжающие организации, поставляющие тепловую энергию по ценам (тарифам), определяемым договорами, заключенными по соглашению сторон (нерегулируемые тарифы)</b>				
1	АО «Евразруда» Абагурский филиал	7701288541	422801001	Производство, передача и функции ЕТО №05
2	ООО ТК «Садовая»	4253037591	425301001	Производство, передача и функции ЕТО №07
3	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	5405950881	540501001	Производство, передача и функции ЕТО №08
4	ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	4220028665	422001001	Производство, передача и функции ЕТО №09
<b>Теплосетевые организации</b>				
1	АО «Кузбассэнерго»	4200000333	420501001	Передача тепловой энергии
2	ООО «НТК»	4253009805	425301001	Передача тепловой энергии
3	ООО «Теплоснаб»	4253030437	425301001	Передача тепловой энергии
4	ООО «ЭнергоСеть»	4252002395	425301001	Передача тепловой энергии
5	ООО «Шахта «Юбилейная»	4218107045	421801001	Передача тепловой энергии

\* Организация является и теплоснабжающей, и теплосетевой (в зависимости от зоны ЕТО).

Регулируемое теплоснабжение осуществляется от 43 энергоисточников, из которых 3 функционирует в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Перечень источников тепловой энергии с указанием организации-собственника и обслуживающей организации представлен в таблице 2.

**Таблица 2 - Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети		Осуществление регулируемой деятельности	Наличие категории "население"	№ ЕТО	ЕТО
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание				
<b>ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>										
<b>ЕТО №01</b>										
1	КТЭЦ	ул. Новороссийская, 35	АО «Кузнецкая ТЭЦ»	АО «Кузнецкая ТЭЦ»	1) АО «Кузбассэнерго», КУМИ 2) АО «НЭС»	1) АО «Кузбассэнерго» 2) ООО «НТК»	да	да	01	АО «Кузнецкая ТЭЦ»
<b>ЕТО №02</b>										
2	ЗСТЭЦ	Северное шоссе, 23	АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	1) АО «ЕВРАЗ ЗСМК» 2) АО «Кузбассэнерго» 3) КУМИ 4) ООО «СтройТехПроект», АО «НЭС» 5) ООО «КузнецкТеплоСбыт» 6) ООО «Теплоснаб» 7) ООО «ЭнергоСеть» 8) ООО «Шахта «Юбилейная»	1) АО «ЕВРАЗ ЗСМК» 2) АО «Кузбассэнерго» 3) ООО «Сибэнерго» 4) ООО «НТК» 5) ООО «КузнецкТеплоСбыт» 6) ООО «Теплоснаб» 7) ООО «ЭнергоСеть» 8) ООО «Шахта «Юбилейная»	да	да	02	ООО «КузнецкТеплоСбыт»
3	Новоильинская газовая котельная	пр. Авиаторов 56а, квартал № 13	КУМИ	МП «ГУЖКХ»	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК», МП «ГУЖКХ» - первые 2 участка от котельной)	да	да	02	ООО «КузнецкТеплоСбыт»
<b>ЕТО №03</b>										
4	ЦТЭЦ	ул. Коммунальная, 25	ООО «СтройТехПроект»	ООО «ЭнергоТранзит»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект», АО «НЭС»	1) ООО «ЭнергоТранзит» - аренда (ООО «Сибэнерго» - субаренда) 2) ООО «НТК»	да	да	03	ООО «ЭнергоТранзит»
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>										
5	Абашевская районная котельная	Ордж. р-н ул. Кавказская, 26	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)	да	да	04	ООО «Сибэнерго»
6	Байдаевская центральная котельная №2	Ордж. р-н ул. Слесарная, 12	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
7	Зыряновская районная котельная	Ордж. р-н ул. Пархоменко, 110	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
8	Котельная пос. Притомский	Ордж. р-н Шоссе Притомское, 26	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
9	Котельная №19	Ордж. р-н переулоч Школьный, 1а	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	ООО «Сибэнерго»	ООО «Сибэнерго»			04	ООО «Сибэнерго»
10	Котельная №72	Ордж. р-н ул. Фесковская, 99	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
11	Котельная УПК	Заводск. р-н проезд Томский, 11а корп. 1	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)			04	ООО «Сибэнерго»
12	Котельная ОРК «Таргай»	пос. Таргай	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
13	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	Центр. р-н ул. Земнухова, 43	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
14	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	Центр. р-н проезд Дагестанский, 14	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
15	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	Центр. р-н ул. Пинская, 43а	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)			04	ООО «Сибэнерго»
16	Куйбышевская центральная котельная	Куйбышевский р-н ул. Стволовая, 9	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
17	Котельная пос. Листвяги	Куйбышевский р-н ул. Суданская, 52	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
18	Котельная №6	Куйбышевский р-н ул. 375	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у			04	ООО «Сибэнерго»

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети		Осуществление регулируемой деятельности	Наличие категории "население"	№ ЕТО	ЕТО
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание				
		км, 34				ООО «СтройТехПроект»				
19	Котельная Садопарковая	Куйбышевский р-н ул. Садопарковая, 20	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
20	Котельная №32 (БПОУ)	Куйбышевский р-н ул. Садопарковая, 32	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
21	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	Куйбышевский р-н ул. Кондомская, 10	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
22	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	Куйбышевский р-н ул. Спортивная, 11а	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
23	Котельная проф. «Бунгурский»	Куйбышевский р-н Профилакторий «Бунгурский»	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
24	Котельная «РТРС»	Куйбышевский р-н ул. Черемнова, 82	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)			04	ООО «Сибэнерго»
25	Оздоровительного лагеря «Голубь»	д. Есауловка	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)			04	ООО «Сибэнерго»
26	Котельная школа №1	Куйбышевский р-н ул. Пролетарская, 81	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)			04	ООО «Сибэнерго»
27	Котельная школа №23	Куйбышевский р-н ул. Редаково, 104	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)			04	ООО «Сибэнерго»
28	Котельная школа №37	Куйбышевский р-н ул. Варшавская, 1	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)			04	ООО «Сибэнерго»
29	Котельная школа №43	Куйбышевский р-н ул. Жасминная, 8	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)			04	ООО «Сибэнерго»
30	Котельная интернат №66 (Монтажник)	пос. Бунгур	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)			04	ООО «Сибэнерго»
31	Котельная школа №16	Центр. р-н ул. Громовой, 61	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)			04	ООО «Сибэнерго»
32	Котельная детского сада №123	Куйбышевский р-н ул. Литейная, 82	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	отсутствуют	отсутствуют			04	ООО «Сибэнерго»
33	Полосухинская	ул. Станционная, ст. Полосухинская	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)			04	ООО «Сибэнерго»
34	Кузнецкая крепость	Кузн. р-н ул. Водопадная, 19	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
35	Котельная НКХП	Куйбышевский р-н пер. Мелькомбинатовский, 9	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	ООО «СтройТехПроект»	ООО «НТК» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)			04	ООО «Сибэнерго»
<b>Прочие котельные (прочие ЕТО)</b>										
<b>ЕТО №05</b>										
36	Котельная АО «Евразруда» (ЕТО №05)	ш. Космическое, 16	АО «Евразруда»	АО «Евразруда»	АО «Евразруда»	АО «Евразруда»	нет	нет	05	АО «Евразруда»
<b>ЕТО №06</b>										
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	в районе ст. Новокузнецк-Восточный	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	да	да	06	ОАО «РЖД»
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	ул. 375 км, 2А	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	1) ОАО «РЖД» 2) ООО «СтройТехПроект»	1) ОАО «РЖД» 2) ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)			06	ОАО «РЖД»
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	пос. Абагур-Лесной	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	1) ОАО «РЖД» 2) ООО «СтройТехПроект»	1) ОАО «РЖД» 2) ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)			06	ОАО «РЖД»
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	ул. Стальского, 9	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»			06	ОАО «РЖД»
<b>ЕТО №07</b>										
41	Котельная ООО ТК «Садовая»	ул. Селекционная, 11	КУМИ	ООО ТК «Садовая»	1) ООО ТК «Садовая» 2) КУМИ	1) ООО ТК «Садовая» 2) ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	нет	нет	07	ООО ТК «Садовая»
<b>ЕТО №08</b>										
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	ул. Вокзальная, 58	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	нет	нет	08	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети		Осуществление регулируемой деятельности	Наличие категории "население"	№ ЕТО	ЕТО
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание				
<b>ЕТО №09</b>										
43	Котельная ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	ул. Ливинская, 38	ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	1) ООО «Разрез Бунгурский-Северный» 2) ООО «СтройТехПроект»	1) ООО «Разрез Бунгурский-Северный» 2) ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)	нет	нет	09	ООО «Разрез Бунгурский-Северный»

На рисунке 1 представлено распределение зон теплоснабжения по принадлежности (с адресной привязкой на карте муниципального образования).



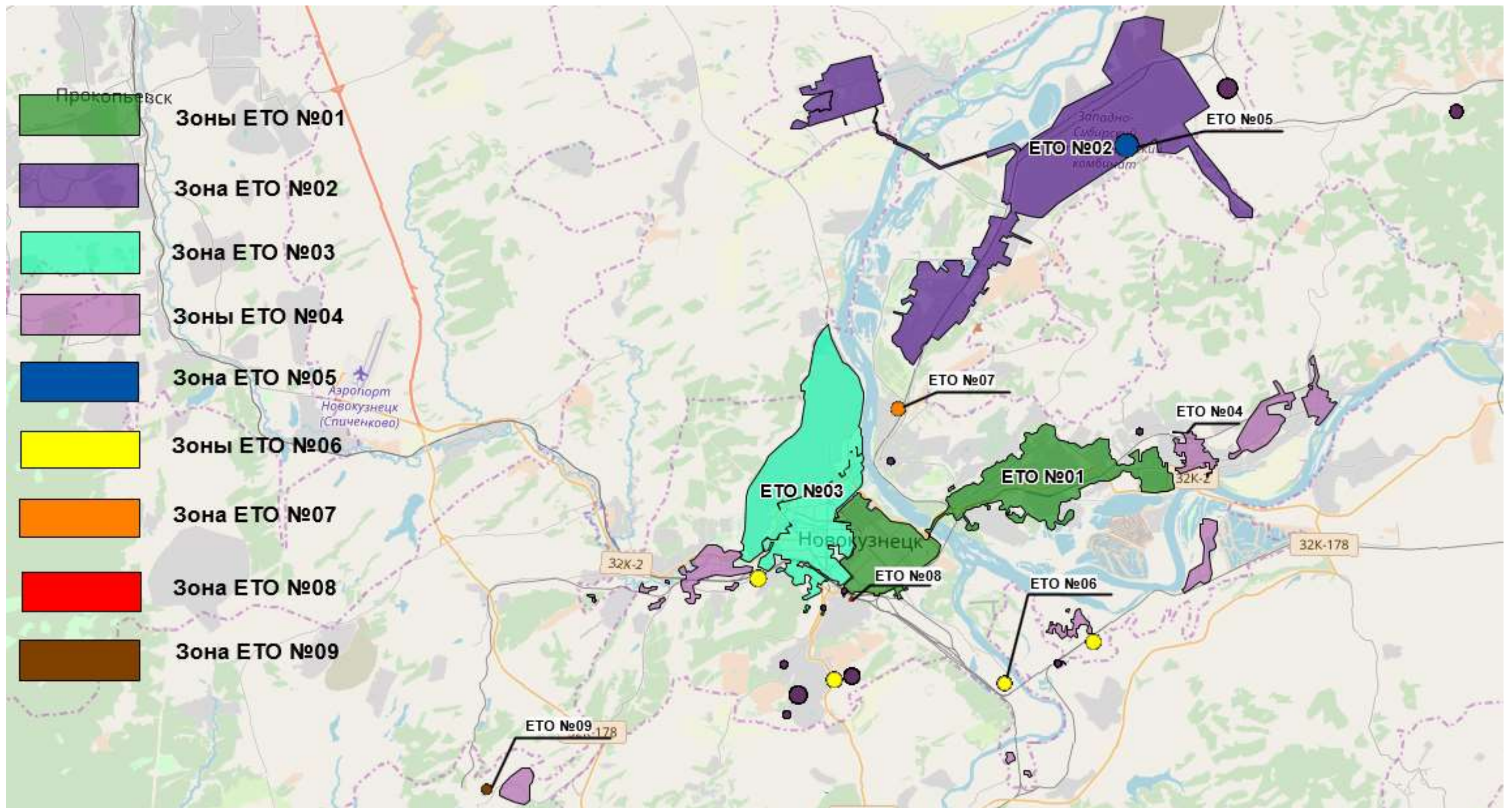


Рисунок 1 – Зоны деятельности единой теплоснабжающей организации: адресная привязка на карте муниципального образования и зоны действия источников тепловой энергии (рисунок П1.1 МУ)

### **1.3. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в границах зон деятельности ЕТО**

Сложившаяся в городе функциональная структура теплоснабжения представлена на рисунке 2.

Существующая структура договорных отношений между теплоснабжающими организациями представлена в следующем виде:

#### **1. Организации, генерирующие тепловую энергию:**

- АО «Кузнецкая ТЭЦ» - осуществляет производство тепловой энергии от КТЭЦ;
- АО «ЕВРАЗ ЗСМК» - осуществляет производство тепловой энергии от ЗСТЭЦ;
- ООО «ЭнергоТранзит» - осуществляет производство тепловой энергии от ЦТЭЦ;
- ООО «Сибэнерго» - осуществляет производство тепловой энергии от муниципальных котельных;
- Ведомственные организации – осуществляют производство тепловой энергии на собственных котельных.

#### **2. Организации, покупающие тепловую энергию:**

- ООО «КузнецкТеплоСбыт» - осуществляет покупку тепловой энергии от ЗСТЭЦ и Новоильинской газовой котельной.

#### **3. Организации, осуществляющие транспорт тепловой энергии:**

- АО «Кузбассэнерго» осуществляет передачу тепловой энергии от Кузнецкой и Западно-Сибирской ТЭЦ;
- ООО «Сибэнерго» осуществляет транспорт тепловой энергии от ЗСТЭЦ, ЦТЭЦ, муниципальных и ведомственных (ТЧ-15, Бунгурский-Северный, ПМС-2, ТК Садовая) котельных.

#### **4. Организации, обеспечивающие оплату услуг по передаче тепловой энергии от производителя до потребителей по тепловым сетям:**

- АО «Кузнецкая ТЭЦ» обеспечивает оплату услуг по передаче тепловой энергии от Кузнецкой ТЭЦ до потребителей по тепловым сетям АО «Кузбассэнерго» и ООО «НТК»;
- ООО «КузнецкТеплоСбыт» - обеспечивает оплату услуг по передаче тепловой энергии от производителя до потребителя по тепловым сетям АО «Кузбассэнерго», ООО «Сибэнерго», ООО «НТК», ООО «ТеплоСнаб», ООО «ЭнергоСеть» от ЗСТЭЦ;
- ООО «ЭнергоТранзит» обеспечивает оплату услуг по передаче тепловой энергии от Центральной ТЭЦ до потребителей по тепловым сетям ООО «Сибэнерго» и тепловым сетям

ООО «НТК» (тепловые сети Завокзальной части Куйбышевского района).

**5. Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла:**

➤ АО «Кузбассэнерго» - осуществляет диспетчерское и технологическое управление транспортом тепла от КТЭЦ;

➤ ООО «КТС» - осуществляет диспетчерское и технологическое управление транспортом тепла от ЗСТЭЦ;

➤ ООО «Сибэнерго» - осуществляет диспетчерское и технологическое управление транспортом тепла от ЦТЭЦ и муниципальных котельных.

Потребители, подключенные к тепловым сетям ведомственных котельных (АО «Евразруда», ОАО «РЖД», ООО ТК «Садовая», ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»), заключают договор на покупку тепловой энергии напрямую с организациями-производителями тепловой энергии



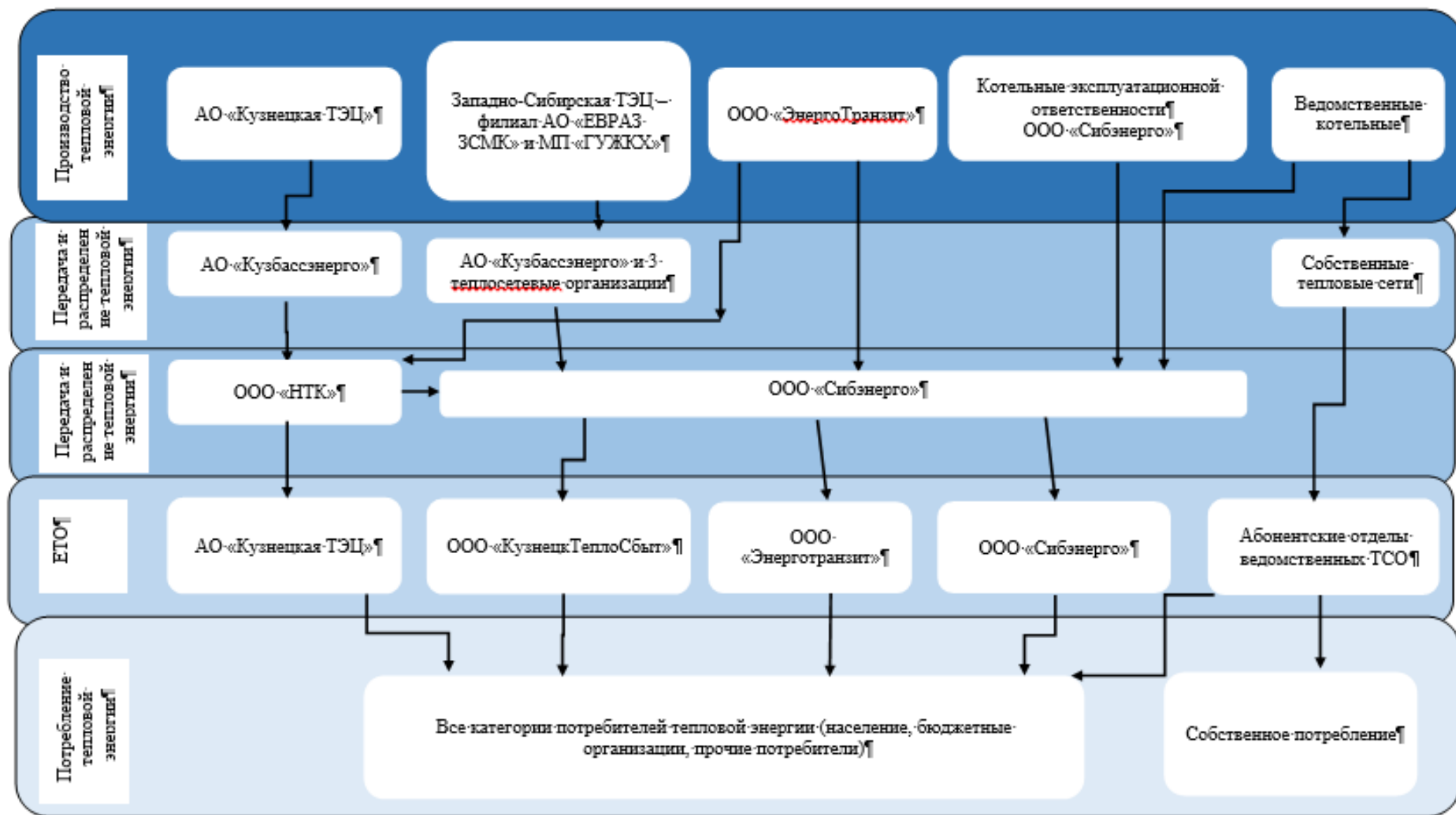


Рисунок 2 – Функциональная структура теплоснабжения города (структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями)

## 1.4. Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны деятельности ЕТО

На территории города имеется ряд теплоснабжающих организаций, которые поставляют тепловую энергию по ценам (тарифам), определяемым договорами, заключенными по соглашению сторон (нерегулируемые тарифы). Перечень таких организаций представлен в таблице ниже.

**Таблица 3 – Теплоснабжающие организации, поставляющие тепловую энергию по ценам (тарифам), определяемым договорами, заключенными по соглашению сторон (нерегулируемые тарифы)**

Наименование организации	Статус организации	Информация об оказании услуги теплоснабжения категории потребителей «Население» (да / нет)
АО «Евразруда»	теплоснабжающая организация	нет
ООО ТК «Садовая»	теплоснабжающая организация	нет
ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	теплоснабжающая организация	нет
ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	теплоснабжающая организация	нет

## 1.5. Зоны действия производственных котельных

Помимо регулируемых теплоснабжающих и теплосетевых организаций на территории города имеются организации, имеющие в собственности или на ином законном основании котельные производственно-отопительного назначения. Котельные обеспечивают производство тепловой энергии с целью: отопления и вентиляции административных и производственных корпусов, вспомогательных помещений, ГВС и технологических нужд в паре и горячей воде организаций, на балансе которых они находятся. Таким образом, отпуск тепловой энергии «на сторону» (товарный отпуск) не производится, обеспечивается покрытие исключительно собственных нужд предприятия, следовательно, и регулируемая деятельность в сфере теплоснабжения не осуществляется. Производственные котельные расположены, в основном, в производственных зонах.

Тепловые зоны производственных котельных в перспективе не будут изменяться, как в сторону расширения, так и выделения объектов, входящих в зону эксплуатационной ответственности, определяемой границами не тарифицируемых поставок (собственные нужды), поэтому в схеме теплоснабжения в дальнейшем не рассматриваются.

## 1.6. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Зоны индивидуальной малоэтажной застройки сформировались в районах шахт и промышленных предприятий по мере их развития. Такие здания (одно-, двухэтажные, в большей части - деревянные), как правило, не присоединены к системам централизованного теплоснаб-

жения. Теплоснабжение индивидуальной жилой застройки осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление или электроотопление.

## 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

### 2.1. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Базовая версия Схемы теплоснабжения не предусматривала выполнение мероприятий по реконструкции существующих источников комбинированной выработки в период 2016-2018 гг. За рассматриваемый период изменений в составе основного оборудования Новокузнецких ТЭЦ также не зафиксировано.

Базовая версия Схемы предусматривала в 2019 году переключение потребителей котельных Байдаевской и Зыряновской на теплоснабжение от Кузнецкой ТЭЦ, с последующим выводом их из эксплуатации. В связи с произошедшими организационными изменениями в теплоснабжающих организациях (далее по тексту – ТСО), данное переключение было отложено до 2022 года.

Теплоснабжение потребителей города Новокузнецка осуществляется от трех групп источников тепловой энергии:

- Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- Котельные эксплуатируемые ООО «Сибэнерго»;
- Котельные прочих ТСО.

Крупнейшими (по установленной мощности) источниками тепловой энергии на территории г. Новокузнецка являются ТЭЦ, на долю которых приходится 85,3% от общей установленной мощности в границах муниципального образования.

На котельные эксплуатационной ответственности ООО «Сибэнерго» приходится 14,7% от установленной тепловой мощности, а на котельные прочих ТСО только 2,5%.

Распределение установленной мощности оборудования теплоисточников по группам представлено в таблице 4 и на рисунке 3.

**Таблица 4 - Количество энергоисточников в разрезе характерных групп г. Новокузнецка**

№ п/п	Наименование ТСО	Количество источников, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Мощность «нетто», Гкал/ч	Доля в общей УТМ по МО ГО г. Новокузнецк, %
<b>1.</b>	<b>Источники комбинированной выработки, в т.ч.:</b>	<b>3</b>	<b>3220,6</b>	<b>2730,5</b>	<b>85,3%</b>
1.1.	Кузнецкая ТЭЦ АО "Кузнецкая ТЭЦ"	1	890,0	860,2	23,6%
1.2.	Западно-Сибирская ТЭЦ АО "ЕВРАЗ ЗСМК"	1	1307,5	1271,5	34,6%
1.2.	Центральная ТЭЦ ООО "ЭнергоТранзит"	1	1023,1	598,8	27,1%
<b>2.</b>	<b>Котельные</b>	<b>40</b>	<b>554,2</b>	<b>399,8</b>	<b>14,7%</b>

№ п/п	Наименование ТСО	Количество источников, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Мощность «нетто», Гкал/ч	Доля в общей УТМ по МО ГО г. Новокузнецк, %
2.1.	ООО "Сибэнерго"	32	459,8	306,7	12,2%
2.2.	Котельные прочих ТСО	8	94,4	93,1	2,5%
2.2.1.	КУМИ	1	13,4	13,4	0,4%
2.2.2.	АО "Евразруда"	1	46,0	45,2	1,2%
2.2.3.	ОАО "РЖД"	4	16,7	16,4	0,4%
2.2.4.	ООО ТК "Садовая"	1	6,9	6,8	0,2%
2.2.5.	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	1	11,3	11,3	0,3%
3.	<b>Всего по источникам МО ГО г. Новокузнецк</b>	<b>43</b>	<b>3774,8</b>	<b>3130,3</b>	<b>100,0%</b>

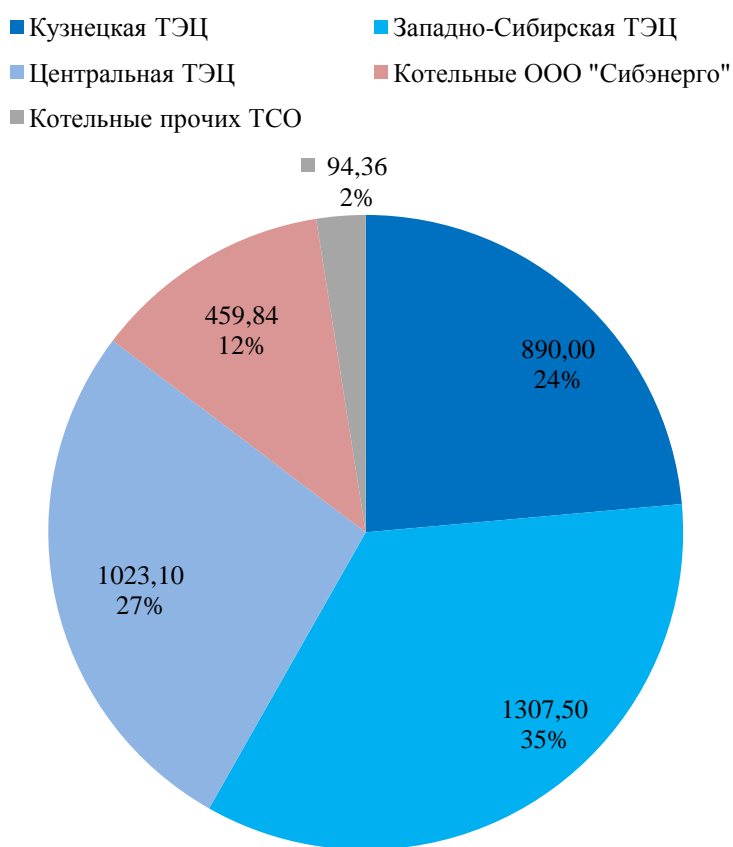


Рисунок 3 - Распределение установленной тепловой мощности по группам энергисточников г. Новокузнецка, Гкал/ч

## 2.2. Источники комбинированной выработки

2.2.1. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения



Энергосистема Кемеровской области входит в состав ОЭС Сибири и является третьей по величине энергосистемой Объединения после Иркутской и Красноярской и самой крупной среди пяти западных энергосистем ОЭС Сибири.

Схема основной электрической сети на территории Кемеровской области сформирована на напряжении 220-500 кВ, распределительной – на напряжении 35-110 кВ.

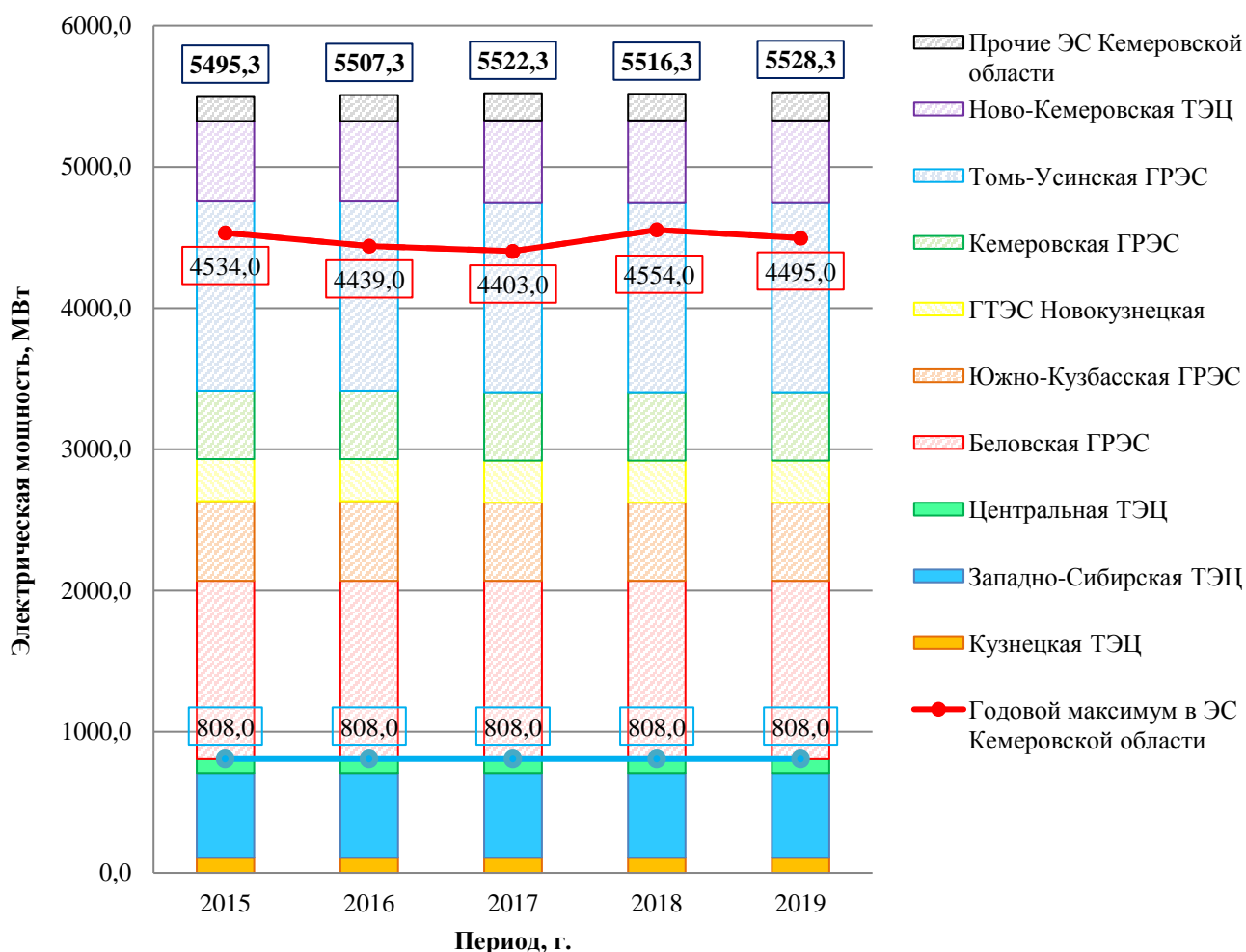
Установленная мощность электростанций, входящих в ЭС Кемеровской области на 2018 год составляет 5528,3МВт, при собственном максимуме потребления 4495,0 МВт.

На долю городских ТЭЦ приходится только 14,6% от общей установленной мощности ЭС Кемеровской области.

Баланс установленной электрической мощности источников на территории Кемеровской области с выделением г. Новокузнецка и собственный максимум ЭС Кемеровской области за период 2015-2019 гг. представлен в таблице 5 и на рисунке 4.

**Таблица 5 – Баланс установленной электрической мощности источников на территории Кемеровской области с выделением г. Новокузнецка и собственный максимум ЭС Кемеровской области, МВт**

№ п/п	Наименование	Ед. Изм.	Отчетные значения				
			2015	2016	2017	2018	2019
4.	<b>Годовой максимум в ЭС Кемеровской области</b>	МВт	<b>4534,0</b>	<b>4439,0</b>	<b>4403,0</b>	<b>4554,0</b>	<b>4495,0</b>
6.	<b>Установленная мощность ЭС</b>	МВт	<b>5495,3</b>	<b>5507,3</b>	<b>5522,3</b>	<b>5516,3</b>	<b>5528,3</b>
6.1.	<b>Городские ТЭЦ, в т.ч:</b>	МВт	<b>808,0</b>	<b>808,0</b>	<b>808,0</b>	<b>808,0</b>	<b>808,0</b>
		%	14,7%	14,7%	14,6%	14,6%	14,6%
6.1.1.	Кузнецкая ТЭЦ	МВт	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
6.1.2.	Западно-Сибирская ТЭЦ	МВт	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0
6.1.3.	Центральная ТЭЦ	МВт	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
6.2.	<b>Прочие ЭС Кемеровской области, в т. ч:</b>	МВт	<b>4687,3</b>	<b>4699,3</b>	<b>4714,3</b>	<b>4708,3</b>	<b>4720,3</b>
		%	85,3%	85,3%	85,4%	85,4%	85,4%
6.2.1.	Томь-Усинская ГРЭС	МВт	1345,4	1345,4	1345,4	1345,4	1345,4
		%	24,5%	24,4%	24,4%	24,4%	24,3%
6.2.2.	Беловская ГРЭС	МВт	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0
		%	22,9%	22,9%	22,8%	22,8%	22,8%
6.2.3.	Кемеровская ГРЭС	МВт	485,0	485,0	485,0	485,0	485,0
		%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%
6.2.4.	Ново-Кемеровская ТЭЦ	МВт	565,0	565,0	580,0	580,0	580,0
		%	10,3%	10,3%	10,5%	10,5%	10,5%
6.2.5.	Южно-Кузбасская ГРЭС	МВт	565,0	565,0	554,0	554,0	554,0
		%	10,3%	10,3%	10,0%	10,0%	10,0%
6.2.6.	ГТЭС Новокузнецкая	МВт	297,4	297,4	297,4	297,4	297,4
		%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%



**Рисунок 4 – Баланс установленной электрической мощности источников на территории Кемеровской области с выделением г. Новокузнецка и собственный максимум ЭС Кемеровской области, МВт**

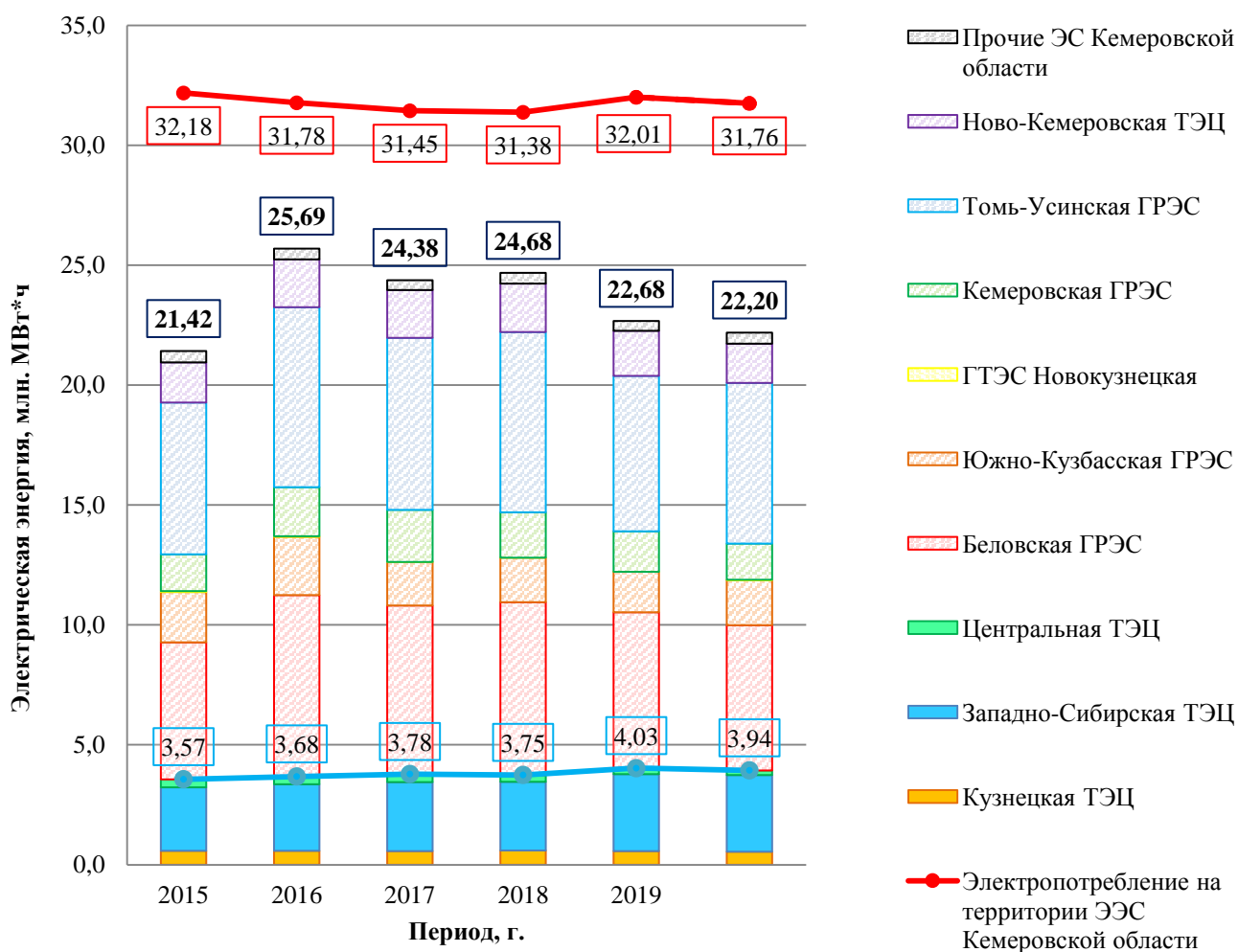
Баланс электроэнергии на территории Кемеровской области с выделением источников г. Новокузнецка представлен в таблице 6 и на рисунке 5 соответственно.

Кемеровская область является импортером электрической энергии из соседних регионов, ОЭС Сибири, где расположены крупнейшие тепловые и гидроэлектростанции. Сальдо перетоков в Энергосистеме Кемеровской области составляет от 19% до 33% от собственного потребления.

Выработка электроэнергии на городских ТЭЦ г. Новокузнецка, увеличилась в период 2015 - 2019 гг. с 3,68 млн. МВт\*ч до 3,94 млн. МВт\*ч. (+9%) за счет увеличения выработки крупнейшей в городе Западно-Сибирской ТЭЦ АО «ЕВРАЗ ЗСМК». Выработки электроэнергии на городских ТЭЦ увеличилась с 16,7% до 17,1% от общей выработки в ЭС Кемеровской области.

**Таблица 6 – Баланс электроэнергии на территории Кемеровской области с выделением источников г. Новокузнецка, тыс. МВт\*ч**

№ п/п	Наименование	Ед. Изм.	Отчетные значения				
			2015	2016	2017	2018	2019
1.	Электропотребление на территории ЭЭС Кемеровской области	тыс. МВт*ч	31780	31447	31378	32009	31755
<b>2.</b>	<b>Выработка в ЭЭС Кемеровской области</b>	тыс. МВт*ч	<b>25693,0</b>	<b>24381,0</b>	<b>24680,0</b>	<b>22679,7</b>	<b>22195,0</b>
<b>2.1.</b>	<b>Городские ТЭЦ, в т.ч:</b>	тыс. МВт*ч	<b>3681,7</b>	<b>3782,0</b>	<b>3745,0</b>	<b>4028,4</b>	<b>3935,2</b>
		%	14,3%	15,5%	15,2%	17,8%	17,7%
2.1.1.	Кузнецкая ТЭЦ	тыс. МВт*ч	587,1	572,8	591,0	573,4	541,35
2.1.2.	Западно-Сибирская ТЭЦ	тыс. МВт*ч	2776,0	2875,9	2863,9	3204,9	3204,9
2.1.3.	Центральная ТЭЦ	тыс. МВт*ч	318,5	333,3	290,1	250,1	188,9
2.2.	Прочие ЭЭС Кемеровской области, в т. ч:	тыс. МВт*ч	22011,3	20599,0	20935,0	18651,3	18259,8
		%	85,7%	84,5%	84,8%	82,2%	82,3%
2.2.1.	Томь-Усинская ГРЭС	тыс. МВт*ч	7512,0	7185,0	7522,0	6485,0	6696,0
		%	29,2%	29,5%	30,5%	28,6%	30,2%
2.2.2.	Беловская ГРЭС	тыс. МВт*ч	7561,0	7032,0	7209,0	6498,0	6057,0
		%	29,4%	28,8%	29,2%	28,7%	27,29%
2.2.3.	Кемеровская ГРЭС	тыс. МВт*ч	2050,0	2162,0	1894,0	1684,0	1510,0
		%	9,3%	10,5%	9,0%	9,0%	6,80%
2.2.4.	Ново-Кемеровская ТЭЦ	тыс. МВт*ч	1985,0	1995,0	2011,0	1878,0	1638,0
		%	26,4%	27,8%	26,7%	29,0%	7,38%
2.2.5.	Южно-Кузбасская ГРЭС	тыс. МВт*ч	2436,0	1810,0	1846,0	1693,0	1884,4
		%	32,2%	25,7%	25,6%	26,1%	8,5%
2.2.6.	ГТЭС Новокузнецкая	тыс. МВт*ч	16,0	8,0	3,0	4,0	6,0
		%	0,8%	0,4%	0,2%	0,2%	0,03%
3.	Сальдо перетоков	тыс. МВт*ч	6087,0	7066,0	6698,0	9329,0	9560,0
		%	23,7%	29,0%	27,1%	41,1%	43,1%



**Рисунок 5 – Баланс электроэнергии на территории Кемеровской области с выделением источников г. Новокузнецка, млн. МВт\*ч**

## 2.2.2. Структура и технические характеристики основного оборудования

### 2.2.2.1. Кузнецкая ТЭЦ

Кузнецкая ТЭЦ - один из главных теплоисточников крупнейшего города Кемеровской области - Новокузнецка. Основными потребителями тепловой энергии ТЭЦ в горячей воде являются жилищно-коммунальный сектор Кузнецкого, Орджоникидзевского районов и частично Центрального и Куйбышевского районов, и расположенные на их территории предприятия. Потребителями тепловой энергии в паре являются комбинаты Новокузнецкий алюминиевый и Кузнецкие ферросплавы. КТЭЦ работает в базовом режиме, в основном, по тепловому графику, тепловая схема КТЭЦ с поперечными связями на давление пара 30, 64 и 90 кгс/см<sup>2</sup>.

Установленная электрическая мощность - 108 МВт, тепловая мощность – 890,0 Гкал/ч в том числе, по турбоагрегатам 397 Гкал/ч.

Площадка Кузнецкой ТЭЦ (КТЭЦ) расположена в юго-восточной части г. Новокузнецка на правом берегу р. Томь. С западной стороны промплощадка ограничена цехами и сооруже-

ями алюминиевого завода АО «Русал» и северной стороны промплощадка ограничена цехами и сооружениями ПАО «КЗФ». С северной стороны вдоль ограды ТЭЦ проходит городская автомагистраль, соединяющая Кузнецкий и Орджоникидзевский районы города.

Общая площадь, занимаемая электростанцией, составляет 358,958 га, в том числе: промплощадка ТЭЦ - 126,8711 га; трубопроводы до золоотвала проходят по промплощадке ТЭЦ, золоотвал №1 (отработанный) – 7,8 га, золоотвал № 2 (действующий) - 46,7 га.

Уровень сейсмичности на промплощадке ТЭЦ - 7...7,5 баллов.

Внешнее сообщение Кузнецкой ТЭЦ осуществляется посредством железнодорожного и автомобильного транспорта. Ближайшей железнодорожной станцией, связанной с промплощадкой ТЭЦ подъездным путем, является станция ОАО «РЖД» «Обнорская». Приемосдаточные операции осуществляются на промплощадке ТЭЦ или ст. «Обнорская».

Расстояние от дымовых труб до жилой застройки ближайшего микрорайона г. Новокузнецка составляет 1,3 км, а от дамбы второй секции золоотвала №2 - 1,8 км.

Первоначальный проект станции, выполненный Ленинградским отделением «Теплоэлектропроект» в 1939 году, предполагал строительство ТЭЦ как паросилового участка для энергообеспечения Новокузнецкого алюминиевого завода и Кузнецкого завода ферросплавов. Необходимость обеспечения паром и электрической энергией крупных производств обусловило состав оборудования первых очередей с турбинами типа «Р» и «П», пар после которых использовался в технологических процессах. Первая и вторая очередь на давление 30 кгс/см<sup>2</sup> введены в эксплуатацию в период 1941-1944 гг. Ввод третьей очереди на давление 64 кгс/см<sup>2</sup> осуществлен в 1947-1948 году.

Строительство четвертой очереди давлением 60 кгс/см<sup>2</sup> велось в 1952 году.

По мере строительства благоустроенного жилого фонда в Кузнецком районе, тепловая нагрузка станции в горячей воде неуклонно возрастала. В 1954 году на Кузнецкой ТЭЦ вышла из состава Новокузнецкого алюминиевого завода в самостоятельное предприятие энергосистемы.

Для обеспечения возрастающих нагрузок в электроэнергии, паре и горячей воде, в период 1952-1966 гг. на станции введено оборудования пятой и шестой очереди на давление 90 кгс/см<sup>2</sup>.

Массовое жилищное строительство левобережной части города в 1970-х – 1980-х годах прошлого века потребовало дальнейшего расширения Кузнецкой ТЭЦ. В 1985 году по проекту ОАО «Укрэнергопром» г. Киев на площадке станции началось строительство комплекса зданий и сооружений водогрейной котельной в составе двух водогрейных котлов типа КВТК-100-150 и трех паровых котлов типа Е-160-1,4-250 (введены 2 котла из 3-х).

В последние десятилетия наблюдается неуклонное снижение потребления пара со стороны промышленных потребителей, для обеспечения которых и создавалась Кузнецкая ТЭЦ. В настоящее время потребление тепловой энергии с паром в общем балансе ТЭЦ не превышает 10%.

В 2011 году на свободной площадке станции началось строительство Новокузнецкой ГТЭС. Станция была введена в эксплуатацию в 2014 г. Проектом предусмотрено сооружение 2-х газотурбинных установок (ГТУ) суммарной мощностью 298 МВт (2 x 149 МВт), представляющих собой блок №14 (первая очередь) и блок №15 (вторая очередь) Кузнецкой ТЭЦ. Газовые турбины ГТЭ-145 с генераторами ТЗФГ-160- 2МУЗ.

В феврале 2013 г. на строящейся Новокузнецкой ГТЭС «Сибирской генерирующей компании» началась установка первого турбогенератора мощностью 149 МВт. Газовая турбина в комплексе с генератором изготовлена ОАО «Силовые машины» г. Санкт- Петербург, автоматика выполнена Siemens. Оборудование введено по договору поддержания мощности. Мощность 2 блоков аттестована 01.10.2014 г.

**Новокузнецкая ГТЭС работает исключительно для целей выработки электроэнергии и не осуществляет отпуск тепловой энергии потребителям, поэтому в дальнейшем не рассматривается.**

На станции в главном корпусе установлено 8 паровых котлов:

4-х вертикально-водотрубных 2-х барабанных котла Ф. Комбейшен-Инженеринг и К системы Лопулько США производительностью 68 т/ч давлением 64 кгс/см<sup>2</sup>;

2-х вертикально-водотрубных двухбарабанных котла ТП-170 з-д «Красный котельщик» г. Таганрог производительностью 170 т/ч давлением 100 кгс/см<sup>2</sup>;

2-х вертикально-водотрубных однобарабанных котла БКЗ-220-100Ф (г. Барнаул) производительностью 220 т/ч давлением 100 кгс/см<sup>2</sup>.

На площадке КТЭЦ расположена водогрейная котельная. В котельной установлены два паровых котла Е-160-1,4-250 с КПД 88,85 и 89,31%, работающие на угле, и два водогрейных котла КВТК-100-150 с КПД 94,32 и 93,39%, работающие на газе.

**Таблица 7 – Состав основного оборудования Кузнецкой ТЭЦ**

Ст. №	Оборудование	Год ввода	Производительность
<b>Паровые турбины</b>			
3	Р-12-3,4/0,1	2008	12 МВт / 41 Гкал/ч
4	Р-12-35/5м	1993	12 МВт / 60 Гкал/ч
6	ПТР-30-2,9/0,6	2000	30 МВт / 130 Гкал/ч
9	Р-12-90/18м-1	1996	10 МВт / 81 Гкал/ч
11	Т-20-90	1954	20 МВт/ 85 Гкал/ч
12	Р-12-8,8/3,1м-1	2006	12 МВт/ -
13	Р-12-90/31м-1	2003	12 МВт/ -
<b>Энергетические котлы</b>			
КП 05	Лопулько	1947	68 т/ч
КП 06	Лопулько	1947	68 т/ч
КП 07	Лопулько	1947	68 т/ч
КП 08	Лопулько	1948	68 т/ч
КП 15	ТП-170	1954	170 т/ч
КП 16	ТП-170	1954	170 т/ч
КП 17	БКЗ-220-100Ф	1966	220 т/ч
КП 18	БКЗ-220-100Ф	1969	220 т/ч
<b>Паровые котлы</b>			
КТ 03	Е-160-1,4-250	1999	160 т/ч
КТ 04	Е-160-1,4-250	2003	160 т/ч
<b>Водогрейные котлы</b>			
КВ 01	КВТК-100-150	1989	100,0 Гкал/ч
КВ 02	КВТК-100-150	1990	100,0 Гкал/ч
<b>Всего по источнику</b>			<b>108 МВт / 890 Гкал/ч</b>

**Таблица 8 – Таблица П2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов Кузнецкой ТЭЦ**

Турбоагрегат	Ст. N	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см <sup>2</sup>	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
Р-12-3,4/0,1	3	КТЗ	2008	12	41		41	29	400
Р-12-35/5м	4	КТЗ	1993	12	60		60	29	400
ПТР-30-2,9/0,6	6	ЛМЗ	2000	30	130	80	50	29	400
Р-12-90/18м-1	9	КТЗ	1996	10	81		81	90	510
Т-20-90	11	БПСЗ	1954	20	85	85		90	500
Р-12-8,8/3,1м-1	12	КТЗ	2006	12				90	540
Р-12-90/31м-1	13	КТЗ	2003	12				90	540
Итого:				108	397	165	232		

**Таблица 9 – Таблица П2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Кузнецкой ТЭЦ**

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С	основное	резервное
Лопулько	КП 05	1947	68	64	488	уголь	нет*
Лопулько	КП 06	1947	68	64	488	уголь	нет*
Лопулько	КП 07	1947	68	64	488	уголь	нет*
Лопулько	КП 08	1948	68	64	488	уголь	нет*
ТП-170	КП 15	1954	170	100	510	уголь	нет*
ТП-170	КП 16	1954	170	100	510	уголь	нет*
БКЗ-220-100Ф	КП 17	1966	220	100	540	уголь	нет*
БКЗ-220-100Ф	КП 18	1969	220	100	540	уголь	нет*
Е-160-1,4-250**	КТ 03	1999	160	14	250	уголь	нет*
Е-160-1,4-250**	КТ 04	2003	160	14	250	уголь	нет*
ИТОГО	-	-	1372	-	-	-	-

Примечание: \* - Нормативные запасы топлива утверждаются для угля и мазута (растопочного топлива)

\*\* - Паровые котлы установлены в здании водогрейной котельной



**Таблица 10 – Таблица П2.3. Технические характеристики ПВК Кузнецкой ТЭЦ**

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
						основное	резервное
КВТК-100-150	КВ 01	1989	100	70	150	газ	-
КВТК-100-150	КВ 02	1990	100	70	150	газ	-
ИТОГО			200				

**Таблица 11 – Таблица П2.4. Технические характеристики РОУ Кузнецкой ТЭЦ**

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
БРОУ 100/30 (2 шт)	230	2008
РОУ 64/30 (1 шт)	140	1993
РОУ 60/30 (1 шт)	140	2000
РОУ 30/15 (4 шт)	120	1996
РОУ 30/7 (2 шт)	100	1954
РОУ 30/1,2 (1 оч)	120	2006
РОУ 30/1,2 (2 оч)	90	2003
РУ 15/7 (1 шт)	80	2000
РОУ 14/7 (2 шт. на ВК)	50	1996
РУ 14/3 (3 шт. на ВК)	50	1989

### 2.2.2.2. Западно-Сибирская ТЭЦ

ЗС ТЭЦ расположена в северо-восточной части Заводского района города на правом берегу р. Томь. ЗС ТЭЦ является филиалом АО «ЕВРАЗ Объединенного Западно-Сибирского металлургического комбинат», т.е. структурным подразделением завода.

Основные потребители тепловой энергии ЗС ТЭЦ:

- Западно-Сибирский металлургический комбинат (промплощадка строительного проката);
- жилищно-коммунальный сектор Заводского (правый берег) и Новоильинского районов (левый берег).

ТЭЦ работает, в основном, в базовом режиме по тепловому графику. Тепловая схема ТЭЦ с поперечными связями на давление пара 130 кгс/см<sup>2</sup>. На станции установлено 11 энергетических котлов и 7 турбин в две очереди:

- Первая очередь мощностью 160 МВт в составе шести энергетических котлов типа БКЗ-210-140ФД, введены в эксплуатацию в период 1963-1967гг, и турбин ТП-60/75-130 ст.№1, Т-50-130 ст.№2 и Т-60-130 ст.№3, введены в эксплуатацию в период 1963,1993,1996 гг.;
- Вторая очередь мощностью 430 МВт в составе пяти котлов ТП-87-1, введены в эксплуатацию в период 1972-1982гг и одной турбины Т-100/120-130 и трех турбин Т-110-120-130, введены в эксплуатацию в период 1972-1987 гг.

Первоначально станция предназначалась для покрытия потребности в электрической и тепловой энергии со стороны Сибирского металлургического завода, и жилого поселка. В период активного жилищного строительства в Заводском и Новоильинском районах, который пришелся на 70-е – 80-е годы прошлого века, нагрузка станции в горячей воде неуклонно возрастала. В настоящее время только 35% тепловой энергии в горячей воде используется на площадке ЗСМК, а 65% тепловой энергии отпускается внешним потребителям.

Основным топливом Западно-Сибирской ТЭЦ является уголь. В существенных количествах также используется коксовый и доменный газ, которые являются побочными продуктами металлургического комбината. Мазут и природный газ используются в качестве топлива станции в незначительных количествах. Используемый вид топлива на электростанции – природный газ. Резервное проектное топливо – мазут. Электростанция обеспечена необходимыми инженерными и транспортными коммуникациями - на территории имеются железнодорожные пути, связанные с магистральной трассой, а также соответствующей инфраструктурой, необходимой для производства тепла и электроэнергии и выдачи их во внешние сети.

Состав основного оборудования Западно-Сибирской ТЭЦ представлен в таблицах ниже.

**Таблица 12 – Состав основного оборудования Западно-Сибирской ТЭЦ**

Ст. №	Оборудование	Год ввода	Производительность
<b>Паровые турбины</b>			
1	ПТ-60/75-130/13	1993	60 МВт / 144 Гкал/ч
2	Т-50-130	1963	50 МВт / 92,5 Гкал/ч
3	Т-60-130	1996	60 МВт / 100 Гкал/ч
4	Т-100/120-130-2	1972	100 МВт / 160 Гкал/ч
5	Т-110/120-130-3	1974	110 МВт / 175 Гкал/ч
6	Т-110/120-130-4	1983	110 МВт / 175 Гкал/ч
7	Т-110/120-130-4	1987	110 МВт / 175 Гкал/ч
<b>Энергетические котлы</b>			
1	БКЗ-210-140 ФД	1963	210 т/ч
2	БКЗ-210-140 ФД	1963	210 т/ч
3	БКЗ-210-140 ФД	1964	210 т/ч
4	БКЗ-210-140 ФД	1964	210 т/ч
5	БКЗ-210-140 ФД	1966	210 т/ч
6	БКЗ-210-140 ФД	1967	210 т/ч
7	ТП-87-1	1972	420 т/ч
8	ТП-87-1	1974	420 т/ч
9	ТП-87-1	1977	420 т/ч
10	ТП-87-1	1980	420 т/ч
11	ТП-87-1	1983	420 т/ч
<b>Всего по источнику</b>			<b>600 МВт / 1307,5 Гкал/ч</b>

**Таблица 13 – Таблица П2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов Западно-Сибирской ТЭЦ**

Турбоагрегат	Ст. N	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см <sup>2</sup>	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
ПТ-60/75-130/13	1	ЛМЗ	1993	60	144,0	44,5	99,5	130	545
Т-50-130	2	ЛМЗ	1963	50	92,5	92,5		130	545
Т-60-130	3	ЛМЗ	1996	60	100,0	100,0		130	545
Т-100/120-130-2	4	УТЗ	1972	100	160,0	160,0		130	540
Т-110/120-130-3	5	УТЗ	1974	110	175,0	175,0		130	540
Т-110/120-130-4	6	УТЗ	1983	110	175,0	175,0		130	540
Т-110/120-130-4	7	УТЗ	1987	110	175,0	175,0		130	540
Итого:				600	1021,5	922	99,5		

**Таблица 14 – Таблица П2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Западно-Сибирской ТЭЦ**

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С	основное	резервное
БКЗ-210-140 ФД	1	1963	210	140	550	уголь	мазут
БКЗ-210-140 ФД	2	1963	210	140	550	уголь	мазут
БКЗ-210-140 ФД	3	1964	210	140	550	уголь	мазут
БКЗ-210-140 ФД	4	1964	210	140	550	уголь	мазут
БКЗ-210-140 ФД	5	1966	210	140	550	уголь	мазут
БКЗ-210-140 ФД	6	1967	210	140	550	уголь	мазут
ТП-87-1	7	1972	210	140	550	уголь	мазут
ТП-87-1	8	1974	210	140	550	уголь	мазут
ТП-87-1	9	1977	210	140	550	уголь	мазут
ТП-87-1	10	1980	210	140	550	уголь	мазут
ТП-87-1	11	1983	210	140	550	уголь	мазут
ИТОГО	-	-	2310	-	-	-	-

**Таблица 15 – Таблица П2.4. Технические характеристики РОУ Западно-Сибирской ТЭЦ**

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
РОУ 140/13 ата ст. №1	150	2000
РОУ 140/13 ата ст. №2	150	1963
РОУ 140/13 ата ст.№3	150	1964
РОУ 140/13 ата ст.№4	250	2020
РОУ 140/13 ата ст.№ 5	250	1972
РОУ 140/13 ата ст.№ 6	250	1983
РОУ 140/1,2 – 2,5 ата 1 оч (продувочн)	60	1963
РОУ 140/1,2 – 2,5 ата 2 оч (продувочн)	90	1972
РОУ 140/1,2 – 2,5 ата 1 оч (растпочн)	60	1963
РОУ 140/1,2 – 2,5 ата 2 оч (растпочн)	150	1972
Общестанционная РОУ 140 /1,2-2,5 ата	250	1977

### 2.2.2.3. Центральная ТЭЦ

Центральная ТЭЦ с поперечными связями на давление 29 кгс/см<sup>2</sup>, расположена в Центральном районе на левом берегу р. Томь и обеспечивает тепловой энергией частично жилую зону Центрального и Куйбышевского районов, промышленные зоны, предприятия, расположенные в зоне и на площадке ЦТЭЦ, собственные нужды и работает, в основном, по тепловому графику.

Строительство Теплоэлектроцентрали Кузнецкого металлургического комбината (ТЭЦ КМК) началось 15 июня 1930 года. Первоначально в течение 3-х месяцев была выстроена временная электростанция, оборудование которой состояло из 3-х локомотивов по 500 лошадиных сил (1-я ВЭС). Окончательный проект ТЭЦ был утвержден 30 декабря 1930 года с установленной мощностью 108 МВт, при четырех турбогенераторах по 24 МВт, двух турбогенераторах собственных нужд по 6 МВт и 7 котлах, с разбивкой строительства на две очереди. Пробный пуск станции со смонтированным одним турбогенератором №2 мощностью 6 МВт состоялся в октябре 1931 г. 21 января 1932 года на ТЭЦ запущен в турбогенератор №1 мощностью 6 МВт. К февралю 1932 года на станции были введены в эксплуатацию два турбогенератора собственных нужд №1 и №2 и два первых котла.

Для удовлетворения возрастающего спроса на тепловую энергию со стороны жилой застройки, в 1974 году введены в эксплуатацию два первых водогрейных котла Пиковой водогрейной котельной (ПВК), которая расположена в 350 м от основного корпуса ТЭЦ. В 1981 году введены водогрейные котлы №3 и №4.

В 1978 году на ТЭЦ подведен природный газ и проведена реконструкция котлоагрегатов под его сжигание. Проектным топливом Центральной ТЭЦ являлся уголь. До последнего времени также использовался коксовый (2014 г.) и доменный газ (2009 г.), которые являлись побочными продуктами металлургического комбината, однако в связи с ликвидацией доменного производства, поставки коксового и доменного газа на ТЭЦ прекратились.

В 2001 году введен в эксплуатацию новый турбоагрегат №6 типа ПР-30-2,9-2 мощностью 30 МВт, вместо демонтированного ранее. В 2011 году запущен наиболее новый турбогенератор №4 типа ПТ-29/35-2,9/1,0, мощностью 30 МВт.

01.03.2020 года выведен из эксплуатации ТГ №1 Р-3-29 (АР-6-11).

01.06.2020 года выведен из эксплуатации ТГ №7 ПР7-29.

**Таблица 16 – Состав основного оборудования Центральной ТЭЦ**

Ст. №	Оборудование	Год ввода	Производительность
<b>Паровые турбины</b>			
1	Р-3-29 (АР-6-11)*	1958	3 МВт / 73,5 Гкал/ч
3	Вумаг	1932	16 МВт / 58,5 Гкал/ч
4	ПТ-29/35-2,9/1,0	2011	29 МВт / 97,1 Гкал/ч
5	Вумаг	1934	15 МВт / 57,5 Гкал/ч
6	ПР-30-2,9-2	2001	30 МВт / 133,9 Гкал/ч
7	ПР-7-29*	1943	7 МВт / 118,7 Гкал/ч
<b>Энергетические котлы</b>			
1	Стерлинг	1932	150 т/ч
2	Стерлинг	1932	150 т/ч
3	Стерлинг	1932	150 т/ч
4	Стерлинг	1933	150 т/ч
5	Стерлинг	1935	210 т/ч
6	Стерлинг	1935	200 т/ч
7	КО-Ш-200	1941	200 т/ч
8	ТО-3-200	1949	200 т/ч
<b>Водогрейные котлы</b>			
	ПТВМ-100	1974	100 Гкал/ч
9	ПТВМ-100	1974	100 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1980	100 Гкал/ч
11	ПТВМ-100	1981	100 Гкал/ч
<b>Всего по источнику</b>			<b>100 МВт / 1215,3 Гкал/ч</b>

Примечание: \* - выведены из эксплуатации в 2020 году.

**Таблица 17 – Таблица П2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов Центральной ТЭЦ**

Турбоагрегат	Ст. N	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см <sup>2</sup>	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
Р-3-29 (АР-6-11)*	1		1958	3,0	73,5	0	73,5	29	400
Вумаг	3		1932	16,0	58,5	58,5	0	29	400
ПТ-29/35-2,9/1,0	4		2011	29,0	97,1	46	51,1	29	400
Вумаг	5		1934	15,0	57,5	57,5	0	29	400
ПР-30-2,9-2	6		2001	30,0	133,9	104,6	29,3	29	400
ПР-7-29*	7		1943	7,0	118,7	17,6	101,1	29	400
Итого:				100,0	539,2	284,2	255		

Примечание: \* - выведены из эксплуатации в 2020 году.

**Таблица 18 – Таблица П2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Центральной ТЭЦ**

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С	основное	резервное
Стерлинг	1	1932	150	30	425	газ	уголь/мазут
Стерлинг	2	1932	150	30	425	газ	уголь/мазут
Стерлинг	3	1932	150	30	410	газ	уголь/мазут
Стерлинг	4	1933	150	30	425	газ	уголь/мазут
Стерлинг	5	1935	210	34	425	газ	уголь/мазут
Стерлинг	6	1935	200	34	425	газ	уголь/мазут
КО-Ш-200	7	1941	200	34	425	газ	уголь/мазут
ТО-3-200	8	1949	200	34	410	газ	уголь/мазут
ИТОГО	-	-	1410	-	-	-	-



**Таблица 19 – Таблица П2.3. Технические характеристики ПВК Центральной ТЭЦ**

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
						основное	резервное
ПТВМ-100	9	1974	100	70	150	газ	мазут
ПТВМ-100	10	1974	100	70	150	газ	мазут
ПТВМ-100	11	1980	100	70	150	газ	мазут
ПТВМ-100	12	1981	100	70	150	газ	мазут
ИТОГО			400			газ	мазут

**Таблица 20 – Таблица П2.4. Технические характеристики РОУ Центральной ТЭЦ**

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
РОУ ст.№3	60	1941
РОУ ст.№5	60	1941
РОУ ст.№6	120	1956
РОУ ст.№7	120	1956
РОУ ст.№8	60	1989

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

В разделе 2.1.2 подробно рассмотрена структура основного теплогенерирующего оборудования источников комбинированной выработки и котельных, расположенных на территории города.

В таблицах ниже представлены сведения об установленной и располагаемой электрической, а также установленной тепловой мощности, в том числе, теплофикационных отборов паровых турбин городских ТЭЦ.

**Таблица 21 – Таблица ПЗ.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность Кузнецкой ТЭЦ**

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2015	108,0	108,0	890	397
2016	108,0	108,0	890	397
2017	108,0	108,0	890	397
2018	108,0	108,0	890	397
2019	108,0	108,0	890	397

**Таблица 22 – Таблица ПЗ.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность Западно-Сибирской ТЭЦ**

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2015	600,0	600,0	1021,5	1021,5
2016	600,0	600,0	1021,5	1021,5
2017	600,0	600,0	1021,5	1021,5
2018	600,0	600,0	1021,5	1021,5
2019	600,0	600,0	1021,5	1021,5

**Таблица 23 – Таблица ПЗ.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность Центральной ТЭЦ**

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2015	100,0	100,0	1215,3	539,2
2016	100,0	100,0	1215,3	539,2
2017	100,0	100,0	1215,3	539,2
2018	100,0	100,0	1215,3	539,2
2019	100,0	100,0	1215,3	539,2

## 2.2.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в ред. ПП РФ от 16.03.2019 г. №276) вводит следующие понятия:

*«Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по актам ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям и для обеспечения собственных и хозяйственных нужд теплоснабжающей организации в отношении данного источника тепловой энергии;*

*Располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемых по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)».*

В настоящее время располагаемая мощность Кузнецкой ТЭЦ равна установленной тепловой мощности.

Западно-Сибирская ТЭЦ имеет ограничения по электрической мощности 275,6 МВт преимущественно в летний период. Причина отличия - недостаточная охлаждающая способность существующего пруда-охладителя. По тепловой части станция ограничений не имеет.

В период с апреля-октябрь электрическая мощность ЗС ТЭЦ ограничена малым расходом охлаждающей воды в системе технического водоснабжения и ее высокой температурой. Это ограничение вызвано недостаточной площадью существующего пруда-охладителя 70 га вместо проектной 195 га. Кроме того, ЗС ТЭЦ ограничена по забору речной воды действующим Договором водопользования от 08.04.2010г. № 42-13.01.03.002-Р-ДХИО-С-2010-0117/00, заключенным между АО «ЕВРАЗ ЗСМК» и Департаментом природных ресурсов и экологии Кемеровской области.

В период январь-март и ноябрь-декабрь действуют ограничения электрической мощности ЗС ТЭЦ из-за снижения потребления ЕВРАЗ ЗСМК, для исключения реализации на ОРЭМ (в связи с выходом в неотложный ремонт оборудования ЕВРАЗ ЗСМК).

Суммарные ограничения тепловой мощности Центральной ТЭЦ составляют 414,0 Гкал/ч. Причины ограничения:

- 100 Гкал/ч – ограничение по расходу сетевой воды через 4 водогрейных котла при одновременной работе, в настоящее время одновременно могут работать 3 котла из 4-х. Необходимо восстановление схемы рециркуляции (предусмотрено в Главе 7);

- 60 Гкал/ч – в целях недопущения перегрева конвективных пучков водогрейных котлов ст. №№2-4, в работе могут находиться 12 горелок из 16 (предусмотрена реконструкция в Главе 7);
- 193,8 Гкал/ч - ограничение по пропускной способности трубопровода сетевой воды от бойлерной до ПВК макс. 5000 т/ч вместо 8800 т/ч расчетных (по бойлерам). (реализуются мероприятия по снятию ограничений согл. ИП);
- 60,2 Гкал/ч - физический износ оборудования ХВО №2 и №3.

Суммарные ограничения тепловой мощности котельных ООО «СибЭнерго» составляют 129,48 Гкал/ч, из которых:

- 67 Гкал/ч – связаны с выводом из эксплуатации основного оборудования котельных;
- 62,48 Гкал/ч – общее техническое состояние, обусловленное физическим износом основного и вспомогательного оборудования.

### **2.2.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто»**

Расчетное потребление тепловой мощности по источникам комбинированной выработки в Новокузнецке и соответствующая тепловая мощность нетто представлены в таблицах ниже.

**Таблица 24 – Таблица ПЗ.2. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность «нетто» Кузнецкой ТЭЦ**

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				
2015	397,0	493,0	890,0	0,0	890,0	29,8	860,2
2016	397,0	493,0	890,0	0,0	890,0	29,8	860,2
2017	397,0	493,0	890,0	0,0	890,0	29,8	860,2
2018	397,0	493,0	890,0	0,0	890,0	29,8	860,2
2019	397,0	493,0	890,0	0,0	890,0	29,8	860,2

**Таблица 25 – Таблица П3.2. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность «нетто» Западно-Сибирской ТЭЦ**

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				
2015	1021,5	0,0	1021,5	0,0	1021,5	36,0	985,5
2016	1021,5	0,0	1021,5	0,0	1021,5	36,0	985,5
2017	1021,5	0,0	1021,5	0,0	1021,5	36,0	985,5
2018	1021,5	0,0	1021,5	0,0	1021,5	36,0	985,5
2019	1021,5	0,0	1021,5	0,0	1021,5	36,0	985,5

**Таблица 26 – Таблица П3.2. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность «нетто» Центральной ТЭЦ**

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				
2015	539,2	676,1	1215,3	414	801,3	10,3	791
2016	539,2	676,1	1215,3	414	801,3	10,3	791
2017	539,2	676,1	1215,3	414	801,3	10,3	791
2018	539,2	676,1	1215,3	414	801,3	10,3	791
2019	539,2	676,1	1215,3	414	801,3	10,3	791

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

### **Кузнецкая ТЭЦ**

Паровые турбины ст. №№ 3,4,6,9,12,13 КТЭЦ имеют наработку от 80 тыс. ч до 175 тыс. ч и эксплуатируются в рамках паркового ресурса, назначенного заводом-изготовителем. Ожидаемый срок достижения паркового ресурса данных турбин приходится на период 2033 – 2048 гг., т.е. за горизонтом настоящей Схемы теплоснабжения.

Турбина Т-20-90 ст.№11, имеет наработку порядка 427 тыс. ч и эксплуатируется в рамках назначенного ресурса (439,0 тыс. ч). Ожидаемый год достижения назначенного ресурса – 2021 год, который может быть продлен по результатам следующего освидетельствования.

В соответствии с заключениями экспертизы промышленной безопасности, энергетические котлы могут находиться в эксплуатации до 2020-2023 гг., после чего необходимо проведение следующей экспертизы. Удовлетворительное состояние энергетических котлов позволяет предполагать, что в расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения их эксплуатация не будет запрещена, а выявляемые по результатам ЭПБ замечания могут быть устранены при проведении капитальных и текущих ремонтов.

В первичной Схеме теплоснабжения, разработанной в 2015 г., развитие основного оборудования Кузнецкой ТЭЦ рассматривалось в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 23.07.2013г. №491 о согласовании вывода из эксплуатации турбогенераторов №№3, 4, 6, 9, 11, 12 и 13 Кузнецкой ТЭЦ. Для организации теплоснабжения Кузнецкого, Центрального и Орджоникидзевского районов от КТЭЦ предполагалось демонтировать турбинное оборудование Кузнецкой ТЭЦ (ст. №№3,4,6,9,11,12 и 13) до 2018 г. Также предполагалось вывести из эксплуатации котельное оборудование - ст. №№ 3,4,5,6,7 и 8 как отработавшее свой ресурс.

Главой города Новокузнецка письмом №1/2544-1 от 30.04.2014 был приостановлен вывод из эксплуатации генерирующего оборудования Кузнецкой ТЭЦ на три года, начиная с 01.01.2015. Решение городской администрацией принято на основании положений Федерального Закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» и Постановления Правительства РФ №484 от 26.07.2007 г. «О выводе объектов энергетики в ремонт и из эксплуатации».

В ходе разработки базовой версии проекта Схемы теплоснабжения, Кузбасский филиал ООО «СГК» письмом от 24.03.15 г. № 3/211-9924/15-0-0 проинформировал Администрацию города об отсутствии в планах ООО «СГК» мероприятий по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования Кузнецкой ТЭЦ. Письмом №4/4322 от 21.02.2016 г.

Согласно распоряжениям Правительства Российской Федерации № 2065-р от 15.10.2015, и № 1619-р от 29.07.2016, и № 1646-р от 31.07.2017г. режим вынужденной генерации на всех турбоагрегатах Кузнецкой ТЭЦ продлен до 31 декабря 2021 года.

На ближайшую перспективу вывод из эксплуатации паросиловой части ТЭЦ невозможен по следующим причинам:

- Несогласованность со Схемой и программой развития ЕЭС РФ на 2018-2024 гг.
- Источник функционирует в режиме вынужденной генерации, при выводе оборудования возникнет дефицит тепловой мощности в системе теплоснабжения от КТЭЦ.

### **ЗападноСибирская ТЭЦ**

Средняя на 01.01.2019 г. наработка турбин Западно-Сибирской ТЭЦ составляет 256 тыс. ч. Наибольшую наработку (410,0 тыс.ч) имеет турбина ст. №2 Т-50-130, введенная в эксплуатацию в 1963 году. Выполненная замена ЦВД в 1989 году, позволила назначить данной турбине индивидуальный ресурс в 416,0 тыс. ч, однако при существующей среднегодовой наработке 8400 ч., назначенный индивидуальный ресурс турбины ст. №2, будет достигнут в период 2019-2020 гг.

В 2012 году турбине ст. №4 Т-100/120-130-2 назначен индивидуальный ресурс в 329,7 тыс. ч., а в 2017 г. он продлен до 365,0 тыс. ч (+35,3 тыс. ч). На 01.01.2019 г., наработка данной турбины составляет 323,6 тыс. ч. Учитывая среднегодовую наработку 7300 ч, индивидуальный ресурс турбины будет достигнут в период 2014-2025 гг.

В 2017 году турбине №5 Т-101/120-130-3 назначен новый индивидуальный ресурс в 345,0 тыс. ч, который на 22,4 тыс. ч больше, назначенного в 2014 г. (323,6 тыс. ч). Нарботка турбины на 01.01.2019 г. составляет 304,3 тыс. ч, а среднегодовая наработка составляет 6500 ч, что позволит находиться турбине в эксплуатации до 2024-2025 гг.

Назначенный 08.2018 г. индивидуальный ресурс турбины №6 Т-110/120-130-4 составляет 283,0 тыс. ч, что на 19,2 тыс. ч больше назначенного ранее (2015 г. – 263,8 тыс. ч). Нарботка турбины на 01.01.2019 г. составляет 235,1 тыс. ч при среднегодовой наработке в 5400 ч. Назначенный индивидуальный ресурс турбины будет достигнут в период 2027-2028 гг.

Наименьшую наработку имеет турбина №7 Т-110/120-130-4, которая на 01.01.2019 г. составляет 169,8 тыс. ч. При среднегодовой наработке в 7500 ч, парковый ресурс турбины будет достигнут в 2025-2026 гг.

Турбины ст. №1 ПТ-60/75-130/13 и ст. №3 Т-60-130 введенные в эксплуатацию в 1993 и 1996 году соответственно, имеют наработку в 179,5 тыс. ч и 171,2 тыс. ч. Парковый ресурс данных турбин будет достигнут в период 2023-2024 гг. и 2027-2028 гг. соответственно.

При актуализации Схемы теплоснабжения предусматривается, сохранение существующих турбин Западно-Сибирской ТЭЦ на рассматриваемую перспективу. Предполагается, что состояние существующих турбин (за исключением ст. №3), определенное по результатам технической диагностики позволит продлить индивидуальный назначенный ресурс на рассматриваемую перспективу.

Средняя на 01.01.2019 г. наработка энергетических котлов Западно-Сибирской ТЭЦ составляет 268,6 тыс. ч, при этом средняя наработка котлов типа БКЗ-210-140 ФД составляет 310,1 тыс. ч, а котлов типа ТП-87-1 только 218,9 тыс. ч.

Энергетические котлы ст.№№ 1-4 имеют среднюю наработку в 345,2 тыс. ч. По результатам экспертизы промышленной безопасности, проведенной в 2018 г., эксплуатация этих котлов возможна до 2019-2022 гг., после чего необходимо проведение повторной экспертизы.

Парковый ресурс котлов №№5-6 будет достигнут в период 2019-2021 гг., и для их дальнейшей эксплуатации будет необходимо положительное заключение ЭПБ.

Ресурс котлов ст. №7-8 типа ТП-87-1, введенных в эксплуатацию в 1972-1974 гг., будет достигнут в 2023-2026 гг., Ресурс котлов ст. №№ 9-11 будет достигнут в 2037-2038 гг., т.е. за границами расчетного срока актуализации Схемы теплоснабжения.

### **Центральная ТЭЦ**

Турбины, установленные на Центральной ТЭЦ по сроку службы и соответствующей наработке могут быть разделены на 2 группы:

- турбоагрегаты ст. № 01, 03, 05, 07, которые введены в эксплуатацию в 1932 - 1958 гг., имеющие наработку от 440 до 610 тысяч часов;
- турбоагрегаты ст. № 04, 06, которые введены в эксплуатацию в 2011 г. и 2001 г. соответственно, имеющие наработку 53 тыс. ч и 120 тыс. ч.

Начальная температура пара на данных турбинах менее 450 °С, и согласно РД 10-577-03, «Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций» (п. 2.2.1), такие турбины паркового ресурса не имеют. Решение о возможности продления эксплуатации (на срок до 50000 часов), принимается техническим руководителем ТЭЦ на основании заключений контроля металла проточной части и основных элементов турбин, выполняемых экспертными организациями.

В соответствии с заключениями экспертизы промышленной безопасности, энергетические котлы могут находиться в эксплуатации до 2020-2021 гг., после чего необходимо проведение следующей экспертизы. Несмотря на проведение капитальных ремонтов, срок службы основных элементов энергетических котлов составляет от 86 до 69 лет, что не позволяет предполагать их сохранение на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения.



**Таблица 27 – Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов Кузнецкой ТЭЦ в 2019 году**

Ст. N	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка На конец 2019 года, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
КП 05	Лопулько	1947	250 000	362 718	1989	383 000	2	2022
КП 06	Лопулько	1947	250 000	360 191	1990	382 998	4	2023
КП 07	Лопулько	1947	250 000	303 886	1999	340 285	2	2022
КП 08	Лопулько	1948	250 000	324 575	1996	362 155	2	2022
КП 15	ТП-170	1954	250 000	427 359	1992	448 915	5	2022
КП 16	ТП-170	1954	250 000	430 146	1992	436 000	5	2020
КП 17	БКЗ-220-100Ф	1966	300 000	335 194	2014	344 422	2	2020
КП 18	БКЗ-220-100Ф	1969	300 000	324 597	2016	345 755	1	2022
КТ 03	Е-160-1,4-250	1999	40 лет	32 047	2039	-	-	-
КТ 04	Е-160-1,4-250	2003	40 лет	34 401	2043	-	-	-

**Таблица 28 – Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин Кузнецкой ТЭЦ в 2019 году**

Ст. N	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.20, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
3	P-12-3,4/0,1	2008	350 400	81 145	2048	900	38	-	-	-
4	P-12-35/5м	1993	350 400	170 342	2033	900	92	-	-	-
6	ПТР-30-2,9/0,6	2000	350 400	121 899	2040	900	55	-	-	-
9	P-12-90/18м-1	1996	350 400	174 943	2036	900	69	-	-	-
11	T-20-90	1954	270 000	427 339	1994	900	311	439000	7	2021
12	P-12-8,8/3,1м-1	2006	350 400	89 877	2046	900	43	-	-	-
13	P-12-90/31м-1	2003	350 400	124 034	2043	900	55	-	-	-

**Таблица 29 – Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов Западно-Сибирской ТЭЦ в 2019 году**

Ст. N	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка На конец 2019 года, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	БКЗ-210-140 ФД	1963	300 000	341 533	2005	355 392	4	2022
2	БКЗ-210-140 ФД	1963	300 000	353 047	2005	366 307	3	2021
3	БКЗ-210-140 ФД	1964	300 000	352 748	2004	365 868	3	2021
4	БКЗ-210-140 ФД	1964	300 000	359 268	2004	376 995	3	2022
5	БКЗ-210-140 ФД	1966	300 000	251 427	2019	273 593	1	2022
6	БКЗ-210-140 ФД	1967	300 000	241 451	2021	-	-	-
7	ТП-87-1	1972	300 000	266 252	2025	-	-	-
8	ТП-87-1	1974	300 000	269 498	2024	-	-	-
9	ТП-87-1	1977	300 000	213 333	2033	-	-	-
10	ТП-87-1	1980	300 000	193 345	2038	-	-	-
11	ТП-87-1	1983	300 000	185 253	2037	-	-	-

**Таблица 30 – Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин Западно-Сибирской ТЭЦ в 2019 году**

Ст. N	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.20, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТ-60/75-130/13	1993	220 000	184 512	2025	600	111	-	-	-
2	Т-50-130	1963	220 000	417 818	1993	600	226	470 000* 274 000**	1	2019
3	Т-60-130	1996	220 000	179 773	2027	600	89	-	-	-
4	Т-100/120-130-2	1972	220 000	330 822	2003	600	195	365 000	1	2025
5	Т-110/120-130-3	1974	220 000	311 888	2006	600	198	346 042	1	2026
6	Т-110/120-130-4	1983	220 000	243 001	2016	600	176	283 000	1	2028
7	Т-110/120-130-4	1987	220 000	177 045	2027	600	188	-	-	-

Примечание: \* назначенный ресурс от 2020 года по всем элементам турбины №2, за исключением ЦВД;

\*\* назначенный ресурс по ЦВД, замена которого произошла в 1989 году

**Таблица 31 – Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов Центральной ТЭЦ в 2019 году**

Ст. N	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка На конец 2019 года, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	Стерлинг	1932	300 000	665 669	1959	89	15	2021
2	Стерлинг	1932	300 000	651 555	1959	88	17	2020
3	Стерлинг	1932	300 000	677 386	1959	88	16	2020
4	Стерлинг	1933	300 000	614 730	1960	88	16	2021
5	Стерлинг	1935	300 000	553 553	1962	86	14	2021
6	Стерлинг	1935	300 000	601 287	1962	86	15	2021
7	КО-Ш-200	1941	300 000	511 011	1968	79	14	2020
8	ТО-3-200	1949	300 000	506 980	1976	72	12	2021

**Таблица 32 – Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин Центральной ТЭЦ в 2019 году**

Ст. N	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.20, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	Р-3-29 (АР-6-11)	1958	не назначается (менее 450 0С)	444 531	–	3800	0	–	–	–
3	Вумаг	1932	не назначается (менее 450 0С)	547 262	–	1800	6	–	–	–
4	ПТ-29/35-2,9/1,0	2011	не назначается (менее 450 0С)	54 503	–	3800	1	–	–	–
5	Вумаг	1934	не назначается (менее 450 0С)	600 386	–	1800	0	–	–	–
6	ПР-30-2,9-2	2001	не назначается (менее 450 0С)	126 228	–	3800	1	–	–	–
7	ПР-7-29	1943	не назначается (менее 450 0С)	525 139	–	3800	0	–	–	–

## 2.2.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

### Схема выдачи тепловой мощности Кузнецкой ТЭЦ

Выдача тепловой мощности от КТЭЦ запроектирована в горячей воде и в паре. Транспорт тепловой энергии осуществляется по тепломагистралям от бойлерных установок №1 диаметром 2Ду 700 мм, №№2,3 диаметром по 2Ду 600 мм и пиковой водогрейной котельной диаметром 2Ду 1000 мм на общий коллектор и далее по тепломагистралям в Центральный, Кузнецкий и Орджоникидзевский районы.

Тип и год ввода теплофикационных установок, их характеристики, а также информация о сетевых насосах Кузнецкой ТЭЦ приведены в таблицах ниже.

**Таблица 33 – Таблица П5.1. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок Кузнецкой ТЭЦ за 2019 год**

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
1	ОБ БУ-1	БО-550-3м	ПО ТМЗ	2000
2	ПБ БУ-1	БП-500	ПО ТМЗ	2000
3	ОБ БУ-2	БО-550-3м	ПО ТМЗ	2001
4	БП БУ-2	БП-500	ПО ТМЗ	2001
5	ОБ БУ-3	БО-550-3м	ПО ТМЗ	1999
6	БП БУ-3	БП-500	ПО ТМЗ	1999
7	ОБ БУ-ВК-А	ПСВ-500-14-23	ПО ТМЗ	2003
8	ПБ БУ ВК-А	ПСВ-500-14-23	ПО ТМЗ	2003
9	ОБ БУ ВК-Б	ПСВ-500-14-23	ПО ТМЗ	2003
10	ПБ БУ ВК-Б	ПСВ-500-14-23	ПО ТМЗ	2003

**Таблица 34 – Таблица П5.2. Характеристики теплообменников Теплофикационных установок Кузнецкой ТЭЦ за 2019 год**

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры		
БО-550-3м (ОБ БУ-1)	42 (48,8)	1800 (500)
БО-550-3м (ОБ БУ-2)	42 (48,8)	1800 (500)
БО-550-3м (ОБ БУ-3)	42/45 (48,8/52,3)	1700 (472,2)
ПСВ-500-14-23 (ОБ БУ ВК-А)	45 (52,3)	1800 (500)
ПСВ-500-14-23 (ОБ БУ ВК-Б)	45 (52,3)	1800 (500)
Пиковые бойлеры		
БП-500 (ПБ БУ-1)	30 (34,9)	1216 (337,8)
БП-500 (ПБ БУ-2)	30 (34,9)	1216 (337,8)
БП-500 (ПБ БУ-3)	30/37,5 (34,9/43,6)	1200 (333,3)
ПСВ-500-14-23 (ПБ БУ ВК-А)	37,5 (43,6)	1800 (500)
ПСВ-500-14-23 (ПБ БУ ВК-Б)	37,5 (43,6)	1800 (500)

**Таблица 35 – Таблица П5.3. Характеристики сетевых насосов Кузнецкой ТЭЦ за 2019 год**

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
СН БУ-1	СЦН-1250/140-11	1250	140	630	3
СН БУ-2	СЦН-1250/140-11	1250	140	630	3
СН БУ-3	СЦН-1250/140-11	1250	140	630	3
СН ПВК	СЦН-1250/140-11	1250	140	630	4

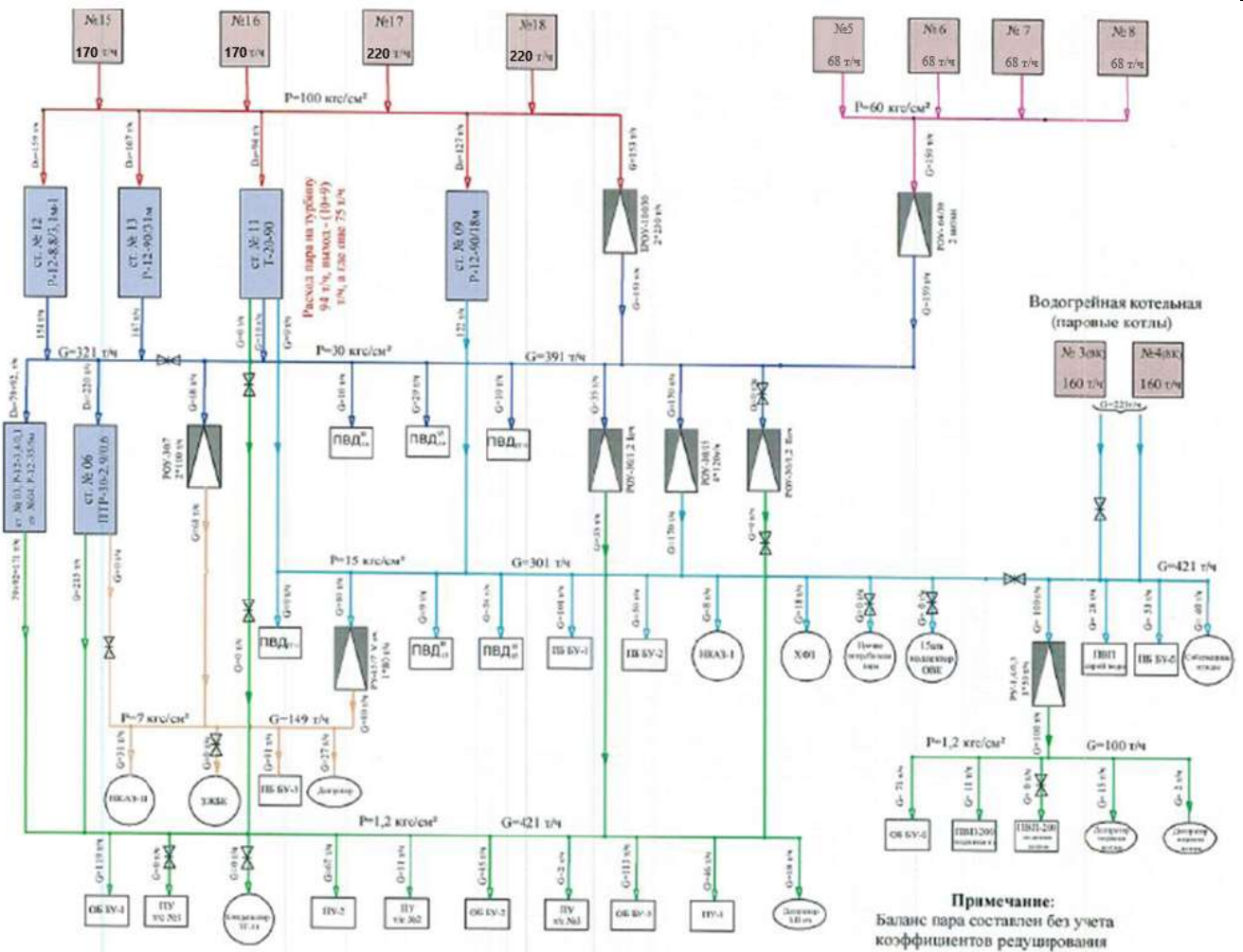
Пар промышленным потребителям отпускается следующих параметров: от 2,5 до 7 кгс/см<sup>2</sup> (линия НКАЗ-П) свыше 13 кгс/см<sup>2</sup> по двум паропроводам: линия Химфарм завода и непосредственно от КТЭЦ на АО «РУСАЛ Новокузнецк».

Принципиальная схема выдачи тепловой мощности Кузнецкой ТЭЦ приведена на рисунке ниже.

В таблице ниже приведены промышленные предприятия, использующие пар на технологические нужды.

**Таблица 36 – Перечень потребителей тепловой энергии в паре от Кузнецкой ТЭЦ**

№ п/п	Наименование абонента	G, т/ч	Q, Гкал/ч	P, атм	t, °С
Пар свыше 13 ата. (линия X/ф з-да)					
1	ОАО "Кузнецкие ферросплавы"	8	5,6	14±5%	240+10
3	ОАО "НЗРМК им.Крюкова"	1,5	1,05	13,2	240+10
4	ОАО "Органика"	15	10,38	свыше 13	240+10
Итого:		24,5	17,03		
Пар свыше 13 ата. (непосредственно от Куз.ТЭЦ)					
1	ОАО "РУСАЛ Новокузнецк"	17	11,22	15±5%	240+10
Итого:		17	11,22		
Пар от 2,5 до 7 ата.(линия НКАЗ-П)					
1	ОАО "Кузнецкие ферросплавы"	13	9,1	5±5%	240+10
2	ОАО "РУСАЛ Новокузнецк"	25	17,475	7±5%	240+10
Итого:		38	26,575		
ВСЕГО		79,5	54,725		



**Рисунок 6 – Принципиальная схема выдачи тепловой мощности КТЭЦ**

Подогрев сетевой воды в котельной от единого обратного коллектора осуществляется в водогрейных котлах и в основных и пиковых бойлерах паровых котлов на общий подающий коллектор. В помещении котельной установлено РУ 1,4/0,3 после пар с давлением 1,2 поступает на основные бойлеры БУ - б (котельной) на подогреватель подпитки теплосети и на деаэраторы подпитки теплосети и котлов. Пар давлением 15 кгс/см<sup>2</sup> используется на ПВП сырой воды, РУ 1,4/0,3 ПБ БУ-б и собственные нужды.

Принципиальная схема главного корпуса КТЭЦ приведена на рисунке 7, от водогрейной котельной - на рисунке 8.

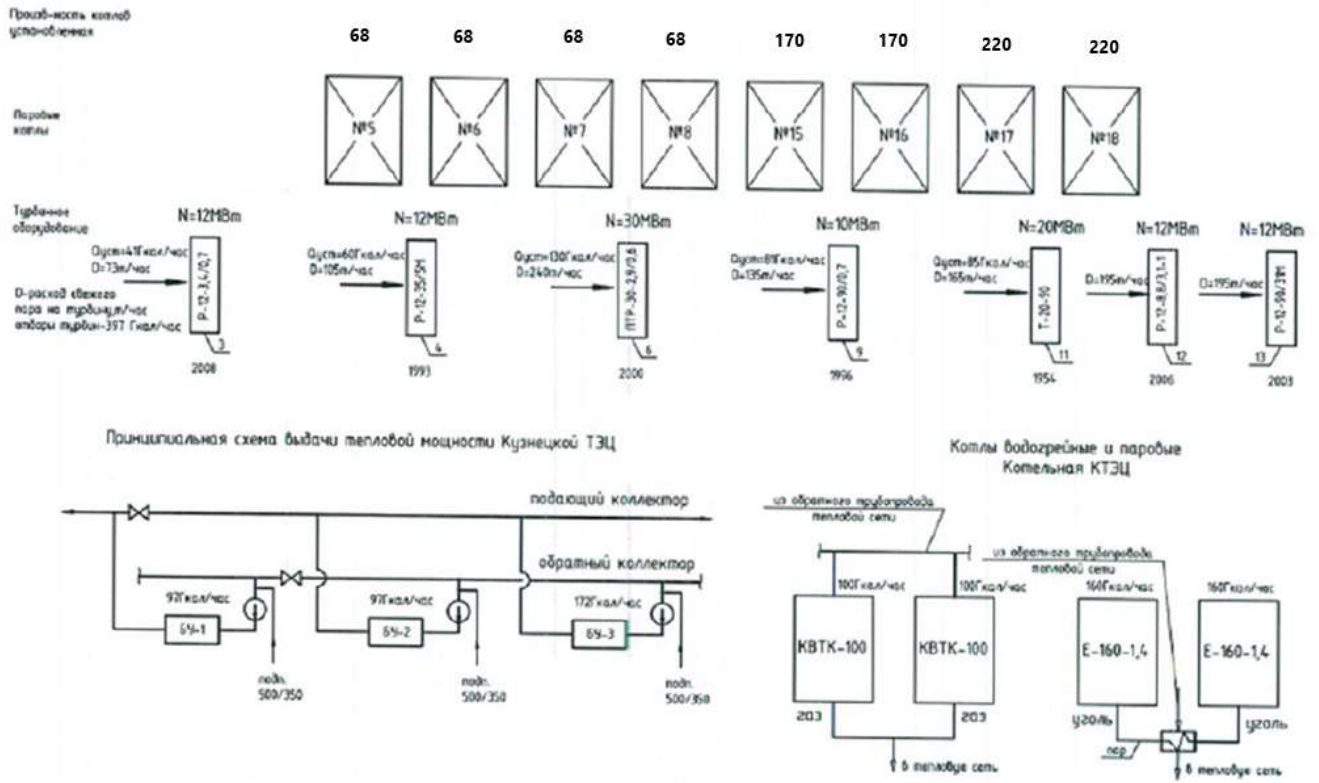


Рисунок 7 – Принципиальная схема выдачи мощности от КТЭЦ

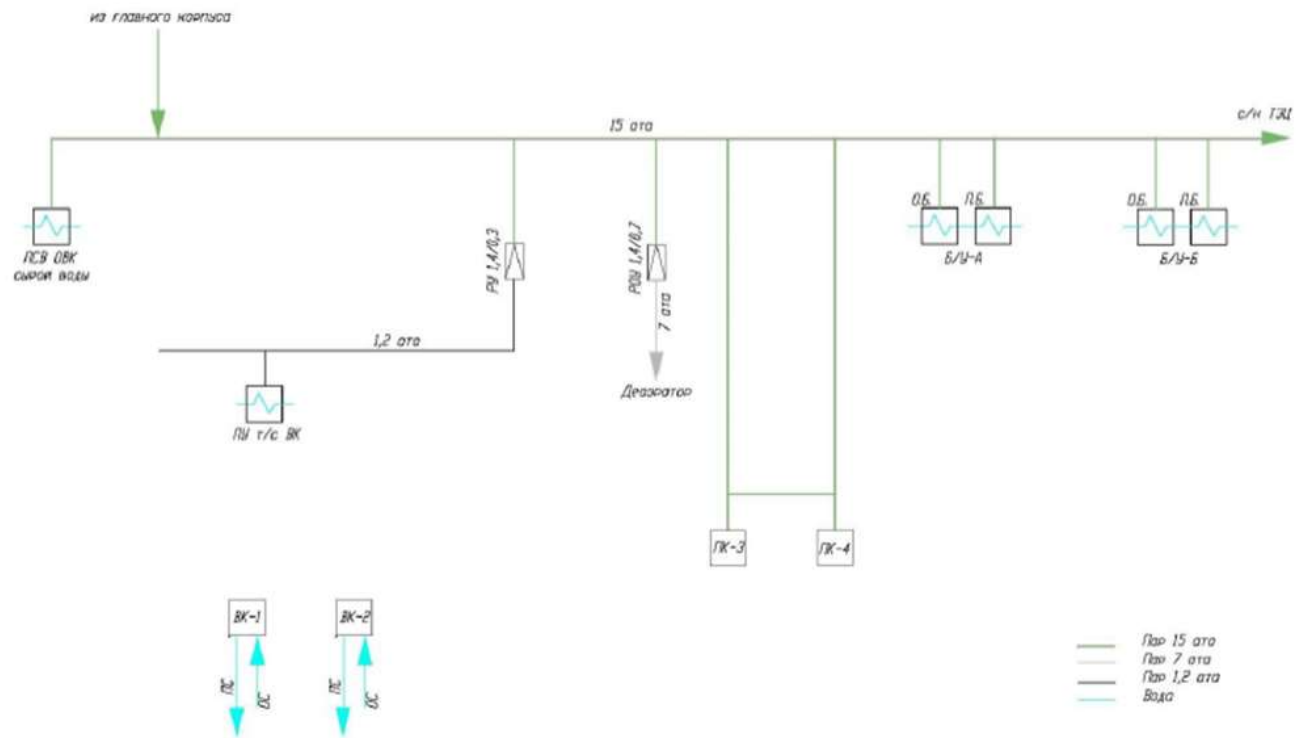


Рисунок 8 – Принципиальная тепловая схема водогрейной котельной КТЭЦ

### Схема выдачи тепловой мощности Западно-Сибирской ТЭЦ

Тепловая энергия в горячей воде на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения отпускается по следующим выводам - Новоильинский и Заводской, на собственные, хозяйственные нужды, а также промышленным предприятиям, расположенным в зоне действия ЗС ТЭЦ. К числу промышленных потребителей относятся:

- собственные потребители ЗСМК, осуществляющие потребление тепловой энергии в паре и в горячей воде;
- сторонние потребители, расположенные на промышленных площадках и использующие тепловую энергию в горячей воде.

Схема присоединения абонентов по ГВС открытая. Температурный график качественного регулирования отпуска тепловой энергии в сетевой воде 150-70°C со срезкой до 125°C.

На территории ОЗС Metallургического комбината расположены теплоисточники по производству пара на собственные нужды - паровоздуходувные станции и установки ВЭР.

Теплофикационная установка ЗС ТЭЦ разделена на три очереди. От 1 и 2-й очередей осуществляется снабжение тепловой энергией Заводского и Новоильинского районов, от 3-й - промышленные предприятия.

**Таблица 37 – Таблица П5.1. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок Западно-Сибирской ТЭЦ за 2019 год**

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
1	ОБ-1 ТГ-5	ПСВ-500-3-23	ПО ТМЗ	1993
2	ОБ-2 ТГ-5	ПСВ-500-3-23	ПО ТМЗ	1993
3	ПСГ ТГ-2	ПСГ-1300-3-8-10	ПО ТМЗ	1963
4	ПСВ ТГ-2	ПСВ-500-3-23	ПО ТМЗ	1963
5	ПСГ ТГ-3	ПСГ-1300-3-8-10	ПО ТМЗ	1996
6	ПСВ ТГ-3	ПСВ-500-3-23	ПО ТМЗ	1996
7	ПСГ-1 ТГ-4	ПСГ-2300-2-8-1	ПО ТМЗ	1972
8	ПСГ-2 ТГ-4	ПСГ-2300-3-8-11	ПО ТМЗ	1972
9	ПСГ-1 ТГ-5	ПСГ-2300-2-8-1	ПО ТМЗ	1974
10	ПСГ-2 ТГ-5	ПСГ-2300-3-8-11	ПО ТМЗ	1974
11	ПСГ-1 ТГ-6	ПСГ-2300-2-8-1	ПО ТМЗ	1983
12	ПСГ-2 ТГ-6	ПСГ-2300-3-8-11	ПО ТМЗ	1983
13	ПСГ-1 ТГ-7	ПСГ-2300-2-8-1	ПО ТМЗ	1987
14	ПСГ-2 ТГ-7	ПСГ-2300-3-8-11	ПО ТМЗ	1987



**Таблица 38 – Таблица П5.2. Характеристики теплообменников Теплофикационных установок Западно-Сибирской ТЭЦ за 2019 год**

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры		
ПСВ-500-3-23	52,2 (60,7)	1500 (416,7)
ПСВ-500-3-23	52,2 (60,7)	1500 (416,7)
ПСГ-1300-3-8-10	50 (58,1)	2500 (694,4)
ПСВ-500-3-23	52,2 (60,7)	1500 (416,7)
ПСГ-1300-3-8-10	50 (58,1)	2500 (694,4)
ПСВ-500-3-23	52,2 (60,7)	1500 (416,7)
ПСГ-2300-2-8-I (ПСГ-1 ТГ-4)	87,5 (101,8)	4500 (1250)
ПСГ-2300-3-8-II (ПСГ-2 ТГ-4)	87,5 (101,8)	4500 (1250)
ПСГ-2300-2-8-I (ПСГ-1 ТГ-5)	87,5 (101,8)	4500 (1250)
ПСГ-2300-3-8-II (ПСГ-2 ТГ-5)	87,5 (101,8)	4500 (1250)
ПСГ-2300-2-8-I (ПСГ-1 ТГ-6)	87,5 (101,8)	4500 (1250)
ПСГ-2300-3-8-II (ПСГ-2 ТГ-6)	87,5 (101,8)	4500 (1250)
ПСГ-2300-2-8-I (ПСГ-1 ТГ-7)	87,5 (101,8)	4500 (1250)
ПСГ-2300-3-8-II (ПСГ-2 ТГ-7)	87,5 (101,8)	4500 (1250)

**Таблица 39 – Таблица П5.3. Характеристики сетевых насосов Западно-Сибирской ТЭЦ за 2019 год**

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Насосы сетевые ТГ-1, ТГ-2, ТГ-3	1Д-1250-125	1250	125	1250	7
Сетевые насосы ТГ-4, ТГ-5	АД-2000-100-2	2000	100	800	6
	СЭ-2500-180-10	2500	180	1600	2
Сетевые насосы ТГ-6, ТГ-7	АД-2000-100-2	2000	100	800	8
Подпиточные насосы	Д-3200-75	3200	75	800	8

Схема выдачи тепловой мощности от Западно-Сибирской ТЭЦ приведена на рисунке 9.

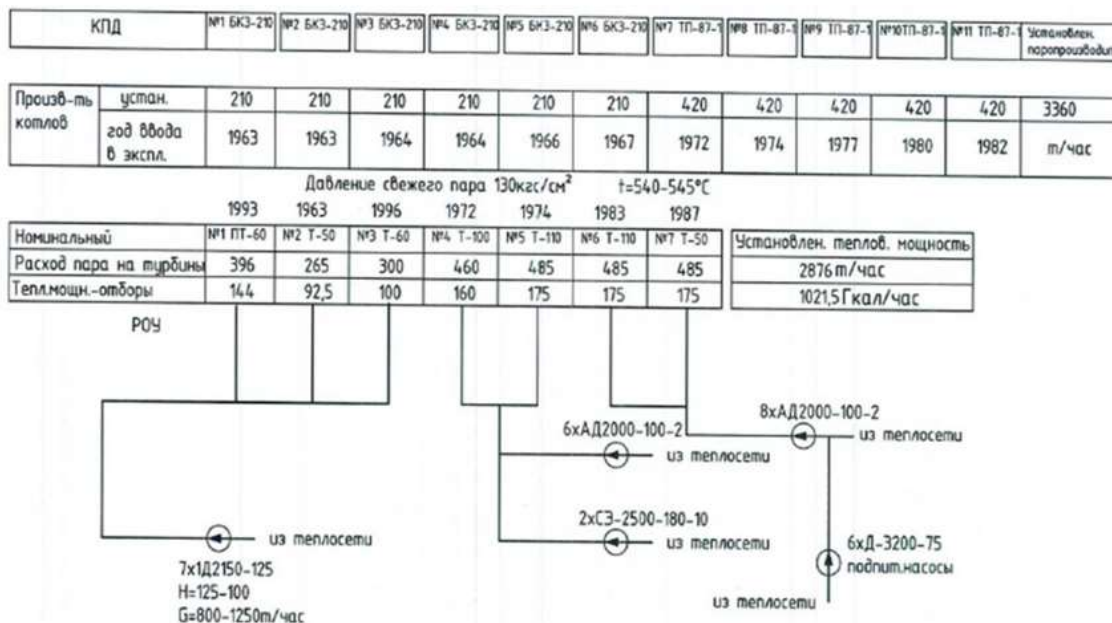


Рисунок 9 – Принципиальная схема выдачи мощности ЗС ТЭЦ

### Схема выдачи тепловой мощности Центральной ТЭЦ

Тепловая энергия в горячей воде на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения отпускается по двум основным выводам (левый, правый), а также на собственные хозяйственные нужды и предприятиям, расположенным на территории промышленной площадки Центрального р-на (бывшая промплощадка КМК). Схема присоединения абонентов по ГВС открытая. Температурный график качественного регулирования отпуска тепловой энергии в сетевой воде 150 - 70°C со срезкой до 125°C. Пар промышленным потребителям отпускается параметрами 1,28-2,5 кгс/см<sup>2</sup> и 2,5-7,0 кгс/см<sup>2</sup>. Подогрев сетевой воды для отопления и горячего водоснабжения потребителей осуществляется в основных и пиковых бойлерах электростанции, а также в водогрейной котельной. Основные бойлеры питаются от теплофикационных отборов турбин. Полная схема внешних сетевых трубопроводов ЦТЭЦ приведена на рисунке 10. В таблице ниже приведены технические характеристики основных и пиковых бойлеров.

Таблица 40 – Таблица П5.1. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок Центральной ТЭЦ за 2019 год

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
1	№1 БО 550	БО-550-ЗМ	ПО ТМЗ	2000
2	№2 БО 550	БО-550-ЗМ	ПО ТМЗ	2000
3	№3 БО 550	БО-550-ЗМ	ПО ТМЗ	2000
4	№4 БП 500	БП-500М	ПО ТМЗ	2000

**Таблица 41 – Таблица П5.2. Характеристики теплообменников Теплофикационных установок Центральной ТЭЦ за 2019 год**

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры		
БО-550-3М	94,6 (110)	2200 (611,1)
БО-550-3М	94,6 (110)	2200 (611,1)
БО-550-3М	94,6 (110)	2200 (611,1)
Пиковые бойлеры		
БП-500М	110 (127,9)	2200 (611,1)

**Таблица 42 – Таблица П5.3. Характеристики сетевых насосов Центральной ТЭЦ за 2019 год**

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м3/ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Насосы сетевые зимнего режима (СН-1, СН-2, СН-3)	СЭ-2500-180а-8	2500	130	1250	3
Насосы сетевые летнего режима (СН-4, СН-5)	СЭ-1250-70-11	1250	70	315	2

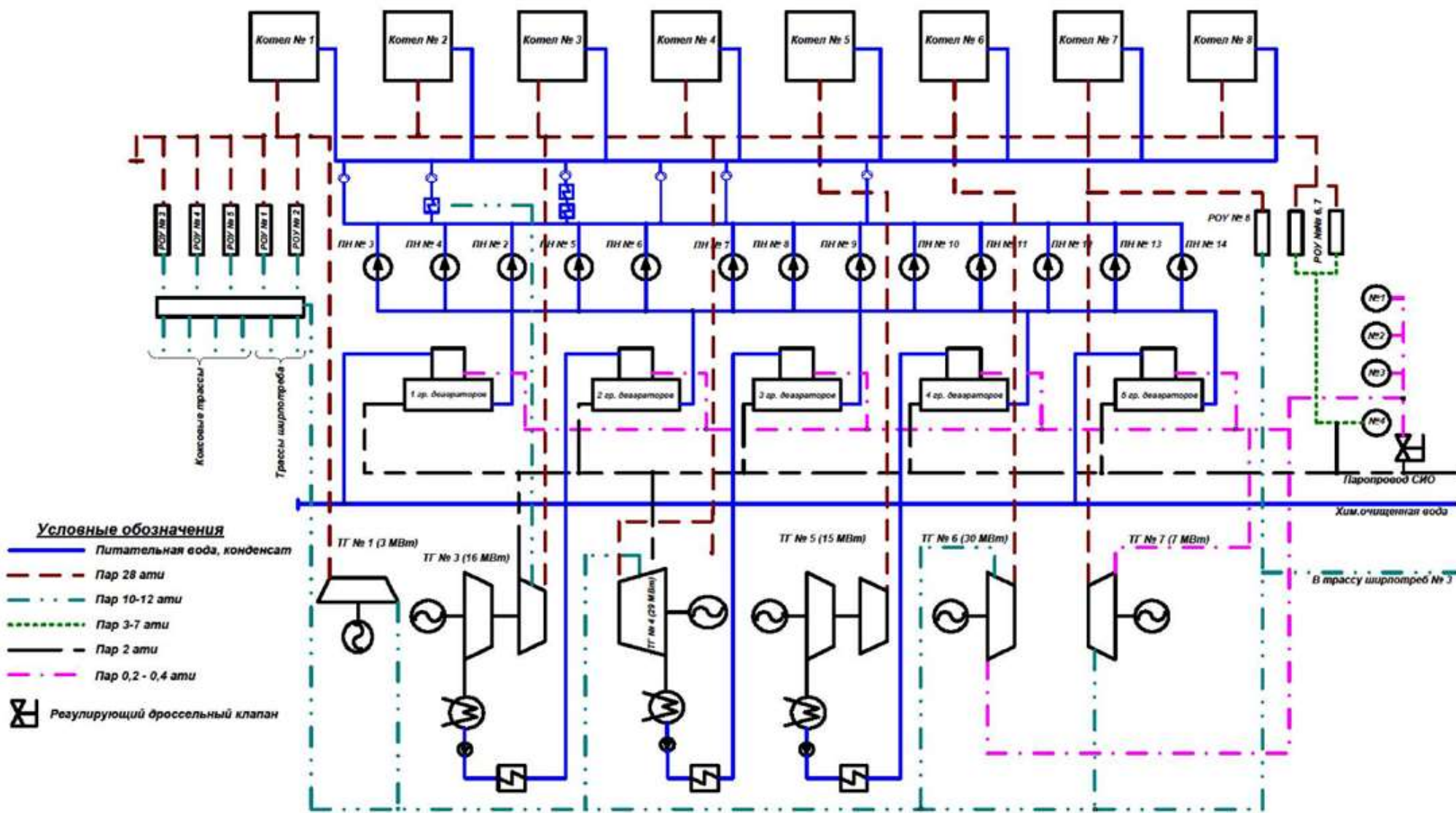


Рисунок 10 – Принципиальная схема выдачи тепловой мощности ЦТЭС

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

Расчетные графики температур сетевой воды на отопительный период 2018-2019 гг. для ТЭЦ города Новокузнецка представлены в таблице 43 и на рисунках 11-13.

При фактических условиях подача требуемого количества тепловой энергии потребителям возможна лишь за счет увеличения объемов циркуляции теплоносителя, увеличения поверхности нагрева теплообменных аппаратов и нагревательных приборов у потребителя. В настоящее время большинство потребителей оборудованы элеваторами для присоединения систем отопления, что существенно ограничивает регулирование подачи тепловой энергии в период верхних «срезок» с помощью увеличения расхода теплоносителя, т.к. использование элеваторов предъявляет повышенные требования к гидравлическим режимам.

Помимо верхней «срезки» температурный график имеет нижнюю «срезку» (температурную полку) для обеспечения требуемой температуры горячей воды (60°C). Таким образом, в период работы систем теплоснабжения на нижней «срезке» происходит перегрев («перетоп») потребителей, подключенных через элеваторы. В период работы систем теплоснабжения на верхней «срезке» происходит недогрев («недотоп») потребителей, подключенных через элеваторы.

Потребители, подключенные по схемам с насосами смешения, оборудованные средствами автоматизации и с достаточной поверхностью нагрева, недостатка в тепле испытывать не будут: недостаток качества (температуры) теплоносителя будет компенсироваться его количеством. Однако увеличение доли последних потребителей приведет к значительному увеличению расхода сетевой воды и неудовлетворительным изменениям в гидравлических режимах работы тепловой сети.

При этом сетевые насосы на источниках тепла и подкачивающие насосы на насосных станциях должны быть оборудованы приводами с частотным регулированием для сглаживания колебаний расходов теплоносителя и поддержания необходимого гидравлического режима.

Фактическая температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах в зависимости от среднесуточной температуры наружного воздуха приведена в разделе 3.8.

**Таблица 43 – Температурные графики источников комбинированной выработки**

Температура наружного воздуха, °С	Кузнецкая ТЭЦ		Западно-Сибирская ТЭЦ				Центральная ТЭЦ	
	Температура сетевой воды							
	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С	После узла смешения	В прямом трубопроводе Т1 (с учетом ветра), °С	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С
10,0	70,0	47,7						
9,0	70,0	47,2						
8,0	70,0	46,7	70,0	56,0	56,8	70,0	70,0	56,0
7,0	70,0	46,1	70,0	54,8	55,1	70,0	70,0	55,0
6,0	70,0	45,6	70,0	53,6	54,0	70,0	70,0	54,0
5,0	70,0	45,1	70,0	52,5	52,9	70,0	70,0	53,0
4,0	70,0	44,6	70,0	51,3	52,3	70,0	70,0	51,0
3,0	70,0	44,1	70,0	50,1	52,0	70,0	70,0	50,0
2,0	70,0	43,6	70,0	49,0	51,7	70,0	70,0	49,0
1,0	70,0	43,1	70,0	47,8	51,4	70,0	70,0	48,0
0,0	70,0	42,6	70,0	46,6	51,1	70,0	70,0	47,0
-1,0	71,4	42,9	71,4	46,8	51,8	76,5	71,0	47,0
-2,0	73,6	43,7	73,6	47,8	53,0	78,9	74,0	48,0
-3,0	75,7	44,5	75,7	48,8	54,3	81,3	76,0	49,0
-4,0	77,9	45,3	77,9	49,8	55,5	83,7	78,0	50,0
-5,0	80,0	46,1	80,0	50,8	56,7	86,7	80,0	51,0
-6,0	82,2	46,9	82,2	51,8	58,0	88,4	82,0	52,0
-7,0	84,3	47,7	84,3	52,8	59,2	90,8	84,0	53,0
-8,0	86,5	48,5	86,5	53,7	60,4	93,1	86,0	54,0
-9,0	88,6	49,3	88,6	54,7	61,6	95,4	89,0	55,0
-10,0	90,7	50,0	90,7	55,6	62,7	97,8	91,0	56,0
-11,0	92,8	50,8	92,8	56,6	63,9	100,1	93,0	57,0
-12,0	94,9	51,5	94,9	57,5	65,1	102,4	95,0	58,0
-13,0	97,0	52,3	97,0	58,4	66,3	104,7	97,0	59,0
-14,0	99,1	53,0	99,1	59,4	67,4	107,0	99,0	60,0
-15,0	101,2	53,7	101,2	60,3	68,5	109,3	101,0	61,0
-16,0	103,3	54,5	103,3	61,2	69,6	111,6	103,0	61,0
-17,0	105,4	55,2	105,4	62,1	70,7	113,9	105,0	62,0
-18,0	107,4	55,9	107,4	63,0	71,8	116,2	107,0	63,0
-19,0	109,5	56,6	109,5	63,9	72,9	118,4	109,0	64,0
-20,0	111,6	57,3	111,6	64,8	74,0	120,7	112,0	65,0
-21,0	113,6	58,0	113,6	65,7	75,1	123,0	114,0	66,0
-22,0	115,7	58,7	115,7	66,6	76,2	125,0	116,0	67,0
-23,0	117,7	59,4	117,7	67,5	77,3	125,0	118,0	68,0
-24,0	119,8	60,1	119,8	68,3	78,4	125,0	120,0	69,0

Температура наружного воздуха, °С	Кузнецкая ТЭЦ		Западно-Сибирская ТЭЦ				Центральная ТЭЦ	
	Температура сетевой воды							
	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С	После узла смешения	В прямом трубопроводе Т1 (с учетом ветра), °С	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С
-25,0	121,8	60,8	121,8	69,2	79,5	125,0	122,0	70,0
-26,0	123,8	61,5	123,8	70,0	80,6	125,0	124,0	70,0
-27,0	125,0	61,6	125,0	70,0	81,3	125,0	125,0	70,0
-28,0	125,0	61,1	125,0	68,9	81,0	125,0	125,0	69,0
-29,0	125,0	60,6	125,0	67,7	80,7	125,0	125,0	68,0
-30,0	125,0	60,1	125,0	66,6	80,3	125,0	125,0	67,0
-31,0	125,0	59,6	125,0	65,4	80,0	125,0	125,0	66,0
-32,0	125,0	59,1	125,0	64,2	79,9	125,0	125,0	65,0
-33,0	125,0	58,6	125,0	63,0	79,7	125,0	125,0	63,0
-34,0	125,0	58,1	125,0	61,9	79,5	125,0	125,0	62,0
-35,0	125,0	57,6	125,0	60,7	79,3	125,0	125,0	61,0
-36,0	125,0	57,1	125,0	59,5	79,3	125,0	125,0	60,0
-37,0	125,0	56,6	125,0	58,4	78,9	125,0	125,0	59,0
-38,0	125,0	56,1	125,0	57,2	78,8	125,0	125,0	58,0
-39,0	125,0	55,6	125,0	56,0	78,6	125,0	125,0	56,0
Примечание	1. При достижении на источнике теплоснабжения температуры обратной сетевой воды 70 °С подъем температуры прямой сетевой воды прекращается независимо от температуры наружного воздуха. 2. Фактически задание температуры теплоносителя в тепловой сети осуществляется диспетчером тепловой сети АО «Межрегиональная теплосетевая компания» с учетом целого ряда влияющих факторов: температуры наружного воздуха, скорости ветра, протяженности тепловых сетей от источника до потребителя и связанного с этим фактором транспортного запаздывания, скорости изменения температуры наружного воздуха и т. п.						1. Температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети ограничивается срезкой от температуры наружного воздуха $T_{нв} = - 26^{\circ}\text{C}$ и ниже; 2. При температуре наружного воздуха ниже $- 26^{\circ}\text{C}$ температуру сетевой воды держать по особому указанию диспетчерской службы; 3. Температура обратной сетевой воды определена с учетом увеличения расхода сетевой воды на отопление вызванного срезкой.	

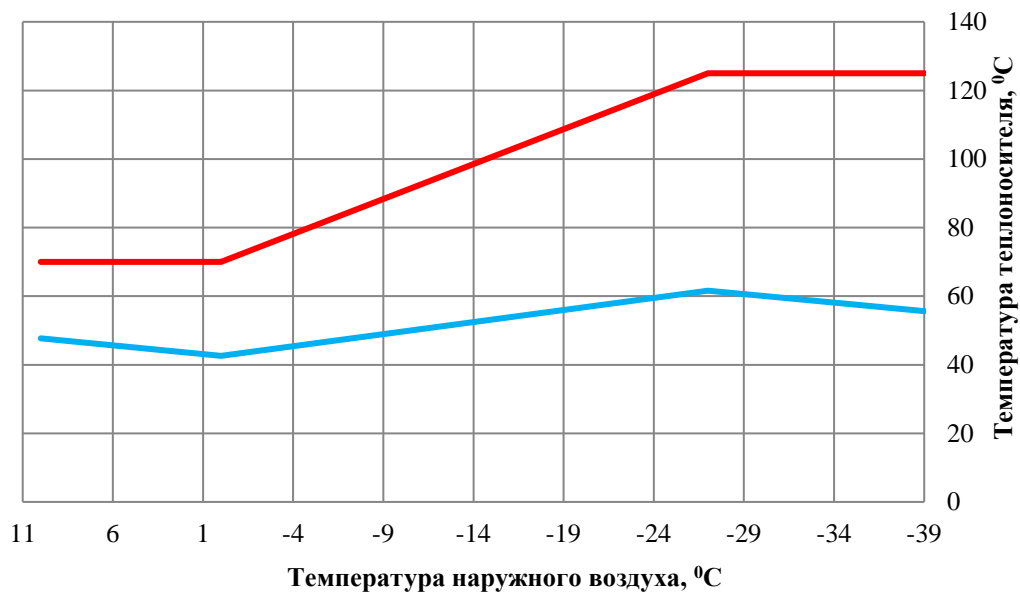


Рисунок 11 – Температурный график КТЭЦ

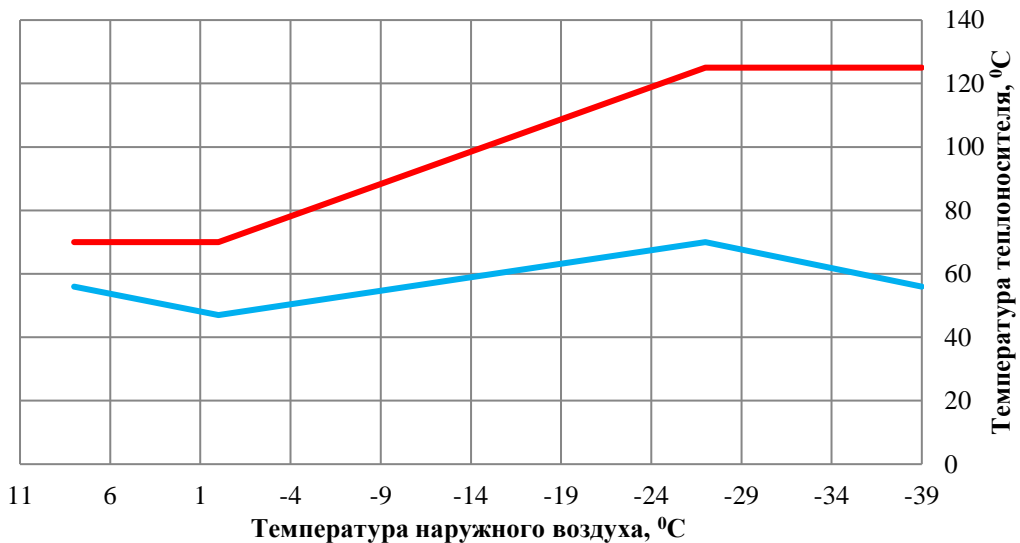


Рисунок 13 – Температурный график ЦТЭЦ

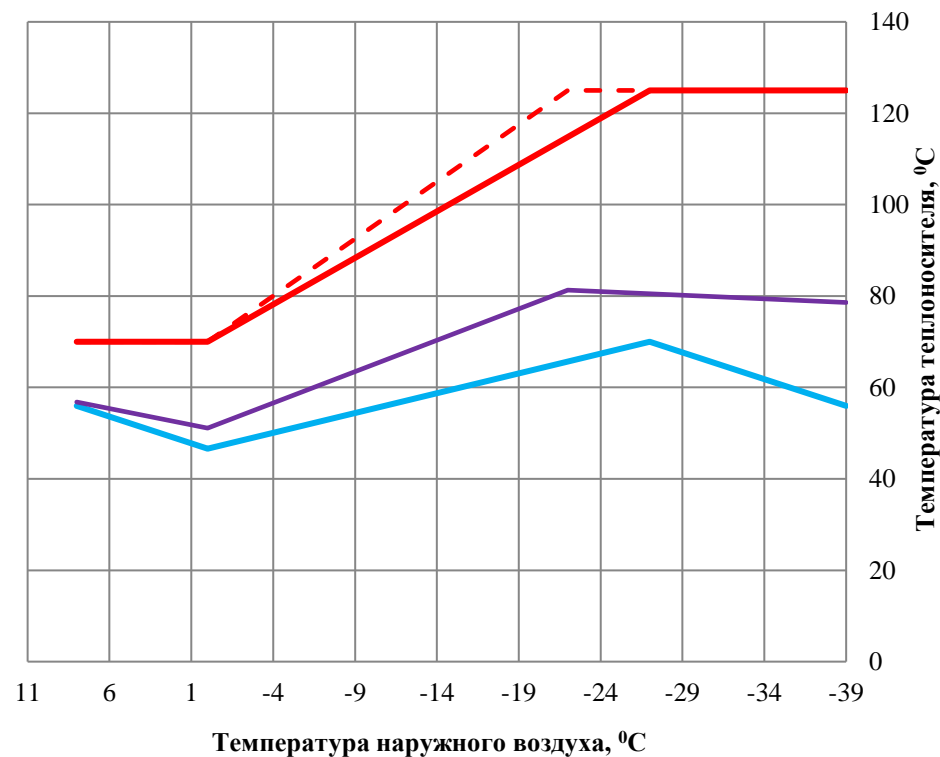


Рисунок 12 – Температурный график ЗС ТЭЦ

- В прямом трубопроводе T1, 0C
- В обратном трубопроводе T2, 0C
- После узла смешения
- - - В прямом трубопроводе T1 (с учетом ветра), 0C



## 2.2.9. Среднегодовая загрузка оборудования

В таблицах ниже приведены данные о структуре фактической выработке электрической и тепловой энергии от ТЭЦ г. Новокузнецка формам статистической отчетности о работе тепловой электростанции (форма № 6-ТП - годовая) за период 2015-2019 гг.

**Таблица 44 – Таблица Пб.1. Коэффициенты использования установленной электрической и установленной тепловой мощности Кузнецкой ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 01 АО «Кузнецкая ТЭЦ»**

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2015	27,72%	62,06%
2016	28,36%	60,55%
2017	27,63%	62,47%
2018	29,18%	60,61%
2019	26,96%	57,22%

**Таблица 45 – Таблица Пб.1. Коэффициенты использования установленной электрической и установленной тепловой мощности Западно-Сибирской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт»**

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2015	27,06%	52,82%
2016	28,60%	54,72%
2017	33,23%	54,49%
2018	40,65%	60,98%
2019	40,65%	60,98%

**Таблица 46 – Таблица Пб.1. Коэффициенты использования установленной электрической и установленной тепловой мощности Центральной ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 03 ООО «ЭнергоТранзит»**

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2015	14,25%	36,36%
2016	14,37%	38,05%
2017	13,40%	33,11%
2018	13,71%	28,55%
2019	12,11%	21,57%

## **2.2.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети**

### **2.2.10.1. Кузнецкая ТЭЦ**

Информационно-измерительный комплекс (АВК-1) предназначен для организации коммерческого учета массы и тепловой энергии воды и пара на Кузнецкой ТЭЦ, а также для оперативного контроля гидравлических и теплотехнических параметров теплоносителя с центральной станции комплекса.

В состав АВК-1 входят 67 приборов контроля теплотехнических параметров, RTU и центральная станция (ЦС). Типы приборов: RTU «Moscad», Promag-30FT, Promag-50P, Prowirl-77FS, PMC-131, TST-10.

### **2.2.10.2. Западно-Сибирская ТЭЦ**

Учет тепла на Западно-Сибирской ТЭЦ осуществляется системой коммерческого учета тепловой энергии и горячей воды АВК-6 ЗСТЭЦ.

Узел учета тепловой энергии АВК-6 ЗСТЭЦ допущен в эксплуатацию согласно «Акта допуска в эксплуатацию узла учета тепловой энергии АВК-6», имеется в наличии «Сертификат о внесении в Государственный реестр средств измерений» (рег. № 27389-04 от 24.06.2004г).

Система коммерческого учета тепловой энергии и горячей воды АВК-6 ЗСТЭЦ изготовлена и принята в эксплуатацию в соответствии с обязательными требованиями государственных стандартов и действующей технической документацией.

Структурная схема информационно - измерительного комплекса (ИИК) коммерческого учета тепловой энергии (АВК-6) в горячей воде приведена рисунке ниже.

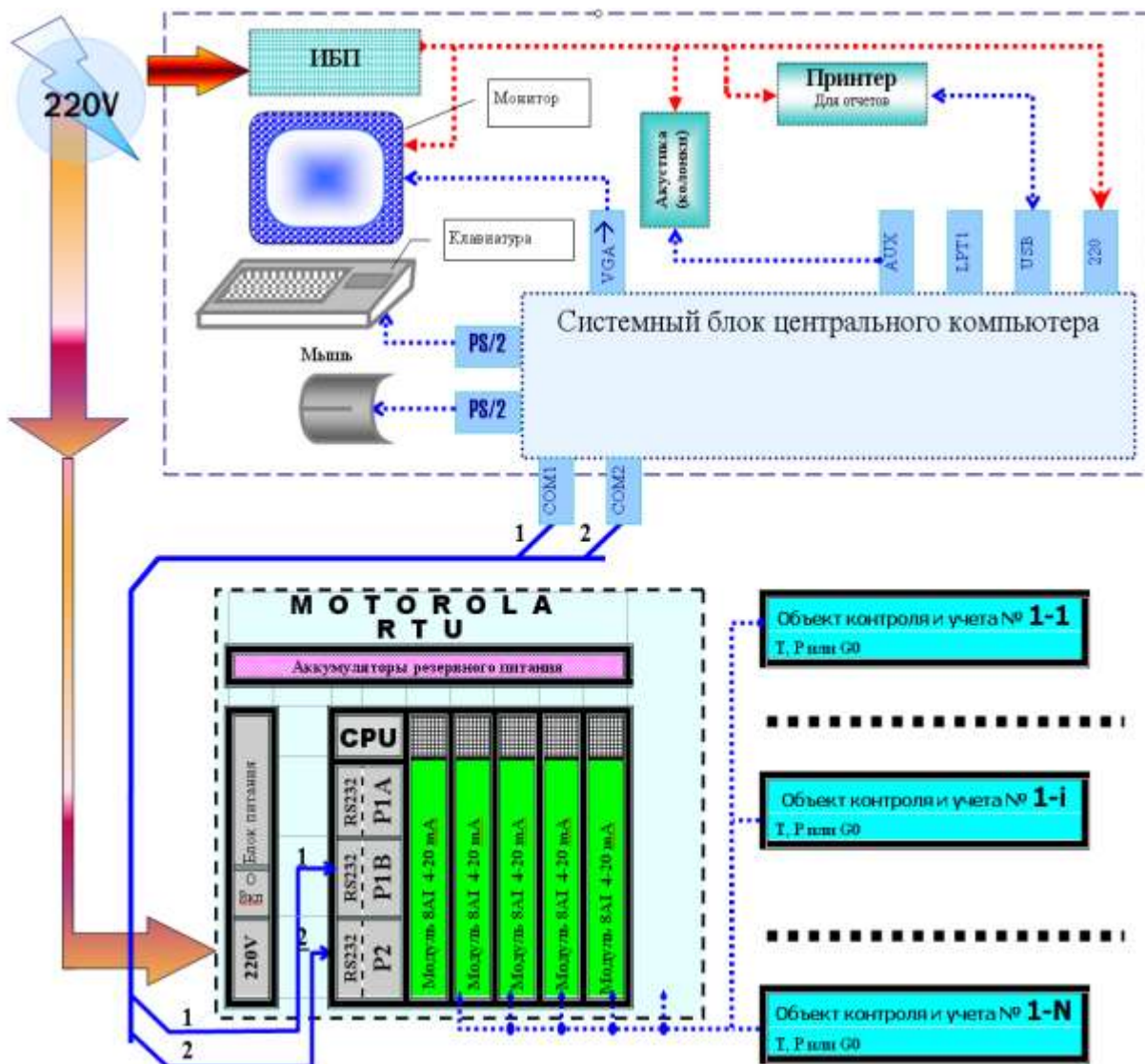


Рисунок 14 – Структурная схема информационно-измерительного комплекса

Аппаратное обеспечение ИИК включает в себя следующие основные части:

- приборы контроля теплотехнических параметров (температуры, давления, расхода воды) в местах установки коммерческого учета массы и тепловой энергии;
- индикаторы показаний приборов учета на локальных приборных щитах;
- модуль удаленного терминала RTU (Remote Terminal Unit) фирмы MOSCAD, располагающийся в непосредственной близости либо от центрального компьютера, либо от приборов контроля и представляющий из себя программируемый микроконтроллер с набором аналого-цифровых преобразователей, блоком питания, аккумуляторами резервного источника электроэнергии и оборудованием для связи с другими RTU и компьютерами;
- центральная станция, или центральный компьютер, включающий:
  - системный блок
  - монитор;

- печатающее устройство;
- устройства интерактивного управления системой: клавиатуру и мышь;
- громкоговорители (могут быть совмещены с монитором)
- блок питания резервным источником;
- Кабельное хозяйство.

Примечание: полная таблица подключения датчиков к входам модулей 8AI RTU приведена в таблице 47.

**Таблица 47 – Распределение сигнальных входов RTU**

№ модуля	№ входа	Наименование параметра	Прибор	Предел измерения	Примечание
1	1	t1 Завод-1	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	2	P1 Завод-1	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	3	G01 Завод-1	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CW	10179 м3/ч	& прибора 600
	4	t2 Завод-1	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	5	P2 Завод-1	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	6	G02 Завод-1	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CD	10179 м3/ч	& прибора 600
	7	t1 Завод-2	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	8	P1 Завод-2	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
2	1	G01 Завод-2	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CW	10179 м3/ч	& прибора 600
	2	t2 Завод-2	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	3	P2 Завод-2	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	4	G02 Завод-2	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CD	10179 м3/ч	& прибора 600
	5	t1 Завод-3	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	Подпитка
	6	P1 Завод-3	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	7	G01 Завод-3	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CW	10179 м3/ч	& прибора 600
	8	t2 Завод-3	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
3	1	P2 Завод-3	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	2	G02 Завод-3	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CD	10179 м3/ч	& прибора 600
	3	t1 Западный ТВ	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	4	P1 Западный ТВ	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	5	G01 Западный ТВ	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CW	10179 м3/ч	& прибора 600
	6	t2 Западный ТВ	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	7	P2 Западный ТВ	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	8	G02 Западный ТВ	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CD	10179 м3/ч	& прибора 600
4	1	t1 ПТП-1 Ильин. ТВ	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	2	P1 ПТП-1 Ильин. ТВ	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	3	G01 ПТП-1 Ильин. ТВ	Promag 50P-5HEB0A1AC4A4CW	7069 м3/ч	& прибора 500
	4	t1 ПТП-2 Ильин. ТВ	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	5	P1 ПТП-2 Ильин. ТВ	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	6	G01 ПТП-2 Ильин. ТВ	Promag 50P-5HEB0A1AC0A4CW	7069 м3/ч	& прибора 500
	7	t2 Ильинский ТВ	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	8	P2 Ильинский ТВ	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
5	1	G02 Ильинский ТВ	Promag 50P-6HEB0A1AC0A4CD	10179 м3/ч	& прибора 600
	2	Т ПУ-I очереди	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	3	Р ПУ-I очереди	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	4	G0 ПУ-I очереди	Promag 50P-4HEB0A1AC0A4CW	4524 м3/ч	& прибора 400
	5	Т ПУ-II очереди	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	6	Р ПУ-II очереди	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	7	G0 ПУ-II очереди	Promag 50P-4HEB0A1AC0A4CW	4524 м3/ч	& прибора 400
	8	Т АКБ-1	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	Подпитка
6	1	Р АКБ-1	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление

№ модуля	№ входа	Наименование параметра	Прибор	Предел измерения	Примечание
	2	G0 АКБ-1	Promag 50P-3HEA0A1AC0A4CD	2545 м3/ч	& прибора 300
	3	T АКБ-2	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	4	P АКБ-2	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	5	G0 АКБ-2	Promag 50P-3HEA0A1AC0A4CD	2545 м3/ч	& прибора 300
	6	тхв ХВ-1	TST10-BJ1KGS23A33	50°C	
	7	Рхв1 ХВ-1	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	8	тхв ХВ-2	TST10-BJ1KGS23A33	50°C	
	7	1	Рхв1 ХВ-2	PMC131-A11F1A1W	25 бар
2		Знак АКБ-1	RNS221-A1		
3		Знак АКБ-2	RNS221-A1		

Помимо аппаратного обеспечения, ИИК включает в себя также программное обеспечение, установленное на отдельных приборах контроля, в RTU и на центральном компьютере. Часть из этого обеспечения является стандартным (например, программное обеспечение расходомеров Promag, операционных систем RTU и компьютера), а часть - специально разработанным для конкретного набора оборудования с учетом схемы теплосетей станции.

### 2.2.10.3. Центральная ТЭЦ

Перечень приборов учета тепловой энергии Центральной ТЭЦ представлены в таблице ниже.

Учет тепла по выводам - Ширпотреб № 1,2,3 и Коксовая №1,2,3,4 в паровые сети ведется по методу переменного перепада давления и комплектом приборов ДМ и КСД 3.

Учет тепла в горячей воде на ХВО №2,3, ПВК и тепловой вывод на город осуществляется комплектом приборов учета с тепловычислителем СПТ 961 «ВЗЛЕТ».

**Таблица 48 – Перечень и характеристики приборов учета тепловой энергии ЦТЭЦ**

№ п/п	Наименование узла учета	Наименование средств измерений (СИ) и технических устройств	Тип СИ и технических устройств
1	Узел учета тепловой энергии на входе в ПВК (линия подкачки после задвижки № 671)	Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный	Взлет МР
		Термопреобразователь сопротивления	TSM-1088
		Преобразователь давления измерительный	S-10
		Тепловычислитель	СПТ961.2
2	Узел учета тепловой энергии "ХВО-2» (старая нитка)	Расходомер-счетчик электромагнитный	Взлет ЭМ
		Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом	ТСП У-205
		Преобразователь давления измерительный	АИР-10Н
		Тепловычислитель	СПТ961.2
3	Узел учета тепловой энергии "ХВО-2, на ПВК с Подкачки"	Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный	Взлет МР
		Термопреобразователь сопротивления	Взлет ТПС
		Преобразователь давления	КРТ-5
		Тепловычислитель	СПТ961
4	Узел учета тепловой энергии "из ПВК» (правый, левый водоводы)	Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный	Взлет МР, левый водовод
		Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный	Взлет МР, правый водовод
		Комплект термометров сопротивления из платины технических разностных	КТПТР-05

№ п/п	Наименование узла учета	Наименование средств измерений (СИ) и технических устройств	Тип СИ и технических устройств
		Преобразователь давления	КРТ 5, левый водовод
		Преобразователь давления	КРТ 5, правый водовод
		Тепловычислитель	СПТ961
5	Узел учета тепловой энергии "ХВО-3, с бойлерной на ПВК"	Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный	Взлет МР
		Термометр сопротивления из платины	КТПТР-05
		Преобразователь давления	КРТ5-1
		Тепловычислитель	СПТ961
6	Расход пара по коксовой нитке №3	Преобразователь разности давлений	Siemens Sitrans
		Прибор регистрирующий для измерения и записи расхода	ДИСК-250М
		Преобразователь давления	МЭД
		Прибор регистрирующий для измерения и записи давления	КСД-3
		Преобразователь температуры	ТХК(L)
		Устройство для контроля и регистрации температуры многоканальный	ФЩЛ
		Диафрагма камерная	ДКС10-350-А/Б-1
7	Расход пара по коксовой нитке №4	Датчик расхода	ДМ
		Прибор регистрирующий для измерения и записи расхода	КСД-3
		Преобразователь давления	Siemens Sitrans P
		Прибор регистрирующий для измерения и записи давления	ДИСК-250М
		Преобразователь температуры	ТХК(L)
		Диафрагма камерная	ДКС10-350-А/Б-1
8	Расход пара по ширпотребовской нитке №1	Датчик расхода	ДМ
		Прибор регистрирующий для измерения и записи расхода	КСД-3
		Преобразователь давления	МЭД
		Прибор регистрирующий для измерения и записи давления	КСД-3
		Преобразователь температуры	ТХК(L)
		Диафрагма камерная	ДКС10-350-А/Б-1
9	Расход пара по мартеновской нитке ТГ №7 (ш/п №3)	Преобразователь разности давлений	Метран-100ДД
		Прибор регистрирующий для измерения и записи расхода	ДИСК-250М
		Преобразователь давления	МЭД
		Прибор регистрирующий для измерения и записи давления	КСД-3
		Преобразователь температуры	ТХК(L)
		Прибор регистрирующий для измерения и записи температуры	ДИСК-250
		Диафрагма камерная	ДКС10-350-А/Б-1

### 2.2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Энергетические объекты характеризуются различными состояниями: рабочим, работоспособным, резервным, отказа, аварийного ремонта, простоя, предупредительного ремонта.

Отказ (повреждение) – это нарушение работоспособности объекта, т.е. система или элемент перестает выполнять целиком или частично свои функции. Приведенное определение отказа является качественным.

Отказом называется событие, заключающееся в переходе объекта с одного уровня работоспособности или функционирования на другой, более низкий, или в полностью неработоспособное состояние.

Нарушением работоспособного состояния называется выход хотя бы одного заданного параметра за установленный допуск.

По условию работы потребителей допускается определенное отклонение параметров от их номинальных значений

Авария – это опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определённой территории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного и транспортного процесса, а также нанесению ущерба окружающей природной среде.

За последние 5 лет по данным ТСО отказов и аварий на источниках тепловой энергии не происходило.

**Таблица 49 – Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов Кузнецкой ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 01 АО «Кузнецкая ТЭЦ» за 2019 год**

№ п.п.	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения	Недоотпуск тепла, тыс. Гкал
1	нет	-	-	-	0
2	нет	-	-	-	0

**Таблица 50 – Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов Западно-Сибирской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» за 2019 год**

№ п.п.	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения	Недоотпуск тепла, тыс. Гкал
1	нет	-	-	-	0
2	нет	-	-	-	0

**Таблица 51 – Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов Центральной ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 03 ООО «ЭнергоТранзит» за 2019 год**

№ п.п.	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения	Недоотпуск тепла, тыс. Гкал
1	нет	-	-	-	0
2	нет	-	-	-	0

**Таблица 52 – Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от Кузнецкой ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО АО 01 АО «Кузнецкая ТЭЦ» за 2015-2019 гг.**

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения, Гкал/ед.
2015	0	-	-
2016	0	-	-
2017	0	-	-
2018	0	-	-
2019	0	-	-

**Таблица 53 – Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от Западно-Сибирской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» за 2015-2019 гг.**

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения, Гкал/ед.
2015	0	-	-
2016	0	-	-
2017	0	-	-
2018	0	-	-
2019	0	-	-

**Таблица 54 – Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от Центральной ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 03 ООО «ЭнергоТранзит» за 2015-2019 гг.**

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения, Гкал/ед.
2015	0	-	-
2016	0	-	-
2017	0	-	-
2018	0	-	-
2019	0	-	-

## **2.2.12.Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии г. Новокузнецка ни одной из теплоснабжающих организаций по состоянию на начало 2020 г. не выдавались.



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

Из трех городских станций только Кузнецкая ТЭЦ является участником ОРЭМ, электрическая мощность которой поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

Состав оборудования Кузнецкой ТЭЦ не позволяет станции успешно участвовать в конкурентном отборе мощности, в связи с чем, ранее предусматривался вывод из эксплуатации генерирующего оборудования. Приказом Минэнерго РФ от 23.07.2013г. №491 был согласован вывод из эксплуатации турбогенераторов №№3, 4, 6, 9, 11, 12 и 13 Кузнецкой ТЭЦ. В связи с тем, что станция является единственным источником теплоснабжения Кузнецкого, Центрального и Орджоникидзевского районов, Главой города Новокузнецка письмом №1/2544-1 от 30.04.2014 был приостановлен вывод из эксплуатации генерирующего оборудования Кузнецкой ТЭЦ на три года, начиная с 01.01.2015. Решение городской администрацией принято на основании положений Федерального Закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» и Постановления Правительства РФ №484 от 26.07.2007 г. «О выводе объектов энергетики в ремонт и из эксплуатации».

Согласно базовой версии Схемы теплоснабжения, Кузбасский филиал ООО «СГК» письмом от 24.03.15 г. № 3/211-9924/15-0-0 проинформировал Администрацию г. Новокузнецка об отсутствии в планах ООО «СГК» мероприятий по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования Кузнецкой ТЭЦ. Письмом №4/4322 от 21.02.2016 г.

Согласно распоряжениям Правительства Российской Федерации № 2065-р от 15.10.2015, и № 1619-р от 29.07.2016, и № 1646-р от 31.07.2017г. режим вынужденной генерации на всех турбоагрегатах Кузнецкой ТЭЦ продлен до 31 декабря 2021 года.

В 2019 году генерирующее оборудование Кузнецкой ТЭЦ не включено в распоряжение Правительства Российской Федерации № 1330-р от 20.06.2019 г., определяющего состав оборудования, мощность которого поставляется в вынужденном режиме до 31.12.2024 г. В связи с чем, мощность реализуется согласно результатам конкурентного отбора мощности.

Западно-Сибирская ТЭЦ и Центральная ТЭЦ являются объектами регулирования ГТП (группа точек поставки) потребления с регулируемой нагрузкой: продажа электрической энергии и мощности генерирующим оборудованием данных станций на оптовом рынке (ОРЭМ) не осуществляется, оборудование не проходило конкурентный отбор мощности (КОМ).

**Таблица 55 – Результаты конкурентных отборов мощности на 2017-2019, 2020, 2021 годы**

№ п/п	Наименование источника	ст. №	Тип оборудования	Марка	Номинальная, МВт	Результаты конкурентных отборов мощности								
						2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	КТЭЦ	3	Паровые турбины	P-12-3,4/0,1	12,0	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
		4		P-12-35/5м	12,0	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
		6		ПТР-30-2,9/0,6	30,0	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
		9		P-12-90/18м-1	10,0	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
		11		T-20-90	20,0	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т) <sup>МТТ</sup>	BP(Т) <sup>МТТ</sup>	BP(Т) <sup>МТТ</sup>	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
		12		P-12-8,8/3,1м-1	12,0	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
		13		P-12-90/31м-1	12,0	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	BP(Т)	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
2	ЗС ТЭЦ	1	Паровые турбины	ПТ-60/75-130/13	60,0	Отказ от подачи заявки								
		2		T-50-130	50,0	Отказ от подачи заявки								
		3		T-60-130	60,0	Отказ от подачи заявки								
		4		T-100/120-130-2	100,0	Отказ от подачи заявки								
		5		T-110/120-130-3	110,0	Отказ от подачи заявки								
		6		T-110/120-130-4	110,0	Отказ от подачи заявки								
		7		T-110/120-130-4	110,0	Отказ от подачи заявки								
3	ЦТЭЦ	1	Паровые турбины	P-3-29 (AP-6-11)	3,0	Отказ от подачи заявки								
		3		Вумаг	16,0	Отказ от подачи заявки								
		4		ПТ-29/35-2,9/1,0	29,0	Отказ от подачи заявки								
		5		Вумаг	15,0	Отказ от подачи заявки								
		6		ПР-30-2,9-2	30,0	Отказ от подачи заявки								
		7		ПР-7-29	7,0	Отказ от подачи заявки								

Примечание:

BP (Т) – генерирующее оборудование, объемы мощности которого учтены как подлежащие обязательной покупке на оптовом рынке вне зависимости от результатов конкурентных отборов мощности, отнесенные к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

BP(Т)<sup>МТТ</sup> - генерирующее оборудование, объемы мощности которого учтены как подлежащие обязательной покупке на оптовом рынке вне зависимости от результатов конкурентных отборов мощности, отнесенные к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, и входящие в перечень генерирующего оборудования с давлением свежего пара 9 МПа и менее, в состав которого входит турбоагрегат, паровая турбина которого или ее основные части выпущены ранее, чем за 55 лет до года проведения КОМ. К данному генерирующему оборудованию дополнительно предъявляются требования в части подачи ценовой заявки на КОМ (коэффициент использования установленной мощности такого турбоагрегата за календарный год, предшествующий году, в котором проводится КОМ, должен состав-

лять не более 8 процентов), а также в части проведения ежегодной аттестации такого генерирующего оборудования (для генерирующего оборудования, не входящего в данный перечень, аттестация проводится раз в пять лет).

Отказ от подачи заявки - объекты регулирования ГТП (группа точек поставки) потребления с регулируемой нагрузки: продажа электрической энергии и мощности на оптовом рынке (ОРЭМ) не осуществляется, в отношении оборудования не подавались заявки на участие в конкурентном отборе мощности (КОМ).

#### 2.2.14. Характеристики водоподготовительных установок, описание схемы водоподготовки и подпиточных устройств на источнике комбинированной выработки

Описание и характеристики водоподготовительных установок ТЭЦ приведено в разделе 7.2.

#### 2.2.15. Описание проектного и установленного топливного режима источников комбинированной выработки

Основным видом топлива, используемым Кузнецкой и Западно-Сибирской ТЭЦ и котельными, является уголь. На Западно-Сибирской ТЭЦ в существенных количествах также используется коксовый и доменный газ, которые являются побочными продуктами коксохимического производства. Основным топливом Центральной ТЭЦ является природный газ. Природный газ служит основным топливом также для водогрейных котлов, установленных на водогрейной котельной Кузнецкой ТЭЦ.

Характеристики и расход природного газа по ТЭЦ представлен в таблицах ниже.

**Таблица 56 – Таблица П8.1. Характеристики и расход твердого топлива, сжигаемого на Кузнецкой ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 01 АО «Кузнецкая ТЭЦ»**

Год	Уголь						
	Марка угля	Калорийность $Q_{нр}$ , ккал/кг	Зольность, $A_p$ , %	Влажность, $W_p$ , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2015	Кузнецкий Др, ДГр, ДМСШ	5019	12,84	16,77	705484	705349	97615
2016	Кузнецкий Др, ДГр, ДМСШ	4880	13,61	17,40	728595	759915	66295
2017	Кузнецкий Др, ДГр, ДМСШ	4923	13,19	17,59	777813	752719	91389
2018	Кузнецкий Др, ДГр, ДМСШ	4888	13,88	16,85	738662	747943	82109
2019	Кузнецкий Др, ДГр, ДМСШ	5 024	13,83	15,64	704310	655 906	140513

**Таблица 57 – Таблица П8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на Кузнецкой ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 01 АО «Кузнецкая ТЭЦ»**

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{нр}$ , ккал/м <sup>3</sup>	Приход, тыс. м <sup>3</sup>	Расход на производ- ство, тыс. м <sup>3</sup>	Расход на сторону, тыс. м <sup>3</sup>
2015	0	0	0	0
2016	8 327	675	675	0
2017	0	0	0	0
2018	0	0	0	0
2019	8 385	379	379	0

**Таблица 58 – Таблица П8.3. Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на Кузнецкой ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 01 АО «Кузнецкая ТЭЦ»**

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, $Q_{нр}$ , ккал/кг	Влажность, средняя за год, $W_p$ , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2015	9887	-	744	626	507
2016	9902	-	686	822	371
2017	9872	-	828	824	645
2018	9861	-	757	619	783
2019	9865	-	713	716	779

**Таблица 59 – Таблица П8.1. Характеристики и расход твердого топлива, сжигаемого на Западно-Сибирской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт»**

Год	Природный газ						
	Марка угля	Калорийность $Q_{нр}$ , ккал/кг	Зольность, $A_p$ , %	Влажность, $W_p$ , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2015	- Кузнецкий (ДР, Гжок, ДОМСШ, Дгрок-1)	4 893	20,68%	13,57%	1 629 552	1 629 552	-
2016	- Кузнецкий (ДР, Гжок, ДОМСШ, Дгрок-1)	4 893	20,68%	13,57%	1 629 552	1 629 552	-
2017	- Кузнецкий (ДР, Гжок, ДОМСШ, Дгрок-1)	4 951	20,93%	13,73%	1 751 468	1 751 468	-
2018	- Кузнецкий (ДР, Гжок, ДОМСШ, Дгрок-1)	4 951	20,93%	13,73%	1 751 468	1 751 468	-
2019	- Кузнецкий (ДР, Гжок, ДОМСШ, Дгрок-1)	4 724	19,97%	13,10%	1 676 560	1 676 560	-

**Таблица 60 – Таблица П8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на Западно-Сибирской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт»**

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{нр}$ , ккал/м <sup>3</sup>	Приход, тыс. м <sup>3</sup>	Расход на производство, тыс. м <sup>3</sup>	Расход на сторону, тыс. м <sup>3</sup>
2015	9 919	526	526	
2016	9 919	526	526	
2017	8 360	6 192	6 192	
2018	8 360	6 192	6 192	
2019	8 363	5 415	5 415	

**Таблица 61 – Таблица П8.3. Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на Западно-Сибирской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт»**

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, $Q_{нр}$ , ккал/кг	Влажность, средняя за год, $W_p$ , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2015	9 919	-	1 657	1 657	
2016	9 919	-	1 657	1 657	
2017	9 959	-	466	466	
2018	9 959	-	466	466	
2019	9 952	-	147	147	

**Таблица 62 – Таблица П8.1. Характеристики и расход твердого топлива, сжигаемого на Центральной ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 03 ООО «ЭнергоТранзит»**

Год	Уголь						
	Марка угля	Калорийность $Q_{пр}$ , ккал/кг	Зольность, $A_p$ , %	Влажность, $W_p$ , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2015							
2016							
2017							
2018							
2019							

**Таблица 63 – Таблица П8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на Центральной ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 03 ООО «ЭнергоТранзит»**

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{пр}$ , ккал/м <sup>3</sup>	Приход, тыс. м <sup>3</sup>	Расход на производ- ство, тыс. м <sup>3</sup>	Расход на сторону, тыс. м <sup>3</sup>
2015	-	-	-	-
2016	8 356	297 536	297 536	0
2017	8 377	265 566	265 566	0
2018	8 366	261 967	261 967	0
2019	8 372	223 196	223 196	0

**Таблица 64 – Таблица П8.3. Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на Центральной ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 03 ООО «ЭнергоТранзит»**

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, $Q_{пр}$ , ккал/кг	Влажность, средняя за год, $W_p$ , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2015					
2016					
2017					
2018					
2019					

## 2.2.16. Характеристики и состояние золоотвалов

### Кузнецкая ТЭЦ

С 1966 г. КТЭЦ арендует у города шламохранилище, расположенное на территории промплощадки ТЭЦ. В 2008 г. проведены работы по наращиванию дамбы шламохранилища до отметки 209 м. В 2016 году разработан проект «Увеличение емкости золошлакоотвала №2 Кузнецкой ТЭЦ путем использования золошлаковых материалов, образующихся на золоотвале, для рекультивации нарушенных земель г Новокузнецка». Разработан «Технологический регламент «Материал золошлаковый для рекультивации, получаемый в результате деятельности АО

«Кузнецкая ТЭЦ». Получено положительное заключение экспертизы на Технологический регламент.

Технология использования золошлаковых материалов, разработанная в проекте, предусматривает выемку и погрузку в автотранспорт, транспортировку автотранспортом, работы на месте разгрузки и другие работы, необходимые при организации вывозки ЗШМ. Проектом реконструкции золоотвала Кузнецкой ТЭЦ, предусматривается вывоз золошлаковых материалов для рекультивации нарушенных городских земель. За 6 лет, начиная с 2017 года для целей рекультивации и вертикальной планировки земельного участка, выделенного Администрацией г Новокузнецка, будет вывезено 1,5 млн. м<sup>3</sup> золошлаковых материалов. Среднегодовое образование ЗШМ в результате работы котлов за последние 3 года составляет 113 тыс. м<sup>3</sup> в год. Ежегодный вывоз ЗШМ на рекультивацию по проекту составляет 250 тыс. м<sup>3</sup> в год. Расчетный срок заполнения реконструированного золоотвала 2027 год.

#### **Западно-Сибирская ТЭЦ**

На ЗСТЭЦ золошлаковые отходы отправляются на шламохранилище АО «ЕВРАЗ ЗСМК». Отметка дамбы действующего шламохранилища АО «ЕВРАЗ ЗСМК» составляет 235,0м. Предполагается дальнейшая реконструкция дамбы, в настоящее время проект наращивания дамбы шламохранилища до отметки 245,0 м проходит процедуру госэкспертизы.

#### **Центральная ТЭЦ**

Золошлакоотвал ЦТЭЦ, предназначенный для складирования пульпы, содержащей золу, в настоящее время не эксплуатируется в связи с переводом ТЭЦ на газ. Для складирования отходов ЦТЭЦ используется шламонакопитель Новокузнецкого металлургического комбината.

### **2.2.17. Описание эксплуатационных показателей функционирования источников комбинированной выработки г. Новокузнецка, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения.**



**Таблица 65 – Таблица П9.1. Эксплуатационные показатели Кузнецкой ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 01 АО «Кузнецкая ТЭЦ»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	587,14	572,81	591,00	573,38	541,35
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	152,15	157,21	154,80	151,68	140,85
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч					
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	434,984	415,592	436,2	421,697	400,501
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	2161,07	2210,96	2153,99	2274,90	2101,73
из производственных отборов;	тыс. Гкал					
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	1540,498	1386,609	1401,705	1485,888	1483,376
из отборов противодействия	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
из конденсаторов	тыс. Гкал					
из ПВК, и прочих	тыс. Гкал	212,79	341,85	281,37	314,08	222,49
из РОУ	тыс. Гкал	427,08	482,5	470,92	474,93	395,86
Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами	ккал/кВт-ч	1853	1886	2005	1917	1844
Увеличение отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ за счет прироста тепловой нагрузки потребителей, присоединенных к тепловым сетям ТЭЦ, за актуализируемый период, в том числе:	тыс. Гкал					
с сетевой водой	тыс. Гкал					
с паром	тыс. Гкал					
Расход тепла на выработку электрической энергии	тыс. Гкал	1051,1	1044,1	1145,0	1062,4	964,4
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал					
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч	2501	2600	2716	2607	2492
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч	345,2	358,9	375	359,9	344
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%	71,28	62,72	65,07	65,32	70,58
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	371	371	365	361	361
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал					
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал					
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	млн кВт-ч	571,81	514,28	512,10	535,78	535,12
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	109,64	112,22	108,52	108,73	101,03

Наименование показателя	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	1349,4	1280,6	1345,7	1340,6	1348,1
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	1821,4	1765,0	1823,3	1822,9	1822,2
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч	345,20	358,90	375,00	359,90	344,00
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	251,45	243,65	251,70	251,64	251,54
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	416,80	407,63	439,72	441,02	441,02
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	164,90	173,03	170,34	163,40	159,10
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тун	506,62	531,74	530,50	523,125	471,737

**Таблица 66 – Таблица П9.1. Эксплуатационные показатели Западно-Сибирской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	2776,04	2875,94	2863,92	3204,88	3204,88
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	448,51	460,04	466,88	485,38	485,38
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч					
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	2327,527	2415,903	2397,037	2719,497	2719,497
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	2421,060	2559,571	2973,294	3637,775	3637,775
из производственных отборов;	тыс. Гкал					
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	2298,863	2300,082	2749,918	3234,34	3234,34
из отборов противодавления	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
из конденсаторов	тыс. Гкал					
из ПВК, и прочих	тыс. Гкал	122,20	259,49	223,38	403,44	403,44
из РОУ	тыс. Гкал					
Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами	ккал/кВт-ч	2369	2369	2351	2350	2350
Увеличение отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ за счет прироста тепловой нагрузки потребителей, присоединенных к тепловым сетям ТЭЦ, за актуализируемый период, в том числе:	тыс. Гкал					
с сетевой водой	тыс. Гкал					
с паром	тыс. Гкал					
Расход тепла на выработку электрической энергии	тыс. Гкал	6354,0	6583,6	6505,7	7278,4	7278,4
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал					
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч	2825	2820	2809	2770	2770
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч	389,99	389,3	387,72	382,34	382,34
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%	94,95	89,86	92,49	88,91	88,91
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	464	476	449	434	434
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал					
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал					
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	млн кВт-ч	1066,04	1093,78	1233,50	1402,59	1402,59
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	1710,00	1782,16	1630,42	1802,29	1802,29
Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	1372,0	1365,6	1442,7	1476,4	1476,4
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии	ккал/кВт-ч	1636,4	1625,7	1723,7	1739,9	1739,9

Наименование показателя	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
турбоагрегатами по теплофикационному циклу						
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч	389,99	389,30	387,72	382,34	382,34
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	225,89	224,42	237,95	240,18	240,18
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	390,00	390,00	390,00	390,00	390,00
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	159,02	157,40	157,02	154,84	154,84
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	1292,70	1343,36	1396,24	1603,04	1603,04

**Таблица 67 – Таблица П9.1. Эксплуатационные показатели Центральной ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО 03 ООО «ЭнергоТранзит»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	318,50	333,28	290,09	250,12	188,93
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	70,77	66,84	65,95	63,60	55,10
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч					
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	247,734	266,439	224,136	186,518	133,834
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	1517,28	1529,95	1426,69	1459,97	1289,69
из производственных отборов;	тыс. Гкал					
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	1428,198	1424,9835	1305,847	1249,723	1025,2
из отборов противодавления	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
из конденсаторов	тыс. Гкал					
из ПВК, и прочих	тыс. Гкал	89,084	104,962	120,839	210,246	264,488
из РОУ	тыс. Гкал					
Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами	ккал/кВт-ч	1858	1848	1695	1511	1277
Увеличение отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ за счет прироста тепловой нагрузки потребителей, присоединенных к тепловым сетям ТЭЦ, за актуализируемый период, в том числе:	тыс. Гкал					
с сетевой водой	тыс. Гкал					
с паром	тыс. Гкал					
Расход тепла на выработку электрической энергии	тыс. Гкал	571,8	595,1	475,1	365,2	233,1
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал					
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч	2389	2312	2193	2026	1802
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч	329,75	319,1	302,8	279,7	248,8
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%	94,13	93,14	91,53	85,60	79,49
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	171	188	179	185	181
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал					
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал					
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	млн кВт-ч	244,85	268,27	233,73	230,91	185,33
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	73,65	65,00	56,35	19,21	3,60
Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	1168,0	1246,0	1058,4	1031,7	880,1
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	1501,6	1558,5	1369,9	1383,5	1242,4

Наименование показателя	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч	329,75	319,10	302,80	279,70	248,80
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	207,29	215,15	189,10	190,99	171,51
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	420,00	420,00	420,00	420,00	420,00
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	193,08	179,50	177,10	180,20	181,20
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	374,648	357,136	320,503	315,230	266,958

## **2.3.Котельные**

### **2.3.1.Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

С года утверждения базовой версии произошли несущественные изменения в части котельных г. Новокузнецка. Изменения касаются преимущественно уточнения установленной мощности источников. Изменения в структуре источников ТСО подробно описано в разделе 1.1.

Мероприятия на источниках тепловой энергии, предусмотренные предыдущей актуализацией на 2019-2020 гг. в целом реализуются согласно принятому плану.

### **2.3.2.Структура и технические характеристики основного оборудования**

На территории города функционирует 31 котельная эксплуатируемая ООО «СибЭнерго», а также котельные прочих ТСО.

Котельные ООО «СибЭнерго», и прочих организаций обеспечивают преимущественно нагрузки отопления и горячего водоснабжения жилищно-коммунального сектора и социально-административных объектов, расположенных на периферии муниципального образования и удаленных от существующих зон теплоснабжения ТЭЦ.

Состав основного оборудования котельных ТСО на территории муниципального образования представлен в таблицах ниже.

Сведения о структуре оборудования котельных отдельных ТСО, как правило, неизвестна, известна лишь установленная мощность источника тепловой энергии в целом. Сведения по установленной мощности оборудования представлены в разделе 2.3.

В основном, на котельных установлены котлы преимущественно водогрейные котлы различной производительности: КВСТ, КВр. ВКС, Братск, Гефест и прочие котлы малой мощности. Котлы с установленной мощностью более 4,0 Гкал/ч преимущественно оснащены механическими топками.

**Таблица 68 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

N п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ											
35	Новоильинская газовая котельная	пр. Авиаторов 56а, квартал № 13	Buderus	1	2018	4,47	13,40	154,8	92%	154,49	12.04.2019
			Buderus	1	2018	4,47		154,2	92%		12.04.2019
			Buderus	1	2018	4,47		155,2	92%		12.04.2019
Всего по источникам				3	-	13,40	13,40	-	-	-	-

**Таблица 69 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО 04 ООО «Сибэнерго» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

N п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - уголь											
4	Абашевская районная котельная	ул. Кавказская, 26	КВТС-20-150	1	1998	20,0	60,00	201,6	71%	201,6	06.2020
			КВТС-20-150	1	2009	20,0		201,6	71%		06.2020
			КВТС-20-150	1	1988	20,0		201,6	71%		06.2020
5	Байдаевская центральная котельная № 2	ул. Слесарная, 12	КВр-11,63-150	1	2009	10,0	68,00	195,9	73%	195,9	05.2019
			КВр-11,63-115	1	2010	10,0		195,9	73%		05.2019
			ВКС-240	1	1997	7,0		195,9	73%		05.2019
			КВр-11,63-150	1	2009	10,0		195,9	73%		05.2019
			ВКС-240	1	1993	7,0		195,9	73%		05.2019
			КВр-11,63-115	1	2009	10,0		195,9	73%		05.2019
			ВКС-300	1	1999	7,0		195,9	73%		05.2019
ВКС-240	1	1997	7,0	195,9	73%	05.2019					
6	Зыряновская районная котельная	ул. Пархоменко, 110	КВТС-20-150	1	1997	20,0	120,00	183,2	78%	183,2	06.2020
			КВТС-20-150	1	1980	20,0		183,2	78%		06.2020
			КВТС-20-150	1	2008	20,0		183,2	78%		06.2020
			КВТС-20-150	1	1981	20,0		183,2	78%		06.2020
			КВТС-20-150	1	2009	20,0		183,2	78%		06.2020
			КВТС-20-150	1	1987	20,0		183,2	78%		06.2020



№ п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
7	Котельная пос. Притомский	ш. Притомское, 26	ВКС-240	1	1999	7,25	31,75	202,7	71%	202,7	06.2018
			ВКС-240	1	2000	7,25		202,7	71%		06.2018
			ВКС-240	1	2001	7,25		202,7	71%		06.2018
			КВр-11,63-150	1	2007	10,0		202,7	71%		06.2018
8	Котельная № 19	пер. Школьный, 1а	Братск-2	1	2000	0,7	1,20	237,3	60%	237,3	05.2019
			ВКС-4	1	2001	0,5		237,3	60%		05.2019
9	Котельная № 72	ул. Фесковская, 99	КВр-0,175	1	2010	0,15	0,30	345,3	41%	345,3	05.2019
			КВр-0,175	1	2010	0,15		345,3	41%		05.2019
10	Котельная УПК	пр-д. Томский, 11а корп. 1	ВКС-4	1	2000	0,5	1,00	265,8	54%	265,8	05.2019
			ВКС-4	1	2000	0,5		265,8	54%		05.2019
11	Котельная ОРК «Таргай»	пос. Таргай	КВм 1,2-95	1	2013	1,032	1,782	201,9	71%	201,9	05.2019
			КВ-81 ШП	1	2006	0,75		201,9	71%		05.2019
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	ул. Земнухова, 43	Гефест 1,8-95шп	1	2000	1,55	6,250	191,8	75%	191,8	06.2018
			Гефест 1,8-95шп	1	2008	1,55		191,8	75%		06.2018
			Гефест 1,8-95шп	1	2008	1,55		191,8	75%		06.2018
			КВ-1,6-95 ШП	1	2009	1,6		191,8	75%		06.2018
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	пр-д. Дагестанский, 14	КВм-2,5к	1	2008	2,15	6,850	199,7	72%	199,7	05.2019
			Гефест 1,8-95шп	1	2008	1,55		199,7	72%		05.2019
			Гефест 1,8-95шп	1	2009	1,55		199,7	72%		05.2019
			КВ-1,6-95 ШП	1	2000	1,6		199,7	72%		05.2019
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	ул. Пинская, 43а	Гефест 04-95 ТР	1	2010	0,35	0,700	266,2	54%	266,2	05.2019
			Гефест 04-95 ТР	1	2010	0,35		266,2	54%		05.2019
15	Куйбышевская центральная котельная	ул. Стволовая, 9	КВТС-20-150	1	2004	20,0	108,000	191,3	75%	191,3	06.2020
			КВТС-20-150	1	2013	20,0		191,3	75%		06.2020
			КВТС-20-150	1	2008	20,0		191,3	75%		06.2020
			КВТС-20-150	1	2009	20,0		191,3	75%		06.2020
			КЕ-25-14С	1	2003	14,0		191,3	75%		06.2020
			КЕ-25-14С	1	2003	14,0		191,3	75%		06.2020
16	Котельная пос. Листвяги	ул. Суданская, 52	ДКВР(в)-6,5	1	2002	3,0	22,000	209,6	68%	209,6	06.2018
			ДКВР(в)-6,5	1	2002	3,0		209,6	68%		06.2018
			КВр-7,56-150	1	2011	6,5		209,6	68%		06.2018
			ДКВР-6,5(в)	1	2008	3,0		209,6	68%		06.2018
			КВр-7,56-115	1	2013	6,5		209,6	68%		06.2018
17	Котельная № 6	ул. 375 км, 34	Ланкаширский	1	1957	1,0	3,000	279,3	51%	279,3	06.2020
			Ланкаширский	1	1948	1,0		279,3	51%		06.2020

№ п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
			Ланкаширский	1	1900	1,0		279,3	51%		06.2020
18	Котельная Садопарковая	ул. Садопарковая, 20	Гефест 1,2-95 ШП	1	2010	1,0	2,750	214,6	67%	214,6	05.2019
			КВм-1,2КБ	1	2008	1,0		214,6	67%		05.2019
			КВ-81	1	2000	0,75		214,6	67%		05.2019
19	Котельная №32	ул. Садопарковая, 32	Гефест 1,8-95 ШП	1	2010	1,6	3,200	206,8	69%	206,8	05.2019
			Гефест 1,8-95 ШП	1	2010	1,6		206,8	69%		05.2019
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	ул. Кондомская, 10	НР-18	1	2002	0,5	2,040	180,8	79%	180,8	06.2020
			ВКС-3-1/10	1	2000	0,5		180,8	79%		06.2020
			Гефест 0,6-95 ТР	1	2010	0,52		180,8	79%		06.2020
			Гефест 0,6-95 ТР	1	2010	0,52		180,8	79%		06.2020
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	ул. Спортивная, 11а	Гефест 0,6-95 ТР	1	2010	0,52	1,890	241,3	59%	241,3	06.2020
			Гефест 0,6-95 ТР	1	2010	0,52		241,3	59%		06.2020
			ВКС-3-1/10	1	1999	0,5		241,3	59%		06.2020
			КВ-0,4	1	2000	0,35		241,3	59%		06.2020
22	Котельная проф. «Бунгурский»	Профилакторий «Бунгурский»	Гефест 0,8-95 ТР	1	2010	0,69	1,380	221,6	65%	221,6	06.2018
			Гефест 0,8-95 ТР	1	2010	0,69		221,6	65%		06.2018
23	Котельная «РТРС»	ул. Черемнова, 82	Гефест 0,8-95 ТР	1	2010	0,69	1,380	299,4	48%	299,4	05.2019
			Гефест 0,8-95 ТР	1	2010	0,69		299,4	48%		05.2019
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	д. Есауловка	КВр-0,8к	1	2008	0,69	1,380	244,4	59%	244,4	-
			КВр-0,8к	1	2008	0,69		244,4	59%		-
25	Котельная школа № 1	ул. Пролетарская, 81	ВКС 4-10	1	2000	1,0	2,000	320,9	45%	320,9	06.2018
			ВКС 4-10	1	2000	1,0		320,9	45%		06.2018
26	Котельная школа № 23	ул. Верхнее-Редаково, 104 корп. 2	ВКС 4-10	1	2000	1,0	2,000	251,4	57%	251,4	06.2018
			ВКС 4-10	1	2000	1,0		251,4	57%		06.2018
27	Котельная школа № 37	ул. Варшавская, 2 корп. 2	КВр-0,8к	1	2008	0,69	1,380	190,0	75%	190,0	06.2018
			КВр-0,8к	1	2008	0,69		190,0	75%		06.2018
28	Котельная школа № 43	ул. Жасминная, 8 корп. 1	ВКС 4-10	1	2000	1,0	2,000	288,4	50%	288,4	05.2019
			ВКС 4-10	1	2000	1,0		288,4	50%		05.2019
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	пос. Бунгур	ВКС 4-10	1	2000	1,0	2,000	350,5	41%	350,5	06.2018
			ВКС 4-10	1	2000	1,0		350,5	41%		06.2018
30	Котельная школа	ул. Громовой, 61 корп. 1	ВКС 4-6	1	2000	0,6	1,200	234,5	61%	234,5	06.2018

№ п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
	№ 16		ВКС 4-6	1	2000	0,6		234,5	61%		06.2018
31	Котельная детского сада № 123	ул. Литейная, 82	КЧМ 5 К-0,3-30	1	2000	0,026	0,052	220,5	65%	220,5	05.2019
			КЧМ 5 К-0,3-30	1	2000	0,026		220,5	65%		05.2019
32	Полосухинская	ул. Станционная	КВр-1,16ОУР	1	2012	1,0	2,520	192,8	74%	192,8	05.2019
			КВр-1,16ОУР	1	2012	1,0		192,8	74%		05.2019
			КВм-0,6	1	2012	0,52		192,8	74%		05.2019
34	Котельная НКХП	пер. Мелькомбинатовский, 9	КВР-0,6КБ	1	2017	0,52	1,560	206,8	69%	206,8	
			КВР-0,6КБ	1	2017	0,52		206,8	69%		
			КВР-0,6КБ	1	2017	0,52		206,8	69%		
Основное топливо - электроэнергия											
33	Кузнецкая крепость	ул. Водопадная, 19	ЭПО-108	1	2012	0,093	0,279	143,0	99%	143,0	
			ЭПО-108	1	2012	0,093		143,0	99%		
			ЭПО-108	1	2012	0,093		143,0	99%		
Всего по источникам				95	-	459,843	459,843	-	-	-	-
Всего по ЕТО				95	-	459,843	459,843	-	-	-	-

**Таблица 70 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО 05 АО «Евразруда» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - уголь											
36	Котельная АО «Евразруда»	ш. Космическое, 16	н.д.	1	н.д.	-	46,00	198,0	72%	198,0	
			н.д.	1	н.д.	-		198,0	72%		
Всего по источникам				2	-	0	46	-	-	-	-

**Таблица 71 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО 06 ОАО «РЖД» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ											
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	в районе ст. Новокузнецк-Восточный	НР-18	1	н.д.	0,48	0,96	174,9	82%	174,9	
			НР-18	1	н.д.	0,48		174,9	82%		
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	Ул. 375 км, 2А	КЕ-6,5-13С	1	н.д.	3,63	10,900	174,9	82%	174,9	
			КЕ-6,5-13С	1	н.д.	3,63		174,9	82%		
			КЕ-6,5-13С	1	н.д.	3,63		174,9	82%		
39	Котельная ст. Абагур-Лесной	пос. Абагур-Лесной	КВТ-2	1	н.д.	0,80	2,400	235,0	61%	235,0	
			Братск-2М	1	н.д.	0,80		235,0	61%		
			Братск-2М	1	н.д.	0,80		235,0	61%		
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	ул. Стальского, 9	КВ-0,4К	1	н.д.	1,23	2,45	174,9	82%	174,9	
			КВ-0,4К	1	н.д.	1,23		174,9	82%		
Всего по источникам				10	-	16,71	16,71	-	-	-	-

**Таблица 72 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО 07 ООО «ТК Садовая» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - уголь											
41	Котельная ООО ТК "Садовая"	ул. Селекционная, 11	КЕ-6,5-14 СО	1	1986	3,465	6,93	213,2	67%	213,2	
			КЕ-6,5-14 СО	1	1986	3,465		213,2	67%		
Всего по источникам				2	-	6,93	6,93	-	-	-	-

**Таблица 73 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО 08 ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

N п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - уголь											
41	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	ул. Вокзальная, 58	KE-6,5-14 CO	1	н.д.	н.д.	11,32	207,0	69%	207,0	
			KE-6,5-14 CO	1	н.д.	н.д.		207,0	69%		
Всего по источникам				2	-	0	11,32	-	-	-	-

**Таблица 74 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО 09 ООО «Разрез Бунгурский-Северный» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

N п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - уголь											
42	Котельная ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	ул. Ливинская, 38			н.д.	н.д.		н.д.	н.д.	н.д.	
				1	н.д.	н.д.		н.д.	н.д.		
Всего по источникам				2	-	0		-	-	-	-

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

Сведения об установленной тепловой мощности, ограничениях, располагаемой тепловой мощности и мощности «нетто» городских котельных представлены в таблицах ниже.

**Таблица 75 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

№ п/п	Наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
35	Новоильинская газовая котельная	13,40	0,00	13,40	0,02	13,38
Всего по котельным		13,40	0,00	13,40	0,02	13,38

**Таблица 76 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности ЕТО 04 ООО «Сибэнерго» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

№ п/п	Наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
4	Абашевская районная котельная	60,00	13,49	46,51	1,17	45,34
5	Байдаевская центральная котельная № 2	68,00	19,45	48,55	1,15	47,40
6	Зыряновская районная котельная	120,00	34,38	85,62	2,04	83,58
7	Котельная пос. Притомский	31,75	11,17	20,58	0,39	20,19
8	Котельная № 19	1,20	0,20	1,00	0,02	0,98
9	Котельная № 72	0,30	0,01	0,29	0,01	0,29
10	Котельная УПК	1,00	0,31	0,69	0,01	0,68
11	Котельная ОРК «Гаргай»	1,78	0,08	1,70	0,04	1,67
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	6,25	1,39	4,86	0,11	4,75
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	6,85	1,08	5,77	0,10	5,67
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,70	0,00	0,70	0,01	0,69

№ п/п	Наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
15	Куйбышевская центральная котельная	108,00	46,14	50,56	1,41	60,45
16	Котельная пос. Листвяги	22,00	6,33	15,67	0,20	15,47
17	Котельная № 6	3,00	1,90	1,10	0,04	1,06
18	Котельная Садопарковая	2,75	0,05	2,70	0,02	2,68
19	Котельная №32	3,20	0,84	2,36	0,06	2,30
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	2,04	1,06	0,98	0,02	0,96
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1,89	0,46	1,43	0,00	1,43
22	Котельная проф. «Бунгурский»	1,38	0,12	1,26	0,02	1,24
23	Котельная «РПС»	1,38	0,04	1,34	0,02	1,33
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	1,38	0,47	0,91	0,01	0,90
25	Котельная школа № 1	2,00	1,39	0,61	0,01	0,60
26	Котельная школа № 23	2,00	1,30	0,70	0,01	0,69
27	Котельная школа № 37	1,38	0,87	0,51	0,02	0,50
28	Котельная школа № 43	2,00	1,31	0,69	0,01	0,68
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	2,00	1,41	0,59	0,02	0,57
30	Котельная школа № 16	1,20	0,72	0,48	0,01	0,47
31	Котельная детского сада № 123	0,05	0,00	0,05	0,00	0,05
32	Полосухинская	2,52	0,21	2,31	0,02	2,29
33	Кузнецкая крепость	0,28	0,00	0,28	0,002	0,28
34	Котельная НКХП	1,56	0,00	1,56	0,02	1,54
Всего по котельным		459,84	146,18	302,36	6,95	306,69



**Таблица 77 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности ЕТО 05 АО «Евразруда» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

№ п/п	Наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
36	Котельная АО «Евразруда»	46,00	0,00	46,00	0,80	45,20
Всего по котельным		46,00	0,00	46,00	0,80	45,20

**Таблица 78 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности ЕТО 06 ОАО «РЖД» 2019 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

№ п/п	Наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,96	0,00	0,96	0,02	0,94
38	Котельная Лocomотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	10,90	0,00	10,90	0,20	10,70
39	Котельная ст. Абагур-Лесной	2,40	0,00	2,40	0,02	2,38
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилено	2,45	0,00	2,45	0,04	2,41
Всего по котельным		16,71	0,00	16,71	0,28	16,43

**Таблица 79 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности ЕТО 07 ООО «ТК Садовая» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

№ п/п	Наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
41	Котельная ООО ТК "Садовая"	6,93	0,00	6,93	0,09	6,84
Всего по котельным		6,93	0,00	6,93	0,09	6,84

**Таблица 80 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности ЕТО 08 ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

№ п/п	Наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	11,32	0,00	11,32	0,07	11,25
Всего по котельным		11,32	0,00	11,32	0,07	11,25

**Таблица 81 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности ЕТО 09 ООО «Разрез Бунгурский-Северный» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

№ п/п	Наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
43	Котельная ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	н.д.	0,00	н.д.	0,00	н.д.
Всего по котельным		н.д.	0,00	н.д.	0,00	н.д.

### **2.3.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности;**

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в ред. ПП РФ от 16.03.2019 г. №276) вводит следующие понятия:

*«Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по актам ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям и для обеспечения собственных и хозяйственных нужд теплоснабжающей организации в отношении данного источника тепловой энергии;*

*Располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемых по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)».*

Существующие ограничения тепловой мощности на котельных представлены в таблицах раздела 2.3.3. Ограничения преимущественно выявлены по результатам режимной наладки и связаны с избытком воздуха на переменных режимах горения. .

### **2.3.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто;**

Значительную долю тепловой энергии, потребляемой на собственные нужды энергоисточников, потребляет водоподготовка. Тепловая энергия в виде пара и горячей воды используется на подогрев исходной холодной воды для подпитки паровых котлов и тепловых сетей, а также используется на прочие хозяйственные нужды.

Величина собственных нужд зависит от многих факторов:

- вида сжигаемого на теплоисточнике топлива – природный газ, мазут, уголь;
- срока эксплуатации котельного оборудования;
- вида теплоносителя – пар, горячая вода.

Приборы учета расхода тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды на котельных отсутствуют, в связи с чем определить фактические нагрузки на собственные нужды не представляется возможным. Величина нагрузок на собственные нужды котельных, по которым отсутствовали сведения о потреблении тепловой энергии на собственные нужды, принята в соответствии с п. 2.12 Методики определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителя в системах коммунального теплоснабжения (МДК 4-05.2004).

В общем случае, нормативная величина собственных нужд котельной варьируется от 2% до 5%. Фактически величина собственных нужд может быть значительно больше.

Параметры тепловой мощности «нетто» каждого источника представлены в таблицах раздела 2.3.3.

В таблицах ниже представлены объемы выработки и потребления тепловой энергии на собственные нужды котельных, а также вид и расход топлива.

**Таблица 82 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т.
35	Новоильинская газовая котельная	39226,0	393,0	38833,0	природный газ	7757,6

**Таблица 83 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО 04 ООО «Сибэнерго» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т.
4	Абашевская районная котельная	77677,0	2424,0	75253,0	уголь	15953,1
5	Байдаевская центральная котельная № 2	93041,0	3034,0	90007,0	уголь	17605,2
6	Зыряновская районная котельная	161071,0	5398,0	155673,0	уголь	28986,8
7	Котельная пос. Притомский	41809,0	1108,0	40701,0	уголь	8732,8
8	Котельная № 19	491,0	7,0	484,0	уголь	110,4
9	Котельная № 72	294,0	8,0	286,0	уголь	95,3
10	Котельная УПК	1031,0	14,0	1017,0	уголь	275,8
11	Котельная ОРК «Таргай»	3486,0	114,0	3372,0	уголь	838,7
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	7836,0	264,0	7572,0	уголь	1506,2
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	6593,0	189,0	6404,0	уголь	1316,6
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	609,0	39,0	570,0	уголь	168,0
15	Куйбышевская центральная котельная	131555,0	4594,0	126961,0	уголь	26606,6
16	Котельная пос. Листвяги	17732,0	442,0	17290,0	уголь	3881,1
17	Котельная № 6	1835,0	65,0	1770,0	уголь	517,6
18	Котельная Садопарковая	2851,0	74,0	2777,0	уголь	602,7
19	Котельная №32	3954,0	285,0	3669,0	уголь	788,4
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	2275,0	54,0	2221,0	уголь	607,6
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	3071,0	116,0	2955,0	уголь	753,0
22	Котельная проф. «Бунгурский»	2320,0	30,0	2290,0	уголь	494,9

№ п/п	Наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т.
23	Котельная «РТРС»	651,0	22,0	629,0	уголь	193,6
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	735,0	14,0	721,0	уголь	185,0
25	Котельная школа № 1	734,0	13,0	721,0	уголь	223,3
26	Котельная школа № 23	694,0	11,0	683,0	уголь	158,8
27	Котельная школа № 37	839,0	6,0	833,0	уголь	76,6
28	Котельная школа № 43	342,0	5,0	337,0	уголь	95,0
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	182,0	2,0	180,0	уголь	61,7
30	Котельная школа № 16	337,0	5,0	332,0	уголь	75,9
31	Котельная детского сада № 123	93,0	5,0	88,0	уголь	22,0
32	Полосухинская	2100,0	75,0	2025,0	уголь	405,5
33	Кузнецкая крепость	241,0	0,0	241,0	электроэнергия	0,0
34	Котельная НКХП	0,0	0,0	0,0	уголь	0,0
<b>Всего</b>		<b>566479,0</b>	<b>18417,0</b>	<b>548062,0</b>	<b>-</b>	<b>111338,2</b>

**Таблица 84 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО 05 АО «Евразруда» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т.
36	Котельная АО «Евразруда»	125204,0	0,0	125204,0	уголь	24790,4

**Таблица 85 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО 06 ОАО «РЖД» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т.
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	2363,0	0,0	2363,0	уголь	514,2
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	26836,0	0,0	26836,0	уголь	4693,6
39	Котельная ст. Абагур-Лесной	1217,0	0,0	1217,0	уголь	233,7
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	6032,0	0,0	6032,0	уголь	1328,2
<b>Всего</b>		<b>36448,0</b>	<b>0,0</b>	<b>36448,0</b>	<b>-</b>	<b>6769,7</b>

**Таблица 86 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО 07 ООО «ТК Садовая» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т.
41	Котельная ООО ТК "Садовая"	28377,1	669,1	27708,0	уголь	5907,3

**Таблица 87 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО 08 ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т.
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	4390,0	0,0	4390,0	уголь	908,7

**Таблица 88 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО 09 ООО «Разрез Бунгурский-Северный» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т.
43	Котельная ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	н.д.	0,0	н.д.	уголь	н.д.

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

Год ввода основного оборудования каждой котельной представлен в таблице раздела 2.2.2.

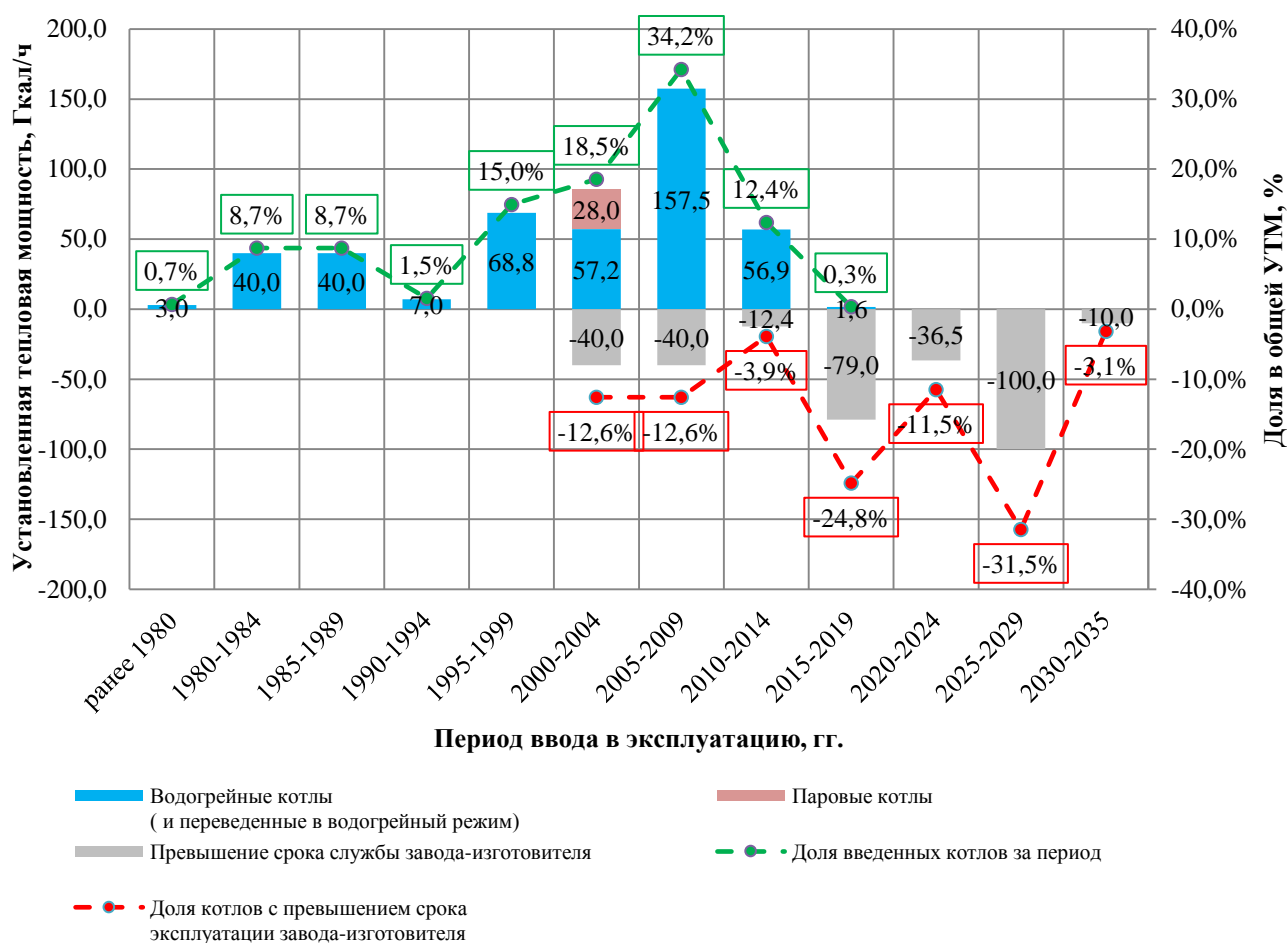
Средневзвешенный срок службы основного оборудования котельных на территории городского округа составляет 17,8 лет. Водогрейные котлы в среднем «старше» паровых на 2,0 года. Так средневзвешенный срок службы (по тепловой мощности) паровых котлов Куйбышевской центральной котельной составляет только 16,0 лет, а водогрейных 18,0 лет.

Средний срок службы установленной тепловой мощности на источниках неравномерен. Пик пришелся на период 2005-2009 гг., когда было введено 34,2% существующих установлен-

ных мощностей, после чего ввод новых мощностей существенно замедлился. В целом имеет место следующее распределение установленной мощности по сроку эксплуатации:

- 80,4% введено после 1995 г. (23 года);
- 65,5% введено после 2000 г. (18 лет);
- 46,9% введено после 2005 г. (13 лет);
- 12,7% % введено после 2010 г. (8 лет);
- 0,3% введено после 2015 г. (3 года и менее).

Периоды ввода установленных тепловых мощностей представлены на рисунке ниже.



**Рисунок 15 – Распределение УТМ котельных по периодам ввода**

Следует отметить, что порядка 29,1% тепловых мощностей имеют превышение срока службы относительно установленного заводом-изготовителем. На расчетный период Схемы теплоснабжения, до 100% от установленных на сегодняшний день мощностей будут иметь превышение срока службы, относительно установленного заводом-изготовителем.

Само по себе превышение срока службы, относительно установленного заводом-изготовителем приводит к необходимости вывода оборудования из эксплуатации, т.к. возможность дальнейшей работы определяется по результатам экспертизы промышленной безопасности. Проведение своевременных капитальных и текущих ремонтов, а также обслуживания обо-



рудования, позволяет получать положительное заключение ЭПБ вне зависимости от фактического его срока службы. Однако превышение срока службы оборудования приводит к фактическому исключению амортизационной составляющей из тарифа, что означает невозможность последующего его восстановления без роста тарифа для конечного потребителя.

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

От котельных г. Новокузнецка осуществляется центральное качественное регулирование отпуска тепла в тепловые сети. Графики изменения температур теплоносителя определены при проектировании и строительстве систем теплоснабжения.

Изменение температуры теплоносителя производится посредством изменения количества подаваемого на горение топлива.

Подключение потребителей к тепловой сети следующее:

- при температуре в прямом трубопроводе свыше  $95^{\circ}\text{C}$  – зависимая схема отопления, как правило, с применением элеваторов;
- при температуре в прямом трубопроводе  $95^{\circ}\text{C}$  – непосредственное присоединение систем отопления к тепловой сети.

В г. Новокузнецке, в основном применяются температурные графики  $95-70^{\circ}\text{C}$ , кроме котельных «Абашевская»: на участке от котельной до ЦТП модифицированный график  $150-70^{\circ}\text{C}$ , после ЦТП -  $95-70^{\circ}\text{C}$  и «Куйбышевская» - температурный график  $110-70^{\circ}\text{C}$ .

В настоящее время система теплоснабжения от котельных открытая, исключение составляет система теплоснабжения от Абашевской котельной. Существующее регулирование отпуска тепловой энергии на котельных - центральное по отопительной нагрузке, при разнородной тепловой нагрузке наряду с центральным регулированием проводится местное - в ЦТП или ИТП.

Температурные графики регулирования теплоотпуска представлены в таблице ниже и на рисунках 16-19.

**Таблица 89 – Температурные графики котельных**

Температура наружного воздуха, °C	Температурный график 95-70 °C						Температурный график 110-70 °C			150-70 °C с ГВС (Закрытая схема)	
	95-70 °C без ГВС		ГВС (4-х трубная схема)		95-70 °C с ГВС (открытая схема)		110-70 °C Без ГВС		ГВС (3-х трубная тупиковая схема)		
	В прямом трубопроводе Т1, °C	В обратном трубопроводе Т2, °C	Подача ГВС Т3, °C	Циркуляция ГВС Т4, °C	В прямом трубопроводе Т1, °C	В обратном трубопроводе Т2, °C	В прямом трубопроводе Т1, °C	В обратном трубопроводе Т2, °C	Подача ГВС Т3, °C	В прямом трубопроводе Т1, °C	В обратном трубопроводе Т2, °C
8,0	40,00	34,90	65,00	50,00	65,00	54,60	43,07	34,94	70,00	70,0	53,7
7,0	41,40	35,90	65,00	50,00	65,00	54,70	44,70	35,88	70,00	70,0	52,4
6,0	42,70	36,80	65,00	50,00	65,00	54,70	46,30	36,81	70,00	70,0	51,0
5,0	44,10	37,70	65,00	50,00	65,00	54,60	47,89	37,72	70,00	70,0	49,7
4,0	45,40	38,60	65,00	50,00	65,00	54,60	49,46	38,61	70,00	70,0	48,3
3,0	46,70	39,50	65,00	50,00	65,00	54,50	51,02	39,50	70,00	70,0	46,9
2,0	48,00	40,40	65,00	50,00	65,00	54,40	52,57	40,36	70,00	70,0	45,6
1,0	49,30	41,20	65,00	50,00	65,00	54,20	54,10	41,22	70,00	70,0	44,2
0,0	50,50	42,10	65,00	50,00	65,00	54,10	55,63	42,07	70,00	71,4	44,3
-1,0	51,80	42,90	65,00	50,00	65,00	53,90	57,14	42,90	70,00	73,6	45,1
-2,0	53,00	43,70	65,00	50,00	65,00	53,80	58,64	43,73	70,00	75,8	46,0
-3,0	54,30	44,50	65,00	50,00	65,00	53,60	60,14	44,54	70,00	78,0	46,8
-4,0	55,50	45,30	65,00	50,00	65,00	53,40	61,62	45,35	70,00	80,1	47,6
-5,0	56,70	46,10	65,00	50,00	65,00	53,20	63,10	46,15	70,00	82,2	48,3
-6,0	58,00	46,90	65,00	50,00	65,00	53,00	64,57	46,94	70,00	84,4	49,1
-7,0	59,20	47,70	65,00	50,00	65,00	52,70	66,03	47,72	70,00	86,5	49,9
-8,0	60,40	48,50	65,00	50,00	65,00	52,50	67,48	48,50	70,00	88,6	50,6
-9,0	61,60	49,30	65,00	50,00	65,00	52,20	68,93	49,27	70,00	90,7	51,3
-10,0	62,70	50,00	65,00	50,00	65,00	52,00	70,37	50,03	70,00	92,7	52,1
-11,0	63,90	50,80	65,00	50,00	65,00	51,70	71,80	50,78	70,00	94,8	52,8
-12,0	65,10	51,50	65,00	50,00	65,10	51,50	73,23	51,53	70,00	96,9	53,5
-13,0	66,30	52,30	65,00	50,00	66,30	52,30	74,65	52,27	70,00	98,9	54,2
-14,0	67,40	53,00	65,00	50,00	67,40	53,00	76,06	53,01	70,00	101,0	54,9
-15,0	68,60	53,70	65,00	50,00	68,60	53,70	77,47	53,74	70,00	103,0	55,5
-16,0	69,70	54,50	65,00	50,00	69,70	54,50	78,88	54,47	70,00	105,0	56,2
-17,0	70,90	55,20	65,00	50,00	70,90	55,20	80,27	55,19	70,00	107,0	56,9
-18,0	72,00	55,90	65,00	50,00	72,00	55,90	81,67	55,91	70,00	109,1	57,5

Температура наружного воздуха, °C	Температурный график 95-70 °C						Температурный график 110-70 °C			150-70 °C с ГВС (Закрытая схема)	
	95-70 °C без ГВС		ГВС (4-х трубная схема)		95-70 °C с ГВС (открытая схема)		110-70 °C Без ГВС		ГВС (3-х трубная тупиковая схема)		
	В прямом трубопроводе Т1, °C	В обратном трубопроводе Т2, °C	Подача ГВС Т3, °C	Циркуляция ГВС Т4, °C	В прямом трубопроводе Т1, °C	В обратном трубопроводе Т2, °C	В прямом трубопроводе Т1, °C	В обратном трубопроводе Т2, °C	Подача ГВС Т3, °C	В прямом трубопроводе Т1, °C	В обратном трубопроводе Т2, °C
-19,0	73,10	56,60	65,00	50,00	73,10	56,60	83,06	56,62	70,00	111,1	58,2
-20,0	74,30	57,30	65,00	50,00	74,30	57,30	84,44	57,32	70,00	113,1	58,8
-21,0	75,40	58,00	65,00	50,00	75,40	58,00	85,82	58,03	70,00	115,1	59,5
-22,0	76,50	58,70	65,00	50,00	76,50	58,70	87,20	58,72	70,00	117,0	60,1
-23,0	77,60	59,40	65,00	50,00	77,60	59,40	88,57	59,42	70,00	119,0	60,7
-24,0	78,70	60,10	65,00	50,00	78,70	60,10	89,94	60,10	70,00	121,0	61,3
-25,0	79,90	60,80	65,00	50,00	79,90	60,80	91,30	60,79	70,00	123,0	62,0
-26,0	81,00	61,50	65,00	50,00	81,00	61,50	92,66	61,47	70,00	123,3	62,5
-27,0	82,10	62,10	65,00	50,00	82,10	62,10	94,01	62,15	70,00	123,6	63,0
-28,0	83,20	62,80	65,00	50,00	83,20	62,80	95,36	62,82	70,00	123,8	63,6
-29,0	84,30	63,50	65,00	50,00	84,30	63,50	96,71	63,49	70,00	123,9	63,7
-30,0	85,30	64,20	65,00	50,00	85,30	64,20	98,05	64,16	70,00	124,0	63,8
-31,0	86,40	64,80	65,00	50,00	86,40	64,80	99,39	64,82	70,00	124,4	64,4
-32,0	87,50	65,50	65,00	50,00	87,50	65,50	100,73	65,48	70,00	124,9	64,9
-33,0	88,60	66,10	65,00	50,00	88,60	66,10	102,06	66,13	70,00	125,2	65,5
-34,0	89,70	66,80	65,00	50,00	89,70	66,80	103,40	66,78	70,00	125,5	66,1
-35,0	90,70	67,40	65,00	50,00	90,70	67,40	104,72	67,43	70,00	126,3	66,6
-36,0	91,80	68,10	65,00	50,00	91,80	68,10	106,05	68,08	70,00	127,0	67,2
-37,0	92,90	68,70	65,00	50,00	92,90	68,70	107,37	68,72	70,00	127,7	68,8
-38,0	93,90	69,40	65,00	50,00	93,90	69,40	108,68	69,36	70,00	128,4	69,4
-39,0	95,00	70,00	65,00	50,00	95,00	70,00	110,00	70,00	70,00	130,0	70,0

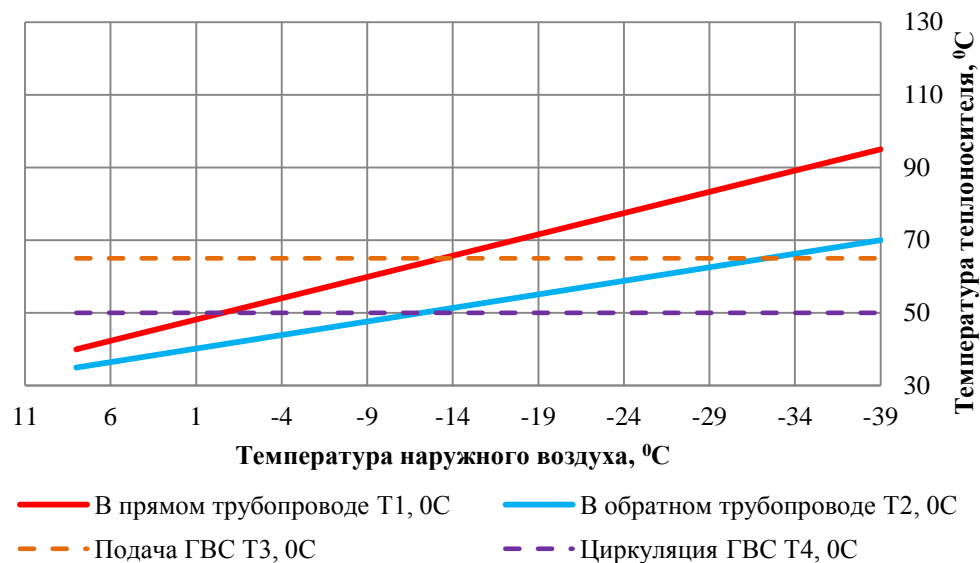


Рисунок 16 – Температурный график 95-70 °С (4-х трубная схема)

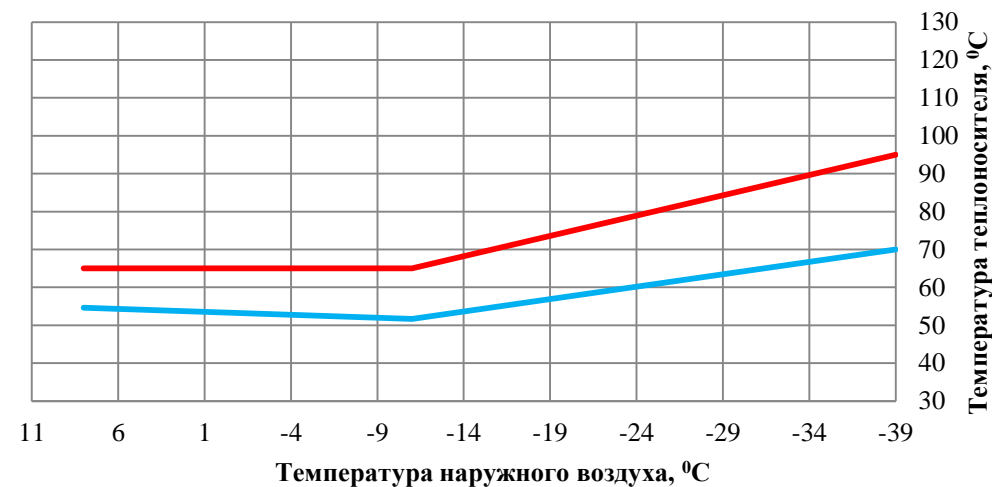


Рисунок 17 – Температурный график 95-70 °С (открытая схема ГВС)

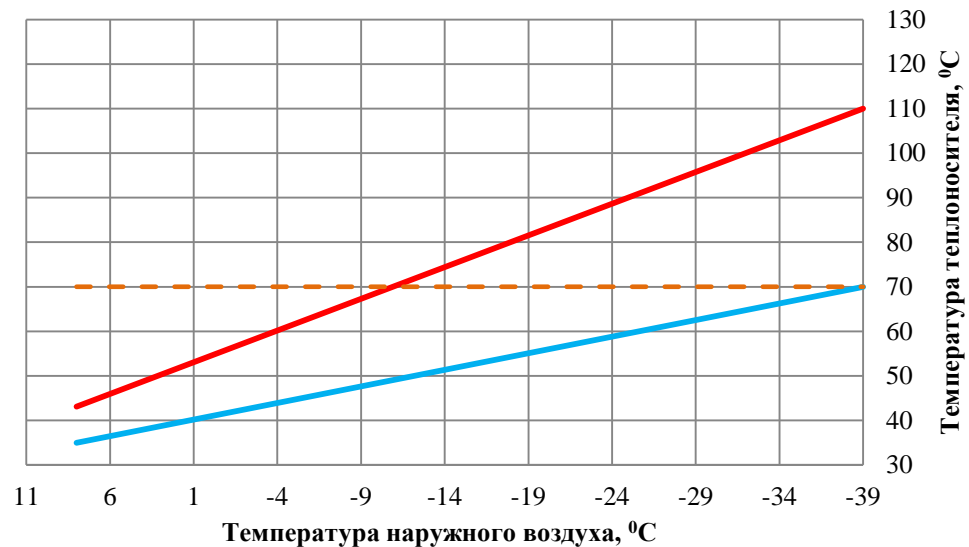


Рисунок 18 – Температурный график 110-70 °С (3-х трубная схема)

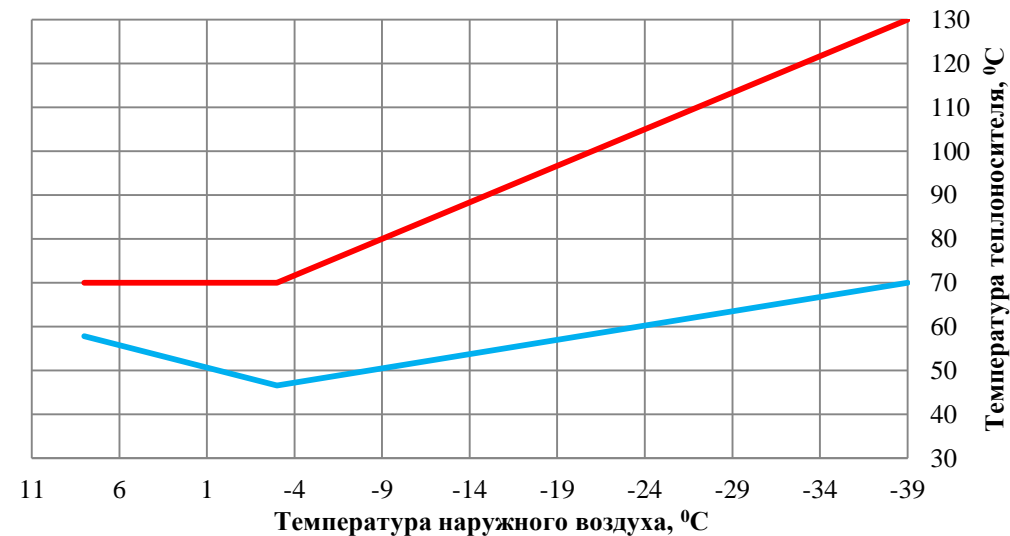


Рисунок 19 – Температурный график 150-70 °С (закрытая схема ГВС)

В таблице ниже представлены способы регулирования, проектные и утвержденные температурные режимы отпуска тепловой энергии от котельных.

**Таблица 90 - Способы регулирования и проектные температурные режимы отпуска тепловой энергии от котельных г. Новокузнецка**

№ п/п	Наименование источника	Способ регулирования	Температурный график проектный	Температурный график фактический	Схема ГВС
1	Абашевская районная котельная	качественное	150-70	150-70	закрытая ГВС (ч/з ЦТП)
2	Байдаевская центральная котельная № 2	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
3	Зыряновская районная котельная	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
4	Котельная пос. Притомский	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
5	Котельная № 19	качественное	95-70	95-70	нет
6	Котельная № 72	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
7	Котельная УПК	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
8	Котельная ОРК «Таргай»	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
9	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	качественное	95-70	95-70	нет
10	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	качественное	95-70	95-70	нет
11	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	качественное	95-70	95-70	нет
12	Куйбышевская центральная котельная	качественное	110-70	110-70	открытая схема ГВС
13	Котельная пос. Листвяги	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
14	Котельная № 6	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
15	Котельная Садопарковая	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
16	Котельная №32	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
17	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
18	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
19	Котельная проф. «Бунгурский»	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
20	Котельная «РТПС»	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
21	Оздоровительного лагеря «Голубь»	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
22	Котельная школа № 1	качественное	95-70	95-70	нет
23	Котельная школа № 23	качественное	95-70	95-70	нет
24	Котельная школа № 37	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
25	Котельная школа № 43	качественное	95-70	95-70	нет
26	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	качественное	65-50	65-50	открытая схема ГВС
27	Котельная школа № 16	качественное	95-70	95-70	нет
28	Котельная детского сада № 123	качественное	95-70	95-70	нет
29	Полосухинская	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
30	Кузнецкая крепость	качественное	95-70	95-70	нет
31	Котельная НКХП	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
32	Новоильинская газовая котельная	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
33	Котельная АО «Евразруда»	качественное	95-70	95-70	нет
34	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	качественное	95-70	95-70	нет
35	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
36	Котельная ст. Абагур-	качественное	95-70	95-70	нет

№ п/п	Наименование источника	Способ регулирования	Температурный график проектный	Температурный график фактический	Схема ГВС
	Лесной				
37	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	качественное	95-70	95-70	нет
38	Котельная ООО ТК "Садовая"	качественное	95-70	95-70	нет
39	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	качественное	95-70	95-70	нет
40	Котельная ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС

### 2.3.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельных определяется отношением объема выработанной тепловой энергии к числу часов работы оборудования и величине установленной тепловой мощности котельной.

Среднегодовая загрузка оборудования котельных представлена в таблицах ниже.

В большинстве систем теплоснабжения тепловые мощности «нетто» котельных значительно превышают величину подключенной нагрузки потребителей тепловой энергии с учетом потерь в тепловых сетях, что приводит к неполноте загрузки оборудования (малому ЧЧИУТМ).

**Таблица 91 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2019 год	
			Выработка тепла	Число часов использования УТМ, час
35	Новоильинская газовая котельная	13,40	39226,0	3813,7

**Таблица 92 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО 04 ООО «Сибэнерго» 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2019 год	
			Выработка тепла	Число часов использования УТМ, час
4	Абашевская районная котельная	60,00	77677,0	1294,6
5	Байдаевская центральная котельная № 2	68,00	93041,0	1368,3
6	Зырянская районная котельная	120,00	161071,0	1342,3
7	Котельная пос. Притомский	31,75	41809,0	1316,8
8	Котельная № 19	1,20	491,0	409,2
9	Котельная № 72	0,30	294,0	980,0
10	Котельная УПК	1,00	1031,0	1031,0

№ п/п	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2019 год	
			Выработка тепла	Число часов использования УТМ, час
11	Котельная ОРК «Таргай»	1,78	3486,0	1958,4
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	6,25	7836,0	1253,8
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	6,85	6593,0	962,5
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,70	609,0	870,0
15	Куйбышевская центральная котельная	108,00	131555,0	1218,1
16	Котельная пос. Листвяги	22,00	17732,0	806,0
17	Котельная № 6	3,00	1835,0	611,7
18	Котельная Садопарковая	2,75	2851,0	1036,7
19	Котельная №32	3,20	3954,0	1235,6
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	2,04	2275,0	1115,2
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1,89	3071,0	1624,9
22	Котельная проф. «Бунгурский»	1,38	2320,0	1681,2
23	Котельная «РТРС»	1,38	651,0	471,7
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	1,38	735,0	532,6
25	Котельная школа № 1	2,00	734,0	367,0
26	Котельная школа № 23	2,00	694,0	347,0
27	Котельная школа № 37	1,38	839,0	608,0
28	Котельная школа № 43	2,00	342,0	171,0
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	2,00	182,0	91,0
30	Котельная школа № 16	1,20	337,0	280,8
31	Котельная детского сада № 123	0,05	93,0	1860,0
32	Полосухинская	2,52	2100,0	833,3
33	Кузнецкая крепость	0,28	241,0	860,7
34	Котельная НКХП	1,56	0,0	0,0
	<b>ИТОГО</b>	<b>459,84</b>	<b>566479,0</b>	<b>1231,9</b>

**Таблица 93 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО 05 АО «Евразруда» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2019 год	
			Выработка тепла	Число часов использования УТМ, час
36	Котельная АО «Евразруда»	46,00	125204,0	2721,8

**Таблица 94 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО 06 ОАО «РЖД» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2019 год	
			Выработка тепла	Число часов использования УТМ, час
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,96	2363,0	2461,5
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	10,90	26836,0	2462,0
39	Котельная ст. Абагур-Лесной	2,40	1217,0	507,1
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	2,45	6032,0	2462,0
	ИТОГО	16,71	36448,0	2181,21

**Таблица 95 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО 07 ООО «ТК Садовая» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2019 год	
			Выработка тепла	Число часов использования УТМ, час
41	Котельная ООО ТК "Садовая"	6,93	28377,1	4094,8

**Таблица 96 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО 08 ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2019 год	
			Выработка тепла	Число часов использования УТМ, час
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	11,32	4390,0	387,8

**Таблица 97 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО 09 ООО «Разрез Бунгурский-Северный» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2019 год	
			Выработка тепла	Число часов использования УТМ, час
42	Котельная ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	н.д.	н.д.	н.д.



### **2.3.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети**

Все котельные оснащены приборами учета, фиксирующими значения расхода, давления и температуры теплоносителя в прямом и обратном трубопроводе, а также в линии подпитки типа: «Взлет», «Сапфир», ртутных термометров и др. Все средства измерения проходят регулярную поверку.

Объем отпуска тепловой энергии потребителям, оснащенным приборами учета тепловой энергии, определяется на основании показаний приборов учета. Объем отпуска тепловой энергии потребителям, не оснащенным приборами учета, определяется в соответствии с нормативами потребления коммунальных услуг на отопление и ГВС, утвержденными на территории города Новокузнецка.

В соответствии с п. 5 ст. 19 ФЗ-190 «О теплоснабжении» владельцы источников тепловой энергии, тепловых сетей и не имеющие приборов учета потребители обязаны организовать коммерческий учет тепловой энергии, теплоносителя с использованием приборов учета в порядке и в сроки, которые определены законодательством об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности.

### **2.3.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

Энергетические объекты характеризуются различными состояниями: рабочим, работоспособным, резервным, отказа, аварийного ремонта, простоя, предупредительного ремонта.

Отказ (повреждение) – это нарушение работоспособности объекта, т.е. система или элемент перестает выполнять целиком или частично свои функции. Приведенное определение отказа является качественным.

Отказом называется событие, заключающееся в переходе объекта с одного уровня работоспособности или функционирования на другой, более низкий, или в полностью неработоспособное состояние.

Нарушением работоспособного состояния называется выход хотя бы одного заданного параметра за установленный допуск.

По условию работы потребителей допускается определенное отклонение параметров от их номинальных значений

Авария – это опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определённой территории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного и транспортного процесса, а также нанесению ущерба окружающей природной среде.

За последние 5 лет по данным ТСО аварий на котельных не происходило.

Аварий и/или отказов на котельных ТСО за 2019 год не зафиксировано, соответственно таблицы П10.5. Методических указаний по таким котельным не приводятся.

### **2.3.11.Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельных в г. Новокузнецка ни одной из теплоснабжающих организаций по состоянию на начало 2020 г. не выдавались.

### **2.3.12.Проектный и установленный режим котельных**

Данные об установленном топливном режиме, предусмотренные Приложением 10.7 методических указаний к разработке и актуализации схем теплоснабжения представлены в таблицах ниже.

**Таблица 98 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2019-тый год, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т. за 2019-тый год
35	Новоильинская газовая котельная	природный газ	8363	7757,6

**Таблица 99 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО 04 ООО «Сибэнерго» 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2019-тый год, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т. за 2019-тый год
4	Абашевская районная котельная	уголь	4963,0	15953,1
5	Байдаевская центральная котельная № 2	уголь	4963,0	17605,2
6	Зырянская районная котельная	уголь	4963,0	28986,8
7	Котельная пос. Притомский	уголь	4963,0	8732,8
8	Котельная № 19	уголь	4963,0	110,4
9	Котельная № 72	уголь	4963,0	95,3
10	Котельная УПК	уголь	4963,0	275,8
11	Котельная ОРК «Таргай»	уголь	4963,0	838,7
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	уголь	4963,0	1506,2
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	уголь	4963,0	1316,6
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	уголь	4963,0	168,0
15	Куйбышевская центральная котельная	уголь	4963,0	26606,6
16	Котельная пос. Листвяги	уголь	4963,0	3881,1
17	Котельная № 6	уголь	4963,0	517,6
18	Котельная Садопарковая	уголь	4963,0	602,7
19	Котельная №32	уголь	4963,0	788,4
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	уголь	4963,0	607,6
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	уголь	4963,0	753,0
22	Котельная проф. «Бунгурский»	уголь	4963,0	494,9
23	Котельная «РТРС»	уголь	4963,0	193,6
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	уголь	4963,0	185,0
25	Котельная школа № 1	уголь	4963,0	223,3
26	Котельная школа № 23	уголь	4963,0	158,8
27	Котельная школа № 37	уголь	4963,0	76,6
28	Котельная школа № 43	уголь	4963,0	95,0
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	уголь	4963,0	61,7
30	Котельная школа № 16	уголь	4963,0	75,9
31	Котельная детского сада № 123	уголь	4963,0	22,0
32	Полосухинская	уголь	4963,0	405,5
33	Кузнецкая крепость	электроэнергия	0,0	0,0
34	Котельная НКХП	уголь	0,0	0,0

**Таблица 100 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО 05 АО «Евразруда» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2019-тый год, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т. за 2019-тый год
36	Котельная АО «Евразруда»	уголь	5110,0	24790,4

**Таблица 101 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО 06 ОАО «РЖД» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2019-тый год, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т. за 2019-тый год
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	уголь	5110,0	514,2
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	уголь	5110,0	4693,6
39	Котельная ст. Абагур-Лесной	уголь	5110,0	233,7
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	уголь	5110,0	1328,2

**Таблица 102 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО 07 ООО «ТК Садовая» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2019-тый год, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т. за 2019-тый год
41	Котельная ООО ТК "Садовая"	уголь	5110,0	5907,3

**Таблица 103 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО 08 ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2019-тый год, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т. за 2019-тый год
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	уголь	5110,0	908,7

**Таблица 104 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО 09 ООО «Разрез Бунгурский-Северный» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2019-тый год, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т. за 2019-тый год
42	Котельная ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	н.д.	н.д.	н.д.

### 2.3.13. Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных г. Новокузнецк, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения

Динамика изменений эксплуатационных показателей котельных представлено в таблицах ниже.

**Таблица 105 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности ЕТО 02 ООО «КузнецкТеплоСбыт»**

	Наименование показателя	Ед.изм.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	-	-	-	1	2
2	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	-	-	-	154,21	151,80
3	Собственные нужды	%	-	-	-	0,00%	0,77%
4	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	-	-	-	154,21	152,98
5	Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	-	-	-	15,73	15,73
6	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м3/Гкал	-	-	-	0,40	0,40
7	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	-	-	-	10,2%	43,5%
8	Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	-	-	-	100%	100%
9	Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	-	-	-	100%	100%
10	Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	-	-	-	100%	100%
11	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	-	-	-	0,0	0,0
12	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал час	%	-	-	-	0,0	0,0
13	Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	-	-	0,0	0,0
14	Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	-	-	-	0,0	0,0
15	Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения от котельных	тыс. Гкал	-	-	-	0,0	0,0
16	Вид резервного топлива		-	-	-	ДТ	ДТ
17	Расход резервного топлива	т.у.т.	-	-	-	-	-

**Таблица 106 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности ЕТО 04 ООО «Сибэнерго»**

	Наименование показателя	Ед.изм.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	13,8	14,8	15,8	16,8	17,8
2	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	209,34	209,34	196,47	171,65	196,54
3	Собственные нужды	%	3,30%	3,30%	3,17%	3,12%	3,25%
4	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	216,49	216,49	202,90	177,17	203,15
5	Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВтч/Гкал	61,54	61,54	65,34	48,96	71,65
6	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м3/Гкал	0,49	0,48	0,44	0,47	0,44
7	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	16,0%	16,0%	14,5%	17,4%	14,1%
8	Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100%	100%	100%	100%	100%
9	Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100%	100%	100%	100%	100%
10	Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100%	100%	100%	100%	100%
11	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал час	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Средняя продолжительность прекращений теплоснабжения от котельных	час	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения от котельных	тыс. Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Вид резервного топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
17	Расход резервного топлива	т.у.т.	-	-	-	-	-

**Таблица 107 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности ЕТО 05 АО «Евразруда»**

	Наименование показателя	Ед.изм.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
2	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	198,00	198,00	198,00	198,00	198,00
3	Собственные нужды	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	198,00	198,00	198,00	198,00	198,00
5	Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВтч/Гкал	-	-	-	-	-
6	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м3/Гкал	-	-	-	-	-
7	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	31,1%	31,1%	31,1%	31,1%	12,7%
8	Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100%	100%	100%	100%	100%
9	Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100%	100%	100%	100%	100%
10	Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100%	100%	100%	100%	100%
11	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	-	-	-	-	-
12	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал час	%	-	-	-	-	-
13	Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	-	-	-	-
14	Средняя продолжительность прекращений теплоснабжения от котельных	час	-	-	-	-	-
15	Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения от котельных	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
16	Вид резервного топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
17	Расход резервного топлива	т.у.т.	-	-	-	-	-

**Таблица 108 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности ЕТО 06 ОАО «РЖД»**

	Наименование показателя	Ед.изм.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	Средневзвешенный срок службы котло-агрегатов котельной	лет	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
2	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	185,74	185,74	185,74	185,74	185,74
3	Собственные нужды	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	185,74	185,74	185,74	185,74	185,74
5	Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВтч/Гкал	-	-	-	-	-
6	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м3/Гкал	-	-	-	-	-
7	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	24,9%	24,9%	24,9%	24,9%	24,9%
8	Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100%	100%	100%	100%	100%
9	Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100%	100%	100%	100%	100%
10	Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100%	100%	100%	100%	100%
11	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	-	-	-	-	-
12	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал час	%	-	-	-	-	-
13	Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	-	-	-	-
14	Средняя продолжительность прекращений теплоснабжения от котельных	час	-	-	-	-	-
15	Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения от котельных	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
16	Вид резервного топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
17	Расход резервного топлива	т.у.т.	-	-	-	-	-



**Таблица 109 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности ЕТО 07 ООО «ТК Садовая»**

	Наименование показателя	Ед.изм.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
2	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	213,20	213,20	213,20	208,17	208,17
3	Собственные нужды	%	0,00%	0,00%	0,00%	2,36%	2,36%
4	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	213,20	213,20	213,20	213,20	213,20
5	Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВтч/Гкал	-	-	-	-	-
6	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м3/Гкал	-	-	-	-	-
7	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	105,7%	105,7%	105,7%	106,8%	106,8%
8	Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100%	100%	100%	100%	100%
9	Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100%	100%	100%	100%	100%
10	Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100%	100%	100%	100%	100%
11	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	-	-	-	-	-
12	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал час	%	-	-	-	-	-
13	Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	-	-	-	-
14	Средняя продолжительность прекращений теплоснабжения от котельных	час	-	-	-	-	-
15	Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения от котельных	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
16	Вид резервного топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
17	Расход резервного топлива	т.у.т.	-	-	-	-	-

**Таблица 110 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности ЕТО 08 ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»**

	Наименование показателя	Ед.изм.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
2	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	207,00	207,00	207,00	207,00	207,00
3	Собственные нужды	%	0,00%	0,00%	0,00%	2,36%	2,36%
4	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	207,00	207,00	207,00	207,00	207,00
5	Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВтч/Гкал	-	-	-	-	-
6	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м3/Гкал	-	-	-	-	-
7	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	69,1%	69,1%	69,1%	69,8%	69,8%
8	Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100%	100%	100%	100%	100%
9	Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100%	100%	100%	100%	100%
10	Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100%	100%	100%	100%	100%
11	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	-	-	-	-	-
12	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал час	%	-	-	-	-	-
13	Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	-	-	-	-
14	Средняя продолжительность прекращений теплоснабжения от котельных	час	-	-	-	-	-
15	Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения от котельных	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
16	Вид резервного топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
17	Расход резервного топлива	т.у.т.	-	-	-	-	-

### **3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ**

#### **3.1. Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в 2019 г. АО «Кузбассэнерго» и ООО «Сибэнерго» было построено и отремонтировано около 3 932,4 м тепловых сетей для подключения новых и повышения эффективности теплоснабжения существующих потребителей. Перечень указанных тепловых сетей, а также реализованные мероприятия базовой версии схемы теплоснабжения г. Новокузнецка, представлены в таблицах ниже.

Таблица 111 – Строительство и реконструкция тепловых сетей за 2019 г.

№ п/п	Источник	ТСО	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность (1-тр. исч.), м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
1	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-2 (Др) - ТК-1 (Др)	ГВС; Отопление	подача	подземная	700	154,50	минвата	2019	1999
2	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-2 (Др) - ТК-1 (Др)	ГВС; Отопление	обратка	подземная	700	154,50	минвата	2019	1999
3	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-2 (Окт) - ТК-1 (Окт)	ГВС; Отопление	подача	подземная	500	124,80	минвата	2019	1997
4	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-2 (Окт) - ТК-1 (Окт)	ГВС; Отопление	обратка	подземная	500	124,80	минвата	2019	1997
5	ЗСТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	02	ТК-IV-27- ТК-IV-28	ГВС; Отопление	подача	подземная	700	67,80	минвата	2019	1970
6	ЗСТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	02	ТК-IV-27- ТК-IV-28	ГВС; Отопление	обратка	подземная	700	67,80	минвата	2019	1970
7	ЗСТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	02	ТК-IV-28- ТК-IV-28а	ГВС; Отопление	подача	подземная	700	30,00	минвата	2019	1970
8	ЗСТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	02	ТК-IV-28- ТК-IV-28а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	700	30,00	минвата	2019	1970
9	ЗСТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	02	ТК-IV-28а- ТК-IV-29	ГВС; Отопление	подача	подземная	700	83,20	минвата	2019	1970
10	ЗСТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	02	ТК-IV-28а- ТК-IV-29	ГВС; Отопление	обратка	подземная	700	83,20	минвата	2019	1970
11	ЗСТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	02	НО-V-94 - НО-V-97 (95-98)	ГВС; Отопление	подача	подземная	500	195,80	минвата	2019	1978
12	ЗСТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	02	НО-V-94 - НО-V-97 (95-98)	ГВС; Отопление	обратка	подземная	500	195,80	минвата	2019	1978
13	ЗСТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	02	НО-V-125 - НО-V-126	ГВС; Отопление	подача	подземная	800	67,60	минвата	2019	1978
14	ЗСТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	02	НО-V-125 - НО-V-126	ГВС; Отопление	обратка	подземная	800	67,60	минвата	2019	1978
15	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-2/7 - ТК-2/7а	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	128,50	скорлупы ППУ	2019	1959
16	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-2/7а до наружной стены здания пр-д Ижевский, 14	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	183,50	скорлупы ППУ	2019	1959
17	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	от наружной стены до ИТП здания пр-д Ижевский, 14	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	14,00	скорлупы ППУ	2019	1959
18	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-2/7а до наруж. стены здания проезд Ижевский, 14 (2ввод)	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	88,00	скорлупы ППУ	2019	1959
19	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	от наружной стены до ИТП здания пр-д Ижевский, 14	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	18,50	скорлупы ППУ	2019	1959
20	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-1а/4 - ТК-1а/3 пр. Архитекторов	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	350	306,00	скорлупы ППУ	2019	1984
21	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-1а/3 - ТК-1а/2 пр. Архитекторов	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	350	76,00	скорлупы ППУ	2019	1984
22	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от ТК-8 до ст.ж.д. №17 Металлургов (№7 ул. Кутузова)	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	80,00	скорлупы ППУ	2019	1953
23	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от ТК-1 до К-1*	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	200	8,00	скорлупы ППУ	2019	1993
24	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	транзит по дому №9 Металлургов от врезки на д/сад №88	ГВС; Отопление	подача+обратка	подвальная	150	2,00	скорлупы ППУ	2019	1958
25	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от стены ж.д. №9 пр. Металлургов до стены ж.д. №5 пр. Металлургов	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	150	24,00	скорлупы ППУ	2019	1958
26	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от стены ж.д. №5 пр. Металлургов до врезки на д/сад №5 пр. Металлургов, 7а	ГВС; Отопление	подача+обратка	подвальная	150	2,00	скорлупы ППУ	2019	1958
27	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от стены ж.д. №14 до стены ж.д. №16 ул. Курако	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	150	42,00	скорлупы ППУ	2019	1959
28	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от К-6а до стены ж.д. №16 пр. Бардина	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	180,00	скорлупы ППУ	2019	1960
29	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от наружной стены ТК-5 Кирова до наружной стены ж.д. №10 ул. Кирова	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	150	54,00	скорлупы ППУ	2019	1950
30	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от стены ж.д. №10 Кирова до К-1а	ГВС; Отопление	подача+обратка	подвальная	150	14,00	скорлупы ППУ	2019	1950
31	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-1 - ТК-2 проезд Библиотечный	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	200	36,50	скорлупы ППУ	2019	1938
32	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от разветвления до ИТП №1 ж.д. №5	ГВС; Отопление	подача+обратка	подвальная	100	36,00	минвата, скорлупы ППУ	2019	1957
33	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от наружной стены ТК-1 Хитарова до К-1 Курако	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	150	100,00	скорлупы ППУ	2019	1958
34	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от К-7 до стены ж.д. №57 пр. Строителей	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	70	26,00	скорлупы ППУ	2019	1959
35	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от стены ж.д. №57 пр. Строителей до ИТП ж.д. №57	ГВС; Отопление	подача+обратка	подвальная	70	4,00	скорлупы ППУ	2019	1979
36	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от К-12 до стены ж.д. №12 ул. Фестивальная	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	24,00	скорлупы ППУ	2019	1962
37	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от стены ж.д. №12 ул. Фестивальная до ИТП ж.д. №12	ГВС; Отопление	подача+обратка	подвальная	100	4,00	скорлупы ППУ	2019	1954
38	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от стены ж.д. №21 ул. Белана до стены ж.д. №25 ул. Белана	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	40,00	скорлупы ППУ	2019	1989
39	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от наружной стены ТК-15 ДОЗ до ТК-	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	250	50,00	скорлупы ППУ	2019	1947

№ п/п	Источник	ТСО	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность (1-тр. исч.), м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода	
				16									
40	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-7л - ТК-8 Курако	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	700	100,00	скорлупы ППУ	2019	1958	
41	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-13 - ТК-13'	ГВС; Отопление	подача+обратка	надземная	700	123,00	скорлупы ППУ	2019	1958	
42	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-14а - ТК-15 Курако	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	700	10,00	скорлупы ППУ	2019	1958	
43	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-15 - ТК-16 Курако	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	700	8,00	скорлупы ППУ	2019	1958	
44	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-3 - ТК-4 Орджоникидзе	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	700	15,00	скорлупы ППУ	2019	1945	
45	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-4 - ТК-5 Орджоникидзе	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	700	7,00	скорлупы ППУ	2019	1945	
46	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-12 - ТК-13 Орджоникидзе	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	700	106,00	скорлупы ППУ	2019	1945	
47	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-15 до наружной стены ТК-18 Хитарова	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	600	50,00	скорлупы ППУ	2019	1968	
48	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от наружной стены ТК-18 Хитарова - ТК-16 Metallургов	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	600	74,00	скорлупы ППУ	2019	1968	
49	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от наружной стены ТК-17 Курако - ТК-1 Хитарова	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	300	9,00	минвата	2019	1936	
50	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-6 - ТК-7 Покрышкина	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	400	62,00	скорлупы ППУ	2019	1954	
51	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-7 - ТК-8 Покрышкина	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	400	272,00	скорлупы ППУ	2019	1954	
52	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-8 - ТК-9 Покрышкина	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	400	18,00	скорлупы ППУ	2019	1954	
53	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-2 - ТК-3 Суворова	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	300	3,50	скорлупы ППУ	2019	1954	
54	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-3 - ТК-4 Суворова	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	300	7,00	скорлупы ППУ	2019	1954	
55	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	от наружной стены ТК-27 Курако до ТК-1 Невского	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	400	69,00	скорлупы ППУ	2019	1955	
56	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-3 - ТК-4 Спартака	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	400	2,50	скорлупы ППУ	2019	1938	
57	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-4 - ТК-5 Спартака	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	350	8,00	минвата	2019	1938	
<b>Итого</b>			<b>01</b>						<b>558,6</b>				
			<b>02</b>						<b>1 703,3</b>				
			<b>03</b>							<b>1 670,5</b>			
			<b>Всего</b>							<b>3 932,4</b>			

Таблица 112 – Перечень реализованных мероприятий, предусмотренных базовой версией Схемы теплоснабжения, в 2019 г.

№ п/п	Источник	ЕТО	Наименование мероприятия	Ду, мм	Протяженность трубопровода, м (однотрубное исполнение)	Мероприятие	Год реализации	Статус реализации
1	ЦТЭЦ	03	ТК-12 - ТК-13 Орджоникидзе	700	106	Реконструкция	2019	выполнено
2	ЦТЭЦ	03	ТК-7 - ТК-8 Покрышкина	400	272	Реконструкция	2019	выполнено
3	ЦТЭЦ	03	ТК-1а/4 - ТК-1а/3 пр. Архитекторов	350	306	Реконструкция	2019	выполнено
4	ЦТЭЦ	03	от стены ж.д. № 21 ул. Белана до стены ж.д. №25 ул. Белана	100	40	Реконструкция	2019	выполнено
5	ЦТЭЦ	03	от ТК-8 до ст. ж.д. №17 Metallургов	100	80	Реконструкция	2019	выполнено
6	ЦТЭЦ	03	от наружной стены ТК-15 ДОЗ до ТК-16	250	218	Реконструкция	2019	выполнено
7	ЦТЭЦ	03	от наружной стены ТК-1 Хитарова до К-1 Курако	150	100	Реконструкция	2019	выполнено
8	ЦТЭЦ	03	от наружной стены ТК-27 Курако до ТК-1 Невского	400	69	Реконструкция	2019	выполнено
<b>Итого</b>		<b>03</b>			<b>1 191</b>			

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

К основным теплосетевым организациям на территории города Новокузнецка относятся:

- АО «Кузбассэнерго» – организация осуществляет транспортировку тепловой энергии от Кузнецкой и Западно-Сибирской ТЭЦ. На балансе организации находятся магистральные и распределительные сети от Кузнецкой ТЭЦ, а также магистральные и, частично, распределительные сети от Западно-Сибирской ТЭЦ;

- ООО «Сибэнерго» – в границах эксплуатационной ответственности организации находятся магистральные и распределительные сети от Центральной ТЭЦ, распределительные сети Западно-Сибирской ТЭЦ, а также тепловые сети от котельных, эксплуатируемых ООО «Сибэнерго» и ряда ведомственных котельных. Кроме того, организация эксплуатирует часть магистральных сетей от Западно-Сибирской ТЭЦ.

Город Новокузнецк не имеет единой системы теплоснабжения. Каждая ТЭЦ работает локально на свой тепловой район.

Протяженность тепловых сетей и сетей ГВС г. Новокузнецка от ТЭЦ и муниципальных котельных в одноструйном исчислении составит порядка 1 167,7 км средним диаметром 200 мм, что говорит о разветвленной системе распределительных сетей.

#### **3.2.1. Кузнецкая ТЭЦ**

Снабжает теплом в горячей воде Кузнецкий район, юго-восточную часть Центрального района, часть Орджоникидзевского, а также часть Куйбышевского районов и в паре – предприятия Кузнецкого района.

Транспорт тепловой энергии от Кузнецкой ТЭЦ осуществляется в горячей воде по четырем тепловыводам:

- от бойлерной установки №1 по магистральной тепловой сети диаметром 2Ду 700 мм до коллекторной №1, расположенной за пределами ТЭЦ и далее в Кузнецкий и Центральный районы;

- от бойлерной установки №2 по магистральной тепловой сети диаметром 2Ду 600 мм до коллекторной №1, расположенной за пределами ТЭЦ, и далее в Кузнецкий и Центральный районы;

- от бойлерной установки №3 по магистральной тепловой сети диаметром 2Ду 600 мм в Орджоникидзевский район;

- от водогрейной котельной по магистральной тепловой сети диаметром 2Ду 1000 мм на коллекторную №1 и далее по тепломагистрали 1Ду 1000 мм (под.) и 2Ду 700 мм в Центральный район.

Перераспределение потоков теплоносителя на коллекторной № 1 происходит в зависимости от текущей загрузки магистралей.

Пар промышленным потребителям отпускается следующих параметров: от 2,5 до 7 кгс/см<sup>2</sup> (линия НКАЗ-П) и свыше 13 кгс/см<sup>2</sup> по двум паропроводам: линия Химфарм завода и непосредственно от КТЭЦ на ОАО «РУСАЛ Новокузнецк».

Прокладка тепловых сетей от КТЭЦ в Центральный и Кузнецкий районы по незастроенной территории – надземная, на низких отдельно стоящих опорах, в городской застройке – в основном подземная в непроходных железобетонных каналах.

Переход теплопроводами ТМ №1 на левый берег р. Томь выполнен по существующему мосту трубопроводами 2Ду 1000 мм, протяженностью 1174 м.

В правобережной части города на тепловых сетях от КТЭЦ построены две тепловые камеры с секционирующими задвижками - одна в Кузнецкий и Центральный районы (КСЗ-1) и вторая в Центральный район (КСЗ-2), обеспечивающие циркуляцию сетевой воды в аварийных ситуациях с перемычками диаметром по Ду 250 мм.

Кроме того, секционирующие задвижки 2Ду 1000 мм с перемычками 2Ду 300 мм установлены на тепломагистралях от котельной КТЭЦ до коллекторной №1.

Тепловые сети Центрального района за счет строительства распределительных тепловых сетей по улицам Циолковского, Сеченова и Кузнецова – кольцевые, позволяющие обеспечить подачу теплоносителя при аварийных ситуациях.

На существующих тепловых сетях для обеспечения нормальных гидравлических параметров теплоносителя для присоединения потребителей по наиболее простым зависимым схемам установлены две подкачивающие насосные станции – ПНС-11 (на Центральный район) и ПНС-15 (на Кузнецкий район) и насосная станция зарядки и разрядки баков-аккумуляторов (ПНС-12).

Сведения по тепловым сетям и сетям ГВС от КТЭЦ приведены в таблице ниже.

**Таблица 113 – Сведения по тепловым сетям и сетям ГВС от КТЭЦ**

Наименование	КТЭЦ:
	Центральный
	Кузнецкий
	Орджоникидзевский
Район теплоснабжения	Куйбышевский
Договорная нагрузка конечных потребителей городской застройки, Гкал/ч	903,9
Протяженность тепловых сетей и сетей ГВС, м (в 1-тр. исчислении), в том числе:	389 154,3
- магистральных	74 323,5
- распределительных (Ду 300 мм и менее)	314 830,8

- сетей ГВС	0,0
Протяженность по типу прокладки в 1-трубном исчислении, м:	
- надземная	54 228,8
- подземная	334 925,5
Материальная характеристика сети, м <sup>2</sup>	95 147,5
Удельная материальная характеристика сети, м <sup>2</sup> /(Гкал/ч)	105,4
Вид грунта	Глина, суглинок. Водонасыщенный.
Количество тепловых узлов, шт.	1861
Тип изоляции	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75; Маты минераловатные прошивные марки 100; ППУ.
Тип компенсации	П-образные компенсаторы; Углы поворота трасс; Сальниковые компенсаторы.
Теплосетевые организации:	
- магистральные тепловые сети	АО «Кузбассэнерго»
- распределительные тепловые сети	АО «Кузбассэнерго»
- ЦТП	АО «Кузбассэнерго», ООО «НТК»

### 3.2.2. Западно-Сибирская ТЭЦ

Снабжает теплом Заводской и Новоильинский районы.

Первые участки тепловых сетей от ЗС ТЭЦ в Заводской район были построены в 1954 году и заменены на новые трубопроводы диаметром 2Ду 1200 мм. Тепловые выводы с ТЭЦ проложены надземно.

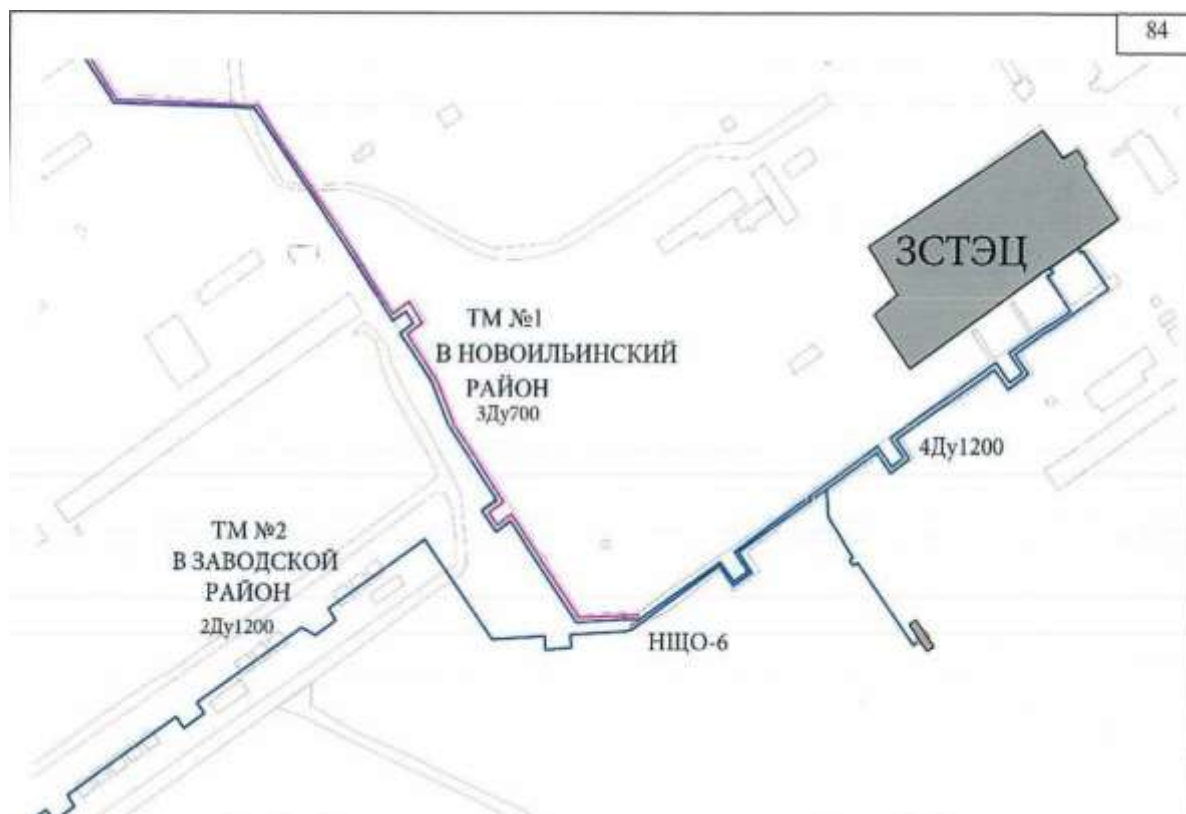
Транспорт тепловой энергии от ЗС ТЭЦ в Новоильинский и Заводской районы осуществляется по тепломагистралям диаметром головных участков 4Ду 1200 мм (два подающих и два обратных) протяженностью около 500 м от коллекторов главного корпуса и далее до НЩО-6 (неподвижная щитовая опора).

В районе НЩО-6 один из подающих трубопроводов Ду 1200 мм за счет устройства перехода на 700 мм и врезки второго трубопровода диаметром 700 мм превращается в два подающих трубопровода диаметром по 700 мм. В обратный трубопровод Ду 1200 мм врезается также трубопровод Ду 700 мм. Таким образом, тепломагистраль состоящая из трех трубопроводов диаметром 700 мм (два подающих, один обратный) после НЩО-6 используется для теплоснабжения Новоильинского района. На тепломагистрали Новоильинского района построена насосная подкачивающая станция – ПНС №16. В насосной станции установлены подкачивающие насосы на подающем и обратном трубопроводах, насосы зарядки и разрядки баков-аккумуляторов (3 бака) и насосы для поддержания статического режима при остановке сетевых насосов.

Вторая тепломагистраль диаметром 2Ду 1200 мм от ЗС ТЭЦ проходит до т. «А» усл. (в районе автодорожной развязки на въезде в Заводской район), далее по тепломагистралям диаметрами головного участка 2Ду 700 мм и 2Ду 800 мм проходит в Заводской район.

Выводы тепломагистралей от ЗСТЭЦ приведены на рисунке ниже.





**Рисунок 20 – Выводы тепломагистралей от ЗС ТЭЦ**

Сведения по тепловым сетям и сетям ГВС от ЗС ТЭЦ приведены в таблице ниже.

**Таблица 114 – Сведения по тепловым сетям и сетям ГВС от ЗС ТЭЦ**

Наименование	ЗС ТЭЦ	ТМ №1	ТМ №2
	Заводской Новоильинский	Новоильинский	Заводской
Договорная нагрузка конечных потребителей городской застройки, Гкал/ч	498,4	274,0	224,4
Протяженность тепловых сетей и сетей ГВС, м (в 1-тр. исчислении), в том числе	344 004,0	<b>171 661,8</b>	172 342,22
- магистральных	89 777,9	<b>51 203,1</b>	38 574,8
- распределительных (Ду 300 мм и менее)	220 904,3	90 187,5	130 716,9
- сетей ГВС	33 321,8	30 271,3	3 050,6
Протяженность по типу прокладки в 1-трубном исчислении, м:			
- надземная	46 279,5	19 125,5	27 154,0
- подземная	297 724,6	152 536,3	145 182,2
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	96 313,7	<b>50 078,0</b>	46 235,7
Удельная материальная характеристика сети, м <sup>2</sup> /(Гкал/ч)	193,2	182,8	205,8
Вид грунта	Глина, суглинок. Су-	Преимущественно глина сугли-	Преимущественно песок. су-

Наименование	ЗС ТЭЦ	ТМ №1	ТМ №2
	хой и влажный. Песок, супесь, сухой водонасыщенный.	нок, сухой. Отдельные участки песок, супесь, сухой. Глина, суглинок, влажный.	песь, сухой. Отдельные участки Глина суглинок сухой и влажный. Песок, супесь, водонасыщенный.
Количество тепловых узлов, шт.	1507	656	851
Тип изоляции	Маты и плиты минераловатные марки 75; ППУ; Маты и плиты стекловатные марки 50; Известково-кремнеземистые изделия марки 200.	Преимущественно маты и плиты минераловатные марки 75; Отдельные участки ППУ; Маты и плиты стекловатные марки 50, 75.	Преимущественно маты и плиты минераловатные марки 75; Отдельные участки ППУ; Маты и плиты стекловатные марки 50; Известково-кремнеземистые изделия марки 200.
Тип компенсации	П-образные компенсаторы, углы поворота трасс. Сальниковые компенсаторы.	П-образные компенсаторы, углы поворота трасс. Сальниковые компенсаторы.	П-образные компенсаторы, углы поворота трасс. Сальниковые компенсаторы.
Теплосетевые организации:			
- магистральные тепловые сети	АО «ЕВРАЗ ЗСМК», АО «Кузбассэнерго», ООО «Шахта Юбилейная»		
- распределительные - ЦТП	ООО «Сибэнерго», ООО «КузнецкТеплоСбыт», ООО «Теплоснаб», ООО «ЭнергоСеть» ООО «Сибэнерго», ООО «НТК»		

### 3.2.3. Центральная ТЭЦ

ЦТЭЦ снабжает теплом часть Центрального района (вторая половина района подключена к КТЭЦ) и часть Куйбышевского района, примыкающего к Центральному району с юго-западной стороны.

Выдача тепловой мощности из главного корпуса ТЭЦ (бойлерная) и водогрейной котельной осуществляется по двум тепломагистралям 2х2Ду700 мм, соединенным между собой перемычками, до тепловой камеры ТК-6, расположенной вне территории ЦТЭЦ. На участках обратных трубопроводов между главным корпусом ТЭЦ и ТК-6 построена насосная подкачивающая станция «Подкачка».

В ТК-6', состоящей из 2-х камер ТК-6'Л и ТК-6'П, происходит разделение тепломагистралей:

- тепломагистраль П диаметром 700 мм (подающий трубопровод) и 600 мм (обратный трубопровод) доходит до ТК-8;

- тепломагистраль Л диаметром 2Ду700 доходит до ТК-8.

В ТК-8 тепломагистрали П и Л делятся на три тепломагистрали:

2Ду700 мм по пр. Курако до ТК-20; 2Ду500 мм от ТК-20 (Курако) до ТК-30 (Курако); 2Ду400 мм от ТК-30 (Курако) через пр. Бардина, вдоль ул. Транспортная до ул. Сеченова;

2Ду 700 мм проходит по ул. Орджоникидзе до пр. Metallургов;

2Ду400 мм проходит по пр. Строителей до пр. Metallургов и далее по ул. Фестивальная до ТК-5 (Фестивальная); Ду300 мм от ТК-5 (Фестивальная) до ТК-8 (Фестивальная); Ду250 мм и Ду300 мм до ул. ДОЗ.

Магистраль соединяется тепловой сетью Ду150-600 мм по пр. Metallургов и далее работают в совместные зоны.

Сведения по тепловым сетям и сетям ГВС от ЦТЭЦ приведены в таблице ниже. Принципиальная схема выдачи тепловой мощности от ЦТЭЦ приведена на рисунке ниже.

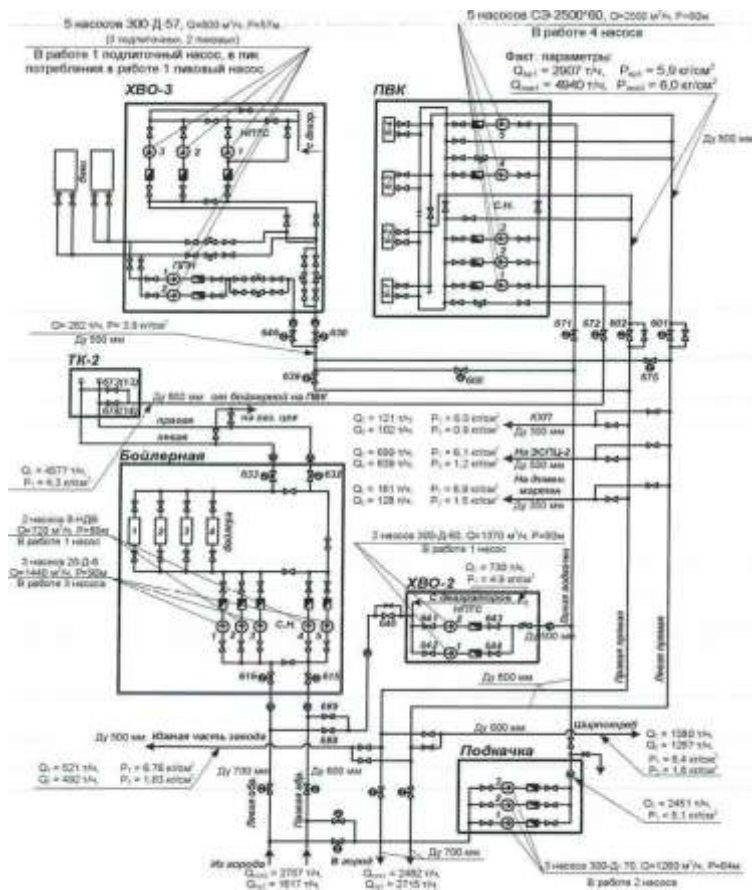


Рисунок 21 – Принципиальная схема выдачи тепловой мощности от ЦТЭЦ

Таблица 115 – Сведения по тепловым сетям и сетям ГВС от ЦТЭЦ

Наименование	ЦТЭЦ
Район теплоснабжения	Центральный (Юго-Западная часть) Куйбышевский (Северо-Восточная часть)
Договорная нагрузка конечных потребителей городской застройки, Гкал/ч	441,9
Протяженность тепловых сетей и сетей ГВС, м (в 1-тр. исчислении), в том числе	<b>203 502,8</b>
- магистральных	30 879,0
- распределительных (Ду 300 мм и менее)	160 709,9
- сетей ГВС	11 913,9
Протяженность по типу прокладки в 1-трубном исчислении, м:	
- надземная	21 573,0
- подземная	181 929,8
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	<b>41 550,1</b>

Наименование	ЦТЭЦ
Удельная материальная характеристика сети, м <sup>2</sup> /(Гкал/ч)	94,0
Вид грунта	Глина, суглинок. Водонасыщенный
Количество тепловых узлов, шт.	1533
Тип изоляции	Преимущественно маты минераловатные
Тип компенсации	П-образные компенсаторы, углы поворота трасс
Теплосетевые организации	ООО «Сибэнерго», ООО «ЭнергоТранзит», ООО «НТК»

### 3.2.4.Муниципальные котельные

Снабжают теплом локальные районы. Выдача тепловой мощности от муниципальных котельных осуществляется горячей водой по двухтрубным тепловым сетям по температурным графикам 95-70°С, кроме Куйбышевской центральной котельной – 110-70°С и Абашевской районной котельной – модифицированный температурный график 150-70°С до ЦТП, после ЦТП – 95-70°С.

Абонентские установки подключены к котельным, в основном без смесительных устройств, для систем отопления. Расчетные напоры в узлах ввода потребителей обеспечиваются, в основном, дроссельными шайбами.

Подключение систем горячего водоснабжения – через смесительные устройства, кроме Куйбышевской центральной котельной, осуществляющей ГВС по отдельному трубопроводу по «тупиковой» схеме.

Прокладка тепловых сетей от муниципальных котельных преимущественно подземная в непроходных железобетонных каналах. В местах подключения потребителей или ответвлений построены подземные камеры, в которых установлены: запорная арматура, спускники, воздушники, сальниковые компенсаторы, неподвижные опоры и др.

Все тепловые сети разделены секционирующими задвижками на отдельные участки, протяженность которых принимается по СНиПу в зависимости от диаметра участка. В местах установки секционирующих задвижек построены неподвижные опоры, а также перемычки между трубопроводами с двумя задвижками, спускником и воздушником.

Информация по тепловым сетям и потребителям тепловой энергии г. Новокузнецка от ТЭЦ и котельных приведена в соответствующих приложениях к Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения г. Новокузнецка». Она включает в себя: протяженность, диаметр, способ прокладки, тип изоляции, тип компенсаторов, наличие спускников и воздушников, тип арматуры, места установки неподвижных опор, характеристика тепло- и гидроизоляции трубопроводов, характеристика грунтов, отметки земли, привязка к существующим строениям и наличие ЦТП и их оборудование, схемы подключения (узлы ввода) потребителей, параметры

сетевых и подпиточных насосов в котельных, а также насосов и оборудования в подкачивающих насосных станциях и ЦТП.

Сведения по тепловым сетям и сетям ГВС от муниципальных котельных ООО «Сиб-энерго» и основных ведомственных котельных представлены в таблице ниже.

**Таблица 116 – Сведения по тепловым сетям и сетям ГВС от муниципальных котельных ООО «Сибэнерго» и основных ведомственных котельных**

Наименование теплоисточника	Район	Схема присоединения ГВС	Температурный график	Протяженность тепловых сетей и сетей ГВС в 1-трубном исчислении, м				Протяженность по типу прокладки и сетей ГВС в 1-трубном исчислении, м		Материальная характеристика тепловых сетей и сетей ГВС, м <sup>2</sup>
				Всего	Магистральных	Распределительных (Ду 300 мм и менее)	ГВС	Надземная	Подземная	
Абашевская районная котельная	Орджоникидзевский	закрытая	150-70°С	47 235,0	7 022,0	18 818,0	21 395,0	3 805,0	43 430,0	8 452,2
Байдаевская центральная котельная №2	Орджоникидзевский	открытая	95-70°С	22 388,7	4 790,0	17 239,2	359,5	1 304,2	21 084,5	4 475,4
Зыряновская районная котельная	Орджоникидзевский	открытая	95-70°С	40 879,5	4 976,0	35 297,5	606,0	10 396,0	30 483,5	7 802,4
Котельная пос. Притомский	Орджоникидзевский	открытая	95-70°С	17 294,0	3 735,0	7 134,0	6 425,0	4 643,0	12 651,0	3 077,1
Котельная №19	Орджоникидзевский	открытая	95-70°С	248,0	0,0	248,0	0,0	0,0	248,0	39,4
Котельная №72	Орджоникидзевский	открытая	95-70°С	28,0	0,0	28,0	0,0	0,0	28,0	2,1
Котельная УПК	Заводской	открытая	95-70°С	220,0	0,0	220,0	0,0	0,0	220,0	22,6
Котельная ОРК «Таргай»	Новокузнецкий р-н, Кемеровская область	открытая	95-70°С	3 343,0	0,0	3 343,0	0,0	1 811,0	1 532,0	430,6
Котельная №1 п. Абагур-Лесной	Центральный	открытая	95-70°С	7 173,0	0,0	7 173,0	0,0	2 280,0	4 893,0	846,0
Котельная №2 п. Абагур-Лесной	Центральный	открытая	95-70°С	6 350,0	0,0	6 350,0	0,0	3 188,0	3 162,0	604,3
Котельная №3 п. Абагур-Лесной	Центральный	открытая	95-70°С	621,4	0,0	621,4	0,0	621,4	0,0	47,1
Куйбышевская центральная котельная	Куйбышевский	закрытая (отдельные сети ГВС от котельной)	110-70°С	52 522,0	7 249,0	31 194,8	14 078,2	12 729,5	39 792,5	9 834,5
Котельная пос. Листвяги	Куйбышевский	открытая	95-70°С	10 768,0	0,0	10 768,0	0,0	3 528,5	7 239,5	1 869,2
Котельная №6	Куйбышевский	открытая	95-70°С	759,0	0,0	759,0	0,0	0,0	759,0	85,0
Котельная Садопарковая	Куйбышевский	открытая	95-70°С	1 085,0	0,0	1 085,0	0,0	172,0	913,0	146,0
Котельная №32 (БПОУ)	Куйбышевский	открытая	95-70°С	2 627,0	0,0	2 627,0	0,0	1 184,0	1 443,0	282,6
Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	Куйбышевский	закрытая (отдельные сети ГВС от котельной)	95-70°С	2 768,0	0,0	1 460,0	1 308,0	0,0	2 768,0	212,8
Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	Куйбышевский	закрытая (отдельные сети ГВС от котельной)	95-70°С	1 893,0	0,0	1 190,0	703,0	405,0	1 488,0	194,5
Котельная проф. «Бунгурский»	Куйбышевский	закрытая (отдельные сети ГВС от котельной)	95-70°С	1 964,0	0,0	982,0	982,0	632,0	1 332,0	194,3
Котельная «РТРС»	Куйбышевский	открытая	95-70°С	228,0	0,0	228,0	0,0	0,0	228,0	22,0
Оздоровительного лагеря «Голубь»	Новокузнецкий р-н, Кемеровская область	открытая	95-70°С	575,0	0,0	575,0	0,0	30,0	545,0	48,4
Котельная школа №1	Куйбышевский	открытая	95-70°С	120,0	0,0	120,0	0,0	0,0	120,0	10,7
Котельная школа №23	Куйбышевский	открытая	95-70°С	229,4	0,0	229,4	0,0	0,0	229,4	21,2
Котельная школа №37	Куйбышевский	закрытая (отдельные сети ГВС от котельной)	95-70°С	240,0	0,0	240,0	0,0	152,0	88,0	20,9
Котельная школа №43	Куйбышевский	открытая	95-70°С	182,0	0,0	182,0	0,0	182,0	0,0	19,7
Котельная интернат №66 (Монтажник)	Куйбышевский	открытая	65-50°С	1 024,0	0,0	1 024,0	0,0	0,0	1 024,0	72,7
Котельная школа №16	Центральный	открытая	95-70°С	144,0	0,0	144,0	0,0	0,0	144,0	15,6
Полосухинская	Заводской	открытая	95-70°С	1 424,0	0,0	1 058,0	366,0	0,0	1 424,0	137,7
Кузнецкая крепость	Кузнецкий	открытая	95-70°С	232,0	0,0	232,0	0,0	0,0	232,0	17,6
Котельная НКХП	Куйбышевский	закрытая (отдельные сети ГВС от котельной)	95-70°С	280,0	0,0	138,0	142,0	0,0	280,0	21,7
Новоильинская газовая котельная	Новоильинский	открытая	95-70°С	3 368,0	0,0	3 368,0	0,0	0,0	3 368,0	587,7
Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	Куйбышевский	закрытая (отдельные сети ГВС от котельной)	95-70°С	1 166,0	0,0	664,0	502,0	0,0	1 166,0	141,5
Котельная ст. Абагур-Лесной	Центральный	открытая	95-70°С	86,0	0,0	86,0	0,0	4,0	82,0	7,4
Котельная ООО ТК «Садовая»	Заводской	открытая	95-70°С	1 182,0	0,0	1 182,0	0,0	598,0	584,0	127,7
Ливинская, ООО "Разрез Бунгурский Северный"	Куйбышевский	открытая	95-70°С	126,0	0,0	84,0	42,0	0,0	126,0	8,8
<b>Итого</b>	-	-	-	<b>230 773,0</b>	<b>27 772,0</b>	<b>156 092,3</b>	<b>46 908,7</b>	<b>47 665,6</b>	<b>183 107,4</b>	<b>39 899,2</b>

### **3.3. Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии**

Схема тепловых сетей г. Новокузнецка представлены на рисунке ниже.



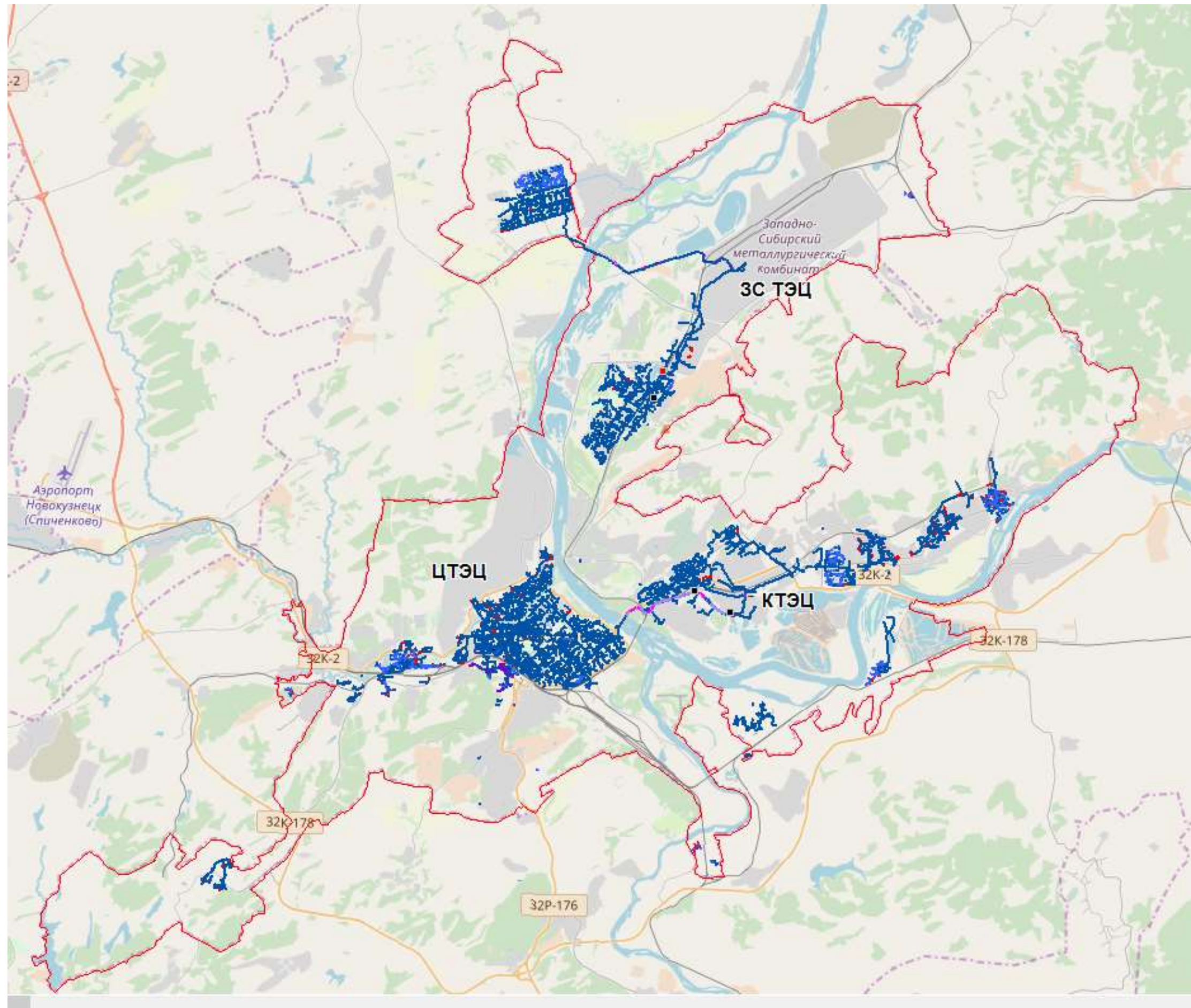


Рисунок 22 – Схема тепловых сетей г. Новокузнецка



### 3.4. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки

Новокузнецкий городской округ не имеет единой системы теплоснабжения. Каждая ТЭЦ работает локально на свой тепловой район. На тепловых сетях городского округа имеет место низкое качество теплоизоляции трубопроводов, что приводит к значительным тепловым потерям.

Компенсация тепловых удлинений от ТЭЦ при подземной прокладке – сальниковыми компенсаторами и поворотами трубопроводов, при надземной прокладке – П-образными компенсаторами и поворотами трубопроводов. Изоляция магистральных трубопроводов выполнена, в основном, минматами.

Протяженность тепловых сетей и сетей ГВС от ТЭЦ и котельных в однотрубном исчислении составляет порядка 1 167,4 км, при этом большая часть тепловых сетей проложена диаметром менее 200 мм, что свидетельствует о разветвленной системе распределительных сетей.

Распределение материальных характеристик тепловых сетей по источникам теплоснабжения приведено на рисунке ниже:

- Кузнецкая ТЭЦ – 34,9%;
- Западно-Сибирская ТЭЦ – 35,3%;
- Центральная ТЭЦ – 15,2%;
- Муниципальные котельные – 14,5%;
- Ведомственные котельные – 0,1%.

Общая характеристика магистральных, распределительных тепловых сетей и сетей ГВС г. Новокузнецка в разрезе ЕТО и ТСО представлена в таблицах ниже.

**Таблица 117 – Общая характеристика магистральных тепловых сетей ТСО в зонах деятельности ЕТО г. Новокузнецка (Ш11.1 МУ)**

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Кузбассэнерго»</b>	
350	2 000,3	754,1
400	11 209,8	4 775,4
450	705,6	338,7
500	9 379,2	4 971,0
600	14 554,2	9 169,1
700	17 301,6	12 457,2
800	8 580,2	7 035,8
1000	10 592,6	10 804,5
<b>Итого по АО «Кузбассэнерго»</b>	<b>74 323,5</b>	<b>50 305,7</b>
350	2 000,3	754,1
400	11 209,8	4 775,4
450	705,6	338,7
500	9 379,2	4 971,0

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном ис- числениях, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
600	14 554,2	9 169,1
700	17 301,6	12 457,2
800	8 580,2	7 035,8
1000	10 592,6	10 804,5
<b>Итого по ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</b>	<b>74 323,5</b>	<b>50 305,7</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №02 - ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Кузбассэнерго»</b>	
350	154,0	58,1
400	6 324,2	2 694,1
450	108,0	51,6
500	12 976,4	6 874,4
600	2 879,0	1 813,8
700	35 160,6	25 315,6
800	10 843,4	8 891,6
1200	1 222,0	1 490,8
<b>Итого по АО «Кузбассэнерго»</b>	<b>69 667,6</b>	<b>47 190,0</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	
800	365,3	299,5
<b>Итого по ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	<b>365,3</b>	<b>299,5</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
350	3 170,0	1 195,1
400	894,0	380,8
500	2 358,0	1 249,7
700	3 150,0	2 268,0
800	756,0	619,9
1200	5 560,0	6 783,2
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>15 888,0</b>	<b>12 496,8</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Теплоснаб»</b>	
400	3 857,0	1 643,1
<b>Итого по ООО «Теплоснаб»</b>	<b>3 857,0</b>	<b>1 643,1</b>
350	3 324,0	1 253,1
400	11 075,2	4 718,0
450	108,0	51,6
500	15 334,4	8 124,1
600	2 879,0	1 813,8
700	38 310,6	27 583,6
800	11 964,7	9 811,0
1200	6 782,0	8 274,0
<b>Итого по ЕТО №02 - ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	<b>89 777,9</b>	<b>61 629,4</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
350	3 085,0	1 163,0
400	12 974,0	5 526,9
450	298,0	142,4
500	5 218,0	2 765,5
600	1 314,0	827,8
700	6 914,0	4 978,1
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>29 803,0</b>	<b>15 403,9</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «НТК»</b>	
400	962,0	409,8
500	114,0	60,4
<b>Итого по ООО «НТК»</b>	<b>1 076,0</b>	<b>470,2</b>
350	3 085,0	1 163,0
400	13 936,0	5 936,7
450	298,0	142,4
500	5 332,0	2 826,0
600	1 314,0	827,8
700	6 914,0	4 978,1
<b>Итого по ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТран-</b>	<b>30 879,0</b>	<b>15 874,1</b>

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном ис- числении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<i>зит</i>		
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
350	3 892,0	1 467,3
400	17 009,0	7 245,8
500	6 749,0	3 577,0
600	122,0	76,9
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>27 772,0</b>	<b>12 366,9</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «НТК»</b>	
<b>Итого по ООО «НТК»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
350	3 892,0	1 467,3
400	17 009,0	7 245,8
500	6 749,0	3 577,0
600	122,0	76,9
<b>Итого по ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>	<b>27 772,0</b>	<b>12 366,9</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Евразруда»</b>	
<b>Итого по АО «Евразруда»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Итого по ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Итого по ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Итого по ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»</b>	
<b>Итого по ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Итого по ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
	<b>Система теплоснабжения г. Новокузнецка</b>	
350	12 301,3	4 637,6
400	53 230,0	22 676,0
450	1 111,6	532,8
500	36 794,6	19 498,0
600	18 869,2	11 887,6
700	62 526,2	45 018,9
800	20 544,9	16 846,8
1000	10 592,6	10 804,5
1200	6 782,0	8 274,0
<b>Итого Система теплоснабжения г. Новокузнецка</b>	<b>222 752,4</b>	<b>140 176,1</b>

**Таблица 118 – Общая характеристика распределительных тепловых сетей ТСО в зонах деятельности ЕТО г. Новокузнецка (П11.3 МУ)**

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Кузбассэнерго»</b>	
20	529,0	13,2
25	641,0	20,5
32	180,0	6,8
40	1 604,0	72,2
50	17 575,0	1 001,8

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
70	30 940,2	2 351,5
80	56 447,1	5 023,8
100	62 447,8	6 744,4
125	9 558,7	1 271,3
150	61 548,4	9 784,9
200	43 710,4	9 572,6
250	12 636,0	3 449,6
300	17 013,2	5 529,3
<b>Итого по АО «Кузбассэнерго»</b>	<b>314 830,8</b>	<b>44 841,9</b>
20	529,0	13,2
25	641,0	20,5
32	180,0	6,8
40	1 604,0	72,2
50	17 575,0	1 001,8
70	30 940,2	2 351,5
80	56 447,1	5 023,8
100	62 447,8	6 744,4
125	9 558,7	1 271,3
150	61 548,4	9 784,9
200	43 710,4	9 572,6
250	12 636,0	3 449,6
300	17 013,2	5 529,3
<b>Итого по ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</b>	<b>314 830,8</b>	<b>44 841,9</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №02 - ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Кузбассэнерго»</b>	
80	94,0	8,4
100	1 379,6	149,0
125	1 222,4	162,6
150	5 585,2	888,0
200	6 837,8	1 497,5
250	2 154,2	588,1
300	2 468,0	802,1
<b>Итого по АО «Кузбассэнерго»</b>	<b>19 741,2</b>	<b>4 095,7</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	
<b>Итого по ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
25	290,0	9,3
32	1 058,0	40,2
40	515,0	23,2
50	11 742,0	669,3
70	21 473,3	1 632,0
80	45 651,3	4 063,0
100	41 006,2	4 428,7
125	9 217,2	1 225,9
150	37 088,6	5 897,1
200	21 338,0	4 673,0
250	9 103,0	2 485,1
300	5 776,0	1 877,2
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>204 258,6</b>	<b>27 023,9</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Теплоснаб»</b>	
200	142,5	31,2
250	130,0	35,5
<b>Итого по ООО «Теплоснаб»</b>	<b>272,5</b>	<b>66,7</b>
25	290,0	9,3
32	1 058,0	40,2
40	515,0	23,2
50	11 742,0	669,3
70	21 473,3	1 632,0
80	45 745,3	4 071,3
100	42 385,8	4 577,7

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
125	10 439,6	1 388,5
150	42 673,8	6 785,1
200	28 318,3	6 201,7
250	11 387,2	3 108,7
300	8 244,0	2 679,3
<b>Итого по ЕТО №02 - ООО «Кузнецктеп- сбыт»</b>	<b>224 272,3</b>	<b>31 186,2</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
25	44,0	1,4
32	178,0	6,8
40	248,0	11,2
50	5 681,5	323,8
70	9 025,3	685,9
80	19 576,2	1 742,3
100	41 649,0	4 498,1
125	4 781,4	635,9
150	32 486,5	5 165,4
200	15 851,0	3 471,4
250	7 169,0	1 957,1
300	10 898,0	3 541,9
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>147 587,9</b>	<b>22 041,1</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «НТК»</b>	
32	20,0	0,8
50	712,0	40,6
70	889,0	67,6
80	566,0	50,4
100	3 416,0	368,9
125	138,0	18,4
150	1 944,0	309,1
200	1 242,0	272,0
250	1 134,0	309,6
300	3 061,0	994,8
<b>Итого по ООО «НТК»</b>	<b>13 122,0</b>	<b>2 432,1</b>
25	44,0	1,4
32	198,0	7,5
40	248,0	11,2
50	6 393,5	364,4
70	9 914,3	753,5
80	20 142,2	1 792,7
100	45 065,0	4 867,0
125	4 919,4	654,3
150	34 430,5	5 474,4
200	17 093,0	3 743,4
250	8 303,0	2 266,7
300	13 959,0	4 536,7
<b>Итого по ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТран- зит»</b>	<b>160 709,9</b>	<b>24 473,2</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
20	86,0	2,2
25	363,2	11,6
32	1 425,4	54,2
40	1 657,0	74,6
50	14 672,1	836,3
70	8 362,2	635,5
80	15 202,5	1 353,0
100	43 142,9	4 659,4
125	2 152,0	286,2
150	27 618,0	4 391,3

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
200	22 134,0	4 847,3
250	5 390,0	1 471,5
300	8 365,0	2 718,6
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>150 570,3</b>	<b>21 341,7</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «НТК»</b>	
100	138,0	14,9
<b>Итого по ООО «НТК»</b>	<b>138,0</b>	<b>14,9</b>
20	86,0	2,2
25	363,2	11,6
32	1 425,4	54,2
40	1 657,0	74,6
50	14 672,1	836,3
70	8 362,2	635,5
80	15 202,5	1 353,0
100	43 280,9	4 674,3
125	2 152,0	286,2
150	27 618,0	4 391,3
200	22 134,0	4 847,3
250	5 390,0	1 471,5
300	8 365,0	2 718,6
<b>Итого по ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>	<b>150 708,3</b>	<b>21 356,6</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Евразруда»</b>	
<b>Итого по АО «Евразруда»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Итого по ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
50	36,0	2,1
70	1,0	0,1
80	46,0	4,1
100	129,0	13,9
125	44,0	5,9
150	494,0	78,5
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>750,0</b>	<b>104,6</b>
50	36,0	2,1
70	1,0	0,1
80	46,0	4,1
100	129,0	13,9
125	44,0	5,9
150	494,0	78,5
<b>Итого по ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>	<b>750,0</b>	<b>104,6</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
100	1 182,0	127,7
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>1 182,0</b>	<b>127,7</b>
100	1 182,0	127,7
<b>Итого по ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>	<b>1 182,0</b>	<b>127,7</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»</b>	
<b>Итого по ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
70	84,0	6,4
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>84,0</b>	<b>6,4</b>
70	84,0	6,4
<b>Итого по ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>	<b>84,0</b>	<b>6,4</b>
	<b>Система теплоснабжения г. Новокузнецка</b>	
20	615,0	15,4
25	1 338,2	42,8

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
32	2 861,4	108,7
40	4 024,0	181,1
50	50 418,6	2 873,9
70	70 775,0	5 378,9
80	137 601,1	12 246,5
100	194 628,4	21 019,9
125	27 113,7	3 606,1
150	166 764,7	26 514,3
200	111 255,7	24 365,0
250	37 716,2	10 296,5
300	47 581,2	15 463,9
<b>Итого Система теплоснабжения г. Новокузнецка</b>	<b>852 537,2</b>	<b>122 096,5</b>

**Таблица 119 – Общая характеристика распределительных сетей ГВС ТСО в зонах деятельности ЕТО г. Новокузнецка (П11.4 МУ)**

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Кузбассэнерго»</b>	
<b>Итого по АО «Кузбассэнерго»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<i>Итого по ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №02 - ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Кузбассэнерго»</b>	
<b>Итого по АО «Кузбассэнерго»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	
<b>Итого по ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
25	20,0	0,6
32	144,0	5,5
40	891,0	40,1
50	5 267,8	300,3
70	3 717,9	282,6
80	5 468,9	486,7
100	4 233,5	457,2
125	2 824,3	375,6
150	5 449,5	866,5
200	3 619,0	792,6
250	1 342,0	366,4
300	344,0	111,8
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>33 321,8</b>	<b>4 085,8</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Теплоснаб»</b>	
<b>Итого по ООО «Теплоснаб»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
25	20,0	0,6
32	144,0	5,5
40	891,0	40,1
50	5 267,8	300,3
70	3 717,9	282,6

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
80	5 468,9	486,7
100	4 233,5	457,2
125	2 824,3	375,6
150	5 449,5	866,5
200	3 619,0	792,6
250	1 342,0	366,4
300	344,0	111,8
<b>Итого по ЕТО №02 - ООО «Кузнецктел- лосбыт»</b>	<b>33 321,8</b>	<b>4 085,8</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
50	381,3	21,7
70	707,4	53,8
80	586,1	52,2
100	442,0	47,7
150	125,6	20,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>2 242,4</b>	<b>195,4</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «НТК»</b>	
25	21,0	0,7
32	222,0	8,4
50	4 053,5	231,0
70	209,0	15,9
80	702,0	62,5
100	1 580,0	170,6
125	164,0	21,8
150	1 691,0	268,9
200	987,0	216,2
250	42,0	11,5
<b>Итого по ООО «НТК»</b>	<b>9 671,5</b>	<b>1 007,5</b>
25	21,0	0,7
32	222,0	8,4
50	4 434,8	252,8
70	916,4	69,6
80	1 288,1	114,6
100	2 022,0	218,4
125	164,0	21,8
150	1 816,6	288,8
200	987,0	216,2
250	42,0	11,5
<b>Итого по ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТран- зит»</b>	<b>11 913,9</b>	<b>1 202,8</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
15	5,0	0,1
20	471,5	11,8
25	1 295,0	41,4
32	486,0	18,5
40	1 844,5	83,0



Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
50	12 820,5	730,8
70	2 950,0	224,2
80	5 178,7	460,9
100	6 336,5	684,3
125	397,0	52,8
150	7 084,0	1 126,4
200	4 826,0	1 056,9
250	835,0	228,0
300	1 431,0	465,1
400	262,0	111,6
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>46 222,7</b>	<b>5 295,7</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «НТК»</b>	
25	73,0	2,3
50	51,0	2,9
80	18,0	1,6
<b>Итого по ООО «НТК»</b>	<b>142,0</b>	<b>6,8</b>
15	5,0	0,1
20	471,5	11,8
25	1 368,0	43,8
32	486,0	18,5
40	1 844,5	83,0
50	12 871,5	733,7
70	2 950,0	224,2
80	5 196,7	462,5
100	6 336,5	684,3
125	397,0	52,8
150	7 084,0	1 126,4
200	4 826,0	1 056,9
250	835,0	228,0
300	1 431,0	465,1
400	262,0	111,6
<b>Итого по ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>	<b>46 364,7</b>	<b>5 302,6</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Евразруда»</b>	
<b>Итого по АО «Евразруда»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Итого по ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
50	102,0	5,8
80	247,0	22,0
100	153,0	16,5
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>502,0</b>	<b>44,3</b>
50	102,0	5,8
80	247,0	22,0
100	153,0	16,5
<b>Итого по ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>	<b>502,0</b>	<b>44,3</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>	

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<i>Итого по ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»</b>	
<i>Итого по ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
50	42,0	2,4
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>42,0</b>	<b>2,4</b>
50	42,0	2,4
<i>Итого по ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</i>	<i>42,0</i>	<i>2,4</i>
	<b>Система теплоснабжения г. Новокузнецка</b>	
15	5,0	0,1
20	471,5	11,8
25	1 482,0	47,4
32	852,0	32,4
40	2 735,5	123,1
50	22 769,1	1 297,8
70	7 584,3	576,4
80	12 200,7	1 085,9
100	12 745,0	1 376,5
125	3 385,3	450,2
150	14 350,1	2 281,7
200	9 432,0	2 065,6
250	2 219,0	605,8
300	1 775,0	576,9
400	262,0	111,6
<b>Итого Система теплоснабжения г. Новокузнецка</b>	<b>92 144,4</b>	<b>10 637,9</b>

**Таблица 120 – Общая характеристика тепловых сетей и сетей ГВС г. Новокузнецка**

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м										Итого ТС и ГВС, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>										Итого ТС и ГВС, м
	Тепловые сети					Сети ГВС						Тепловые сети					Сети ГВС					
	Подземная			Надземная	Итого	Подземная			Надземная	Итого		Подземная			Надземная	Итого	Подземная			Надземная	Итого	
	канальная	бесканальная	всего			канальная	бесканальная	всего				канальная	бесканальная	всего			канальная	бесканальная	всего			
15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1
20	429,0	0,0	429,0	186,0	615,0	471,5	0,0	471,5	0,0	471,5	1 086,5	10,7	0,0	10,7	4,7	15,4	11,8	0,0	11,8	0,0	11,8	27,2
25	1 042,2	0,0	1 042,2	296,0	1 338,2	1 042,0	0,0	1 042,0	367,0	1 409,0	2 747,2	33,4	0,0	33,4	9,5	42,8	33,3	0,0	33,3	11,7	45,1	87,9
32	1 997,0	0,0	1 997,0	864,4	2 861,4	852,0	0,0	852,0	0,0	852,0	3 713,4	75,9	0,0	75,9	32,8	108,7	32,4	0,0	32,4	0,0	32,4	141,1
40	3 334,0	0,0	3 334,0	690,0	4 024,0	2 735,5	0,0	2 735,5	0,0	2 735,5	6 759,5	150,0	0,0	150,0	31,1	181,1	123,1	0,0	123,1	0,0	123,1	304,2
50	46 333,6	410,0	46 743,6	3 675,0	50 418,6	20 352,1	34,0	20 386,1	2 332,0	22 718,1	73 136,7	2 641,0	23,4	2 664,4	209,5	2 873,9	1 160,1	1,9	1 162,0	132,9	1 294,9	4 168,8
70	66 548,1	82,0	66 630,1	4 144,9	70 775,0	7 497,3	0,0	7 497,3	87,0	7 584,3	78 359,3	5 057,7	6,2	5 063,9	315,0	5 378,9	569,8	0,0	569,8	6,6	576,4	5 955,3
80	133 943,5	0,0	133 943,5	3 639,6	137 583,1	11 871,2	118,0	11 989,2	211,5	12 200,7	149 783,8	11 921,0	0,0	11 921,0	323,9	12 244,9	1 056,5	10,5	1 067,0	18,8	1 085,9	13 330,7
100	178 419,7	930,0	179 349,7	15 140,7	194 490,4	11 460,5	118,0	11 578,5	1 166,5	12 745,0	207 235,4	19 269,3	100,4	19 369,8	1 635,2	21 005,0	1 237,7	12,7	1 250,5	126,0	1 376,5	22 381,4
125	26 043,7	0,0	26 043,7	1 070,0	27 113,7	3 203,3	0,0	3 203,3	182,0	3 385,3	30 499,0	3 463,8	0,0	3 463,8	142,3	3 606,1	426,0	0,0	426,0	24,2	450,2	4 056,4
150	152 981,1	510,0	153 491,1	13 273,6	166 764,7	12 858,1	0,0	12 858,1	1 492,0	14 350,1	181 114,8	24 322,7	81,1	24 403,8	2 110,5	26 514,3	2 044,4	0,0	2 044,4	237,2	2 281,7	28 796,0
175	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
200	95 212,0	0,0	95 212,0	16 043,7	111 255,7	7 296,5	0,0	7 296,5	2 135,5	9 432,0	120 687,7	20 851,4	0,0	20 851,4	3 513,6	24 365,0	1 597,9	0,0	1 597,9	467,7	2 065,6	26 430,6
250	34 709,2	0,0	34 709,2	3 007,0	37 716,2	2 219,0	0,0	2 219,0	0,0	2 219,0	39 935,2	9 475,6	0,0	9 475,6	820,9	10 296,5	605,8	0,0	605,8	0,0	605,8	10 902,3
300	41 650,8	0,0	41 650,8	5 930,4	47 581,2	1 775,0	0,0	1 775,0	0,0	1 775,0	49 356,2	13 536,5	0,0	13 536,5	1 927,4	15 463,9	576,9	0,0	576,9	0,0	576,9	16 040,8
350	9 895,5	0,0	9 895,5	2 405,8	12 301,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12 301,3	3 730,6	0,0	3 730,6	907,0	4 637,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4 637,6
400	39 952,6	0,0	39 952,6	13 277,4	53 230,0	0,0	0,0	0,0	262,0	262,0	53 492,0	17 019,8	0,0	17 019,8	5 656,2	22 676,0	0,0	0,0	0,0	111,6	111,6	22 787,6
450	1 111,6	0,0	1 111,6	0,0	1 111,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 111,6	532,8	0,0	532,8	0,0	532,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	532,8
500	30 555,2	0,0	30 555,2	6 239,4	36 794,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36 794,6	16 191,5	0,0	16 191,5	3 306,5	19 498,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19 498,0
600	6 031,2	0,0	6 031,2	12 838,0	18 869,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18 869,2	3 799,7	0,0	3 799,7	8 087,9	11 887,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11 887,6
700	24 243,8	0,0	24 243,8	38 282,4	62 526,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	62 526,2	17 455,5	0,0	17 455,5	27 563,3	45 018,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	45 018,9
800	16 770,0	0,0	16 770,0	3 774,9	20 544,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20 544,9	13 751,4	0,0	13 751,4	3 095,4	16 846,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16 846,8
900	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1000	642,4	0,0	642,4	9 950,2	10 592,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10 592,6	655,2	0,0	655,2	10 149,2	10 804,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10 804,5
1100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1200	0,0	0,0	0,0	6 782,0	6 782,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6 782,0	0,0	0,0	0,0	8 274,0	8 274,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8 274,0
<b>Итого</b>	<b>911 846,2</b>	<b>1 932,0</b>	<b>913 778,2</b>	<b>161 511,4</b>	<b>1 075 289,6</b>	<b>83 638,9</b>	<b>270,0</b>	<b>83 908,9</b>	<b>8 235,5</b>	<b>92 144,4</b>	<b>1 167 434,1</b>	<b>183 945,6</b>	<b>211,1</b>	<b>184 156,7</b>	<b>78 115,9</b>	<b>262 272,6</b>	<b>9 475,9</b>	<b>25,2</b>	<b>9 501,1</b>	<b>1 136,8</b>	<b>10 637,9</b>	<b>272 910,5</b>

Разделение магистральных, распределительных тепловых сетей и сетей ГВС по способу прокладки представлено в таблицах ниже.

**Таблица 121 – Способы прокладки магистральных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО (П11.2 МУ)**

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Кузбассэнерго»</b>	
Надземная	37 222,4	28 038,1
Канальная	37 101,1	22 267,5
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по АО «Кузбассэнерго»</b>	<b>74 323,5</b>	<b>50 305,7</b>
<i>Надземная</i>	<i>37 222,4</i>	<i>28 038,1</i>
<i>Канальная</i>	<i>37 101,1</i>	<i>22 267,5</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</b>	<b>74 323,5</b>	<b>50 305,7</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №02 - ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Кузбассэнерго»</b>	
Надземная	28 284,4	21 028,1
Канальная	41 383,2	26 161,9
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по АО «Кузбассэнерго»</b>	<b>69 667,6</b>	<b>47 190,0</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	
Надземная	365,3	299,5
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	<b>365,3</b>	<b>299,5</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	7 914,0	8 481,7
Канальная	7 974,0	4 015,1
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>15 888,0</b>	<b>12 496,8</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Теплоснаб»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	3 857,0	1 643,1
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Теплоснаб»</b>	<b>3 857,0</b>	<b>1 643,1</b>
<i>Надземная</i>	<i>36 563,7</i>	<i>29 809,3</i>
<i>Канальная</i>	<i>53 214,2</i>	<i>31 820,1</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №02 - ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	<b>89 777,9</b>	<b>61 629,4</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	2 670,0	1 489,2
Канальная	27 133,0	13 914,7
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>29 803,0</b>	<b>15 403,9</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «НТК»</b>	
Надземная	976,0	427,6
Канальная	100,0	42,6
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «НТК»</b>	<b>1 076,0</b>	<b>470,2</b>
<i>Надземная</i>	<i>3 646,0</i>	<i>1 916,8</i>
<i>Канальная</i>	<i>27 233,0</i>	<i>13 957,3</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>Итого по ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>	<b>30 879,0</b>	<b>15 874,1</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	16 118,0	7 275,4
Канальная	11 654,0	5 091,6
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>27 772,0</b>	<b>12 366,9</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «НТК»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «НТК»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<i>Надземная</i>	<i>16 118,0</i>	<i>7 275,4</i>
<i>Канальная</i>	<i>11 654,0</i>	<i>5 091,6</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>	<b>27 772,0</b>	<b>12 366,9</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Евразруда»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по АО «Евразруда»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<i>Надземная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Канальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<i>Надземная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Канальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<i>Надземная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Канальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»</b>	
<i>Надземная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Канальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомби- нат»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	0,0	0,0

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<i>Надземная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Канальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Система теплоснабжения г. Новокузнецка</b>		
<i>Надземная</i>	<i>93 550,1</i>	<i>67 039,6</i>
<i>Канальная</i>	<i>129 202,3</i>	<i>73 136,5</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого Система теплоснаб- жения г. Новокузнецка</b>	<b>222 752,4</b>	<b>140 176,1</b>

**Таблица 122 – Способы прокладки распределительных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО**

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Кузбассэнерго»</b>	
Надземная	17 006,4	2 816,9
Канальная	297 824,4	42 025,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по АО «Кузбассэнерго»</b>	<b>314 830,8</b>	<b>44 841,9</b>
<i>Надземная</i>	<i>17 006,4</i>	<i>2 816,9</i>
<i>Канальная</i>	<i>297 824,4</i>	<i>42 025,0</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №01 - АО «Куз- нецкая ТЭЦ»</b>	<b>314 830,8</b>	<b>44 841,9</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №02 - ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Кузбассэнерго»</b>	
Надземная	3 109,8	656,3
Канальная	16 631,4	3 439,4
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по АО «Кузбассэнерго»</b>	<b>19 741,2</b>	<b>4 095,7</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Кузнецктеп- λοςбыт»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	6 606,0	908,0
Канальная	197 550,6	26 099,6
Бесканальная	102,0	16,2
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>204 258,6</b>	<b>27 023,9</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Теплоснаб»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	272,5	66,7
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Теплоснаб»</b>	<b>272,5</b>	<b>66,7</b>
<i>Надземная</i>	<i>9 715,8</i>	<i>1 564,3</i>
<i>Канальная</i>	<i>214 454,5</i>	<i>29 605,7</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>102,0</i>	<i>16,2</i>
<b>Итого по ЕТО №02 - ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	<b>224 272,3</b>	<b>31 186,2</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
Надземная	9 957,0	1 922,3
Канальная	137 630,9	20 118,8
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>147 587,9</b>	<b>22 041,1</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «НТК»</b>	
Надземная	4 526,0	1 027,5
Канальная	8 292,0	1 361,9
Бесканальная	304,0	42,7
<b>Итого по ООО «НТК»</b>	<b>13 122,0</b>	<b>2 432,1</b>
<i>Надземная</i>	<i>14 483,0</i>	<i>2 949,8</i>
<i>Канальная</i>	<i>145 922,9</i>	<i>21 480,7</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>304,0</i>	<i>42,7</i>
<b>Итого по ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>	<b>160 709,9</b>	<b>24 473,2</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	26 154,1	3 680,4
Канальная	122 890,2	17 509,1
Бесканальная	1 526,0	152,2
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>150 570,3</b>	<b>21 341,7</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «НТК»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	138,0	14,9
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «НТК»</b>	<b>138,0</b>	<b>14,9</b>
<i>Надземная</i>	<i>26 154,1</i>	<i>3 680,4</i>
<i>Канальная</i>	<i>123 028,2</i>	<i>17 524,0</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>1 526,0</i>	<i>152,2</i>
<b>Итого по ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>	<b>150 708,3</b>	<b>21 356,6</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Евразруда»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по АО «Евразруда»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<i>Надземная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Канальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	4,0	0,3
Канальная	746,0	104,2
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>750,0</b>	<b>104,6</b>
<i>Надземная</i>	<i>4,0</i>	<i>0,3</i>
<i>Канальная</i>	<i>746,0</i>	<i>104,2</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>	<b>750,0</b>	<b>104,6</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	598,0	64,6
Канальная	584,0	63,1
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>1 182,0</b>	<b>127,7</b>
<i>Надземная</i>	<i>598,0</i>	<i>64,6</i>
<i>Канальная</i>	<i>584,0</i>	<i>63,1</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>Итого по ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>	<b>1 182,0</b>	<b>127,7</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	84,0	6,4
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>84,0</b>	<b>6,4</b>
Надземная	0,0	0,0
Канальная	84,0	6,4
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>	<b>84,0</b>	<b>6,4</b>
<b>Система теплоснабжения г. Новокузнецка</b>		
Надземная	67 961,3	11 076,3
Канальная	782 799,9	110 825,6
Бесканальная	1 932,0	211,1
<b>Итого Система теплоснабжения г. Новокузнецка</b>	<b>852 537,2</b>	<b>122 096,5</b>

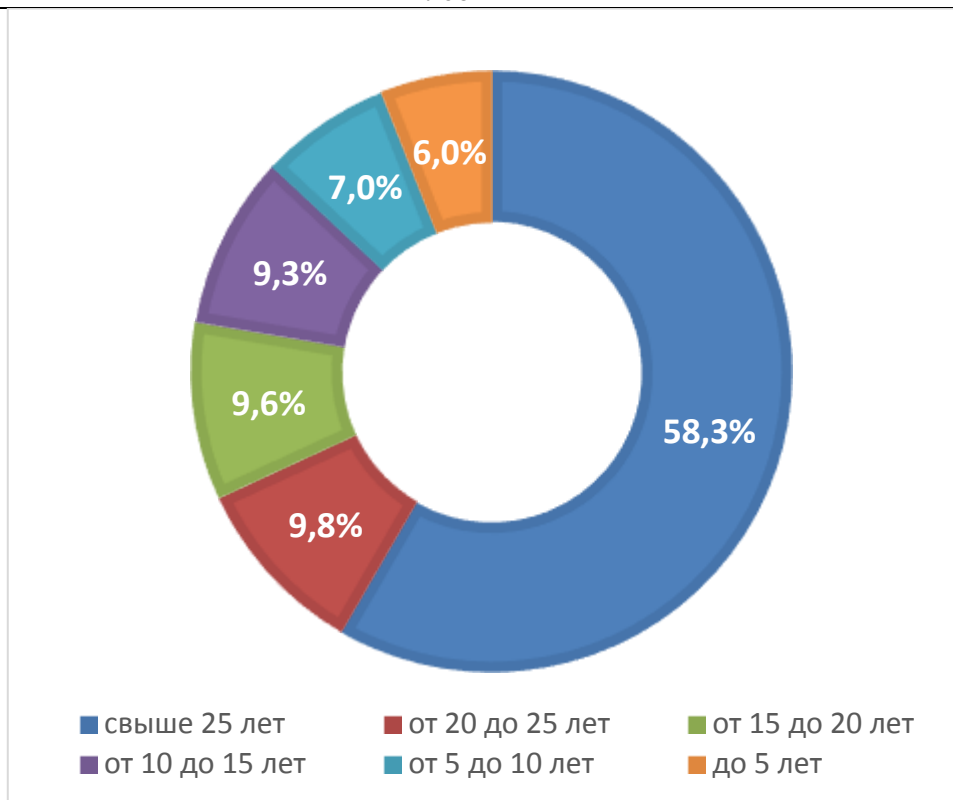
**Таблица 123 – Способы прокладки сетей ГВС ТСО в зоне деятельности ЕТО**

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Кузбассэнерго»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по АО «Кузбассэнерго»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №02 - ООО «Кузнецктепосбыт»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Кузбассэнерго»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по АО «Кузбассэнерго»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Кузнецктепосбыт»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Кузнецктепосбыт»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	33 321,8	4 085,8
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>33 321,8</b>	<b>4 085,8</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Теплоснаб»</b>	



Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Теплоснаб»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<i>Надземная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Канальная</i>	<i>33 321,8</i>	<i>4 085,8</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №02 - ООО «Кузнецктеплосбыт»</b>	<b>33 321,8</b>	<b>4 085,8</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	338,0	33,7
Канальная	1 904,4	161,6
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>2 242,4</b>	<b>195,4</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «НТК»</b>	
Надземная	3 106,0	323,3
Канальная	6 295,5	658,9
Бесканальная	270,0	25,2
<b>Итого по ООО «НТК»</b>	<b>9 671,5</b>	<b>1 007,5</b>
<i>Надземная</i>	<i>3 444,0</i>	<i>357,1</i>
<i>Канальная</i>	<i>8 199,9</i>	<i>820,5</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>270,0</i>	<i>25,2</i>
<b>Итого по ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>	<b>11 913,9</b>	<b>1 202,8</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	4 791,5	779,7
Канальная	41 431,2	4 516,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>46 222,7</b>	<b>5 295,7</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «НТК»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	142,0	6,8
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «НТК»</b>	<b>142,0</b>	<b>6,8</b>
<i>Надземная</i>	<i>4 791,5</i>	<i>779,7</i>
<i>Канальная</i>	<i>41 573,2</i>	<i>4 522,8</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>	<b>46 364,7</b>	<b>5 302,6</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Евразруда»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по АО «Евразруда»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<i>Надземная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Канальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	502,0	44,3
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>502,0</b>	<b>44,3</b>
<i>Надземная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Канальная</i>	<i>502,0</i>	<i>44,3</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>Итого по ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>	<b>502,0</b>	<b>44,3</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомби- нат»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	42,0	2,4
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>42,0</b>	<b>2,4</b>
Надземная	0,0	0,0
Канальная	42,0	2,4
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>	<b>42,0</b>	<b>2,4</b>
<b>Система теплоснабжения г. Новокузнецка</b>		
Надземная	8 235,5	1 136,8
Канальная	83 762,9	9 481,1
Бесканальная	270,0	25,2
<b>Итого Система теплоснаб- жения г. Новокузнецка</b>	<b>92 144,4</b>	<b>10 637,9</b>



**Рисунок 23 – Срок эксплуатации тепловых сетей г. Новокузнецка**

В таблицах ниже представлена информация о сроке эксплуатации и доле ветхих сетей (срок эксплуатации – 25 лет и более) тепловых сетей и сетей ГВС по г. Новокузнецка.

**Таблица 124 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки ТСО в зоне деятельности ЕТО г. Новокузнецка**

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Кузбассэнерго»</b>	
До 1990	233 428,2	58 566,2
С 1991 по 1998	79 865,4	12 251,0
С 1999 по 2003	38 914,2	11 283,1
С 2004	36 946,5	13 047,2
<b>Итого по АО «Кузбассэнерго»</b>	<b>389 154,3</b>	<b>95 147,5</b>
До 1990	233 428,2	58 566,2
С 1991 по 1998	79 865,4	12 251,0
С 1999 по 2003	38 914,2	11 283,1
С 2004	36 946,5	13 047,2
<b>Итого по ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</b>	<b>389 154,3</b>	<b>95 147,5</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №02 - ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Кузбассэнерго»</b>	
До 1990	62 473,6	37 677,2
С 1991 по 1998	10 263,8	6 799,4
С 1999 по 2003	2 776,4	1 032,4
С 2004	13 895,0	5 776,7
<b>Итого по АО «Кузбассэнерго»</b>	<b>89 408,8</b>	<b>51 285,7</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>	
До 1990	319,1	261,6
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	46,2	37,9
С 2004	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Кузнецктеп-</b>	<b>365,3</b>	<b>299,5</b>

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
лосбыт»		
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
До 1990	89 264,0	13 750,0
С 1991 по 1998	83 965,9	11 111,5
С 1999 по 2003	13 041,8	1 343,3
С 2004	67 196,7	17 401,7
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>253 468,5</b>	<b>43 606,5</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Теплоснаб»</b>	
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	3 857,0	1 643,1
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	272,5	66,7
<b>Итого по ООО «Теплоснаб»</b>	<b>4 129,5</b>	<b>1 709,8</b>
<i>До 1990</i>	<i>152 056,7</i>	<i>51 688,9</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>98 086,7</i>	<i>51 688,9</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>15 864,4</i>	<i>2 413,5</i>
<i>С 2004</i>	<i>81 364,2</i>	<i>23 245,1</i>
<b>Итого по ЕТО №02 - ООО «Кузнецктеплосбыт»</b>	<b>347 372,0</b>	<b>129 036,3</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
До 1990	67 202,4	10 700,9
С 1991 по 1998	20 431,8	4 295,3
С 1999 по 2003	33 645,8	6 590,9
С 2004	58 353,3	16 053,2
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>179 633,3</b>	<b>37 640,3</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «НТК»</b>	
До 1990	12 326,0	2 509,5
С 1991 по 1998	1 043,0	189,7
С 1999 по 2003	3 373,0	283,0
С 2004	7 127,5	927,6
<b>Итого по ООО «НТК»</b>	<b>23 869,5</b>	<b>3 909,8</b>
<i>До 1990</i>	<i>79 528,4</i>	<i>13 210,4</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>21 474,8</i>	<i>4 485,1</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>37 018,8</i>	<i>6 873,9</i>
<i>С 2004</i>	<i>65 480,8</i>	<i>16 980,7</i>
<b>Итого по ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>	<b>203 502,8</b>	<b>41 550,1</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
До 1990	85 594,4	14 060,7
С 1991 по 1998	39 584,7	7 721,2
С 1999 по 2003	28 671,0	4 318,3
С 2004	70 714,9	12 904,2
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>224 565,0</b>	<b>39 004,4</b>
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «НТК»</b>	
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	74,0	7,7
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	206,0	14,1
<b>Итого по ООО «НТК»</b>	<b>280,0</b>	<b>21,7</b>
<i>До 1990</i>	<i>85 594,4</i>	<i>14 060,7</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>39 658,7</i>	<i>7 728,8</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>28 671,0</i>	<i>4 318,3</i>
<i>С 2004</i>	<i>70 920,9</i>	<i>12 918,3</i>
<b>Итого по ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>	<b>224 845,0</b>	<b>39 026,1</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Евразруда»</b>	
До 1990	0,0	0,0

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	0,0	0,0
<b>Итого по АО «Евразруда»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<i>До 1990</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 2004</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
До 1990	958,0	117,3
С 1991 по 1998	86,0	7,4
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	208,0	24,1
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>1 252,0</b>	<b>148,9</b>
<i>До 1990</i>	<i>958,0</i>	<i>117,3</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>86,0</i>	<i>7,4</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 2004</i>	<i>208,0</i>	<i>24,1</i>
<b>Итого по ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>	<b>1 252,0</b>	<b>148,9</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
До 1990	1 182,0	127,7
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>1 182,0</b>	<b>127,7</b>
<i>До 1990</i>	<i>1 182,0</i>	<i>127,7</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 2004</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>	<b>1 182,0</b>	<b>127,7</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»</b>	
<i>До 1990</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 2004</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомби- нат»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Сибэнерго»</b>	
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	126,0	8,8
<b>Итого по ООО «Сибэнерго»</b>	<b>126,0</b>	<b>8,8</b>
<i>До 1990</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 2004</i>	<i>126,0</i>	<i>8,8</i>
<b>Итого по ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>	<b>126,0</b>	<b>8,8</b>
<b>Система теплоснабжения г. Новокузнецка</b>		
До 1990	552 747,6	137 771,1
С 1991 по 1998	239 245,6	44 033,9
С 1999 по 2003	120 468,4	24 888,9

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
С 2004	255 252,4	66 238,4
<b>Итого Система теплоснаб- жения г. Новокузнецка</b>	<b>1 167 714,1</b>	<b>272 932,3</b>

**Таблица 125 – Доля ветхих сетей от источников тепловой энергии г. Новокузнецка**

№ п/п	Наименование теплоисточника	ЕТО	Доля ветхих сетей
1	КТЭЦ	01	67,7%
2	ЗСТЭЦ	02	61,4%
3	ЦТЭЦ	03	36,6%
4	Абашевская районная котельная	04	62,0%
5	Байдаевская центральная котельная №2	04	44,6%
6	Зыряновская районная котельная	04	55,0%
7	Котельная пос. Притомский	04	81,8%
8	Котельная №19	04	0,0%
9	Котельная №72	04	0,0%
10	Котельная УПК	04	100,0%
11	Котельная ОРК «Таргай»	04	39,2%
12	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	04	2,6%
13	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	04	38,7%
14	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	04	0,0%
15	Куйбышевская центральная котельная	04	35,6%
16	Котельная пос. Листвяги	04	61,8%
17	Котельная №6	04	21,1%
18	Котельная Садопарковая	04	66,5%
19	Котельная №32 (БПОУ)	04	36,2%
20	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	04	39,2%
21	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	04	40,9%
22	Котельная проф. «Бунгурский»	04	100,0%
23	Котельная «РТРС»	04	0,0%
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	04	0,0%
25	Котельная школа №1	04	0,0%
26	Котельная школа №23	04	100,0%
27	Котельная школа №37	04	0,0%
28	Котельная школа №43	04	100,0%
29	Котельная интернат №66 (Монтажник)	04	100,0%
30	Котельная школа №16	04	100,0%
31	Котельная детского сада №123	04	0,0%
32	Полосухинская	04	100,0%
33	Кузнецкая крепость	04	0,0%
34	Котельная НКХП	04	35,2%
35	Новоильинская газовая котельная	04	31,0%
36	Котельная АО «Евразруда»	05	0,0%
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	06	0,0%
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк- Сортировочный	06	82,9%
39	Котельная ст. Абагур-Лесной	06	0,0%
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	06	0,0%
41	Котельная ООО ТК «Садовая»	07	100,0%
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	08	35,2%
43	Ливинская, ООО "Разрез Бунгурский Северный"	09	0,0%
<b>Итого</b>		<b>01</b>	<b>67,7%</b>
		<b>02</b>	<b>61,4%</b>
		<b>03</b>	<b>36,6%</b>
		<b>04</b>	<b>50,9%</b>
		<b>05</b>	<b>0,0%</b>
		<b>06</b>	<b>78,8%</b>
		<b>07</b>	<b>100,0%</b>
		<b>08</b>	<b>35,2%</b>
		<b>09</b>	<b>0,0%</b>

№ п/п	Наименование теплоисточника	ЕТО	Доля ветхих сетей
	<i>Система теплоснабжения г. Новокузнецка</i>		<b>58,3%</b>

**Таблица 126 – Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО г. Новокузнецка**

Год актуализации	Строительство магистральных тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Реконструкция магистральных тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Строительство распределительных (внутриквартальных) тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Реконструкция распределительных тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Доля строительства тепловых сетей, %	Доля реконструкции тепловых сетей, %
<b>ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</b>						
2015	0,0	82,6	0,0	21,5	0,00%	0,11%
2016	0,0	179,7	0,0	0,0	0,00%	0,18%
2017	187,0	0,0	35,1	0,0	0,23%	0,00%
2018	0,0	283,3	0,0	0,0	0,00%	0,29%
2019	0,0	354,8	0,0	0,0	0,00%	0,36%
<b>ЕТО №02 - ООО «Кузнецктепλοςбыт»</b>						
2015	0,0	0,0	0,0	190,0	0,00%	0,22%
2016	0,0	999,4	717,6	325,3	0,82%	1,51%
2017	337,0	479,9	84,5	289,8	0,47%	0,86%
2018	0,0	6 855,3	0,0	75,0	0,00%	7,21%
2019	0,0	784,9	0,0	40,9	0,00%	0,85%
<b>ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>						
2015	0,0	0,0	9,8	0,0	0,03%	0,00%
2016	0,0	404,4	0,0	83,1	0,00%	1,25%
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2018	0,0	623,7	0,0	85,8	0,00%	1,79%
2019	0,0	1 540,9	0,0	339,3	0,00%	4,53%
<b>ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>						
2015	0,0	0,0	0,0	227,8	0,00%	0,60%
2016	0,0	0,0	25,6	392,3	0,07%	1,02%
2017	0,0	199,5	14,1	89,0	0,04%	0,74%
2018	0,0	0,0	47,4	169,0	0,12%	0,43%
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
<b>ЕТО №05 - АО «Евразруда»</b>						
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
<b>ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>						
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%

Год актуализации	Строительство магистральных тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Реконструкция магистральных тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Строительство распределительных (внутриквартальных) тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Реконструкция распределительных тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Доля строительства тепловых сетей, %	Доля реконструкции тепловых сетей, %
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
<b>ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>						
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
<b>ЕТО №08 - ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»</b>						
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
<b>ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>						
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%
<b>Система теплоснабжения г. Новокузнецка</b>						
2015	0,0	82,6	9,8	439,3	0,00%	0,20%
2016	0,0	1 583,5	743,2	800,7	0,29%	0,92%
2017	524,0	679,4	133,8	378,9	0,25%	0,40%
2018	0,0	7 762,3	47,4	329,9	0,02%	3,00%
2019	0,0	2 680,6	0,0	380,2	0,00%	1,12%

Грунт представлен преимущественно глиной и суглинком: сухим, влажным и водонасыщенным. Отдельные участки: песок, супесь.

Зоны подтопления грунтовыми водами представлены в таблице ниже.



**Таблица 127 – Зоны подтопления грунтовыми водами**

Источник	Местонахождение	Тепловая камера
ЦТЭЦ	Центральный и Куйбышевский районы	TK-8 Курако
		TK-20 Курако - TK-4 Куйбышева
		TK-29 Курако - TK-30 Курако
		TK-22 Metallургов - TK-23 Metallургов
		TK-1 Спартака
		TK-1 1-ая Горбольница
		TK-4 Орджоникидзе
		TK-9 Орджоникидзе
		TK-41 Курако - TK-42 Курако
		TK-20 Кирова - узел "Б" Кирова
		К-1 Курако, 15
		TK-7 Невского - ж/д Черноморская, 2
TK-1a Циолковского, 15a		
ЗСТЭЦ	Заводской район	Квартал №8-13: TK-13/37, TK-13/38
		Квартал №10: TK-10/22, TK-10/22a
		Квартал №13a: TK-13a/16, TK-13a/17, TK-13a/17a, TK-13a/18, TK-13a/23
	Западный тепловывод	TK-IV-9, TK-IV-5
	Новоильинский район	Квартал №3-13: TK-3/43, TK-3/44
		Квартал №4a: TK-4a/10, TK-4a/10a, TK-4a/17
		Квартал №14a: TK-14a/8, TK-14a/9
Квартал №20: TK-20/2		
Абашевская районная котельная	ул. Д. Шахтера	TK15-TK38
	ул. Маркшейдерская	TK15-TK39
	ул. Юбилейная	TK14-TK15 TK1-TK5
Зыряновская районная котельная	ул. Пархоменко	TK93-TK94
	ул. Барабинская	TK1a-TK75
	пер. Шахтостроительный	TK75-TK88
	ул. Зыряновская	TK43-TK44
Байдаевская центральная котельная №2	ул. Слесарная	TK46-TK47
	ул. Мурманская	TK83-TK84
Котельные №№ 1, 2 п. Абагур-Лесной	пр. Дагестанский	TK2-TK3; TK2\4
	ул. Дагестанская	TK7-TK8
	ул. Орлова	TK4-TK10\2
Куйбышевская центральная котельная	Куйбышевский район	TK7-TK8с

Тепловые камеры, в которых установлен дренажный стационарный насос проверяются диспетчерской службой с периодичностью не реже 1 раза в неделю.

**Таблица 128 – Мероприятия по устранению подтопления тепловых камер**

№ п/п	Адрес	Место	Мероприятие по устранению подтопления	График проверки тепловых камер		
				Октябрь	Ноябрь	Декабрь
<b>ЦК ТСР</b>						
1	Курако	ТК-8	Установлен дренажный эл.насос	Проверка по четным	Проверка по четным	Проверка по четным
2	Курако	ТК-20	Установлен дренажный эл.насос	Проверка по четным	Проверка по четным	Проверка по четным
3	Курако	ТК-27	Установлен дренажный эл.насос	Проверка по четным	Проверка по четным	Проверка по четным
4	Курако	ТК-30	Установлен дренажный эл.насос	По нечетным	Проверка по нечетным	По нечетным
5	Металлургов	ТК-23	Установлен дренажный эл.насос	По нечетным	Проверка по нечетным	По нечетным
6	Курако, 15	ТК-1	Периодическая прокачка по графику	2р в неделю	2р в неделю	2р в неделю
7	Курако, 21	ТК-1	Периодическая прокачка по графику	2р в неделю	2р в неделю	2р в неделю
8	Спартака	ТК-1	Периодическая прокачка по графику	2р в неделю	2р в неделю	2р в неделю
9	Куйбышева	ТК-8	Периодическая прокачка по графику	2р в неделю	2р в неделю	2р в неделю
<b>ЗН ТСР</b>						
1	Авиаторов,86	ТК-3/43, ТК-3/44	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
2	Авиаторов,98а	ТК-4а/10	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
3	Авиаторов,98-102	ТК-4а/10а	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
4	Авиаторов,122-128	ТК-4а/17	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
5	Авиаторов,73	ТК-14а/8, ТК-14а/9	Планируется установка дренажного эл.насоса	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
6	Авиаторов,103	ТК-14/31а	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
7	Авиаторов,75	ТК-14/38	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
8	Авиаторов,31	ТК-20/14	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
9	11Гв.Армии,11	УТ-29	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
10	11Гв.Армии,17	УТ-24а, УТ-23а	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
11	Сов. Армии,53	ТК-13а/17а	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
12	Климасенко,34	ТК-13а/16	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
13	Климасенко,21/6	ТК-13а/13	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
14	Сов. Армии,51	ТК-10/22,	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
15	Сов. Армии,45	ТК-10/22а	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
16	Климасенко,11/6	ТК-13/37	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
17	13Микрорайон,17	ТК-13а/24, Тк-13а/23,	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
18	13Микрорайон,21	ТК-13а/22	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
19	Автотранспортная	ТК-IV-9, ТК-IV-5	Западный тепловывод	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
<b>УТС КР</b>						
1	В.Соломиной, 20	ТК-13	Периодическая прокачка	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю

№ п/п	Адрес	Место	Мероприятие по устранению подтопления	График проверки тепловых камер		
				Октябрь	Ноябрь	Декабрь
			по графику			
2	Челюскина	ТК-41	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
3	Челюскина	ТК-51	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
4	Лесная	ТК-7	Планируется установка дренажного эл.насоса	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю
5	В.Соломиной	ТК-8С	Периодическая прокачка по графику	1р в неделю	1р в неделю	1р в неделю

### 3.4.1. Кузнецкая ТЭЦ

Основная доля трубопроводов тепловых сетей проложена подземным способом. Компенсация тепловых удлинений магистральных трубопроводов от КТЭЦ при подземной прокладке выполнена сальниковыми компенсаторами и поворотами трубопроводов, при надземной прокладке П-образными компенсаторами и поворотами трубопроводов. Изоляция трубопроводов выполнена, в основном, минераловатными матами и плитами. На тепловых сетях установлена следующая арматура: задвижки, регуляторы давления, дроссельные клапаны, обратные клапаны, вентили. Средний диаметр тепловых сетей от КТЭЦ составляет 200 мм, что говорит о разветвленной системе квартальных сетей.

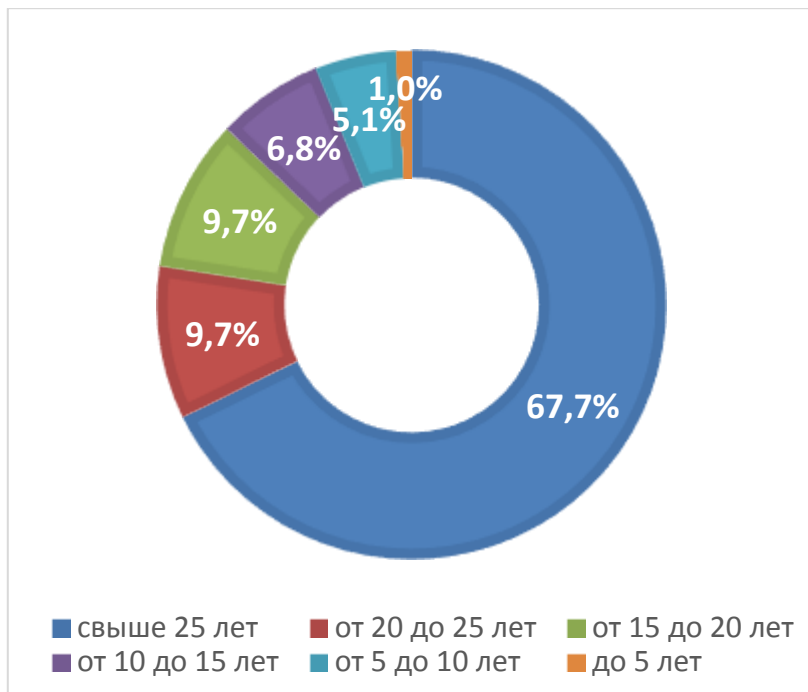
Параметры сетей Кузнецкой ТЭЦ по протяженности и материальной характеристике приведены в таблице ниже.

**Таблица 129 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ**

Ду, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	529,0	13,2	114,0	415,0
25	641,0	20,5	154,0	487,0
32	180,0	6,8	0,0	180,0
40	1 604,0	72,2	64,0	1 540,0
50	17 575,0	1 001,8	777,0	16 798,0
70	30 940,2	2 351,5	1 469,7	29 470,5
80	56 447,1	5 023,8	1 096,6	55 350,5
100	62 447,8	6 744,4	2 219,7	60 228,1
125	9 558,7	1 271,3	92,0	9 466,7
150	61 548,4	9 784,9	5 117,0	56 431,4
200	43 710,4	9 572,6	4 068,0	39 642,4
250	12 636,0	3 449,6	0,0	12 636,0
300	17 013,2	5 529,3	1 834,4	15 178,8
350	2 000,3	754,1	116,8	1 883,5
400	11 209,8	4 775,4	1 703,4	9 506,4
450	705,6	338,7	0,0	705,6
500	9 379,2	4 971,0	833,4	8 545,8
600	14 554,2	9 169,1	12 729,0	1 825,2
700	17 301,6	12 457,2	10 912,0	6 389,6
800	8 580,2	7 035,8	977,6	7 602,6
900	0,0	0,0	0,0	0,0
1000	10 592,6	10 804,5	9 950,2	642,4
1200	0,0	0,0	0,0	0,0

Ду, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
<b>Итого</b>	<b>389 154,3</b>	<b>95 147,5</b>	<b>54 228,8</b>	<b>334 925,5</b>

Распределение тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 24 – Срок эксплуатации тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ**

Как видно из рисунков срок эксплуатации более 67% тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ превышает 25 лет.

С целью повышения надежности теплоснабжения потребителей, подключенных к КТЭЦ, рекомендуется осуществлять планомерную перекладку трубопроводов, имеющих высокую степень износа по результатам проведения ЭПБ.

### 3.4.2. Западно-Сибирская ТЭЦ

Основная доля трубопроводов тепловых сетей проложена подземным способом. Компенсация тепловых удлинений магистральных трубопроводов от ЗСТЭЦ подземной прокладке выполнена сальниковыми компенсаторами и поворотами трубопроводов, при надземной прокладке П-образными компенсаторами и поворотами трубопроводов. Изоляция трубопроводов выполнена, в основном, минераловатными матами и плитами. Установлена следующая запорная арматура: задвижки, вентили, обратные клапаны. Регулирующая арматура – регуляторы давления, дроссельные клапаны. Средний диаметр тепловых сетей от ЗСТЭЦ составляет 250 мм, что говорит о разветвленной системе квартальных сетей.

Параметры сетей Западно-Сибирской ТЭЦ по протяженности и материальной характеристике приведены в таблицах ниже.

**Таблица 130 – Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей от ЗСТЭЦ в Новоильинском районе (ТМ №1)**

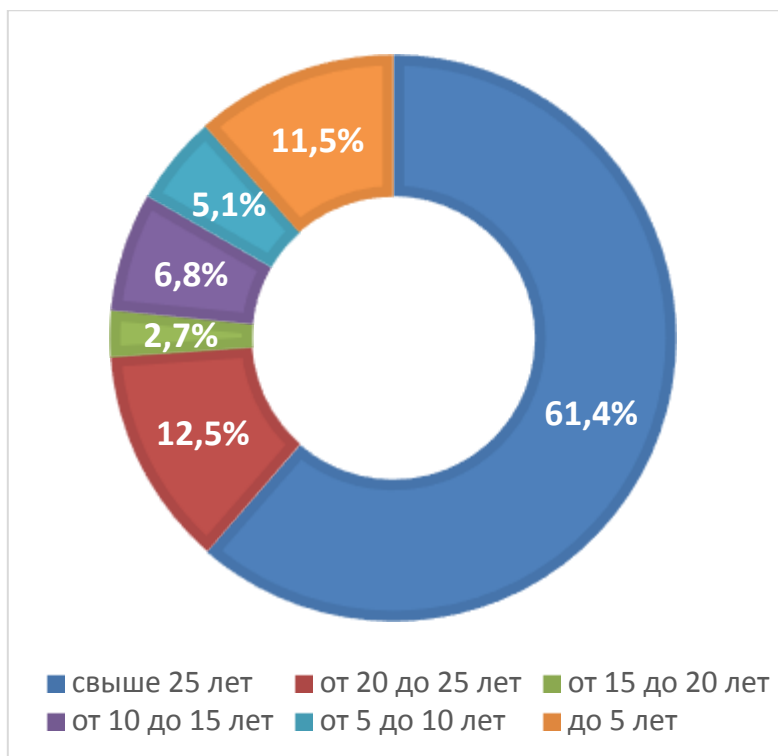
Ду, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	0,0	0,0	0,0	0,0
25	138,0	4,4	0,0	138,0
32	653,0	24,8	0,0	653,0
40	878,5	39,5	0,0	878,5
50	9 054,8	516,1	0,0	9 054,8
70	10 656,8	809,9	0,0	10 656,8
80	24 481,8	2 178,9	0,0	24 481,8
100	16 113,1	1 740,2	0,0	16 113,1
125	6 582,6	875,5	0,0	6 582,6
150	22 063,6	3 508,1	0,0	22 063,6
200	18 713,5	4 098,3	1 187,0	17 526,5
250	7 887,0	2 153,2	0,0	7 887,0
300	3 236,0	1 051,7	0,0	3 236,0
350	3 324,0	1 253,1	210,0	3 114,0
400	10 401,2	4 430,9	0,0	10 401,2
450	0,0	0,0	0,0	0,0
500	6 869,0	3 639,8	160,0	6 709,0
600	186,0	117,2	0,0	186,0
700	17 992,2	12 954,4	14 305,2	3 687,0
800	11 208,7	9 191,1	2 041,3	9 167,4
900	0,0	0,0	0,0	0,0
1000	0,0	0,0	0,0	0,0
1200	1 222,0	1 490,8	1 222,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>171 661,8</b>	<b>50 078,0</b>	<b>19 125,5</b>	<b>152 536,3</b>

**Таблица 131 – Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей от ЗСТЭЦ в Заводской район (ТМ №2)**

Ду, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	0,0	0,0	0,0	0,0
25	172,0	5,5	92,0	80,0
32	549,0	20,9	0,0	549,0
40	527,5	23,7	8,0	519,5
50	7 819,0	445,7	711,0	7 108,0
70	14 398,4	1 094,3	194,0	14 204,4
80	26 174,4	2 329,5	248,0	25 926,4
100	30 284,2	3 270,7	2 880,0	27 404,2
125	6 547,3	870,8	188,0	6 359,3
150	25 509,7	4 056,0	1 839,6	23 670,1
200	12 089,8	2 647,7	1 095,2	10 994,6
250	4 468,2	1 219,8	1 123,0	3 345,2
300	5 228,0	1 699,1	150,0	5 078,0
350	0,0	0,0	0,0	0,0
400	674,0	287,1	60,0	614,0
450	108,0	51,6	0,0	108,0
500	8 465,4	4 484,3	352,0	8 113,4
600	2 693,0	1 696,6	0,0	2 693,0
700	20 318,4	14 629,2	11 897,2	8 421,2

Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
800	756,0	619,9	756,0	0,0
900	0,0	0,0	0,0	0,0
1000	0,0	0,0	0,0	0,0
1200	5 560,0	6 783,2	5 560,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>172 342,2</b>	<b>46 235,7</b>	<b>27 154,0</b>	<b>145 188,2</b>

Распределение тепловых сетей от Западно-Сибирской ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 25 – Распределение магистральных тепловых сетей от Западно-Сибирской ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию**

Как видно из рисунков срок эксплуатации более 61% тепловых сетей от ЗСТЭЦ превышает 25 лет.

С целью повышения надежности теплоснабжения потребителей, подключенных к ЗСТЭЦ, рекомендуется осуществлять планомерную перекладку трубопроводов, имеющих высокую степень износа по результатам проведения ЭПБ.

### 3.4.3. Центральная ТЭЦ

Основная доля трубопроводов тепловых сетей проложена подземным способом. Компенсация тепловых удлинений магистральных трубопроводов от ЦТЭЦ преимущественно П-образными компенсаторами. Изоляция трубопроводов выполнен, в основном, минераловатными матами и плитами. На тепловых сетях установлена запорная арматура – задвижки, обратные клапаны, вентили. Регулирующая арматура – регуляторы давления, дроссельные клапаны.

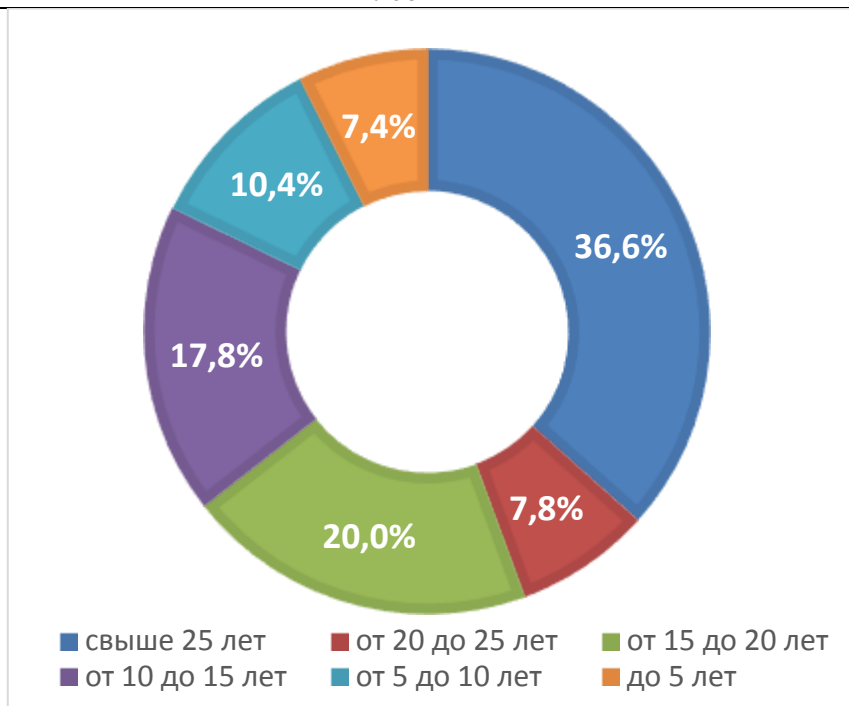
Средний диаметр тепловых сетей от ЦТЭЦ составляет 200 мм, что говорит о разветвленной системе квартальных сетей.

Параметры сетей Центральной ТЭЦ по протяженности и материальной характеристике приведены в таблицах ниже.

**Таблица 132 – Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей от ЦТЭЦ**

Ду, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	0,0	0,0	0,0	0,0
25	65,0	2,1	0,0	65,0
32	420,0	16,0	0,0	420,0
40	248,0	11,2	0,0	248,0
50	10 828,3	617,2	1 920,0	8 908,3
70	10 830,7	823,1	317,0	10 513,7
80	21 430,3	1 907,3	454,0	20 976,3
100	47 087,0	5 085,4	4 115,0	42 972,0
125	5 083,4	676,1	152,0	4 931,4
150	36 247,1	5 763,3	2 660,0	33 587,1
200	18 080,0	3 959,5	3 623,0	14 457,0
250	8 345,0	2 278,2	1 366,0	6 979,0
300	13 959,0	4 536,7	3 320,0	10 639,0
350	3 085,0	1 163,0	283,0	2 802,0
400	13 936,0	5 936,7	1 972,0	11 964,0
450	298,0	142,4	0,0	298,0
500	5 332,0	2 826,0	114,0	5 218,0
600	1 314,0	827,8	109,0	1 205,0
700	6 914,0	4 978,1	1 168,0	5 746,0
800	0,0	0,0	0,0	0,0
900	0,0	0,0	0,0	0,0
1000	0,0	0,0	0,0	0,0
1200	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>203 502,8</b>	<b>41 550,1</b>	<b>21 573,0</b>	<b>181 929,8</b>

Распределение тепловых сетей от Центральной ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 26 – Распределение магистральных тепловых сетей от Центральной ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию**

Как видно из рисунков доля тепловых сетей от ЦТЭЦ со сроком эксплуатации более 25 лет составляет 36,6%, что значительно меньше по сравнению с другими ТЭЦ Новокузнецка. Однако, доля тепловых сетей со сроком эксплуатации более 20 лет составляет 20%, что тоже говорит о высоком износе тепловых сетей.

С целью повышения надежности теплоснабжения потребителей, подключенных к ЦТЭЦ, рекомендуется осуществлять планомерную перекладку трубопроводов, имеющих высокую степень износа по результатам проведения ЭПБ.

### **3.4.4. Крупные муниципальные котельные ООО «Сибэнерго»**

#### ***Куйбышевская центральная котельная***

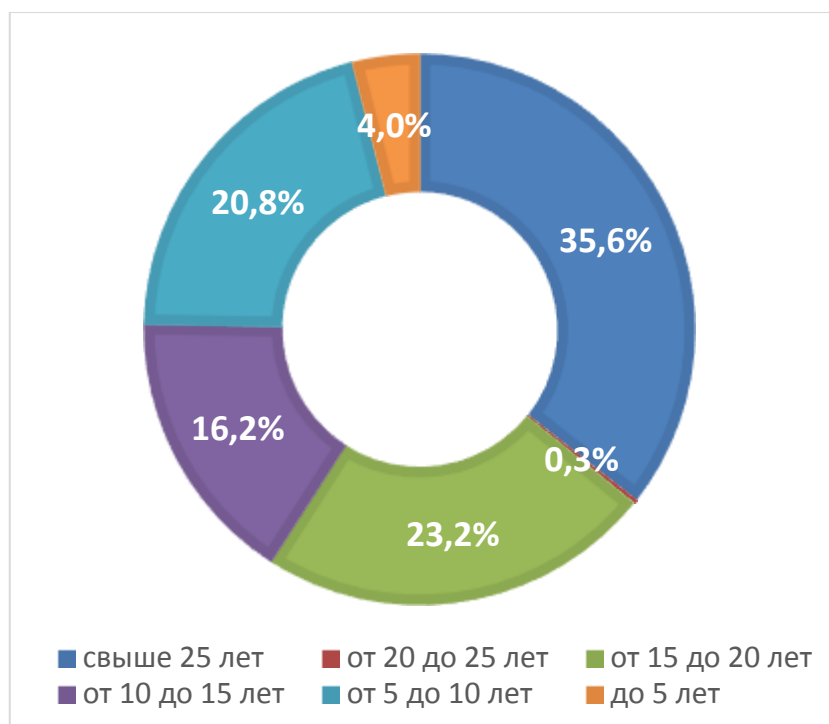
Общая протяженность тепловых сетей в однострубно исчислении составляет порядка 52,5 км. Тепловые сети от котельной – трехтрубные, компенсация тепловых удлинений трубопроводов - П-образные и сальниковые компенсаторы. Тип тепловой изоляции трубопроводов – минматы, участки трубопроводов, построенные или отремонтированные с 2006 г. по 2011 г. – скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Средний диаметр тепловых сетей от котельной составляет 175 мм. Материальная характеристика и протяженность тепловых сетей приведена в таблице ниже.



**Таблица 133 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Куйбышевской центральной котельной по диаметрам трубопроводов**

Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	121,5	3,0	0,0	121,5
25	475,0	15,2	367,0	108,0
32	885,0	33,6	734,0	151,0
40	224,0	10,1	0,0	224,0
50	5 158,5	294,0	683,0	4 475,5
70	2 257,0	171,5	584,0	1 673,0
80	4 269,1	379,9	255,0	4 014,1
100	11 181,9	1 207,6	779,0	10 402,9
125	96,0	12,8	0,0	96,0
150	7 156,0	1 137,8	1 282,0	5 874,0
200	8 630,0	1 890,0	3 278,5	5 351,5
250	3 315,0	905,0	162,0	3 153,0
300	1 504,0	488,8	44,0	1 460,0
350	1 594,0	600,9	1 056,0	538,0
400	3 127,0	1 332,1	1 475,0	1 652,0
450	0,0	0,0	0,0	0,0
500	2 406,0	1 275,2	2 030,0	376,0
600	122,0	76,9	0,0	122,0
<b>Итого</b>	<b>52 522,0</b>	<b>9 834,5</b>	<b>12 729,5</b>	<b>39 792,5</b>

Распределение тепловых сетей от Куйбышевской центральной котельной по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 27 – Распределение магистральных тепловых сетей от Куйбышевской центральной котельной по срокам ввода в эксплуатацию**

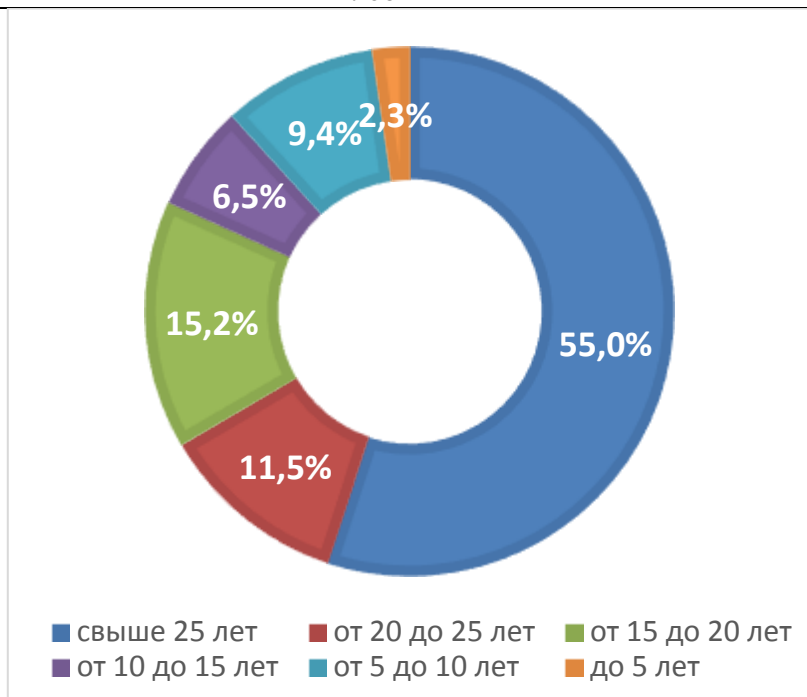
**Зырянская районная котельная**

Общая протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении составляет порядка 40,9 км. Тепловые сети от котельной – двухтрубные, компенсация тепловых удлинений трубопроводов – П-образные компенсаторы и углы поворота трасс. Тип тепловой изоляции трубопроводов – минматы, участки трубопроводов, построенные или отремонтированные с 2005 г. по 2011 г. – скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Средний диаметр тепловых сетей от котельной составляет 175 мм. Материальная характеристика и протяженность тепловых сетей приведена в таблице ниже.

**Таблица 134 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Зырянской районной котельной по диаметрам трубопроводов**

Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	0,0	0,0	0,0	0,0
25	310,0	9,9	0,0	310,0
32	213,0	8,1	24,0	189,0
40	104,0	4,7	0,0	104,0
50	2 310,5	131,7	134,0	2 176,5
70	970,0	73,7	0,0	970,0
80	2 517,0	224,0	336,0	2 181,0
100	11 415,0	1 232,8	1 510,0	9 905,0
125	376,0	50,0	0,0	376,0
150	7 355,0	1 169,4	874,0	6 481,0
200	7 191,0	1 574,8	2 962,0	4 229,0
250	336,0	91,7	0,0	336,0
300	2 806,0	912,0	438,0	2 368,0
350	436,0	164,4	0,0	436,0
400	2 414,0	1 028,4	1 992,0	422,0
450	0,0	0,0	0,0	0,0
500	2 126,0	1 126,8	2 126,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>40 879,5</b>	<b>7 802,4</b>	<b>10 396,0</b>	<b>30 483,5</b>

Распределение тепловых сетей от Зырянской районной котельной по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 28 – Распределение магистральных тепловых сетей от Зыряновской районной котельной по срокам ввода в эксплуатацию**

***Байдаевская центральная котельная***

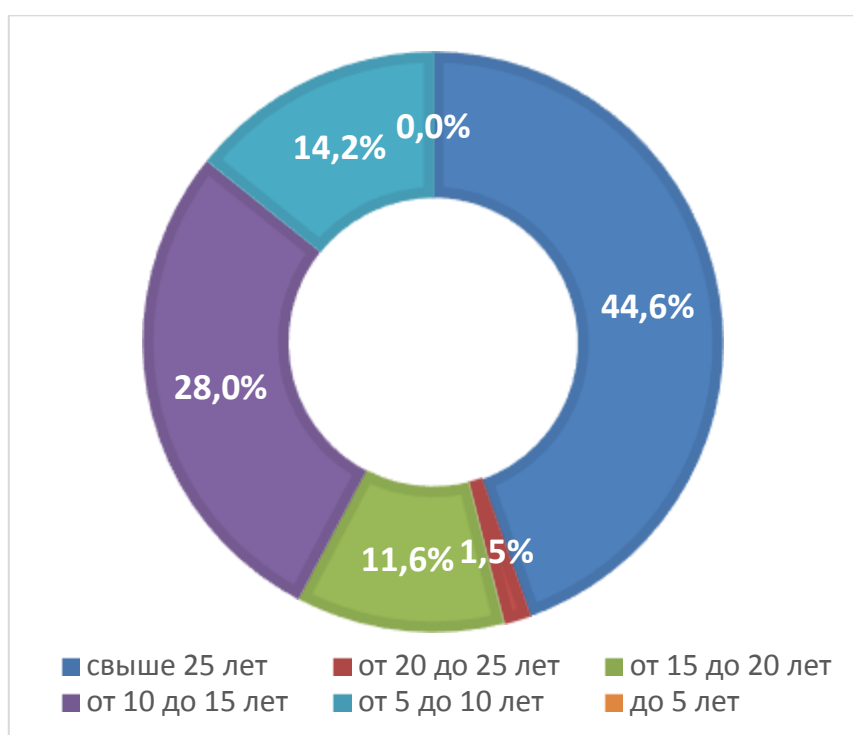
Общая протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении составляет порядка 22,4 км. Тепловые сети от котельной – двухтрубные (отдельные участки трехтрубные), компенсация тепловых удлинений трубопроводов – П-образные, сальниковые компенсаторы и углы поворота трасс. Тип тепловой изоляции трубопроводов – минматы, участки трубопроводов, построенные или отремонтированные с 2004 г. по 2011 г. – скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Средний диаметр тепловых сетей от котельной составляет 200 мм. Материальная характеристика и протяженность тепловых сетей приведена в таблице ниже.

**Таблица 135 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Байдаевской центральной котельной по диаметрам трубопроводов**

Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	0,0	0,0	0,0	0,0
25	23,2	0,7	0,0	23,2
32	155,0	5,9	0,0	155,0
40	0,0	0,0	0,0	0,0
50	2 221,1	126,6	0,0	2 221,1
70	469,2	35,7	120,2	349,0
80	1 335,1	118,8	0,0	1 335,1
100	7 225,1	780,3	344,0	6 881,1
125	262,0	34,8	0,0	262,0
150	3 129,0	497,5	0,0	3 129,0

Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
200	1 624,0	355,7	0,0	1 624,0
250	142,0	38,8	0,0	142,0
300	1 013,0	329,2	0,0	1 013,0
350	1 332,0	502,2	740,0	592,0
400	1 765,0	751,9	0,0	1 765,0
450	0,0	0,0	0,0	0,0
500	1 693,0	897,3	100,0	1 593,0
<b>Итого</b>	<b>22 388,7</b>	<b>4 475,4</b>	<b>1 304,2</b>	<b>21 084,5</b>

Распределение тепловых сетей от Байдаевской центральной котельной по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 29 – Распределение магистральных тепловых сетей от Байдаевской центральной котельной по срокам ввода в эксплуатацию**

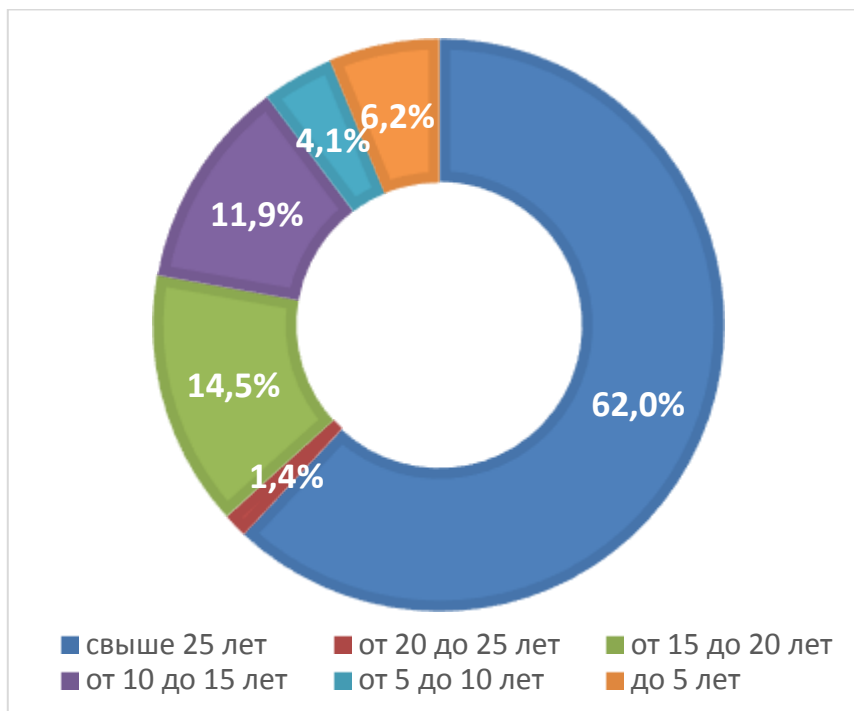
#### *Абашевская районная котельная*

Общая протяженность тепловых сетей от котельной до потребителей в однотрубном исчислении составляет порядка 47,2 км. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов П-образными компенсаторами и углами поворота трасс. Тип тепловой изоляции трубопроводов – минматы, участки трубопроводов, построенные или отремонтированные с 2004 г. по 2011 г. – скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Средний диаметр тепловых сетей от котельной составляет 175 мм. Материальная характеристика и протяженность тепловых сетей приведена в таблице ниже.

**Таблица 136 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Абашевской районной котельной по диаметрам трубопроводов**

Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	302,0	7,6	0,0	302,0
25	453,0	14,5	0,0	453,0
32	296,0	11,2	0,0	296,0
40	1 327,0	59,7	0,0	1 327,0
50	7 083,0	403,7	0,0	7 083,0
70	1 508,0	114,6	0,0	1 508,0
80	4 474,0	398,2	0,0	4 474,0
100	7 768,0	838,9	117,0	7 651,0
125	170,0	22,6	0,0	170,0
150	8 079,0	1 284,6	342,0	7 737,0
200	4 837,0	1 059,3	160,0	4 677,0
250	1 544,0	421,5	0,0	1 544,0
300	2 105,0	684,1	0,0	2 105,0
350	530,0	199,8	0,0	530,0
400	6 230,0	2 654,0	2 662,0	3 568,0
450	0,0	0,0	0,0	0,0
500	524,0	277,7	524,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>47 230,0</b>	<b>8 452,1</b>	<b>3 805,0</b>	<b>43 425,0</b>

Распределение тепловых сетей от Абашевской районной котельной по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 30 – Распределение магистральных тепловых сетей от Абашевской районной котельной по срокам ввода в эксплуатацию**

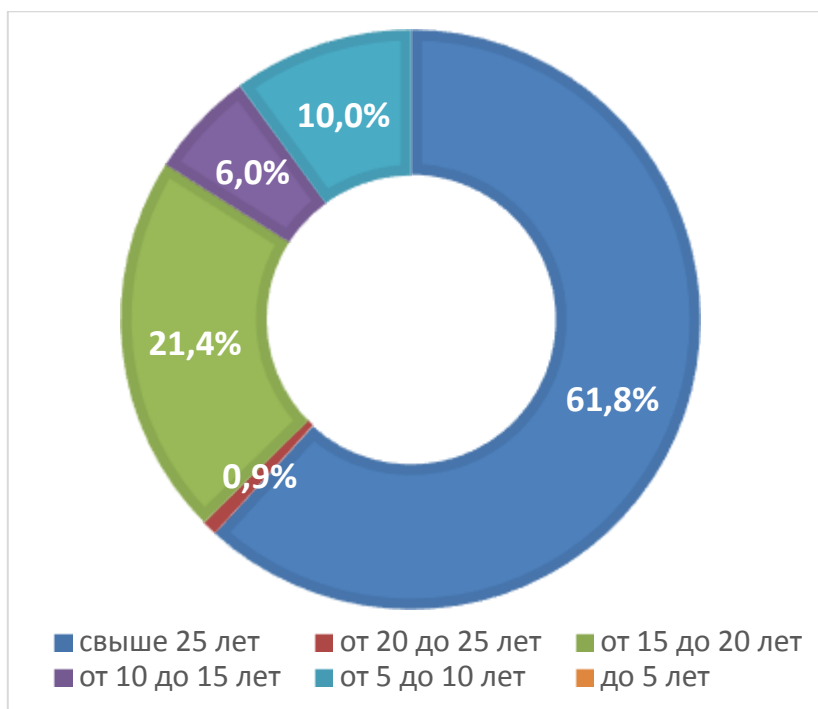
**Котельная п. Листвяги**

Общая протяженность тепловых сетей составляет порядка 10,8 км в однострубно́м исчислении. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов – П-образные компенсаторы и углы поворота трасс. Тип тепловой изоляции трубопроводов – минматы, участки трубопроводов, построенные или отремонтированные с 2004 г. по 2009 г. – скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Средний диаметр тепловых сетей от котельной составляет 175 мм. Материальная характеристика и протяженность тепловых сетей приведена в таблице ниже.

**Таблица 137 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от котельной Листвяги по диаметрам трубопроводов**

Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	14,0	0,4	0,0	14,0
50	884,0	50,4	230,0	654,0
70	598,0	45,4	169,0	429,0
80	1 468,0	130,7	338,0	1 130,0
100	1 237,0	133,6	84,0	1 153,0
125	0,0	0,0	0,0	0,0
150	2 228,0	354,3	1 092,0	1 136,0
200	2 041,0	447,0	1 373,5	667,5
250	756,0	206,4	242,0	514,0
300	1 542,0	501,2	0,0	1 542,0
<b>Итого</b>	<b>10 768,0</b>	<b>1 869,2</b>	<b>3 528,5</b>	<b>7 239,5</b>

Распределение тепловых сетей от котельной Листвяги по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 31 – Распределение магистральных тепловых сетей от котельной Листвяги по срокам ввода в эксплуатацию**

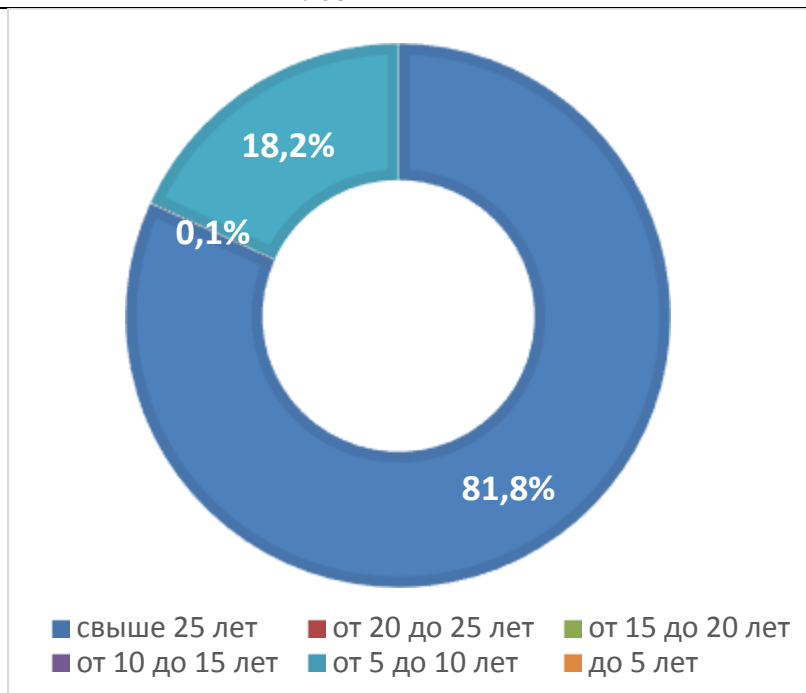
### ***Котельная поселка Притомский***

Общая протяженность тепловых сетей составляет порядка 17 км в однострубно́м исчислении. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов – П-образные компенсаторы и углы поворота трасс. Тип тепловой изоляции трубопроводов – минматы. Средний диаметр тепловых сетей от котельной составляет 175 мм. Материальная характеристика и протяженность тепловых сетей приведена в таблице ниже.

**Таблица 138 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от котельной п. Притомский по диаметрам трубопроводов**

Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	48,0	1,2	0,0	48,0
25	327,0	10,5	0,0	327,0
32	194,0	7,4	0,0	194,0
40	616,5	27,7	0,0	616,5
50	3 379,5	192,6	0,0	3 379,5
70	1 204,0	91,5	0,0	1 204,0
80	2 134,5	190,0	0,0	2 134,5
100	1 960,5	211,7	242,0	1 718,5
125	885,0	117,7	182,0	703,0
150	1 137,0	180,8	60,0	1 077,0
200	829,0	181,6	340,0	489,0
250	18,0	4,9	0,0	18,0
300	826,0	268,5	144,0	682,0
350	0,0	0,0	0,0	0,0
400	3 735,0	1 591,1	3 675,0	60,0
<b>Итого</b>	<b>17 294,0</b>	<b>3 077,1</b>	<b>4 643,0</b>	<b>12 651,0</b>

Распределение тепловых сетей от котельной п. Притомский по срокам ввода в эксплуатацию приведено на рисунке ниже.



**Рисунок 32 – Распределение тепловых сетей от котельной п. Притомский по срокам ввода в эксплуатацию**

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

В качестве запорной арматуры на тепловых сетях используются стальные задвижки и шаровые краны, в качестве запорно-регулирующей – дисковые поворотные затворы. Кроме задвижек в качестве спускных устройств - воздушников и спускников – применены вентили.

### **3.6. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов**

В местах установки секционирующих задвижек, а также при установке запорной арматуры, на ответвлениях к потребителям, в местах подключения распределительных тепловых сетей к магистральным построены тепловые камеры - при подземной прокладке тепловых сетей и павильоны при надземной прокладке тепловых сетей.

Строительная часть тепловых камер выполнена или из кирпича, или железобетонных блоков. Во всех камерах построены приемки для сбора воды.

Принципиальные схемы оборудования тепловых камер на магистральных тепловых сетях приведены в электронной модели тепловых сетей. Всего на тепловых сетях построено 5618 камер, в т.ч.:

- от КТЭЦ – 1232 шт.,
- от ЗС ТЭЦ – 1999 шт.,
- от ЦТЭЦ – 766 шт.,
- от котельной Куйбышевской – 171 шт.,
- от котельной Байдаевская – 110 шт.,



- от котельной Зыряновская – 134 шт.,
- от котельной Абашевская – 118 шт.,
- от котельной Притомская – 32 шт.,
- от котельной Листвяги – 32 шт.

В Новокузнецке на тепловых сетях построено 11 павильонов.

В качестве регулирующих устройств в насосных станциях установлены регуляторы расхода сетевой воды и давления, в узлах ввода – регуляторы температуры.

На отдельных участках тепловых сетей для предотвращения циркуляции сетевой воды от опрокидывания установлены обратные клапаны.

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

Отпуск тепла от ТЭЦ осуществляется по температурному графику 150-70°C со срезкой на 125°C с применением количественно-качественного регулирования на источнике теплоты. Проектная температура сетевой воды в тепловых сетях КТЭЦ, ЗС ТЭЦ и ЦТЭЦ принята 150°C в подающих трубопроводах и 70°C в обратных трубопроводах.

В связи с тем, что фактический расход сетевой воды в системах теплоснабжения превышает расчетный расход, что может быть следствием в том числе и неправильного подбора дроссельных шайб, а также в связи с высоким износом тепловых сетей температура теплоносителя в подающем трубопроводе на ТЭЦ не поднимается выше 125°C.

На муниципальных и ведомственных котельных г. Новокузнецка, в основном применяются температурные графики 95-70°C, кроме котельных «Абашевская»: на участке от котельной до ЦТП модифицированный график 150-70°C и после ЦТП - 95-70°C, и «Куйбышевская» – температурный график 110-70 °C.

**Таблица 139 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график КТЭЦ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С	Температура теплоносителя после смесительного устройства системы отопления потребителя, °С
10	70	47,7	54,0
9	70	47,2	53,7
8	70	46,7	53,4
7	70	46,1	53,2
6	70	45,6	52,9
5	70	45,1	52,6
4	70	44,6	52,3
3	70	44,1	52,0
2	70	43,6	51,7
1	70	43,1	51,4
0	70	42,6	51,1
-1	71,4	42,9	51,8
-2	73,6	43,7	53,1
-3	75,7	44,5	54,3
-4	77,9	45,3	55,5
-5	80	46,1	56,7
-6	82,2	46,9	58,0
-7	84,3	47,7	59,2
-8	86,5	48,5	60,4
-9	88,6	49,3	61,6
-10	90,7	50	62,7
-11	92,8	50,8	63,9
-12	94,9	51,5	65,1
-13	97	52,3	66,3
-14	99,1	53	67,4
-15	101,2	53,7	68,6
-16	103,3	54,5	69,7
-17	105,4	55,2	70,9
-18	107,4	55,9	72,0
-19	109,5	56,6	73,1
-20	111,6	57,3	74,3
-21	113,6	58	75,4
-22	115,7	58,7	76,5
-23	117,7	59,4	77,6
-24	119,8	60,1	78,8
-25	121,8	60,8	79,9
-26	123,8	61,5	81,0
-27	125	61,6	81,5
-28	125	61,1	81,2
-29	125	60,6	80,8
-30	125	60,1	80,5
-31	125	59,6	80,2
-32	125	59,1	79,9
-33	125	58,6	79,6
-34	125	58,1	79,3
-35	125	57,6	79,0
-36	125	57,1	78,7
-37	125	56,6	78,4
-38	125	56,1	78,1
-39	125	55,6	77,8

**Таблица 140 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график ЗСТЭЦ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С	Температура теплоносителя после смесительного устройства системы отопления потребителя, °С	Температура теплоносителя на выходе из ТФУ с учетом скорости ветра, °С
8	70	56	56,8	70
7	70	54,8	55,1	70
6	70	53,6	54	70
5	70	52,5	52,9	70
4	70	51,3	52,3	70
3	70	50,1	52 0	70
2	70	49	51,7	70
1	70	47,8	51,4	70
0	70	46,6	51,1	70
-1	71,4	46,8	51,8	76,5
-2	73,6	47,8	53	78,9
-3	75,7	48,8	54,3	81,3
-4	77,9	49,8	55,5	83,7
-5	80	50,8	56,7	86,7
-6	82,2	51,8	58	88,4
-7	84,3	52,8	59,2	90,8
-8	86,5	53,7	60,4	93,1
-9	88,6	54,7	61,6	95,4
-10	90,7	55,6	62,7	97,8
-11	92,8	56,6	63,9	100,1
-12	94,9	57,5	65,1	102,4
-13	97	58,4	66,3	104,7
-14	99,1	59,4	67,4	107
-15	101,2	60,3	68,5	109,3
-16	103,3	61,2	69,6	111,6
-17	105,4	62,1	70,7	113,9
-18	107,4	63	71,8	116,2
-19	109,5	63,9	72 9	118,4
-20	111,6	64,8	74	120,7
-21	113,6	65,7	75,1	123
-22	115,7	66,6	76,2	125
-23	117,7	67,5	77,3	125
-24	119,8	68,3	78,4	125
-25	121,8	69,2	79,5	125
-26	123,8	70	80,6	125
-27	125	70	81,3	125
-28	125	68,9	81	125
-29	125	67,7	80,7	125
-30	125	66,6	80,3	125
-31	125	65,4	80	125
-32	125	64,2	79,9	125
-33	125	63	79,7	125
-34	125	61,9	79,5	125
-35	125	60,7	79,3	125
-36	125	59,5	79,3	125
-37	125	58,4	78,9	125
-38	125	57,2	78,8	125
-39	125	56	78,6	125

**Таблица 141 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график ЦТЭЦ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	70	56
7	70	55
6	70	54
5	70	53
4	70	51
3	70	50
2	70	49
1	70	48
0	70	47
-1	71	47
-2	74	48
-3	76	49
-4	78	50
-5	80	51
-6	82	52
-7	84	53
-8	86	54
-9	89	55
-10	91	56
-11	93	57
-12	95	58
-13	97	59
-14	99	60
-15	101	61
-16	103	61
-17	105	62
-18	107	63
-19	109	64
-20	112	65
-21	114	66
-22	116	67
-23	118	68
-24	120	69
-25	122	70
-26	124	70
-27	125	70
-28	125	69
-29	125	68
-30	125	67
-31	125	66
-32	125	65
-33	125	63
-34	125	62
-35	125	61
-36	125	60
-37	125	59
-38	125	58
-39	125	56

**Таблица 142 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (температурный график 95-70°С без ГВС)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	40	34,9
7	41,4	35,9
6	42,7	36,8
5	44,1	37,7
4	45,4	38,6
3	46,7	39,5
2	48	40,4
1	49,3	41,2
0	50,5	42,1
-1	51,8	42,9
-2	53	43,7
-3	54,3	44,5
-4	55,5	45,3
-5	56,7	46,1
-6	58	46,9
-7	59,2	47,7
-8	60,4	48,5
-9	61,6	49,3
-10	62,7	50
-11	63,9	50,8
-12	65,1	51,5
-13	66,3	52,3
-14	67,4	53
-15	68,6	53,7
-16	69,7	54,5
-17	70,9	55,2
-18	72	55,9
-19	73,1	56,6
-20	74,3	57,3
-21	75,4	58
-22	76,5	58,7
-23	77,6	59,4
-24	78,7	60,1
-25	79,9	60,8
-26	81	61,5
-27	82,1	62,1
-28	83,2	62,8
-29	84,3	63,5
-30	85,3	64,2
-31	86,4	64,8
-32	87,5	65,5
-33	88,6	66,1
-34	89,7	66,8
-35	90,7	67,4
-36	91,8	68,1
-37	92,9	68,7
-38	93,9	69,4
-39	95	70

**Таблица 143 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (температурный график 95-70°С с ГВС)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	65	54,6
7	65	54,7
6	65	54,7
5	65	54,6
4	65	54,6
3	65	54,5
2	65	54,4
1	65	54,2
0	65	54,1
-1	65	53,9
-2	65	53,8
-3	65	53,6
-4	65	53,4
-5	65	53,2
-6	65	53
-7	65	52,7
-8	65	52,5
-9	65	52,2
-10	65	52
-11	65	51,7
-12	65,1	51,5
-13	66,3	52,3
-14	67,4	53
-15	68,6	53,7
-16	69,7	54,5
-17	70,9	55,2
-18	72	55,9
-19	73,1	56,6
-20	74,3	57,3
-21	75,4	58
-22	76,5	58,7
-23	77,6	59,4
-24	78,7	60,1
-25	79,9	60,8
-26	81	61,5
-27	82,1	62,1
-28	83,2	62,8
-29	84,3	63,5
-30	85,3	64,2
-31	86,4	64,8
-32	87,5	65,5
-33	88,6	66,1
-34	89,7	66,8
-35	90,7	67,4
-36	91,8	68,1
-37	92,9	68,7
-38	93,9	69,4
-39	95	70

**Таблица 144 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (температурный график 110-70°C без ГВС)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	43,1	34,9
7	44,7	35,9
6	46,3	36,8
5	47,9	37,7
4	49,5	38,6
3	51,0	39,5
2	52,6	40,4
1	54,1	41,2
0	55,6	42,1
-1	57,1	42,9
-2	58,6	43,7
-3	60,1	44,5
-4	61,6	45,4
-5	63,1	46,2
-6	64,6	46,9
-7	66,0	47,7
-8	67,5	48,5
-9	68,9	49,3
-10	70,4	50,0
-11	71,8	50,8
-12	73,2	51,5
-13	74,7	52,3
-14	76,1	53,0
-15	77,5	53,7
-16	78,9	54,5
-17	80,3	55,2
-18	81,7	55,9
-19	83,1	56,6
-20	84,4	57,3
-21	85,8	58,0
-22	87,2	58,7
-23	88,6	59,4
-24	89,9	60,1
-25	91,3	60,8
-26	92,7	61,5
-27	94,0	62,2
-28	95,4	62,8
-29	96,7	63,5
-30	98,1	64,2
-31	99,4	64,8
-32	100,7	65,5
-33	102,1	66,1
-34	103,4	66,8
-35	104,7	67,4
-36	106,1	68,1
-37	107,4	68,7
-38	108,7	69,4
-39	110,0	70,0

**Таблица 145 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (температурный график Абашевской районной котельной)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	70,0	53,7
7	70,0	52,4
6	70,0	51,0
5	70,0	49,7
4	70,0	48,3
3	70,0	46,9
2	70,0	45,6
1	70,0	44,2
0	71,4	44,3
-1	73,6	45,1
-2	75,8	46,0
-3	78,0	46,8
-4	80,1	47,6
-5	82,2	48,3
-6	84,4	49,1
-7	86,5	49,9
-8	88,6	50,6
-9	90,7	51,3
-10	92,7	52,1
-11	94,8	52,8
-12	96,9	53,5
-13	98,9	54,2
-14	101,0	54,9
-15	103,0	55,5
-16	105,0	56,2
-17	107,0	56,9
-18	109,1	57,5
-19	111,1	58,2
-20	113,1	58,8
-21	115,1	59,5
-22	117,0	60,1
-23	119,0	60,7
-24	121,0	61,3
-25	123,0	62,0
-26	123,3	62,5
-27	123,6	63,0
-28	123,8	63,6
-29	123,9	63,7
-30	124,0	63,8
-31	124,4	64,4
-32	124,9	64,9
-33	125,2	65,5
-34	125,5	66,1
-35	126,3	66,6
-36	127,0	67,2
-37	127,7	68,8
-38	128,4	69,4
-39	130,0	70,0



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

В соответствии с п. 6.2.59 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 г. №115):

«Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть  $\pm 3\%$ ;
- по давлению в подающем трубопроводе  $\pm 5\%$ ;
- по давлению в обратном трубопроводе  $\pm 0,2$  кгс/см<sup>2</sup>.

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на  $+5\%$ . Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется».

Сравнение утвержденных температурных графиков по Западному и Ильинскому тепловыводам ЗСТЭЦ с фактическими приведено на рисунках ниже.

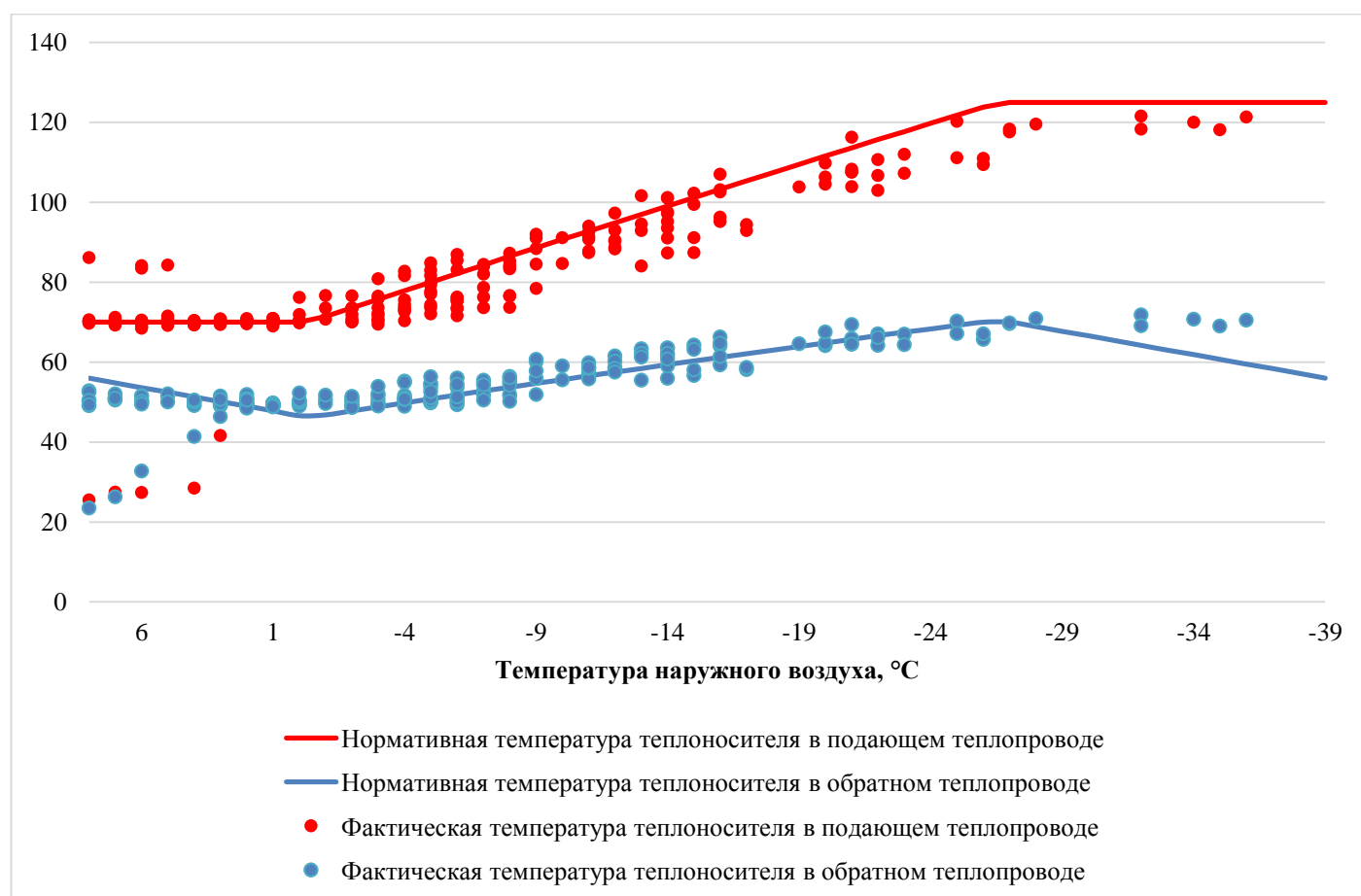
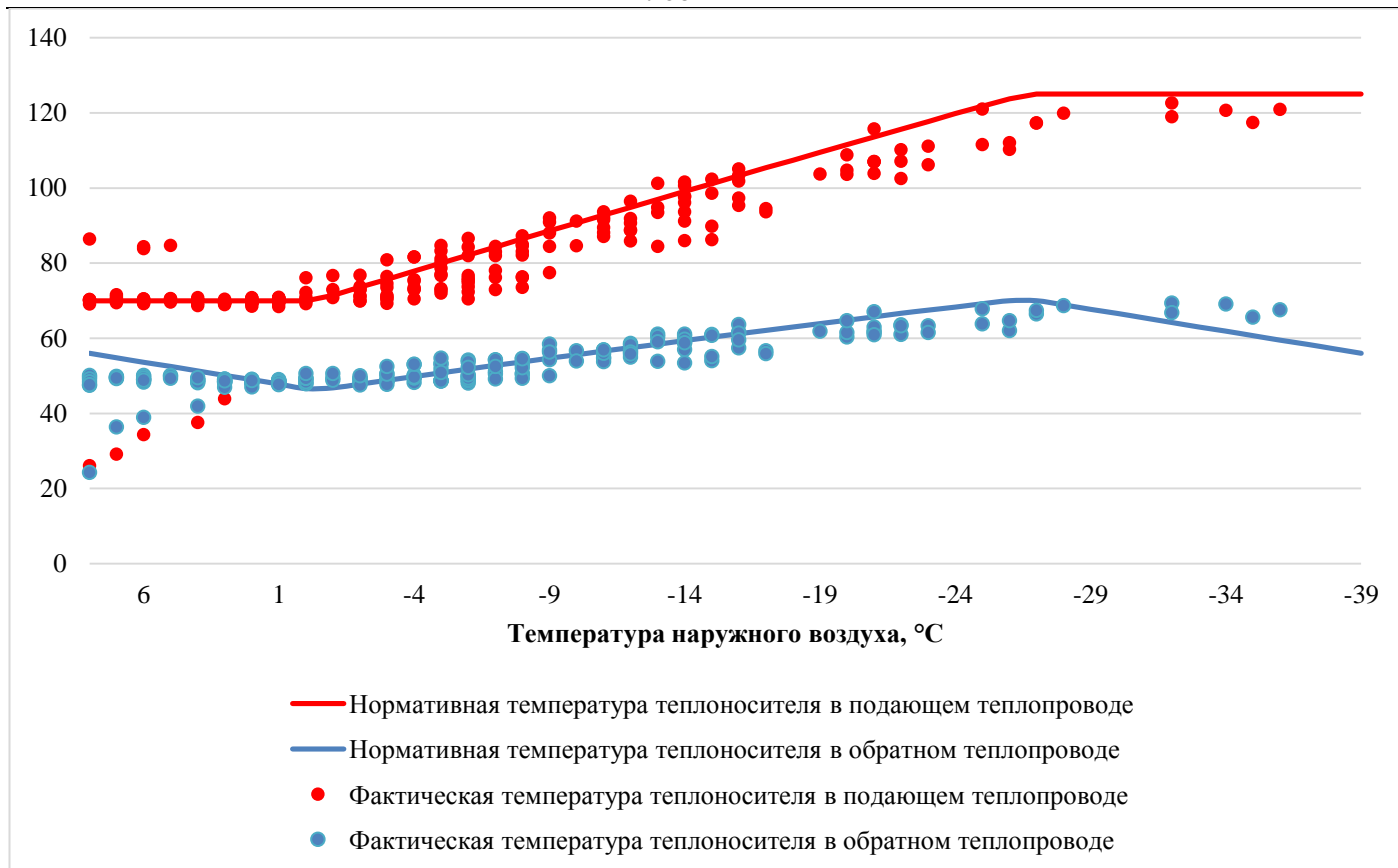


Рисунок 33 – Сравнение утвержденного и фактического температурных графиков Западного тепловывода ЗСТЭЦ за 2019 г.



**Рисунок 34 – Сравнение утвержденного и фактического температурных графиков Ильянского тепловывода ЗСТЭЦ за 2019 г.**

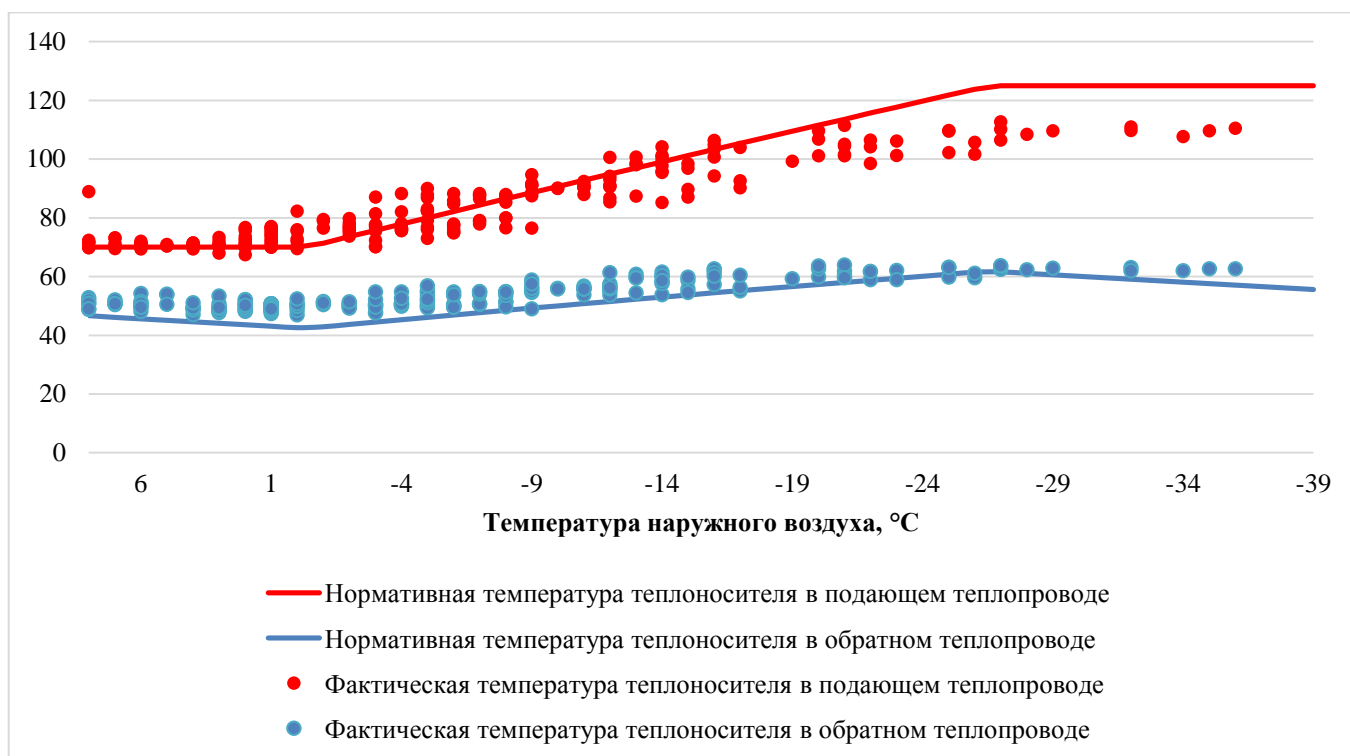
Отклонение фактической температуры воды по прямому трубопроводу по Западному и Ильянскому тепловыводам в среднем за 2019 г. незначительно превышало допустимые значения ( $\pm 3\%$ ) и составило по Западному т/выводу –  $-4\%$ , по Ильянскому –  $-4\%$  от утвержденного графика.

Отклонение фактической температуры воды по обратному трубопроводу по Западному и Ильянскому тепловыводам за 2019 г. не превышало допустимое в  $5\%$  (снижение температуры обратной сетевой воды против задания не лимитировано) и составило по Западному т/выводу –  $+2\%$ , по Ильянскому –  $-1\%$  от утвержденного графика.

Новоильинский район г. Новокузнецка, который снабжается тепловой энергией по Ильянскому тепловыводу, находится на большом расстоянии от ЗСТЭЦ, что приводит к значительным гидравлическим и тепловым потерям в магистральных и внутриквартальных тепловых сетях. Теплоснабжение Новоильинского и Заводского районов города осуществляется с единого коллектора станции. В связи с многочисленными претензиями потребителей Новоильинского района на недостаточные теплогидравлические режимы работы систем теплоснабжения, ЗСТЭЦ вынуждена работать на более высоких параметрах отпуска тепловой энергии с коллекторов. Это приводит к завышению температуры обратной сетевой воды от потребителей Заводского района, снабжаемых тепловой энергией по Западному тепловыводу, что отражают рисунки выше. В целом фактический температурный график ЗСТЭЦ в большую часть отопительного сезона, в период температур наружного воз-

духа от 0°C до -19°C, имеет незначительные отклонения от утвержденного по подающему трубопроводу.

Сравнение утвержденного и фактического температурного графика Кузнецкой ТЭЦ за 2019 г. приведено на рисунке ниже.

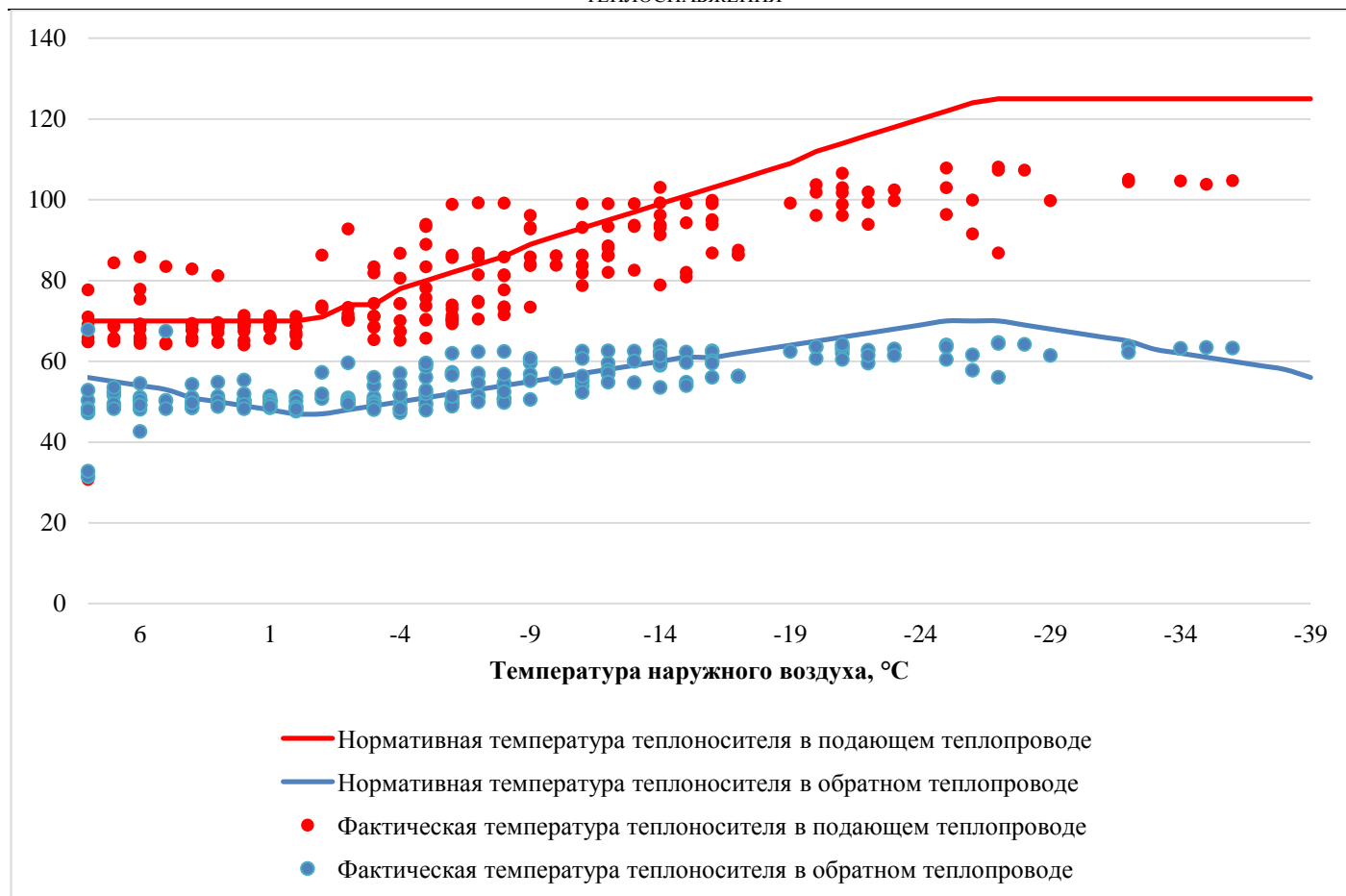


**Рисунок 35 – Сравнение утвержденного и фактического температурных графиков КТЭЦ за 2019 г.**

Отклонение фактической температуры воды по прямому трубопроводу КТЭЦ в среднем за 2019 г. составило -2% от утвержденного графика. Из рисунка выше видно, что большую часть отопительного сезона, в период температур наружного воздуха ниже 0°C, температура в подающем трубопроводе ниже утвержденной по температурному графику.

Отклонение фактической температуры воды по обратному трубопроводу КТЭЦ за 2019 г. составило +10%. Из рисунка выше видно, что практически весь отопительный сезон температура в обратном трубопроводе выше утвержденной по температурному графику.

Сравнение утвержденного и фактического температурного графика ЦТЭЦ за 2019 г. приведено на рисунке ниже.



**Рисунок 36 – Сравнение утвержденного и фактического температурных графиков ЦТЭЦ за 2019 г.**

Отклонение фактической температуры воды по прямому трубопроводу ЦТЭЦ в среднем за 2019 г. составило -7% от утвержденного графика. Из рисунка выше видно, что большую часть отопительного сезона, особенно в период температур наружного воздуха ниже 0°C, температура в подающем трубопроводе ниже утвержденной по температурному графику.

Отклонение фактической температуры воды по обратному трубопроводу ЦТЭЦ за 2019 г. составило 0%. Однако, рисунок выше показывает, что в период температур наружного воздуха от 0°C до -16°C в обратном трубопроводе выше утвержденной по температурному графику.

### **3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики**

Для оценки работы тепловых сетей, определения местоположения новых насосных подкачивающих и дросселирующих станций на существующих тепловых сетях от КТЭЦ, ЗСТЭЦ и ЦТЭЦ разработаны гидравлические режимы, которые включают в себя в открытых системах теплоснабжения, кроме расчетного режима для выбора диаметров, режимы с водоразбором из подающего и обратного трубопроводов, режим без водоразбора, летний режим и статический режим.

Для наглядной оценки работы тепловых сетей при рассмотренных выше режимах построены пьезометрические графики напоров в тепловой сети.

В задачи разработки гидравлических режимов входят следующие требования: предохранение систем отопления при статическом режиме, не превышение допустимых давлений для нагревательных приборов в обратных трубопроводах обеспечение невоскипания сетевой воды в подающих трубопроводах, обеспечение необходимых для систем отопления располагаемых напоров и т.д.

При внедрении программного комплекса ZuluThermo в работу и освоении его у эксплуатирующих организаций г. Новокузнецка появляется возможность ежегодного моделирования расчетных режимов, задавая те или иные параметры на источниках теплоснабжения.

Использование ZuluThermo позволяет проводить теплогидравлические расчеты тепловых сетей с получением:

- расходов сетевой воды, скоростей и потерь напоров в трубопроводах;
- напоров в узлах сети, в том числе располагаемых напоров у потребителей;
- расчетных расходов теплоносителя у потребителей, номеров элеваторов, диаметров сопел и дроссельных шайб, а также мест их установки;
- нормативных и фактических тепловых потерь в подающих и обратных трубопроводах;
- утечек сетевой воды и потерь тепловой энергии с утечками из тепловой сети и систем теплоснабжения;
- величин располагаемых напоров у потребителей и необходимого располагаемого напора на источниках тепла.

Гидравлические расчеты проведены для расчетного режима работы тепловых сетей – при стоянии расчетной температуры наружного воздуха.

Что касается Схемы теплоснабжения города на перспективные 2024, 2029 и 2034 гг., то расчет диаметров трубопроводов также выполнен в программе ZuluThermo. Выбор диаметров тепловых сетей на каждом участке обоснован технико-экономическим расчетом при минимуме расчетных затрат и с рассмотрением аварийных ситуаций.

Пьезометрические графики напоров в тепловой сети по магистралям от источников тепловой энергии приведены в Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения г. Новокузнецка».

**Таблица 146 – Утвержденный гидравлический режим работы тепловых сетей от КТЭЦ на 2019-2020 гг.**

<b>Переходный режим (водоразбор из подающего трубопровода при среднечасовой нагрузке ГВС)</b>							
<b>КТЭЦ</b>	<b>Давление в трубопроводе, кгс/см<sup>2</sup></b>				<b>Расход теплоносителя, м<sup>3</sup>/ч</b>		<b>Подпитка, м<sup>3</sup>/ч</b>
	<b>Подающем, P<sub>1</sub></b>		<b>Обратном, P<sub>2</sub></b>		<b>Подающем, G<sub>1</sub></b>	<b>Обратном, G<sub>2</sub></b>	<b>G<sub>п</sub> = G<sub>1</sub> - G<sub>2</sub></b>
КТЭЦ, БУ-1	10,4		2,5		2 170	1 900	270
КТЭЦ, БУ-2	11,2		2,1		2 170	1 740	430
КТЭЦ, БУ-3	11,5		1,9		2 060	1 920	140
КТЭЦ, ВК	10,0		3,9		2 350	2 270	80
<b>Итого КТЭЦ</b>					<b>8 750</b>	<b>7 830</b>	<b>920</b>
<b>ПНС</b>	<b>Давление в трубопроводе, кгс/см<sup>2</sup></b>				<b>Расход теплоносителя, м<sup>3</sup>/ч</b>		<b>Расход воды на подмешивание, м<sup>3</sup>/ч</b>
	<b>Подающем</b>		<b>Обратном</b>		<b>Подающем, G<sub>1</sub></b>	<b>Обратном, G<sub>2</sub></b>	
	<b>P<sub>1нз</sub></b>	<b>P<sub>1вз</sub></b>	<b>P<sub>2нз</sub></b>	<b>P<sub>2вз</sub></b>			
ПНС-11	4,2	8,0	4,0	12,2	5490/5120	4960/4590	370
ПНС-15	5,5	8,2	2,5	6,9	1670	1510	0
<b>Зимний режим (водоразбор из обратного трубопровода при среднечасовой нагрузке ГВС)</b>							
<b>КТЭЦ</b>	<b>Давление в трубопроводе, кгс/см<sup>2</sup></b>				<b>Расход теплоносителя, м<sup>3</sup>/ч</b>		<b>Подпитка, м<sup>3</sup>/ч</b>
	<b>Подающем, P<sub>1</sub></b>		<b>Обратном, P<sub>2</sub></b>		<b>Подающем, G<sub>1</sub></b>	<b>Обратном, G<sub>2</sub></b>	<b>G<sub>п</sub> = G<sub>1</sub> - G<sub>2</sub></b>
КТЭЦ, БУ-1	10,8		2,5		2 190	1 860	330
КТЭЦ, БУ-2	11,2		2,3		1 370	940	430
КТЭЦ, БУ-3	11,6		1,9		2 600	2 530	70
КТЭЦ, ВК	10,6		3,5		2 990	2 990	0
<b>Итого КТЭЦ</b>					<b>9 150</b>	<b>8 320</b>	<b>830</b>
<b>ПНС</b>	<b>Давление в трубопроводе, кгс/см<sup>2</sup></b>				<b>Расход теплоносителя, м<sup>3</sup>/ч</b>		<b>Расход воды на подмешивание, м<sup>3</sup>/ч</b>
	<b>Подающем</b>		<b>Обратном</b>		<b>Подающем, G<sub>1</sub></b>	<b>Обратном, G<sub>2</sub></b>	
	<b>P<sub>1нз</sub></b>	<b>P<sub>1вз</sub></b>	<b>P<sub>2нз</sub></b>	<b>P<sub>2вз</sub></b>			
ПНС-11	3,7	8,4	4,3	13,1	5960/5440	5460/4940	520
ПНС-15	5,6	8,2	2,7	6,8	1690	1530	0
<b>Летний режим</b>							
<b>КТЭЦ</b>	<b>Давление в трубопроводе, кгс/см<sup>2</sup></b>				<b>Расход теплоносителя, м<sup>3</sup>/ч</b>		<b>Подпитка, м<sup>3</sup>/ч</b>
	<b>Подающем, P<sub>1</sub></b>		<b>Обратном, P<sub>2</sub></b>		<b>Подающем, G<sub>1</sub></b>	<b>Обратном, G<sub>2</sub></b>	<b>G<sub>п</sub> = G<sub>1</sub> - G<sub>2</sub></b>
	7,5		2,5		2 500	1 700	800
Давление статического режима P <sub>ст</sub> = 4,0 кгс/см <sup>2</sup> , полный статический напор 257 м.вод.ст. Суммарный среднечасовой расход теплоносителя на нужды ГВС потребителей, компенсацию утечек составляет 810 м <sup>3</sup> /ч. При неравномерности потребления воды на нужды ГВС возможно увеличение подпитки до 1377 м <sup>3</sup> /ч.							
Температура воды, поступающей в сеть: 70°С. Давление на ПНС-11 в сторону города P <sub>вз</sub> = 7,0 кгс/см <sup>2</sup> . Расчетная величина подпитки: 800 м <sup>3</sup> /ч. При неравномерности потребления воды на нужды ГВС возможно увеличение подпитки до 1102 м <sup>3</sup> /ч.							

**Таблица 147 – Гидравлический режим работы тепловых сетей от ЗСТЭЦ в 2019 г.**

Переходный режим (водоразбор из подающего трубопровода при среднечасовой нагрузке ГВС)									
ЗСТЭЦ	Давление в трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>				Расход теплоносителя, м <sup>3</sup> /ч				Подпитка, м <sup>3</sup> /ч G <sub>п</sub> = G <sub>1</sub> - G <sub>2</sub>
	Подающем, P <sub>1</sub>		Обратном, P <sub>2</sub>		Подающем, G <sub>1</sub>		Обратном, G <sub>2</sub>		
Западный тепловывод	11,1		3,0		3 849		3 549		300
Ильинский тепловывод	11,4		3,6		2 885		2 585		300
<b>Итого ЗСТЭЦ</b>					<b>6 734</b>		<b>6 134</b>		<b>600</b>
Объект	Давление в трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>				Расход теплоносителя, м <sup>3</sup> /ч				Расход воды на под- мешивание, м <sup>3</sup> /ч
	Подающем		Обратном		Подающем		Обратном		
	P <sub>1нз</sub>	P <sub>1вз</sub>	P <sub>2нз</sub>	P <sub>2вз</sub>	G <sub>1нз</sub>	G <sub>1вз</sub>	G <sub>2нз</sub>	G <sub>2вз</sub>	
ПНС-16	9,1	11,9	5,1	10,4	2 885	2 885	2 585	2 585	0
Зимний режим (водоразбор из обратного трубопровода при среднечасовой нагрузке ГВС)									
ЗСТЭЦ	Давление в трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>				Расход теплоносителя, м <sup>3</sup> /ч				Подпитка, м <sup>3</sup> /ч G <sub>п</sub> = G <sub>1</sub> - G <sub>2</sub>
	Подающем, P <sub>1</sub>		Обратном, P <sub>2</sub>		Подающем, G <sub>1</sub>		Обратном, G <sub>2</sub>		
Западный тепловывод	11,1		3,0		4 026		3 726		300
Ильинский тепловывод	11,4		3,6		3 174		2 874		300
<b>Итого ЗСТЭЦ</b>					<b>7 200</b>		<b>6 600</b>		<b>600</b>
Объект	Давление в трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>				Расход теплоносителя, м <sup>3</sup> /ч				Расход воды на под- мешивание, м <sup>3</sup> /ч
	Подающем		Обратном		Подающем		Обратном		
	P <sub>1нз</sub>	P <sub>1вз</sub>	P <sub>2нз</sub>	P <sub>2вз</sub>	G <sub>1нз</sub>	G <sub>1вз</sub>	G <sub>2нз</sub>	G <sub>2вз</sub>	
ПНС-16	8,8	12,3	4,9	11,0	3 134	3 134	2 834	2 834	0
Давление статического режима:									
1. ЗСТЭЦ – Заводской район P <sub>ст</sub> = 6,5 кгс/см <sup>2</sup> , полный статический напор 266 м.вод.ст.									
2. ЗСТЭЦ – Новоильинский район P <sub>ст</sub> = 10,5 кгс/см <sup>2</sup> , полный статический напор 304 м.вод.ст.									
Суммарный среднечасовой расход теплоносителя на нужды ГВС потребителей, компенсацию утечек составляет 600 м <sup>3</sup> /ч.									
При максимальном потреблении воды на нужды ГВС возможно увеличение подпитки до 950 м <sup>3</sup> /ч.									

**Таблица 148 – Утвержденный гидравлический режим работы тепловых сетей от ЦТЭЦ (на город) на 2019-2020 гг.**

ЦТЭЦ (город)	Давление в трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>		Расход теплоносителя, м <sup>3</sup> /ч		Подпитка, м <sup>3</sup> /ч G <sub>п</sub> = G <sub>1</sub> - G <sub>2</sub>
	Подающем, P <sub>1</sub>	Обратном, P <sub>2</sub>	Подающем, G <sub>1</sub>	Обратном, G <sub>2</sub>	
Зимний режим	8,5	2,9	5 370	4 770	600
Летний режим	5,0	-	480	-	-

**Таблица 149 – Характеристика оборудования насосных станций АО «Кузбассэнерго» в зоне деятельности ЕТО на 2019-2020 гг. (П11.9МУ)**

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Год ввода	Полный напор, Н м. в. ст.	Расход, м <sup>3</sup> /час	Давление на входе, ати	Давление на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Состояние каждого насоса
<b>ЕТО №01</b>										
ПНС-11	ул. Транспортная	СЭ 2500-60-11	2	1993	60	2500	3,7	8,4	Параллельно	Подающий в работе
		СЭ 2500-60-11	2	1994	60	2500			Параллельно	Подающий: в работе - 1 шт., в резерве - 1 шт.
		Д 2000-100-2	2	2000	100	2000	4,3	13,1	Параллельно	Обратный в работе
		Д 2000-100-2	2	2002	100	2000			Параллельно	Обратный: в работе - 1 шт., в резерве - 1 шт.
		ЦНР 800-230В	1	1992	230	800			Параллельно	Опрессовочный
ПНС-12	ул. Достоевского	1Д 630-125	1	2014	125	630			Параллельно	БАГВ сетевые насосы
		1Д 630-125	1	2017	125	630			Параллельно	БАГВ сетевые насосы
		ЦН-400-210	1	2009	210	400			Параллельно	Опрессовочный
ПНС-15	ул. Народная, 53	СЭ 100-100-11	2	1995	100	800	5,6	8,2	Параллельно	Подающий в работе
		СЭ 100-100-11	1	2003	100	800			Параллельно	Подающий в резерве
		Д800-56	2	2011 2012	56	800	2,7	6,8	Параллельно	Обратный в работе
		НЦВ 800-56	1	2002	56	800			Параллельно	Обратный в резерве
		Д-500-240	1	2002	240	500			Параллельно	Опрессовочный
<b>ЕТО №02</b>										
ПНС-16	Бызовское шоссе, 20	СЭ 2500-60-11	2	1987	60	2500	9,2	12,5	Параллельно	Подающий в работе
		КРНА-400/500/40А-01	1	1990	63	2500			Параллельно	Подающий в резерве
		Д 2500-62-2	1	1995	62	2500	5,0	10,2	Параллельно	Обратный в работе
		Д 2500-62-2	1	1994	62	2500			Параллельно	Обратный в работе
		Д 2500-62-2	1	1993	62	2500			Параллельно	Обратный в резерве
		Д 800-56	1	1997	56	800			Параллельно	Статический режим
		Д 800-56	1	1997	56	800			Параллельно	Статический режим
		Д 800-57	1	1998	57	800			Параллельно	Статический режим
		1Д 630-90	1	2014	90	630			Параллельно	Станция разрядки
		1Д 630-125	1	1997	125	630			Параллельно	Станция разрядки
		1Д 630-125	1	2017	125	630			Параллельно	Станция разрядки
		1Д 630-125	1	2006	125	630			Параллельно	Станция разрядки
ПНС кв.А	ул. Р.Зорге	F1 Grunfos	2	1998	47,4	63,8			Параллельно	Обратный в работе



### **3.10. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2015-2019 гг.**

Анализ материалов по существующему состоянию тепловых сетей показывает, что возможной причиной аварийного состояния труб и строительных конструкций является то, что трубопроводы тепловых сетей, построенные до 1988 года, отработали свой ресурс (при коэффициенте реновации 4%, закладываемом в эксплуатационных расходах, срок службы тепловых сетей составляет 25 лет). Всего в г. Новокузнецке 25 лет и более отработало 652,2 км тепловых сетей в однетрубном исчислении, из них по ТЭЦ – 536,8 км, по котельным – 115,4 км.

Разрушение наружной поверхности трубопроводов и строительных конструкций может быть вызвано также отсутствием дренажных устройств на участках, проложенных в мокрых грунтах, где при нарушении стыков лотков и камер вода, попадая в лотки, приводит к намоканию и разрушению гидроизоляции. При этом разрушается и защитный слой теплоизоляции, который намокает и в период низких температур сетевой воды не успевает просохнуть, что приводит к коррозии наружной поверхности трубопроводов.

Аналогичная картина происходит на участках, проложенных в сухих грунтах при отсутствии ливневой канализации, что также приводит к затоплению каналов и камер тепловых сетей, и как следствие, к разрушению строительных конструкций и трубопроводов тепловых сетей. Разрушение конструкций тепловых сетей может быть вызвано также отсутствием антикоррозийной защиты трубопроводов и фундаментов тепловых сетей, а в местах пересечения электрифицированных железных дорог и трамвайных путей от дополнительной активной электрохимической коррозии.

Возможной причиной коррозии внутренней поверхности трубопроводов являются недостаточная деаэрация и поступление кислорода с подпиточной водой в тепловые сети при нарушении герметичности баков-аккумуляторов, а также через неплотности в теплообменниках в узлах ввода потребителей, подключенных по «закрытой схеме».

Согласно предоставленным данным среднее время отключения магистральных тепловых сетей, находящихся на техническом обслуживании АО «Кузбассэнерго» не превышает 36 часов. Утечки теплоносителя своевременно выявляются и устраняются службой эксплуатации тепловых сетей АО «Кузбассэнерго». Все без исключения аварии, возникшие на тепловых магистралях за три последних отопительных сезона, не приводили к длительному отключению и ограничению теплоснабжения города. Высокая надежность системы магистральных трубопроводов тепловых сетей достигается путем многократного резервирования магистральных трубопроводов.

ООО «Сибэнерго» также своевременно осуществляет устранение аварийных ситуаций на тепловых сетях, входящих в эксплуатационную ответственность организации. Распределительные и внутриквартальные сети имеют кольцевые схемы, что позволяет осуществлять резервирование подачи тепловой энергии потребителям. Время восстановления сетей не превышает 36 ч.

Подробный анализ статистики отказов (инцидентов) на тепловых сетях системы теплоснабжения представлен в разделе 9. В таблице 150 представлена статистика отказов на тепловых сетях г. Новокузнецка за 2015-2019 гг.

Таблица 150 – Статистика отказов на тепловых сетях г. Новокузнецка за 2015-2019 гг.

№ п/п	Наименование теплоисточника	ЕТО	Общее число отказов, шт.					Отказы в отопительный период, шт.					Отказы в межотопительный период, шт.					Отказы в период испытаний, шт.					Интенсивность отказов за прошедший год, шт./км·год				
			2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
<b>ЕТО №01</b>																											
1	КТЭЦ	01	138	154	495	810	659	0	0	266	290	260	74	94	130	297	211	64	60	99	223	188	0,36	0,40	1,28	2,08	1,69
<b>ЕТО №02</b>																											
2	ЗСТЭЦ	02	190	170	194	198	116	51	50	48	59	46	63	45	40	49	39	76	75	106	90	31	0,59	0,51	0,58	0,58	0,34
35	Новоильинская газовая котельная	02	0	1	8	0	0	0	1	6	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,30	2,38	0,00	0,00
<b>ЕТО №03</b>																											
3	ЦТЭЦ	03	244	321	248	358	231	144	165	141	182	209	58	58	45	77	9	42	98	62	99	13	1,24	1,62	1,25	1,80	1,14
<b>ЕТО №04</b>																											
4	Абашевская районная котельная	04	62	67	3	51	37	31	34	2	24	37	6	7	1	10	0	25	26	0	17	0	1,37	1,48	0,07	1,08	0,78
5	Байдаевская центральная котельная №2	04	35	29	1	27	23	20	17	1	6	23	8	6	0	7	0	7	6	0	14	0	1,56	1,30	0,04	1,21	1,03
6	Зыряновская районная котельная	04	57	39	0	44	21	19	9	0	14	21	15	5	0	11	0	23	25	0	19	0	1,41	0,95	0,00	1,08	0,51
7	Котельная пос. Притомский	04	20	8	18	13	16	7	5	6	4	16	5	2	8	4	0	8	1	4	5	0	1,16	0,46	1,04	0,75	0,93
8	Котельная №19	04	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	4,03	0,00	0,00	0,00
9	Котельная №72	04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Котельная УПК	04	1	0	0	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	4,55	0,00	0,00	9,09	0,00
11	Котельная ОРК «Таргай»	04	2	5	0	2	5	2	2	0	0	5	0	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0,60	1,50	0,00	0,60	1,50
12	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	04	15	20	0	11	0	12	17	0	6	0	1	0	0	1	0	2	3	0	4	0	2,09	2,79	0,00	1,53	0,00
13	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	04	12	18	0	13	20	6	14	0	8	20	1	1	0	0	0	5	3	0	5	0	1,89	2,83	0,00	2,05	3,15
14	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	04	0	0	1	0	2	0	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	1,61	0,00	3,22
15	Куйбышевская центральная котельная	04	55	60	2	51	40	24	28	2	29	40	12	7	0	12	0	19	25	0	10	0	1,08	1,15	0,04	0,97	0,76
16	Котельная пос. Листвяги	04	12	13	0	12	12	7	11	0	11	12	0	0	0	0	0	5	2	0	1	0	1,11	1,21	0,00	1,11	1,11
17	Котельная №6	04	0	3	0	1	0	0	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	3,95	0,00	1,32	0,00
18	Котельная Садопарковая	04	1	2	0	0	2	1	2	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,98	1,96	0,00	0,00	1,84
19	Котельная №32 (БПОУ)	04	5	1	2	1	1	2	1	1	1	1	3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1,90	0,38	0,76	0,38	0,38
20	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	04	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72
21	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	Котельная проф. «Бунгурский»	04	1	0	0	1	2	1	0	0	0	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,51	0,00	0,00	0,51	1,02
23	Котельная «РТРС»	04	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0,00	0,00	0,00	13,16	0,00
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	04	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,74	0,00	1,74	0,00	0,00
25	Котельная школа №1	04	2	0	0	0	1	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,67	0,00	0,00	0,00	8,33
26	Котельная школа №23	04	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	4,36	0,00	0,00
27	Котельная школа №37	04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	Котельная школа №43	04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Наименование теплоисточника	ЕТО	Общее число отказов, шт.					Отказы в отопительный период, шт.					Отказы в межотопительный период, шт.					Отказы в период испытаний, шт.					Интенсивность отказов за прошедший год, шт./(км·год)					
			2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019	
29	Котельная интернат №66 (Монтажник)	04	1	1	3	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	2	0	0	0,98	0,98	2,93	0,00	0,00
30	Котельная школа №16	04	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	6,94	0,00	6,94	0,00	0,00	
31	Котельная детского сада №123	04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
32	Полосухинская	04	2	1	0	0	1	0	1	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,40	0,70	0,00	0,00	0,70	
33	Кузнецкая крепость	04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
34	Котельная НКХП	04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>ЕТО №05</b>																												
36	Котельная АО «Евразруда»	04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>ЕТО №06</b>																												
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	06	0	2	0	7	1	0	2	0	5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0,00	1,72	0,00	6,00	0,86	
39	Котельная ст. Абагур-Лесной	06	0	0	0	2	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,00	0,00	0,00	23,26	11,63	
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>ЕТО №07</b>																												
41	Котельная ООО ТК «Садовая»	07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>ЕТО №08</b>																												
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>ЕТО №09</b>																												
43	Котельная ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	09	2	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,87	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>Итого</b>	<i>ЕТО №01</i>		<i>138</i>	<i>154</i>	<i>495</i>	<i>810</i>	<i>659</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>266</i>	<i>290</i>	<i>260</i>	<i>74</i>	<i>94</i>	<i>130</i>	<i>297</i>	<i>211</i>	<i>64</i>	<i>60</i>	<i>99</i>	<i>223</i>	<i>188</i>	<i>0,36</i>	<i>0,40</i>	<i>1,28</i>	<i>2,08</i>	<i>1,69</i>	
	<i>ЕТО №02</i>		<i>190</i>	<i>171</i>	<i>202</i>	<i>198</i>	<i>116</i>	<i>51</i>	<i>51</i>	<i>54</i>	<i>59</i>	<i>46</i>	<i>63</i>	<i>45</i>	<i>42</i>	<i>49</i>	<i>39</i>	<i>76</i>	<i>75</i>	<i>106</i>	<i>90</i>	<i>31</i>	<i>0,58</i>	<i>0,51</i>	<i>0,60</i>	<i>0,57</i>	<i>0,33</i>	
	<i>ЕТО №03</i>		<i>244</i>	<i>321</i>	<i>248</i>	<i>358</i>	<i>231</i>	<i>144</i>	<i>165</i>	<i>141</i>	<i>182</i>	<i>209</i>	<i>58</i>	<i>58</i>	<i>45</i>	<i>77</i>	<i>9</i>	<i>42</i>	<i>98</i>	<i>62</i>	<i>99</i>	<i>13</i>	<i>1,24</i>	<i>1,62</i>	<i>1,25</i>	<i>1,80</i>	<i>1,14</i>	
	<i>ЕТО №04</i>		<i>285</i>	<i>268</i>	<i>33</i>	<i>232</i>	<i>185</i>	<i>136</i>	<i>146</i>	<i>16</i>	<i>104</i>	<i>185</i>	<i>54</i>	<i>31</i>	<i>10</i>	<i>47</i>	<i>0</i>	<i>95</i>	<i>91</i>	<i>7</i>	<i>81</i>	<i>0</i>	<i>1,29</i>	<i>1,21</i>	<i>0,15</i>	<i>1,03</i>	<i>0,82</i>	
	<i>ЕТО №05</i>		<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	
	<i>ЕТО №06</i>		<i>0</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>9</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>6</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>3</i>	<i>0</i>	<i>0,00</i>	<i>1,60</i>	<i>0,00</i>	<i>7,19</i>	<i>1,60</i>	
	<i>ЕТО №07</i>		<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	
	<i>ЕТО №08</i>		<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	
	<i>ЕТО №09</i>		<i>2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>15,87</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	
	<i>Новокузнецк</i>		<i>859</i>	<i>916</i>	<i>978</i>	<i>1607</i>	<i>1193</i>	<i>333</i>	<i>364</i>	<i>477</i>	<i>641</i>	<i>702</i>	<i>249</i>	<i>228</i>	<i>227</i>	<i>470</i>	<i>259</i>	<i>277</i>	<i>324</i>	<i>274</i>	<i>496</i>	<i>232</i>	<i>0,76</i>	<i>0,80</i>	<i>0,85</i>	<i>1,38</i>	<i>1,02</i>	

### 3.11. Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2015-2019 гг.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, регламентируется п. 6.10 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003». Статистика восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в зонах деятельности ЕТО за 2015-2019 гг. представлена в таблице ниже. Подробный анализ статистики восстановления тепловых сетей системы теплоснабжения представлен в разделе 9.

**Таблица 151 – Статистика восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в зонах деятельности ЕТО за 2015-2019 гг.**

Год	Среднее время восстановления, ч
<b>ЕТО №01</b>	
2015	Статистика восстановлений за 2015-2018 гг. не сводилась. При последующих актуализациях необходимо проводить ежегодный мониторинг времени восстановления работоспособности тепловых сетей.
2016	
2017	
2018	
2019	
<b>ЕТО №02</b>	
2015	Статистика восстановлений с отметками о фактическом времени восстановления работоспособности тепловой сети (ч) не ведется. Для формирования статистики необходим пересмотр форм передаваемой разработчику информации
2016	
2017	
2018	
2019	
<b>ЕТО №03</b>	
2015	Статистика восстановлений с отметками о фактическом времени восстановления работоспособности тепловой сети (ч) не ведется. Для формирования статистики необходим пересмотр форм передаваемой разработчику информации
2016	
2017	
2018	
2019	
<b>ЕТО №04</b>	
2015	Статистика восстановлений с отметками о фактическом времени восстановления работоспособности тепловой сети (ч) не ведется. Для формирования статистики необходим пересмотр форм передаваемой разработчику информации
2016	
2017	
2018	
2019	
<b>ЕТО №05</b>	
2015	Инцидентов в ретроспективном периоде не возникало.
2016	
2017	
2018	
2019	
<b>ЕТО №06</b>	
2015	Статистика восстановлений с отметками о фактическом времени восстановления работоспособности тепловой сети (ч) не ведется. Для формирования статистики необходим пересмотр форм передаваемой разработчику информации
2016	
2017	
2018	
2019	
<b>ЕТО №07</b>	
2015	Инцидентов в ретроспективном периоде не возникало.
2016	
2017	
2018	
2019	

<b>ЕТО №08</b>	
2015	Инцидентов в ретроспективном периоде не возникало.
2016	
2017	
2018	
2019	
<b>ЕТО №09</b>	
2015	Статистика восстановлений с отметками о фактическом времени восстановления работоспособности тепловой сети (ч) не ведется. Для формирования статистики необходим пересмотр форм передаваемой разработчику информации
2016	
2017	
2018	
2019	

В целом по г. Новокузнецка время восстановления работоспособности тепловых сетей соответствует установленным нормативам.

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

В настоящее время не существует единого метода для мониторинга состояния тепловых сетей неразрушающего контроля металла трубопроводов, который бы сочетал в себе одновременно простоту и широкий диапазон применения на тепловых сетях, высокую эффективность и достоверность результатов. В связи с этим используются несколько видов технической диагностики. Их достоверность проверяется путем визуально-измерительного контроля.

#### **3.12.1. Методы технической диагностики, используемые теплосетевыми организациями на территории города**

**Гидравлические испытания.** Метод был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопроводов в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии трубопроводов.

Как показывает опыт, метод гидравлических испытаний позволяет выявить около 75-80 % мест утечек на тепловых сетях г. Новокузнецка. Однако существенным недостатком данного метода является выявление значительной части утечек при проведении испытаний, касающихся только внутриквартальных тепловых сетей малых диаметров.

**Шурфовки трубопроводов тепловых сетей** применяются для контроля состояния подземных теплопроводов, теплоизоляционных и строительных конструкций. Число ежегодно проводимых плановых шурфовок устанавливаются в зависимости от протяженности сети, типов прокладки и теплоизоляционных конструкций и количества коррозионных повреждений труб. На каждые 5 км трассы должно быть не менее одного шурфа. На новых участках сети шурфовки производят, начиная с третьего года эксплуатации. Эксплуатирующая организация должна иметь специальную схему тепловой сети, на которой отмечают места и результаты шурфовок, места аварийных повреждений и затопления трассы, переложенные участки.

**Метод акустической диагностики.** Метод применяется АО «Кузбассэнерго», и пробные применения на сетях дали положительные результаты. Метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей.

**Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне.** Метод применяется АО «Кузбассэнерго». Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет. Недостатком метода является высокая стоимость проведения обследования.

### **3.12.2. Методы технической диагностики, не нашедшие применения теплосетевыми организациями города Новокузнецка**

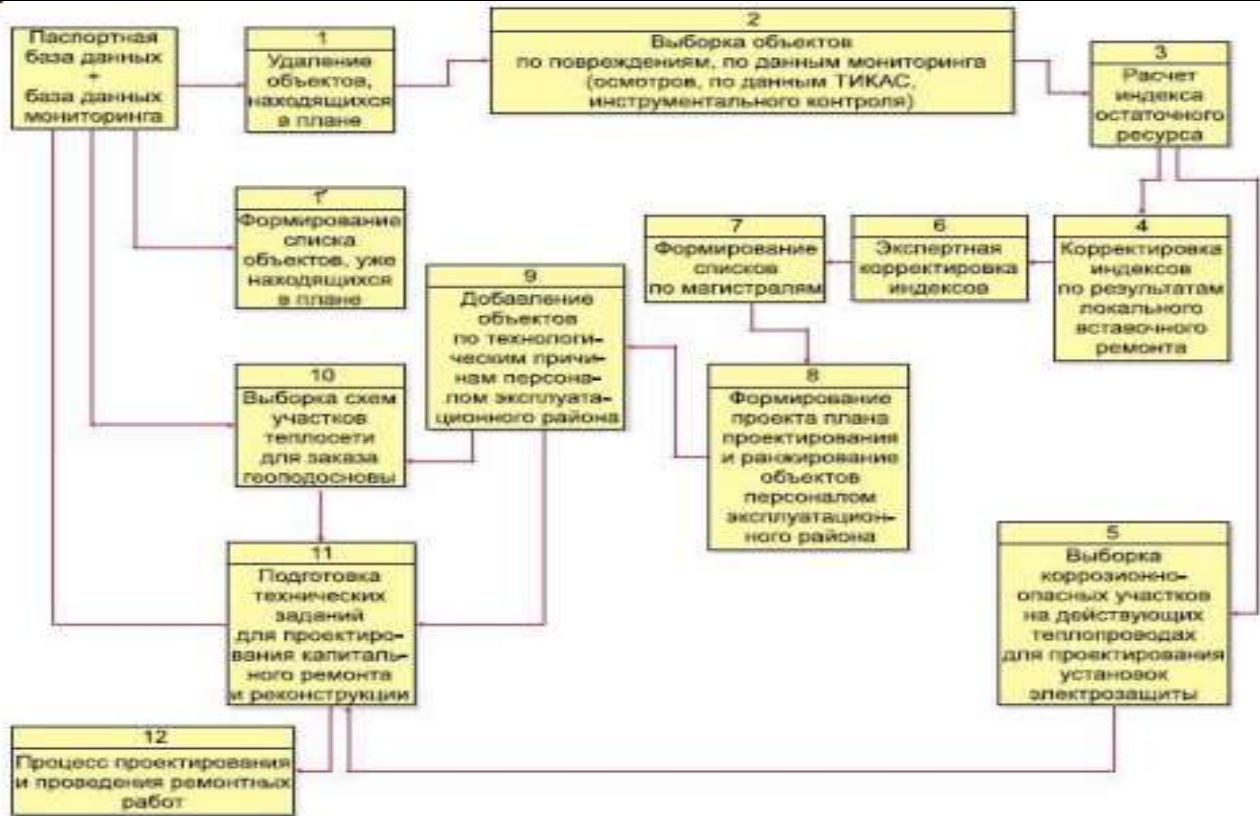
В целях повышения качества диагностики тепловых сетей теплоснабжающим организациям предлагается рассмотреть нижеперечисленные методы. Использование различных методов диагностики позволяет с большей точностью выявлять места утечек на тепловых сетях, выявлять участки с наибольшими тепловыми потерями и оптимально планировать ремонты.

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

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

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

Схема формирования плана проектирования переключений на основе данных мониторинга состояния прокладок тепловых сетей представлена на рисунке ниже.



**Рисунок 37 – Схема формирования плана проектирования переключков**

Для поддержания надежного теплоснабжения г. Новокузнецка и обеспечения безопасности необходимо в короткий летний (ремонтный) период находить самые опасные (ненадежные) места и локально производить замену на новые трубопроводы. Помимо этого, нужно пересмотреть данные о состоянии наиболее протяженных трубопроводов и выбрать участки, в первую очередь требующие реконструкции или капитального ремонта. Последнюю операцию необходимо произвести в течение одного месяца после завершения гидравлических испытаний.

### **3.13. 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**

Все проводимые в Новокузнецке испытания тепловых сетей выполняются в соответствии с требованиями технических регламентов и иными обязательными требованиями процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.

В таблицах ниже представлены сроки проведения различных типов испытаний на тепловых сетях АО «Кузбассэнерго».

Все тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, ООО «СибЭнерго» подвергаются следующим испытаниям:



- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры – ежегодно (по завершению отопительного сезона) от всех источников;

- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети – один раз в пять лет (температурные испытания сетей от ЦТЭЦ запланированы в 2019 году);

- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации – один раз в пять лет;


- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов – один раз в пять лет (испытания на гидравлические потери на тепловых сетях от ЦТЭЦ запланированы в 2019 году).

В рисунках ниже приведены утвержденные графики проведения испытаний на тепловых сетях, находящихся в эксплуатации ООО «СибЭнерго».

**Таблица 152 – График проведения гидравлических испытаний тепловых сетей ООО «СибЭнерго» в 2018-2019 гг.**

№ п/п	Наименование источника	2018			2019			Величина пробного давления кгс/см <sup>2</sup>
		Дата начала опрессовки	Дата окончания опрессовки	Дата начала запуска ГВС	Дата начала опрессовки	Дата окончания опрессовки	Дата начала запуска ГВС	
1	ЦТЭЦ	04.06.2018	18.06.2018	с 19.06.2018 по 21.06.2018	18.05.2019	29.05.2019	с 30.05.2019 по 02.06.2019	14
2	ЗСТЭЦ, Заводской район ЗСТЭЦ, Новоильинский район	15.05.2018	28.05.2018	29.05.2018	17.05.2019	28.05.2019	29.05.2019	16
3	Котельная Интерната 66 "Монтажник"	25.05.2018	26.05.2018	27.05.2018	07.05.2019	08.05.2019		6
4	Котельная школы №23	22.05.2018	22.05.2018	-	01.07.2019	01.07.2019	-	7
5	Котельная школы №43	22.05.2018	22.05.2018	-	02.07.2019	02.07.2019	-	5
6	Котельная Абагур Лесной - 1	16.05.2018	22.05.2018	-	17.07.2019	21.07.2019		7
7	Зыряновская районная котельная	12.06.2018	25.06.2018	26.06.2018	04.06.2019	17.06.2019	18.06.2019	10
8	Котельная Кузнецкой Крепости	19.05.2018	20.05.2018	-	20.08.2019	27.08.2019	15.09.2019	4
9	Куйбышевская Центральная котельная	22.05.2018	04.06.2018	05.06.2018	21.05.2019	03.06.2019	05.06.2019	12
10	Котельная УПК	25.07.2018	27.07.2018	27.07.2018	22.07.2019	24.07.2019		9
11	Котельная поселка Листвяги	28.05.2018	31.05.2018	-	27.05.2019	30.05.2019		12
13	Котельная №6	06.06.2018	06.06.2018	15.09.2018	31.05.2019	01.06.2019	15.09.2019	7
14	Котельная пос. Притомский	26.06.2018	09.07.2018	10.07.2018	18.06.2019	01.07.2019	02.07.2019	10
15	Котельная поселка Садопарк	31.05.2018	01.06.2018	15.09.2018	03.06.2019	04.06.2019	15.09.2019	7
16	Котельная ДООЦ "Голубь"	11.07.2018	13.07.2018	13.07.2018	05.06.2019	07.06.2019		9
17	Котельная РТРС	31.07.2018	13.08.2018	14.08.2018	30.06.2019	12.07.2019	13.07.2019	8
18	Котельная Абагур Лесной - 2	23.05.2018	29.05.2018	-	22.07.2019	25.07.2019		7
19	ЦТП-5 (Завокзальный район)	04.06.2018	09.06.2018	10.06.2018	04.06.2019	08.06.2019		14
20	Абашевская районная котельная	29.05.2018	11.06.2018	12.06.2018	21.05.2019	03.06.2019	04.06.2019	12
21	Котельная разъезд Абагуровский №1	10.07.2018	16.07.2018	17.07.2018	18.06.2019	01.07.2019	02.07.2019	7
22	Котельная Абагур Лесной - 3	30.05.2018	01.06.2018	-	26.07.2019	30.07.2019	15.09.2019	5
23	Котельная школы № 16	26.06.2018	30.06.2018	15.09.2018	12.08.2019	19.08.2019	15.09.2019	4
24	Байдаевская центральная котельная-2	10.07.2018	23.07.2018	24.07.2018	02.07.2019	15.07.2019	16.07.2019	9
25	Котельная разъезд Абагуровский №2	24.07.2018	02.08.2018	03.08.2018	09.07.2019	22.07.2019	23.07.2019	7
26	Котельная школы №37	02.07.2018	03.07.2018	04.07.2018	02.07.2019	02.07.2019		8
27	Котельная школы №1	02.07.2018	03.07.2018	-	01.07.2019	01.07.2019		6
28	Котельная ПМС-2	26.05.2018	30.05.2018	15.09.2018	16.05.2019	23.05.2019	15.09.2019	6
29	Котельная №19	01.06.2018	02.06.2019	-	28.07.2019	31.07.2019	15.09.2019	7
30	Котельная №72	15.08.2018	17.08.2018	18.08.2018	15.08.2019	21.08.2019	22.08.2019	4
31	Котельная станции Полосухино	22.05.2018	04.06.2018	05.06.2018	18.06.2019	21.06.2019		7
32	Котельная №32	14.08.2018	27.08.2018	28.08.2018	06.08.2019	19.08.2019	20.08.2019	9
33	Котельная Профилактория "Бунгурский"	04.09.2018	05.09.2018		04.09.2019	05.09.2019		7
34	Котельная ОРК "Таргай"	03.09.2018	04.09.2018		02.09.2019	03.09.2019		9

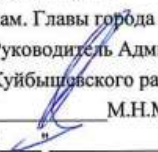
Утверждаю:  
 Директор  
 ООО "ЭнергоТранзит"

  
 В.М.Дяк  
 "01" 02 2019г.

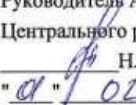
Согласовано:  
 Первый зам. Главы города  
 Новокузнецка

  
 Б.А.Беларев  
 " " " 2019г.

Согласовано:  
 Зам. Главы города  
 Руководитель Администрации  
 Куйбышевского района

  
 М.Н.Маренов  
 " " " 2019г.


Согласовано:  
 Зам. Главы города  
 Руководитель Администрации  
 Центрального района

  
 Н.Ю.Маслов  
 "01" 02 2019г.

**График проведения испытаний тепловых сетей от теплоисточника МКП "Центральная ТЭЦ" в межотопительный период 2019г.**

№ п/п	Наименование работ \ Период	май		июнь	июль	август	сентябрь
		с	по				
1	Испытания тепловых сетей на максимальную температуру	с 13.05.	по 15.05.				
2	Испытание тепловых сетей на гидравлические потери		с 16.05.	по 17.05.			
3	Гидравлические испытаня тепловых сетей на плотность и прочность			с 18.05.	по 29.05.		
4	Запуск ГВС (системы горячего водоснабжения)			с 30.05.	по 02.06.		
5	Подготовительные работы к новому отопительному сезону					с 03.06.	по 15.09.
6	Капитальные ремонты					с 30.05.	по 15.09.

В случае изменения сроков окончания отопительного сезона 2018 - 2019гг, начало испытание сдвигается на корректируемое количество дней.

Начальник ЦК ТСР ООО "СибЭнерго"  Е.В. Лобков

Согласовано:  
 Начальник ДС  
 ООО "СибЭнерго"

  
 Е.Н.Куценко  
 "01" 02 2019г.


Согласовано:  
 Главный инженер  
 МКП "Центральная ТЭЦ"

  
 К.Б.Соломкин  
 " " " 2019г.

Согласовано:  
 Технический директор  
 ООО "НТК"

  
 С.С.Захаров  
 "01" 02 2019г.

Согласовано:  
 Главный инженер  
 ООО "СибЭнерго"

  
 А.В. Гилев  
 "01" 02 2019г.

**Рисунок 38 – График проведения испытаний тепловых сетей от ЦТЭЦ в 2019 г.**

**Таблица 153 – Сроки проведения испытаний на тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности АО «Кузбассэнерго»**

№ п/п	Наименование города	Район	Источник	Период проведения испытаний					
				2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Гидравлические испытания	Центральный	КТЭЦ	19.05 - 01.06	16.05 - 29.05	18.05-29.05	15.05-28.05	09.06-22.06	17.06-27.06
		Кузнецкий, Орджоникидзевский		16.06 - 29.06	13.06 - 26.06	13.06-26.06	05.06 -18.06	20.05-02.06	18.05-28.05
		Заводской	ЗСТЭЦ	16.06 - 29.06	30.05 - 12.06	02.06-12.06	15.05-28.05	22.05-02.06	17.05-28.05
		Новоильинский		16.06 - 29.06	30.05 - 12.06	30.05-12.06	15.05-28.05	22.05-02.06	17.05-28.05
		Дней		56	56	51	56	56	46
2	На максимальную температуру	Центральный	КТЭЦ	30.01-01.02					14.06-16.06
		Кузнецкий, Орджоникидзевский							15.05-17.05
		Заводской	ЗСТЭЦ	30.01-01.02					15.05-16.05
		Новоильинский							15.05-16.05
		Дней		6					10
3	На тепловые потери	Центральный	КТЭЦ			16.05-18.05			
		Кузнецкий, Орджоникидзевский							
		Заводской	ЗСТЭЦ			30.05-02.06		25.05-03.06	
		Новоильинский							
		Дней				7		10	
4	На гидравлические потери	Центральный	КТЭЦ					18.06	
		Кузнецкий, Орджоникидзевский							
		Заводской	ЗСТЭЦ					20.05-02.06	
		Новоильинский						20.05-02.06	
		Дней						29	

### **3.14. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Технологические потери при передаче тепловой энергии складывается из технически обоснованных значений нормативных энергетических характеристик по следующим показателям работы оборудования тепловых сетей и систем теплоснабжения:

- потери и затраты теплоносителя;
- потери тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции, а также с потерями и затратами теплоносителей;
- расход электроэнергии на передачу тепловой энергии.

Нормативные энергетические характеристики тепловых сетей и нормативы технологических потерь, при передаче тепловой энергии, применяются при проведении объективного анализа работы теплосетевого оборудования, в том числе при выполнении энергетических обследований тепловых сетей и систем теплоснабжения, планировании и определении тарифов на отпускаемую потребителям тепловую энергию и платы за услуги по ее передаче, а также обосновании в договорах теплоснабжения (на пользование тепловой энергией), на оказание услуг по передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, показателей качества тепловой энергии и режимов теплоснабжения, при коммерческом учете тепловой энергии.

Утвержденные на 2017-2019 гг. нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности АО «Кузбассэнерго» (бывших АО «МТСК» и ООО «ТСН»), ООО «Сибэнерго» и ООО «НТК» представлены в таблицах ниже.

Отпуск тепловой энергии от ведомственных котельных осуществляется в тепловые сети ведомственных котельных. Отпуск тепловой энергии осуществляется как в отопительный период на нужды отопления и ГВС, так и в летний период – на нужды ГВС.

Величина нормативных потерь тепловой энергии для систем теплоснабжения от ведомственных котельных преимущественно не утверждается. Кроме того, организациями, осуществляющими эксплуатацию ведомственных котельных, зачастую не производится формирование и анализ тепловых балансов, в том числе не ведется учет потерь тепловой энергии в тепловых сетях.

**Таблица 154 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности АО «Кузбассэнерго» (бывших АО «МТСК» и ООО «ТСН»)**

<b>Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям</b>				
<b>Наименование</b>	<b>Источник ТЭ</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
<b>ООО «ТСН» (Новокузнецк)</b>				
Суммарные потери тепловой энергии (вода), Гкал	АО «Кузнецкая ТЭЦ»	119535	120148	120148
Суммарные потери и затраты теплоносителя (вода), м.куб(т)		486075	496472	496472
Суммарные потери тепловой энергии (пар), Гкал		5589	5586	5586
Суммарные потери и затраты теплоносителя (пар), м.куб(т)		39	38	38
Расход э.энергии, тыс. кВт*ч		23545	26336	26335
<b>ООО «ТСН» (аренда тепловых сетей у МП «ССК»)</b>				
Суммарные потери тепловой энергии (вода), Гкал	АО «Кузнецкая ТЭЦ»	67448	159944	159944
Суммарные потери и затраты теплоносителя (вода), м.куб(т)		91573	217154	217154
Расход э.энергии, тыс. кВт*ч		167	167	167
<b>АО «МТСК» (Новокузнецк)</b>				
Суммарные потери тепловой энергии (вода), Гкал	Западно-Сибирская ТЭЦ - филиал ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК»	129694	126768	126974
Суммарные потери и затраты теплоносителя (вода), м.куб(т)		500853	500852	486985
Расход э.энергии, тыс. кВт*ч		10920	11296	10463

В таблице ниже представлены нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности ООО «СибЭнерго» и ООО «НТК» на 2019 г.

**Таблица 155 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности ООО «СибЭнерго» и ООО «НТК»**

№ п/п	Организация	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, расположенным в поселениях, городских округах с численностью населения пятьсот тысяч человек и более, а также в городах федерального значения, на 2019 г.		
		потери и затраты теплоносителей, пар (т), вода (м³)	тепловой энергии, Гкал	расход электроэнергии, тыс. кВт·ч
1	ООО «НТК», г. Новокузнецк, Кемеровская обл., в том числе:			
1.1	СЦТ зоны действия ЗС ТЭЦ		Теплоноситель - вода	
		509,1	346,2	839,2
1.2	СЦТ зоны действия Кузнецкой ТЭЦ		Теплоноситель - вода	
		906,2	540,7	799,0
2	ООО «Сибэнерго» (по СЦТ зоны действия Западно-Сибирской ТЭЦ), г. Новокузнецк, Кемеровская обл.		Теплоноситель - вода	
		169 788,3	122 727,0	442,2
3	ООО «Сибэнерго» (по СЦТ зоны действия ООО «ЭнергоТранзит»), г. Новокузнецк, Кемеровская обл.		Теплоноситель - вода	
		199 346,4	105 928,6	117,2

### 3.15. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за 2015-2019 гг.

Сравнение фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям с утвержденными нормативными значениями по данным представлено в таблицах ниже.

**Таблица 156 – Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей зоны действия источника тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО, тыс. Гкал (П12.2 МУ)**

Год актуализации	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
<b>ЕТО №01</b>					
<b>КТЭЦ</b>					
2015	151 607,208	137 374,076	288 981,284	473 771,515	22,1%
2016	149 378,695	134 865,025	284 243,720	500 791,572	22,8%
2017	150 075,495	135 494,125	285 569,620	498 140,783	23,3%
2018	150 801,859	135 377,671	286 179,530	564 839,525	25,0%
2019	148 373,953	132 258,747	280 632,700	385 296,703	18,5%
<b>Итого по ЕТО №01</b>					
2015	151 607,208	137 374,076	288 981,284	473 771,515	22,1%
2016	149 378,695	134 865,025	284 243,720	500 791,572	22,8%
2017	150 075,495	135 494,125	285 569,620	498 140,783	23,3%
2018	150 801,859	135 377,671	286 179,530	564 839,525	25,0%
2019	148 373,953	132 258,747	280 632,700	385 296,703	18,5%
<b>ЕТО №02</b>					
<b>ЗСТЭЦ</b>					
2015	69 282,824	44 133,639	113 416,463	346 130,000	14,4%
2016	67 395,781	43 340,812	110 736,593	358 020,000	14,2%
2017	156 168,256	99 991,769	256 160,026	351 540,000	13,9%
2018	152 262,510	86 694,490	238 957,000	351 540,000	12,7%
2019	163 908,992	92 246,008	256 155,000	468 464,520	18,7%
<b>Новоильинская газовая котельная</b>					
2015	0,000	1 161,000	1 161,000	0,000	0,0%
2016	0,000	1 159,229	1 159,229	840,000	11,1%
2017	0,000	987,491	987,491	1 330,434	11,1%
2018	0,000	987,491	987,491	1 330,434	11,1%
2019	0,000	1 093,567	1 093,567	4 352,711	11,1%
<b>Итого по ЕТО №02</b>					
2015	69 282,8	45 294,6	114 577,463	346 130,0	14,4%
2016	67 395,8	44 500,0	111 895,822	358 860,0	14,2%
2017	156 168,3	100 979,3	257 147,517	352 870,4	13,9%
2018	152 262,5	87 682,0	239 944,491	352 870,4	12,7%
2019	163 909,0	93 339,6	257 248,567	472 817,2	18,5%
<b>ЕТО №03</b>					
<b>ЦТЭЦ</b>					
2015	35 312,780	66 797,622	102 110,402	568 527,004	38,3%
2016	34 886,666	64 256,441	99 143,107	573 675,704	38,4%
2017	43 475,212	80 075,361	123 550,573	533 337,466	37,9%
2018	37 006,523	65 416,477	102 423,000	567 200,135	39,4%
2019	40 469,705	65 458,895	105 928,600	210 181,517	16,5%
<b>Итого по ЕТО №03</b>					
2015	35 312,780	66 797,622	102 110,402	568 527,004	38,3%

Год актуализации	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2016	34 886,666	64 256,441	99 143,107	573 675,704	38,4%
2017	43 475,212	80 075,361	123 550,573	533 337,466	37,9%
2018	37 006,523	65 416,477	102 423,000	567 200,135	39,4%
2019	40 469,705	65 458,895	105 928,600	210 181,517	16,5%
<b>ЕТО №04</b>					
Абашевская районная котельная					
2015	6 335,674	11 397,326	17 733,000	22 965,000	26,2%
2016	6 259,219	11 259,789	17 519,008	23 941,233	27,4%
2017	10 158,208	17 740,583	27 898,791	16 120,381	21,4%
2018	7 166,406	12 891,188	20 057,594	21 162,571	25,1%
2019	6 471,262	11 640,738	18 112,000	8 156,382	10,8%
Байдаевская центральная котельная №2					
2015	4 995,024	5 395,976	10 391,000	21 774,000	25,4%
2016	4 927,896	5 323,459	10 251,355	33 857,154	35,1%
2017	14 423,315	15 581,078	30 004,393	38 107,629	39,5%
2018	11 400,788	12 315,932	23 716,720	29 480,963	31,1%
2019	7 884,600	8 517,500	16 402,100	24 029,053	26,7%
Зырянская районная котельная					
2015	5 285,001	12 083,999	17 369,000	36 685,000	22,6%
2016	5 141,818	12 154,304	17 296,122	69 119,308	36,1%
2017	7 037,769	16 635,980	23 673,750	58 775,318	33,9%
2018	11 364,968	26 864,677	38 229,645	39 139,915	23,3%
2019	7 881,826	18 631,174	26 513,000	35 601,246	22,9%
Котельная пос. Притомский					
2015	4 077,659	3 808,341	7 886,000	11 919,000	31,6%
2016	4 066,111	3 797,556	7 863,667	19 128,928	43,1%
2017	4 624,571	4 319,131	8 943,702	21 325,384	47,5%
2018	3 765,872	3 517,146	7 283,018	15 756,981	36,3%
2019	2 896,607	2 705,293	5 601,900	12 013,921	29,5%
Котельная №19					
2015	0,000	42,000	42,000	6,000	0,8%
2016	0,000	36,301	36,301	35,730	4,7%
2017	0,000	83,091	83,091	35,730	5,1%
2018	0,000	38,907	38,907	211,199	26,3%
2019	0,000	36,500	36,500	-230,000	-47,5%
Котельная №72					
2015	0,000	8,000	8,000	54,000	17,0%
2016	0,000	8,226	8,226	62,160	19,5%
2017	0,000	20,585	20,585	62,160	21,9%
2018	0,000	15,993	15,993	71,581	26,3%
2019	0,000	10,770	10,770	-6,804	-2,4%
Котельная УПК					
2015	0,000	74,000	74,000	238,000	26,7%
2016	0,000	61,126	61,126	450,614	41,4%
2017	0,000	111,659	111,659	450,614	42,7%
2018	0,000	111,659	111,659	289,036	26,3%
2019	0,000	80,400	80,400	-6,380	-0,6%
Котельная ОРК «Таргай»					
2015	0,000	890,000	890,000	1 691,000	51,9%
2016	0,000	909,299	909,299	1 819,702	54,3%
2017	0,000	2 283,129	2 283,129	1 659,282	53,7%
2018	0,000	1 928,365	1 928,365	1 631,629	49,7%
2019	0,000	1 955,200	1 955,200	1 929,885	55,4%
Котельная №1 п. Абагур-Лесной					
2015	0,000	1 230,000	1 230,000	1 873,000	27,0%
2016	0,000	1 061,242	1 061,242	4 030,479	45,0%



Год актуализации	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2017	0,000	2 173,419	2 173,419	3 313,274	41,8%
2018	0,000	1 735,213	1 735,213	2 623,188	30,6%
2019	0,000	1 611,800	1 611,800	884,661	11,7%
<b>Котельная №2 п. Абагур-Лесной</b>					
2015	0,000	1 250,000	1 250,000	1 275,000	18,6%
2016	0,000	1 090,670	1 090,670	2 908,475	34,8%
2017	0,000	3 828,992	3 828,992	2 523,017	33,1%
2018	0,000	3 030,913	3 030,913	-244,881	-3,2%
2019	0,000	1 933,600	1 933,600	-3 589,798	-56,1%
<b>Котельная №3 п. Абагур-Лесной</b>					
2015	0,000	83,000	83,000	299,000	46,6%
2016	0,000	72,768	72,768	269,181	44,6%
2017	0,000	127,259	127,259	141,234	31,2%
2018	0,000	94,167	94,167	145,318	26,2%
2019	0,000	82,900	82,900	63,960	11,2%
<b>Куйбышевская центральная котельная</b>					
2015	6 240,906	12 131,094	18 372,000	14 578,000	12,7%
2016	6 087,770	12 286,003	18 373,773	32 869,928	25,1%
2017	12 789,937	25 272,869	38 062,807	22 905,076	20,0%
2018	12 714,325	25 348,481	38 062,807	29 227,045	23,1%
2019	8 945,502	17 834,598	26 780,100	25 963,806	20,5%
<b>Котельная пос. Листвяги</b>					
2015	0,000	2 476,000	2 476,000	7 261,725	39,1%
2016	0,000	2 465,803	2 465,803	9 889,559	47,3%
2017	0,000	5 213,530	5 213,530	6 367,934	38,2%
2018	0,000	4 543,016	4 543,016	6 602,392	32,8%
2019	0,000	3 499,900	3 499,900	2 032,882	11,8%
<b>Котельная №6</b>					
2015	0,000	182,000	182,000	97,000	4,2%
2016	0,000	142,326	142,326	583,701	21,2%
2017	0,000	602,730	602,730	123,741	5,7%
2018	0,000	500,837	500,837	700,197	29,5%
2019	0,000	378,400	378,400	180,005	10,2%
<b>Котельная Садопарковая</b>					
2015	0,000	299,000	299,000	926,000	37,2%
2016	0,000	297,968	297,968	1 024,847	40,2%
2017	0,000	604,319	604,319	1 475,210	50,8%
2018	0,000	604,319	604,319	857,404	29,9%
2019	0,000	478,500	478,500	319,149	11,5%
<b>Котельная №32 (БПОУ)</b>					
2015	0,000	522,000	522,000	817,000	23,6%
2016	0,000	521,088	521,088	1 793,305	41,0%
2017	0,000	554,612	554,612	987,119	29,1%
2018	0,000	554,612	554,612	1 538,763	39,5%
2019	0,000	219,300	219,300	1 173,000	32,0%
<b>Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский</b>					
2015	0,000	492,000	492,000	1 422,000	50,3%
2016	0,000	353,891	353,891	1 121,637	45,0%
2017	0,000	741,773	741,773	1 209,646	48,6%
2018	0,000	741,773	741,773	814,011	29,9%
2019	0,000	419,800	419,800	-134,107	-5,8%
<b>Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский</b>					
2015	0,000	344,000	344,000	1 488,000	37,7%
2016	0,000	343,035	343,035	1 158,712	32,5%
2017	0,000	1 510,020	1 510,020	1 337,994	37,3%
2018	0,000	1 510,020	1 510,020	437,926	12,9%

Год актуализации	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2019	0,000	460,200	460,200	-478,520	-16,2%
<b>Котельная проф. «Бунгурский»</b>					
2015	0,000	791,000	791,000	817,000	43,6%
2016	0,000	616,423	616,423	836,715	44,7%
2017	0,000	770,420	770,420	836,715	46,2%
2018	0,000	770,420	770,420	549,157	26,3%
2019	0,000	810,640	810,640	812,068	35,5%
<b>Котельная «РТРС»</b>					
2015	0,000	39,000	39,000	409,000	37,6%
2016	0,000	39,415	39,415	265,747	28,6%
2017	0,000	43,484	43,484	424,887	40,7%
2018	0,000	43,484	43,484	132,861	13,8%
2019	0,000	40,000	40,000	-368,169	-58,6%
<b>Оздоровительного лагеря «Голубь»</b>					
2015	0,000	84,000	84,000	456,000	39,3%
2016	0,000	83,851	83,851	243,776	26,2%
2017	0,000	188,257	188,257	243,776	39,2%
2018	0,000	188,257	188,257	192,166	26,3%
2019	0,000	110,260	110,260	135,948	18,9%
<b>Котельная школа №1</b>					
2015	0,000	30,000	30,000	105,000	13,1%
2016	0,000	30,175	30,175	228,063	25,2%
2017	0,000	56,362	56,362	228,063	29,2%
2018	0,000	56,362	56,362	223,647	26,3%
2019	0,000	39,660	39,660	101,270	14,0%
<b>Котельная школа №23</b>					
2015	0,000	54,000	54,000	146,000	21,3%
2016	0,000	53,324	53,324	132,171	20,0%
2017	0,000	101,871	101,871	132,171	18,1%
2018	0,000	101,871	101,871	194,990	26,3%
2019	0,000	70,120	70,120	161,800	23,7%
<b>Котельная школа №37</b>					
2015	0,000	30,000	30,000	115,000	12,4%
2016	0,000	29,832	29,832	254,873	24,4%
2017	0,000	47,606	47,606	254,873	25,9%
2018	0,000	47,606	47,606	256,948	26,3%
2019	0,000	39,230	39,230	-328,711	-91,1%
<b>Котельная школа №43</b>					
2015	0,000	48,000	48,000	91,000	11,7%
2016	0,000	47,556	47,556	111,549	14,3%
2017	0,000	80,456	80,456	111,549	13,7%
2018	0,000	80,456	80,456	216,081	26,3%
2019	0,000	62,560	62,560	-250,392	-74,3%
<b>Котельная интернат №66 (Монтажник)</b>					
2015	0,000	204,000	204,000	216,000	82,4%
2016	0,000	226,356	226,356	134,090	74,9%
2017	0,000	44,373	44,373	134,090	88,8%
2018	0,000	44,373	44,373	40,180	26,3%
2019	0,000	47,670	47,670	51,681	28,7%
<b>Котельная школа №16</b>					
2015	0,000	36,000	36,000	124,000	20,8%
2016	0,000	36,208	36,208	118,647	20,5%
2017	0,000	80,759	80,759	118,647	22,4%
2018	0,000	80,759	80,759	142,120	26,3%
2019	0,000	47,610	47,610	-185,240	-55,8%

Год актуализации	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
<b>Котельная детского сада №123</b>					
2015	0,000	0,000	0,000	14,000	15,7%
2016	0,000	0,000	0,000	22,497	23,5%
2017	0,000	0,000	0,000	22,497	24,7%
2018	0,000	0,000	0,000	25,811	26,3%
2019	0,000	0,000	0,000	9,670	11,0%
<b>Полосухинская</b>					
2015	0,000	522,000	522,000	1 513,000	56,3%
2016	0,000	421,776	421,776	1 553,073	57,5%
2017	0,000	1 063,150	1 063,150	1 276,509	54,4%
2018	0,000	1 117,643	1 117,643	1 133,839	48,9%
2019	0,000	522,200	522,200	729,357	36,0%
<b>Кузнецкая крепость</b>					
2015	0,000	21,000	21,000	126,000	34,1%
2016	0,000	20,626	20,626	100,480	29,7%
2017	0,000	32,448	32,448	100,480	33,9%
2018	0,000	32,448	32,448	93,180	26,3%
2019	0,000	21,000	21,000	28,080	11,7%
<b>Котельная НКХП</b>					
2015	0,000	25,000	25,000	0,000	0,0%
2016	0,000	25,142	25,142	0,000	0,0%
2017	0,000	25,142	25,142	0,000	0,0%
2018	0,000	25,142	25,142	0,000	0,0%
2019	0,000	27,843	27,843	0,000	0,0%
<b>Итого по ЕТО №04</b>					
2015	26 934,264	54 592,736	81 527,000	129 500,725	23,4%
2016	26 482,814	53 815,538	80 298,352	208 066,331	33,5%
2017	49 033,800	99 939,086	148 972,886	180 804,998	31,9%
2018	46 412,359	98 936,038	145 348,398	153 646,218	26,3%
2019	34 079,796	72 335,366	106 415,163	108 799,705	19,9%
<b>ЕТО №05</b>					
<b>Котельная АО «Евразруда»</b>					
2015	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
<b>Итого по ЕТО №05</b>					
2015	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
<b>ЕТО №06</b>					
<b>Котельная ст. Новокузнецк-Восточный</b>					
2015	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
<b>Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный</b>					
2015	0,000	379,000	379,000	0,000	0,0%
2016	0,000	360,736	360,736	0,000	0,0%
2017	0,000	360,736	360,736	0,000	0,0%
2018	0,000	360,736	360,736	0,000	0,0%
2019	0,000	399,486	399,486	0,000	0,0%

Год актуализации	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
<b>Котельная ст. Абагур-Лесной</b>					
2015	0,000	12,000	12,000	10,000	0,8%
2016	0,000	11,485	11,485	10,000	0,8%
2017	0,000	11,485	11,485	10,000	0,8%
2018	0,000	11,485	11,485	10,000	0,8%
2019	0,000	12,719	12,719	10,000	0,8%
<b>Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино</b>					
2015	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
<b>Итого по ЕТО №06</b>					
2015	0,000	391,000	391,000	10,000	0,0%
2016	0,000	372,221	372,221	10,000	0,0%
2017	0,000	372,221	372,221	10,000	0,0%
2018	0,000	372,221	372,221	10,000	0,0%
2019	0,000	412,205	412,205	10,000	0,0%
<b>ЕТО №07</b>					
<b>Котельная ООО ТК «Садовая»</b>					
2015	0,000	343,000	343,000	727,000	2,6%
2016	0,000	342,143	342,143	727,000	2,6%
2017	0,000	342,143	342,143	727,000	2,6%
2018	0,000	342,143	342,143	727,000	2,6%
2019	0,000	378,896	378,896	727,000	2,6%
<b>Итого по ЕТО №07</b>					
2015	0,000	343,000	343,000	727,000	2,6%
2016	0,000	342,143	342,143	727,000	2,6%
2017	0,000	342,143	342,143	727,000	2,6%
2018	0,000	342,143	342,143	727,000	2,6%
2019	0,000	378,896	378,896	727,000	2,6%
<b>ЕТО №08</b>					
<b>Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»</b>					
2015	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
<b>Итого по ЕТО №08</b>					
2015	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
<b>ЕТО №09</b>					
<b>Ливинская, ООО "Разрез Бунгурский Северный"</b>					
2015	0,000	13,000	13,000	0,000	0,0%
2016	0,000	13,273	13,273	0,000	0,0%
2017	0,000	13,273	13,273	0,000	0,0%
2018	0,000	13,273	13,273	0,000	0,0%
2019	0,000	13,273	13,273	0,000	0,0%
<b>Итого по ЕТО №09</b>					
2015	0,000	13,000	13,000	0,000	0,0%
2016	0,000	13,273	13,273	0,000	0,0%
2017	0,000	13,273	13,273	0,000	0,0%
2018	0,000	13,273	13,273	0,000	0,0%

Год актуализации	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2019	0,000	13,273	13,273	0,000	0,0%
<b>Итого по г. Новокузнецку</b>					
2015	283 193,6	304 749,6	587943,149	1 518 666,2	22,4%
2016	278 199,5	298 109,1	576308,638	1 642 130,6	23,3%
2017	398 752,8	417 215,5	815968,233	1 565 890,7	22,9%
2018	386 483,3	388 139,8	774623,056	1 639 293,3	22,6%
2019	386 832,4	364 197,0	751029,404	1 177 832,2	17,7%

**Таблица 157 – Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО, тыс. Гкал (П12.3 МУ)**

Год актуализации	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
<b>ЕТО №01</b>					
2015	151 607,208	137 374,076	288 981,284	473 771,515	22,1%
2016	149 378,695	134 865,025	284 243,720	500 791,572	22,8%
2017	150 075,495	135 494,125	285 569,620	498 140,783	23,3%
2018	150 801,859	135 377,671	286 179,530	564 839,525	25,0%
2019	148 373,953	132 258,747	280 632,700	385 296,703	18,5%
<b>ЕТО №02</b>					
2015	69 282,8	45 294,6	114 577,463	346 130,0	14,4%
2016	67 395,8	44 500,0	111 895,822	358 860,0	14,2%
2017	156 168,3	100 979,3	257 147,517	352 870,4	13,9%
2018	152 262,5	87 682,0	239 944,491	352 870,4	12,7%
2019	163 909,0	93 339,6	257 248,567	472 817,2	18,5%
<b>ЕТО №03</b>					
2015	35 312,780	66 797,622	102 110,402	568 527,004	38,3%
2016	34 886,666	64 256,441	99 143,107	573 675,704	38,4%
2017	43 475,212	80 075,361	123 550,573	533 337,466	37,9%
2018	37 006,523	65 416,477	102 423,000	567 200,135	39,4%
2019	40 469,705	65 458,895	105 928,600	210 181,517	16,5%
<b>ЕТО №04</b>					
2015	26 934,264	54 592,736	81 527,000	129 500,725	23,4%
2016	26 482,814	53 815,538	80 298,352	208 066,331	33,5%
2017	49 033,800	99 939,086	148 972,886	180 804,998	31,9%
2018	46 412,359	98 936,038	145 348,398	153 646,218	26,3%
2019	34 079,796	72 335,366	106 415,163	108 799,705	19,9%
<b>ЕТО №05</b>					
2015	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
<b>ЕТО №06</b>					
2015	0,000	391,000	391,000	10,000	0,0%
2016	0,000	372,221	372,221	10,000	0,0%
2017	0,000	372,221	372,221	10,000	0,0%
2018	0,000	372,221	372,221	10,000	0,0%
2019	0,000	412,205	412,205	10,000	0,0%
<b>ЕТО №07</b>					
2015	0,000	343,000	343,000	727,000	2,6%
2016	0,000	342,143	342,143	727,000	2,6%

Год актуализации	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2017	0,000	342,143	342,143	727,000	2,6%
2018	0,000	342,143	342,143	727,000	2,6%
2019	0,000	378,896	378,896	727,000	2,6%
<b>ЕТО №08</b>					
2015	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
2019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
<b>ЕТО №09</b>					
2015	0,000	13,000	13,000	0,000	0,0%
2016	0,000	13,273	13,273	0,000	0,0%
2017	0,000	13,273	13,273	0,000	0,0%
2018	0,000	13,273	13,273	0,000	0,0%
2019	0,000	13,273	13,273	0,000	0,0%
<b>Итого по г. Новокузнецку</b>					
2015	283 193,6	304 749,6	587943,149	1 518 666,2	22,4%
2016	278 199,5	298 109,1	576308,638	1 642 130,6	23,3%
2017	398 752,8	417 215,5	815968,233	1 565 890,7	22,9%
2018	386 483,3	388 139,8	774623,056	1 639 293,3	22,6%
2019	386 832,4	364 197,0	751029,404	1 177 832,2	17,7%

**Таблица 158 – Динамика изменения нормативных показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО (П12.4 МУ)**

Год актуализации	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт*ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике) количество прекращений теплоснабжения в отопительный период, 1/м²/год
<b>ЕТО №01</b>			
2015	12,50	12,08	0,00008
2016	12,50	12,02	0,00006
2017	12,50	11,09	0,00231
2018	12,50	11,73	0,00088
2019	12,50	13,08	0,00273
<b>ЕТО №02</b>			
2015	12,62	4,56	0,00004
2016	12,66	4,47	0,00003
2017	12,69	4,32	0,00006
2018	12,72	4,07	0,00010
2019	12,72	4,29	0,00000
<b>ЕТО №03</b>			
2015	12,50	35,48	0,00000
2016	12,50	19,72	0,00000
2017	12,50	21,21	0,00000
2018	12,50	20,68	0,00000
2019	12,50	21,57	0,00000
<b>ЕТО №04</b>			
2015	32,50	27,61	0,00000
2016	32,49	24,81	0,00000
2017	32,47	26,37	0,00000
2018	32,46	26,61	0,00000
2019	32,80	28,67	0,00000
<b>ЕТО №05</b>			

Год актуализации	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт*ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике) количество прекращений теплоснабжения в отопительный период, 1/м <sup>2</sup> /год
2015	40,00	0,00	0,00000
2016	40,00	0,00	0,00000
2017	40,00	0,00	0,00000
2018	40,00	0,00	0,00000
2019	40,00	0,00	0,00000
<b>ЕТО №06</b>			
2015	40,00	0,00	0,00000
2016	40,00	0,00	0,00000
2017	40,00	0,00	0,00000
2018	40,00	0,00	0,00000
2019	40,00	0,00	0,00000
<b>ЕТО №07</b>			
2015	40,00	0,00	0,00000
2016	40,00	0,00	0,00000
2017	40,00	0,00	0,00000
2018	40,00	0,00	0,00000
2019	40,00	0,00	0,00000
<b>ЕТО №08</b>			
2015	40,00	0,00	0,00000
2016	40,00	0,00	0,00000
2017	40,00	0,00	0,00000
2018	40,00	0,00	0,00000
2019	40,00	0,00	0,00000
<b>ЕТО №09</b>			
2015	0,00	0,00	0,00000
2016	0,00	0,00	0,00000
2017	0,00	0,00	0,00000
2018	0,00	0,00	0,00000
2019	0,00	0,00	0,00000

**Таблица 159 – Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО (П12.5 МУ)**

Год актуализации	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт*ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике) количество прекращений теплоснабжения в отопительный период, 1/м <sup>2</sup> /год	Количество отказов в период испытаний тепловых сетей, 1/м <sup>2</sup> /год
<b>ЕТО №01</b>				
2015	12,79	12,08	0,00008	0,00068
2016	13,81	12,02	0,00006	0,00063
2017	13,16	11,09	0,00231	0,00105
2018	13,55	11,73	0,00088	0,00235
2019	15,17	13,08	0,00273	0,00198
<b>ЕТО №02</b>				
2015	6,58	4,56	0,00004	0,00089
2016	6,49	4,47	0,00003	0,00086
2017	6,30	4,32	0,00006	0,00120
2018	6,74	4,07	0,00010	0,00094
2019	7,44	4,29	0,00000	0,00032
<b>ЕТО №03</b>				
2015	10,38	35,48	0,00000	0,00109
2016	11,71	19,72	0,00000	0,00252
2017	11,78	21,21	0,00000	0,00159
2018	12,56	20,68	0,00000	0,00250

Год актуализации	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт*ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике) количество прекращений теплоснабжения в отопительный период, 1/м <sup>2</sup> /год	Количество отказов в период испытаний тепловых сетей, 1/м <sup>2</sup> /год
2019	12,72	21,57	0,00000	0,00031
<b>ЕТО №04</b>				
2015	34,25	27,61	0,00000	0,01172
2016	33,43	24,81	0,00000	0,01122
2017	34,56	26,37	0,00000	0,00084
2018	32,30	26,61	0,00000	0,00958
2019	42,27	28,67	0,00000	0,00000
<b>ЕТО №05</b>				
2015	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2016	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2017	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2018	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2019	47,06	0,00	0,00000	0,00000
<b>ЕТО №06</b>				
2015	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2016	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2017	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2018	0,00	0,00	0,00000	0,00038
2019	47,06	0,00	0,00000	0,00000
<b>ЕТО №07</b>				
2015	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2016	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2017	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2018	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2019	47,06	0,00	0,00000	0,00000
<b>ЕТО №08</b>				
2015	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2016	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2017	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2018	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2019	47,06	0,00	0,00000	0,00000
<b>ЕТО №09</b>				
2015	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2016	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2017	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2018	0,00	0,00	0,00000	0,00000
2019	0,00	0,00	0,00000	0,00000

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

### 3.17. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям,



## определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Присоединение потребителей г. Новокузнецка к тепловым сетям осуществляется по открытой схеме теплоснабжения.

Схемы присоединения потребителей к тепловым сетям преимущественно элеваторные, также присутствуют схемы присоединения с насосным смешением, с независимым присоединением, через ЦТП и др.

На схемах представлены обозначения:

- СО – система отопления;
- П1СТ и П2СТ - подогреватели первой и второй ступени соответственно;
- ЦНСГВ – циркуляционный насос системы ГВС;
- РТ – регулятор температуры;
- ХВ – холодное водоснабжение.

Схемы с наиболее распространенным присоединением потребителей к тепловым сетям приведены на рисунках ниже

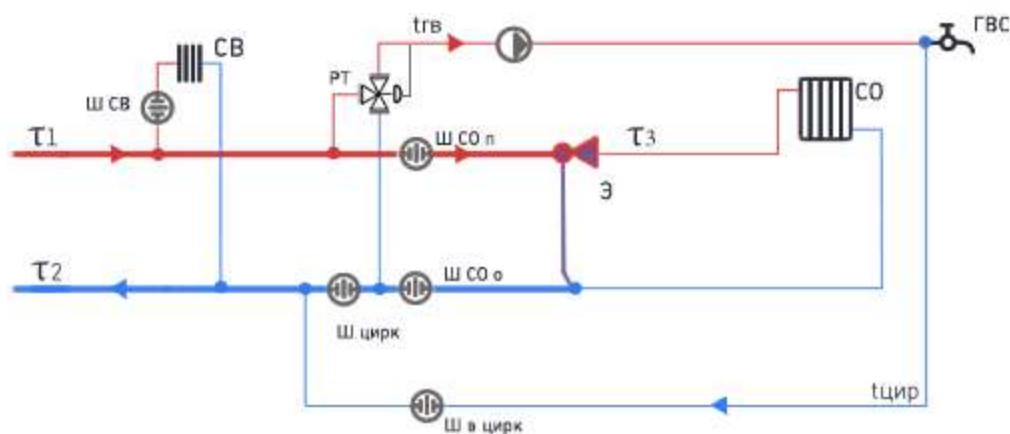


Рисунок 39 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и элеваторным присоединением систем отопления (СО)

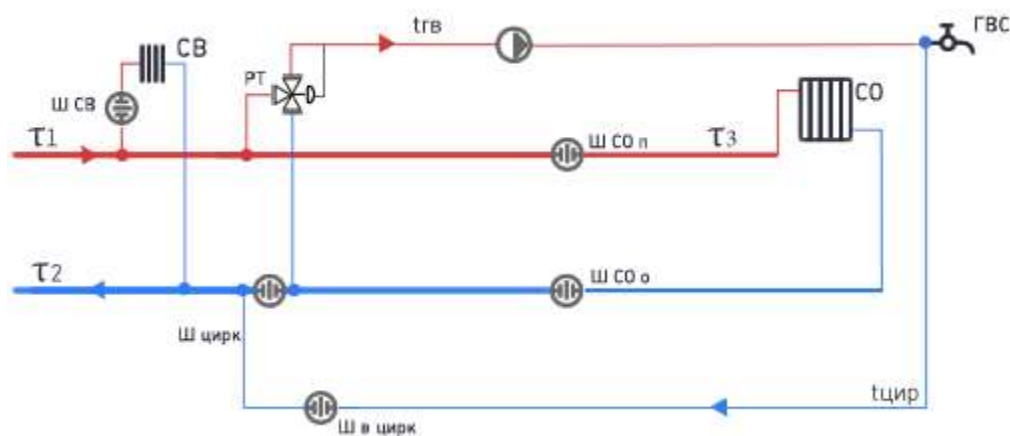
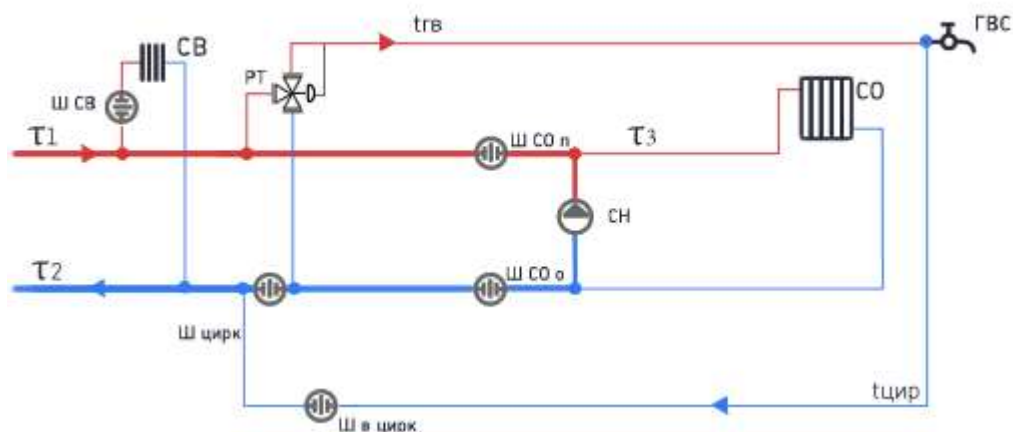


Рисунок 40 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением СО



**Рисунок 41 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО**

Информация о количестве и мощности ИТП, доле потребителей, присоединенных к тепловым сетям через ИТП и по схеме с непосредственным отбором теплоносителя на нужды ГВС, представлена в таблицах ниже.

**Таблица 160 – Индивидуальные тепловые пункты ТСО в зоне деятельности ЕТО (П11.7 МУ)**

Год актуализации (разработки)	Количество ИТП	Средняя тепловая мощность ИТП, Гкал/ч	Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям через ИТП (от общей тепловой нагрузки ЕТО)	Динамика изменения доли присоединенных к тепловым сетям потребителей через ИТП
<b>ЕТО №01</b>				
2015	143	0,079	7,4%	0,0%
2016	143	0,079	7,4%	0,0%
2017	143	0,079	7,4%	0,0%
2018	143	0,079	7,4%	0,0%
2019	143	0,079	7,4%	0,0%
<b>ЕТО №02</b>				
2015	9	0,081	0,5%	0,0%
2016	9	0,081	0,5%	0,0%
2017	9	0,081	0,5%	0,0%
2018	9	0,081	0,5%	0,0%
2019	9	0,081	0,5%	0,0%
<b>ЕТО №03</b>				
2015	1	0,265	0,1%	0,0%
2016	1	0,265	0,1%	0,0%
2017	1	0,265	0,1%	0,0%
2018	1	0,265	0,1%	0,0%
2019	1	0,265	0,1%	0,0%
<b>ЕТО №04</b>				
2015	1	0,000	0,1%	0,0%
2016	1	0,000	0,1%	0,0%
2017	1	0,000	0,1%	0,0%
2018	1	0,000	0,1%	0,0%
2019	1	0,000	0,1%	0,0%
<b>ЕТО №05</b>				
2015	0	0,000	0,0%	0,0%

Год актуализации (разработки)	Количество ИТП	Средняя тепловая мощность ИТП, Гкал/ч	Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям через ИТП (от общей тепловой нагрузки ЕТО)	Динамика изменения доли присоединенных к тепловым сетям потребителей через ИТП
2016	0	0,000	0,0%	0,0%
2017	0	0,000	0,0%	0,0%
2018	0	0,000	0,0%	0,0%
2019	0	0,000	0,0%	0,0%
<b>ЕТО №06</b>				
2015	0	0,000	0,0%	0,0%
2016	0	0,000	0,0%	0,0%
2017	0	0,000	0,0%	0,0%
2018	0	0,000	0,0%	0,0%
2019	0	0,000	0,0%	0,0%
<b>ЕТО №07</b>				
2015	0	0,000	0,0%	0,0%
2016	0	0,000	0,0%	0,0%
2017	0	0,000	0,0%	0,0%
2018	0	0,000	0,0%	0,0%
2019	0	0,000	0,0%	0,0%
<b>ЕТО №08</b>				
2015	0	0,000	0,0%	0,0%
2016	0	0,000	0,0%	0,0%
2017	0	0,000	0,0%	0,0%
2018	0	0,000	0,0%	0,0%
2019	0	0,000	0,0%	0,0%
<b>ЕТО №09</b>				
2015	0	0,000	0,0%	0,0%
2016	0	0,000	0,0%	0,0%
2017	0	0,000	0,0%	0,0%
2018	0	0,000	0,0%	0,0%
2019	0	0,000	0,0%	0,0%
<b>Итого по Новокузнецку</b>				
2015	154	0,080	3,3%	0,0%
2016	154	0,080	3,3%	0,0%
2017	154	0,080	3,3%	0,0%
2018	154	0,080	3,3%	0,0%
2019	154	0,080	3,3%	0,0%

**Таблица 161 – Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с отбором теплоносителя для целей ГВС из систем отопления (открытых систем теплоснабжения (ГВС)) ТСО в зоне деятельности ЕТО (П11.8 МУ)**

Год актуализации (разработки)	Доля абонентских пунктов от общего числа абонентских пунктов	Доля тепловой нагрузки к общей тепловой нагрузке ГВС, %	Динамика изменения доли нагрузки ГВС, присоединенной по открытой системе теплоснабжения (ГВС) к доле года
<b>ЕТО №01</b>			
<b>АО «Кузбассэнерго»</b>			
2015	79,8%	90,3%	0,0%
2016	79,8%	90,3%	0,0%
2017	79,8%	90,3%	0,0%
2018	79,8%	90,3%	0,0%
2019	79,8%	90,3%	0,0%
<b>Итого по ЕТО №01</b>			
2015	79,8%	90,3%	0,0%
2016	79,8%	90,3%	0,0%

Год актуализации (разработки)	Доля абонентских пунктов от общего числа абонентских пунктов	Доля тепловой нагрузки к общей тепловой нагрузке ГВС, %	Динамика изменения доли нагрузки ГВС, присоединенной по открытой системе теплоснабжения (ГВС) к доле года
2017	79,8%	90,3%	0,0%
2018	79,8%	90,3%	0,0%
2019	79,8%	90,3%	0,0%
<b>ЕТО №02</b>			
<b>ООО «Сибэнерго»</b>			
2015	72,8%	99,3%	0,0%
2016	72,8%	99,3%	0,0%
2017	72,8%	99,3%	0,0%
2018	72,8%	99,3%	0,0%
2019	72,8%	99,3%	0,0%
<b>Итого по ЕТО №02</b>			
2015	72,8%	99,3%	0,0%
2016	72,8%	99,3%	0,0%
2017	72,8%	99,3%	0,0%
2018	72,8%	99,3%	0,0%
2019	72,8%	99,3%	0,0%
<b>ЕТО №03</b>			
<b>ООО «Сибэнерго»</b>			
2015	83,84%	100,0%	0,0%
2016	83,84%	100,0%	0,0%
2017	83,84%	100,0%	0,0%
2018	83,84%	100,0%	0,0%
2019	83,84%	100,0%	0,0%
<b>Итого по ЕТО №03</b>			
2015	83,84%	100,0%	0,0%
2016	83,84%	100,0%	0,0%
2017	83,84%	100,0%	0,0%
2018	83,84%	100,0%	0,0%
2019	83,84%	100,0%	0,0%
<b>ЕТО №04</b>			
<b>ООО «Сибэнерго»</b>			
2015	43,8%	65,3%	0,0%
2016	43,8%	65,3%	0,0%
2017	43,8%	65,3%	0,0%
2018	43,8%	65,3%	0,0%
2019	43,8%	65,3%	0,0%
<b>Итого по ЕТО №04</b>			
2015	43,8%	65,2%	0,0%
2016	43,8%	65,2%	0,0%
2017	43,8%	65,2%	0,0%
2018	43,8%	65,2%	0,0%
2019	43,8%	65,2%	0,0%
<b>ЕТО №05</b>			
<b>АО «Евразруда»</b>			
2015	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,0%	0,0%	0,0%
2019	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Итого по ЕТО №05</b>			
2015	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,0%	0,0%	0,0%
2019	0,0%	0,0%	0,0%
<b>ЕТО №06</b>			

Год актуализации (разработки)	Доля абонентских пунктов от общего числа абонентских пунктов	Доля тепловой нагрузки к общей тепловой нагрузке ГВС, %	Динамика изменения доли нагрузки ГВС, присоединенной по открытой системе теплоснабжения (ГВС) к доле года
<b>ООО «Сибэнерго»</b>			
2015	20,0%	0,0%	0,0%
2016	20,0%	0,0%	0,0%
2017	20,0%	0,0%	0,0%
2018	20,0%	0,0%	0,0%
2019	20,0%	0,0%	0,0%
<b>ОАО «РЖД»</b>			
2015	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,0%	0,0%	0,0%
2019	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Итого по ЕТО №06</b>			
2015	14,3%	0,0%	0,0%
2016	14,3%	0,0%	0,0%
2017	14,3%	0,0%	0,0%
2018	14,3%	0,0%	0,0%
2019	14,3%	0,0%	0,0%
<b>ЕТО №07</b>			
<b>ООО «Сибэнерго»</b>			
2015	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,0%	0,0%	0,0%
2019	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Итого по ЕТО №07</b>			
2015	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,0%	0,0%	0,0%
2019	0,0%	0,0%	0,0%
<b>ЕТО №08</b>			
<b>ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»</b>			
2015	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,0%	0,0%	0,0%
2019	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Итого по ЕТО №08</b>			
2015	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,0%	0,0%	0,0%
2019	0,0%	0,0%	0,0%
<b>ЕТО №09</b>			
<b>ООО «Сибэнерго»</b>			
2015	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,0%	0,0%	0,0%
2019	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Итого по ЕТО №09</b>			
2015	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,0%	0,0%	0,0%

Год актуализации (разработки)	Доля абонентских пунктов от общего числа абонентских пунктов	Доля тепловой нагрузки к общей тепловой нагрузке ГВС, %	Динамика изменения доли нагрузки ГВС, присоединенной по открытой системе теплоснабжения (ГВС) к доле года
2019	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Итого по Новокузнецку</b>			
2015	75,2%	92,9%	0,0%
2016	75,2%	92,9%	0,0%
2017	75,2%	92,9%	0,0%
2018	75,2%	92,9%	0,0%
2019	75,2%	92,9%	0,0%

В системе теплоснабжения Новокузнецка применяются центральные тепловые пункты (ЦТП), представленные в таблице ниже.

**Таблица 162 – Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО (П12.5 МУ)**

Источник	ТСО	Наименование ЦТП, ПНС	Контур ГВС/отопления/ТСН	Наличие смешения (да/нет, независимая схема)	Место установки насоса (на подаче, на обратке, на перемычке, ТО)	Температурный график до ЦТП, ПНС	Температурный график после ЦТП, ПНС
<b>ЕТО №01</b>							
КТЭЦ	ООО «НТК»	1	Верхняя зона	Да	Перемычка	150/70°С со срезкой на 125°С	95/70°С
			Нижняя зона	Да	Перемычка		95/70°С
КТЭЦ	ООО «НТК»	35	ТСН	Нет	Подача	150/70°С со срезкой на 125°С	150/70°С со срезкой на 125°С
КТЭЦ	ООО «НТК»	53	ГВС	Да	Перемычка	150/70°С со срезкой на 125°С	70/45°С-отопительный период
			Отопление	Нет	Подача		65°С-межотопительный период
КТЭЦ	ООО «НТК»	57	ТСН	Нет	Подача	150/70°С со срезкой на 125°С	150/70°С со срезкой на 125°С
КТЭЦ	ООО «НТК»	64	ГВС	Да	Перемычка	150/70°С со срезкой на 125°С	70/45°С-отопительный период
			Отопление	Да	Перемычка		65°С-межотопительный период
КТЭЦ	ООО «НТК»	67	ГВС	Да	Перемычка	150/70°С со срезкой на 125°С	70/45°С-отопительный период
			Отопление	Нет	Обратка		65°С-межотопительный период
<b>ЕТО №02</b>							
ЗСТЭЦ	ООО «НТК»	11	ГВС	Да	Перемычка	150/70°С со срезкой на 125°С	70/50-отопительный период
			Отопление	Нет	Нет		65-межотопительный период
ЗСТЭЦ	Бесхозное имущество	29	Отопление/ГВС	нет	нет	150/70°С со срезкой на 125°С	150/70 со срезкой на 125°С
ЗСТЭЦ	ООО «НТК»	61	ГВС	Да	Перемычка	150/70°С со срезкой на 125°С	70/50-отопительный период
			Отопление	Нет	Подача		65-межотопительный период
ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	75	ГВС	Да	Обратка	150/70°С со срезкой на 125°С	70/50-отопительный период
			Отопление	Нет	Подача		65-межотопительный период
ЗСТЭЦ	ООО «НТК»	148	ГВС верхняя зона	Да	Перемычка	150/70°С со срезкой на 125°С	70/60-отопительный период
			ГВС нижняя зона	Да	Обратка		65-межотопительный период
							70/50-отопительный период

Источник	ТСО	Наименование ЦТП, ПНС	Контур ГВС/отопления/ТСН	Наличие смешения (да/нет, независимая схема)	Место установки насоса (на подаче, на обратке, на перемычке, ТО)	Температурный график до ЦТП, ПНС	Температурный график после ЦТП, ПНС
			Отопление верхняя зона	Нет	Подача		65-межотопительный период 150/70 со срезкой на 125°C
			Отопление нижняя зона	Нет	Подача		150/70 со срезкой на 125°C
ЗСТЭЦ	ООО «НТК»	154	ГВС верхняя зона	Да	Перемычка	150/70°C со срезкой на 125°C	65/55-отопительный период
			ГВС нижняя зона	Да	Обратка		65-межотопительный период 70/50-зимний период
			Отопление верхняя зона	Нет	Подача		65-межотопительный период 150/70 со срезкой на 125°C
			Отопление нижняя зона	Нет	Подача		150/70 со срезкой на 125°C
<b>ЕТО №03</b>							
ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	4	ГВС	Да	Перемычка один насос на ГВС и отопление	150/70°C со срезкой на 125°C	65/50°C-отопительный период
			Отопление	Да			65°C-межотопительный период 95/70°C
ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	5	ГВС	Да	Перемычка	150/70°C со срезкой на 125°C	65/55-отопительный период
			Отопление	Да	Перемычка		55-межотопительный период 105/70°C
ЦТЭЦ	ООО «НТК»	13	ТСН	Нет	Обратка	-	-
ЦТЭЦ	ООО «НТК»	34	ГВС	Нет	Подача	150/70°C со срезкой на 125°C	65/55-отопительный период
			Отопление	Нет	Подача		65-межотопительный период 105/70°C
ЦТЭЦ	ООО «НТК»	ДОЗ	ТСН	Да	Перемычка	150/70°C со срезкой на 125°C	105/70°C
<b>ЕТО №04</b>							
АРК	ООО «Сибэнерго»	Абашево	ГВС	Независимая	ТО	130/70°C	70/50°C
			Отопление	Независимая	ТО		95/70°C



**Таблица 163 – Центральные тепловые пункты ТСО в зоне деятельности ЕТО (П11.7 МУ)**

Год актуализации	Количество ЦТП	Средняя мощность ЦТП, Гкал/ч
<b>ЕТО №01</b>		
<b>ООО «НТК»</b>		
2015	6	11,7
2016	6	11,7
2017	6	11,7
2018	6	11,7
2019	6	11,7
<b>Итого по ЕТО №01</b>		
<b>2015</b>	<b>6</b>	<b>11,7</b>
<b>2016</b>	<b>6</b>	<b>11,7</b>
<b>2017</b>	<b>6</b>	<b>11,7</b>
<b>2018</b>	<b>6</b>	<b>11,7</b>
<b>2019</b>	<b>6</b>	<b>11,7</b>
<b>ЕТО №02</b>		
<b>ООО «НТК»</b>		
2015	4	14,0
2016	4	14,0
2017	4	14,0
2018	4	14,0
2019	4	14,0
<b>ООО «Сибэнерго»</b>		
2015	0	0,0
2016	0	0,0
2017	0	0,0
2018	1	23,1
2019	1	23,1
<b>Бесхозяйное имущество</b>		
2015	1	0,0
2016	1	0,0
2017	1	0,0
2018	1	0,0
2019	1	0,0
<b>Итого по ЕТО №02</b>		
<b>2015</b>	<b>5</b>	<b>14,0</b>
<b>2016</b>	<b>5</b>	<b>14,0</b>
<b>2017</b>	<b>5</b>	<b>14,0</b>
<b>2018</b>	<b>6</b>	<b>15,8</b>
<b>2019</b>	<b>6</b>	<b>15,8</b>
<b>ЕТО №03</b>		
<b>ООО «НТК»</b>		
2015	3	2,7
2016	3	2,7
2017	3	2,7
2018	3	2,7
2019	3	2,7
<b>ООО «Сибэнерго»</b>		
2015	0	0,0
2016	0	0,0
2017	0	0,0
2018	2	12,5
2019	2	12,5
<b>Итого по ЕТО №03</b>		
<b>2015</b>	<b>3</b>	<b>14,0</b>
<b>2016</b>	<b>3</b>	<b>14,0</b>
<b>2017</b>	<b>3</b>	<b>14,0</b>
<b>2018</b>	<b>5</b>	<b>7,6</b>
<b>2019</b>	<b>5</b>	<b>7,6</b>
<b>ЕТО №04</b>		

Год актуализации	Количество ЦТП	Средняя мощность ЦТП, Гкал/ч
<b>ООО «Сибэнерго»</b>		
2015	0	0,0
2016	0	0,0
2017	0	0,0
2018	1	32,6
2019	1	32,6
<b>Итого по ЕТО №04</b>		
2015	0	0,0
2016	0	0,0
2017	0	0,0
2018	1	32,6
2019	1	32,6
<b>Итого по Новокузнецку</b>		
2015	14	10,9
2016	14	10,9
2017	14	10,9
2018	18	13,3
2019	18	13,3

Наиболее распространенные схемы подключения ЦТП представлена на рисунках ниже.

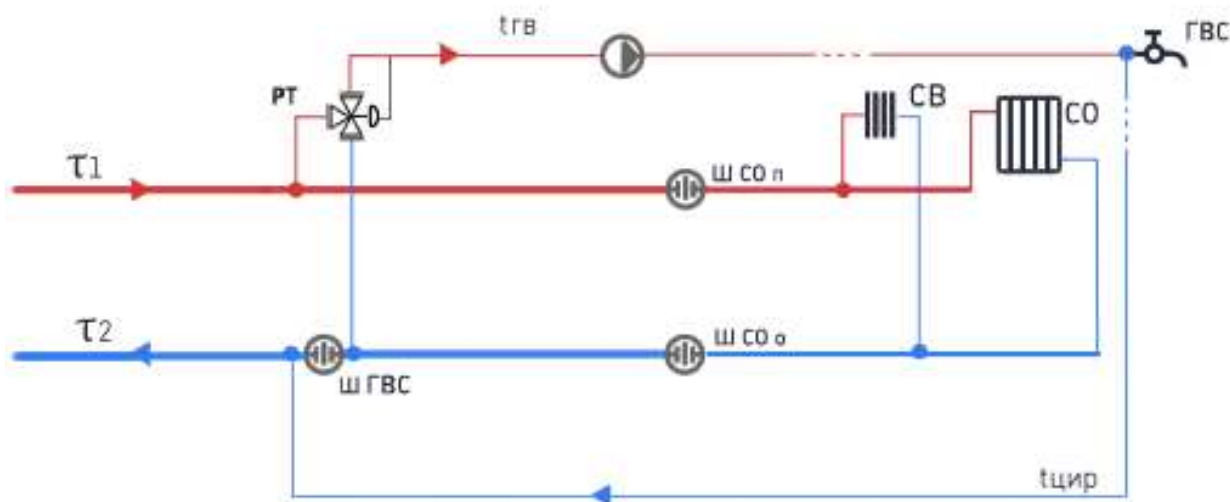
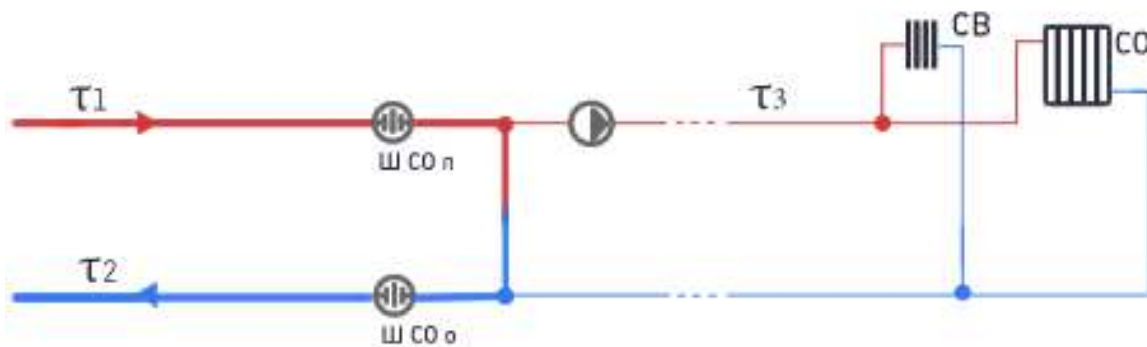
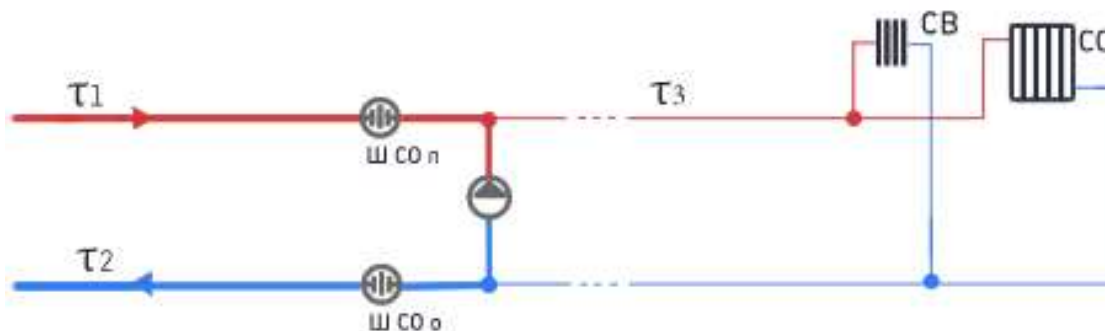


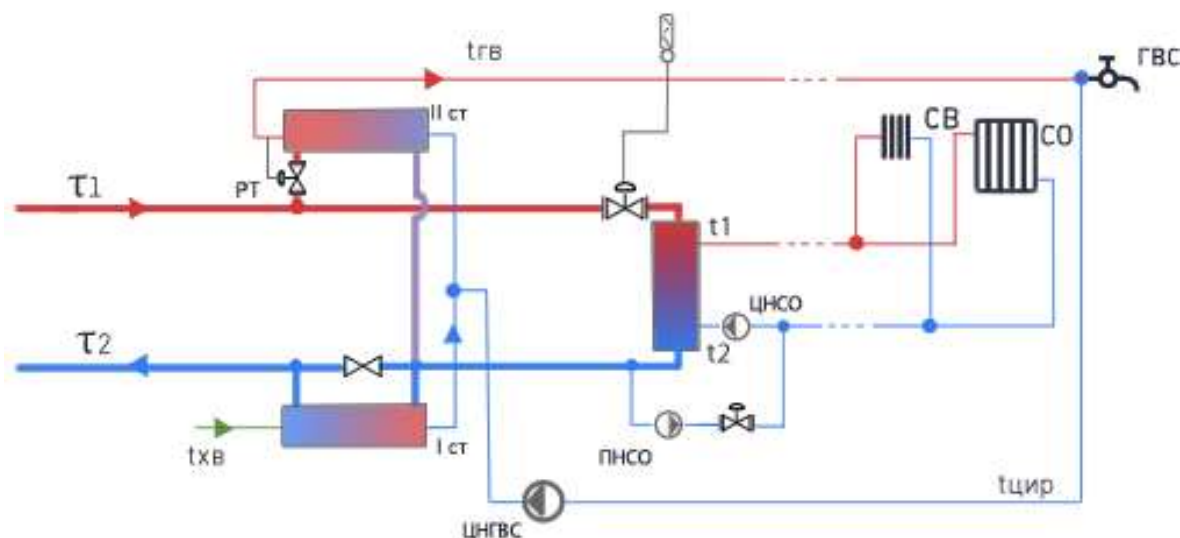
Рисунок 42 – ЦТП с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением СО



**Рисунок 43 – ЦТП с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением СО**



**Рисунок 44 – ЦТП с насосным присоединением СО**



**Рисунок 45 – ЦТП со смешанной схемой подключения ГВС и независимым присоединением СО**

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

Практически все тепловые источники города оборудованы коммерческими узлами учета, оснащенные поверенными средствами измерения, позволяющими вести автоматически инструментальные измерения количества и качества отпускаемой в тепловые сети тепловой энергии.

Учет тепла, отпускаемого потребителям от Новокузнецких ТЭЦ:

1. На *Кузнецкой ТЭЦ* ведется с помощью информационно-измерительного комплекса (АВК- 1), предназначенного для организации коммерческого учета массы и тепловой энергии воды и пара, а также для оперативного контроля гидравлических и технологических параметров теплоносителя с центральной станции комплекса;

2. На *Западно-Сибирской ТЭЦ* учет отпуска тепла в водяные сети, осуществляется системой коммерческого учета тепловой энергии «Информационно-измерительный комплекс «Западно-Сибирская ТЭЦ» (АБК-6);

2. На *Центральной ТЭЦ* учет тепла в горячей воде осуществляется комплексом приборов учета с тепловычислителем СПТ 961 «Взлет».

Большинство муниципальных котельных оснащено приборами учета, фиксирующими значения расхода, давления и температуры теплоносителя в прямом и обратном трубопроводе, а также в линии подпитки типа: «Взлет», «Сапфир», ртутных термометров и др. На котельных средней и малой мощности, в основном, установлены манометры и термометры. Все средства измерения проходят регулярную поверку. Ведомственные котельные данные о наличии приборов учета не представили.

Сведения о наличии коммерческих приборов учета тепловой энергии у потребителей тепла в зоне действия Кузнецкой, Западно-Сибирской и Центральной ТЭЦ, а также от муниципальных котельных г. Новокузнецка приведены в таблице ниже.

**Таблица 164 – Сведения о наличии коммерческих приборов учета тепловой энергии у потребителей тепла в Новокузнецке**

Источник	Коммерческие приборы учета							
	Бюджет		Жилые		Прочие		Всего	
	Количество	Доля от общего числа	Количество	Доля от общего числа	Количество	Доля от общего числа	Количество	Доля от общего числа
КТЭЦ	387	90,0%	678	60,3%	1372	86,1%	2437	57,8%
ЗСТЭЦ	209	72,6%	105	23,3%	349	70,5%	663	39,8%
ЦТЭЦ	125	91,1%	116	25,3%	242	93,1%	483	62,1%
Котельные	107	86,8%	58	31,7%	58	88,9%	223	52,8%
<b>Всего</b>	<b>828</b>	<b>85,3%</b>	<b>957</b>	<b>50,3%</b>	<b>2021</b>	<b>84,3%</b>	<b>3806</b>	<b>54,9%</b>

Общее количество тепловой энергии и теплоносителя, потребленное за расчетный период всеми абонентами без приборов учета, определяется из теплового и водного балансов системы теплоснабжения, а отдельным потребителем – пропорционально его расчетным часовым тепловой и массовой (объемной) нагрузкам, указанным в договоре теплоснабжения, с учетом различия в характере теплового потребления: отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка переменна и зависит от метеоусловий, тепловая нагрузка горячего водоснабжения в течение отопительного периода постоянна.

Тепловые потери через изоляцию трубопроводов на участках тепловой сети, находящихся на балансе соответствующего абонента, включаются в количество тепловой энергии, потребленной этим абонентом, также, как и потери тепловой энергии со всеми видами утечки и сливом теплоносителя из систем теплопотребления и трубопроводов его участка тепловой сети.

Установку приборов учета нецелесообразно проводить для ветхих и аварийных объектов.

Выбор типа прибора учета помимо характеристик и общеизвестных требований, например, по длинам прямых участков трубопроводов, должен основываться также на учете следующих факторов:

- допустимого по экономическим соображениям срока окупаемости;
- наличие «запаса» перепада давления на вводе конкретного объекта;
- соответствия теплового узла Правилам технической эксплуатации;
- надежности и ремонтнопригодности приборов;
- необходимости автономного электропитания;
- уровня подготовки эксплуатационного персонала;
- полная автоматизация учета;
- наличие двухмесячного почасового архива;
- доступная стоимость;
- срок присутствия производителя приборов на рынке;
- количество проданных приборов и в каких регионах они эксплуатируются.

Отечественными производителями выпускается большое количество теплосчетчиков, удовлетворяющих по своим техническим характеристикам требованиям Правил учета тепловой энергии. Выбор тепловычислительных комплексов следует производить, исходя из оптимального сочетания цены и качества.

Всего для оснащения потребителей приборами учета тепловой энергии в период с 2017 по 2020 год необходимо приобретение и установка 2262 приборов учета.

Затраты на реализацию программных мероприятий вместе с проектно-монтажными работами на 2-хтрубную систему приведены в таблице ниже.

**Таблица 165 – Затраты на реализацию мероприятий по установке приборов учета тепловой энергии**

Мероприятие	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	Итого
Установка	млн. руб.	64,99	144,97	144,97	144,97	499,90

Монтаж узлов учета в муниципальных жилых домах будет выполняться подрядными организациями, прошедшими конкурсный отбор. На жилищно-эксплуатационные предприятия возлагается обязанность по оборудованию помещений узлов учета в части обеспечения сохранности устанавливаемого оборудования, предотвращения несанкционированного проникновения в узел посторонних лиц. До начала выполнения монтажа предприятием - подрядчиком изготавливается проектно-сметная документация.

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

Оперативно-диспетчерская служба АО «Кузбассэнерго» работает круглосуточно. С 8.00 до 17.00 диспетчер руководит оперативными бригадами двух теплосетевых районов г. Новокузнецка для производства отключений. В выходные дни и в ночное время в оперативном подчинении у диспетчера находятся 1 слесарь оперативно-диспетчерской службы, 1 водитель на дежурном автомобиле, 1 оператор ТСР, 1 сторож, 3 машиниста ПНС.

Контроль и управление режимами осуществляется, в основном, по телефону (стационарный и мобильный) и рации. На рабочем месте документация: режимный лист, журналы учета заявок и нарядов, инструкции, планы ликвидации аварийных ситуации.

Бригады участков и ремонтов находятся под оперативным контролем диспетчера.

Средства автоматизации, телемеханизации и связи в рассматриваемых системах теплоснабжения, как правило, отсутствуют.

В настоящее время в диспетчерской службе ООО «Сибэнерго» работает две диспетчерские службы в круглосуточном режиме работы:

1. По котельным – 4 диспетчера;
2. По тепловым сетям – 6 диспетчеров, 2 – оператора, начальник ДС по тепловым сетям.

В подчинении 4 бригады по 5 человек оперативного персонала.

Задачами ДС является:

- управление и ведение заданных режимов работы котельных и тепловых сетей, обуславливающих бесперебойность теплоснабжения потребителей;
- производство переключений, пусков, остановов;
- подготовка рабочего места к производству ремонтных работ;
- предотвращение развития нарушений при аварийной ситуации и исключение повреждения оборудования, не затронутого аварией.

Диспетчер ДС:

- руководит работой подчиненного оперативного персонала по включению, отключению и переключению на тепловых сетях, сетях водоснабжения и водоотведения, котельного оборудования;
- руководит и координирует действие персонала при локализации и ликвидации повреждений, а далее восстановлении режима работы оборудования;
- передает телефонограммы в смежные организации по отключениям, включениям и переключениям оборудования;

- передает для согласования заявки на вывод оборудования в ремонт вышестоящим руководителям;
- вызывает представителей для производства земляных работ и переключений тепловых сетей;
- осуществляет контроль за отключенными объектами, с уведомлением телефонограммами обслуживающих организаций, ЕДДС, Администраций районов города, смежных организаций, Котлонадзор;
- отвечает на телефонных звонки жителей города по вопросам, связанным с наличием или отсутствием отопления и горячего водоснабжения;
- ведет переговоры с управляющими компаниями;
- принимает жалобы от потребителей на открытые колодцы, отсутствие ТСН и ГВС, парение теплотрасс.

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

На магистральных тепловых сетях для обеспечения нормальных гидравлических параметров теплоносителя для присоединения потребителей по наиболее простым зависимым схемам установлены две подкачивающие насосные станции - ПНС-11 (на Центральный район) и ПНС-15 (на Кузнецкий район), насосная станция зарядки и разрядки баков-аккумуляторов (ПНС-12) и насосная станция ПНС-16 (на Новоильинский район), принадлежащих АО «Кузбассэнерго».

На распределительных тепловых сетях города работают 12 насосных станций (ПНС) (ПНС-11, ПНС-12, ПНС-15, ПНС-16 – АО «Кузбассэнерго», остальные – ООО «Сибэнерго», ООО «НТК») и 12 центральных тепловых пунктов (ЦТП).

На ПНС-11 и ПНС-15 установлены информационно-управляющие измерительные комплексы «TREI». Данный комплекс осуществляет измерительную функцию. Посредством преобразователей расхода, давления температуры теплоносителя, вибрации насосов и контроллеров «TREI», установленных на ПНС-11, ПНС-15, по каналам связи производится передача текущих параметров на мнемосхему в диспетчерскую АО «Кузбассэнерго» и машинисту ПНС.

Система технологических защит на ПНС АО «Кузбассэнерго» непрерывно контролирует наиболее ответственные параметры, отклонение которых от заданных значений ведет к нарушению технологического процесса и повреждению оборудования.

Уставки технологических защит, сигнализации и АВР занесены в карту уставок ПНС и утверждены главным инженером.

### **3.21. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

Для поддержания заданного давления воды в подающем и обратном трубопроводах на ПНС №№ 11, 15, 16 установлены 11 регулирующих гидравлических клапанов РК.

Защита тепловых сетей и оборудования ПНС АО «Кузбассэнерго» от внезапного повышения давления выполнена с помощью клапанов БКС-300 (Быстродействующий сливной клапан) ООО «Екатеринбургское энергетическое общество». Клапаны БКС-300 установлены и введены в эксплуатацию в 2013 г. на ПНС-11, ПНС-15, ПНС-16. В направлении Заводского района и Новобайдаевского микрорайона установлены устройства защиты от внезапного повышения давления.

#### *Общестанционная автоматика ПНС-11*

1. При понижении давления на всасе подающих сетевых насосов ниже уставки, произойдет отключение всех сетевых насосов подающего трубопровода с выдержкой времени. Пока давление понижено, АВР сетевых насосов не сработает (действует запрет).

2. При понижении давления на всасе обратных сетевых насосов ниже уставки, через выдержку времени, настраиваемую для каждого насоса, произойдет отключение сетевых насосов обратного трубопровода.

3. При понижении давления на всасе обратных сетевых насосов ниже уставки, через выдержку времени, настраиваемую для каждого насоса, произойдет отключение сетевых насосов подающего трубопровода.

4. При повышении давления на всасе обратных сетевых насосов выше уставки, через выдержку времени произойдет открытие задвижки №38 на обводной линии РК2 с выдержкой времени.

5. При повышении давления в обратном трубопроводе выше уставки, произойдет срабатывание защиты от повышенного давления (открытия клапана БКС на сброс).

6. При отклонении давления определенного картой уставок на:

- всасе подающих сетевых насосов;
- нагнетании подающих сетевых насосов;
- всасе обратных сетевых насосов;
- напоре обратных сетевых насосов;
- отклонении уровня воды в баках-аккумуляторах ПНС-12 работает предупредительная сигнализация.

7. При аварийном отключении работающего электродвигателя сетевого насоса, автоматически включается резервный.

#### *Общестанционная автоматика ПНС-12*



1. При понижении уровня воды в баках ниже уставки, произойдет отключение работающих сетевых насосов.

2. При повышении уровня воды в баках выше уставки, автоматически закрывается задвижка №5 с выдержкой времени.

3. При аварийном отключении работающего электродвигателя сетевого насоса, автоматически включается резервный.

#### *Общестанционная автоматика ПНС-15*

1. При повышении давления на всасе обратных сетевых насосов выше уставки, через выдержку времени произойдет открытие задвижки №15 на обводной линии РК.

2. При повышении давления в обратном трубопроводе выше уставки, произойдет срабатывание защиты от повышенного давления (открытие клапана БКС на сброс).

3. При повышении давления на всасе обратных сетевых насосов выше уставки, автоматически включается резервный сетевой насос на обратном трубопроводе.

4. При понижении давления на напоре подающих сетевых насосов ниже уставки, автоматически включается резервный сетевой насос на подающем трубопроводе.

5. При понижении давления на всасе подающих сетевых насосов ниже уставки, отключаются насосы на подающем и обратном трубопроводе с выдержкой времени 5 секунд.

6. При повышении давления на напоре подающих сетевых насосов выше уставки, отключаются сетевые насосы на подающем трубопроводе с выдержкой времени 5 секунд.

7. При отклонении давления, определенного картой уставок на:

- всасе подающих сетевых насосов;
- нагнетании подающих сетевых насосов;
- всасе обратных сетевых насосов;
- напоре обратных сетевых насосов срабатывает предупредительная сигнализация.

8. При аварийном отключении работающего электродвигателя сетевого насоса, автоматически включается резервный.

#### *Общестанционная автоматика ПНС-16*

1. При повышении давления на всасе обратных сетевых насосов выше уставки, автоматически включается резервный сетевой насос на обратном трубопроводе.

2. При повышении давления на всасе обратных сетевых насосов выше уставки, через выдержку времени произойдет открытие задвижки №0-10 на обводной линии РК2.

3. При отклонении давления, определенного картой уставок на:

- всасе подающих сетевых насосов;
- нагнетании подающих сетевых насосов;
- всасе обратных сетевых насосов;
- напоре обратных сетевых насосов срабатывает предупредительная сигнализация.

4. При понижении давления на напоре подающих сетевых насосов ниже уставки, автоматически включается резервный сетевой насос на подающем трубопроводе.

5. При повышении давления в обратном трубопроводе выше уставки, произойдет срабатывание защиты от повышенного давления (открытие клапана БКС на сброс).

6. При аварийном отключении работающего электродвигателя сетевого насоса, автоматически включается резервный.

#### *Общестанционная автоматика СРП НС-16*

1. При понижении уровня воды в баках ниже уставки, произойдет отключение работающих сетевых насосов.

2. При повышении уровня воды в баках выше уставки, автоматически закрывается задвижка №0-14 на линии заполнения бака.

3. При аварийном отключении работающего электродвигателя сетевого насоса, автоматически включается резервный.

4. При отклонении давления, определенного картой уставок на:

- понижении уровня воды в баках;

- повышении уровня воды баках сработает предупредительная сигнализация.

При аварийном отключении работающего электродвигателя сетевого насоса, автоматически включается резервный.

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

В соответствии с п. 6 ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«В случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

В соответствии с п. 4 ст. 8 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«В случае, если организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, осуществляют эксплуатацию тепловых сетей, собственник или иной законный владелец которых не установлен (бесхозные тепловые сети), затраты на содержание, ремонт, эксплуатацию таких тепловых сетей учитываются при установлении тарифов в отношении указанных организаций в порядке, установленном основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

На территории Новокузнецкого городского округа распространена практика, когда застройщик после сдачи построенных объектов перестает обслуживать и тепловые сети к ним. Теплосетевым организациям, работающим в районе застройки, приходится принимать указанные тепловые сети на обслуживание. Часть таких бесхозных тепловых сетей выявлена КУМИ г. Новокузнецка и передана в эксплуатацию АО «Кузбассэнерго» (бывшей ООО «ТСН») соответствующими распоряжениями. Бесхозные сети, непосредственно присоединенные к тепловым сетям ООО «СибЭнерго», официально не признаны таковыми. На текущий момент проводится процедура присвоения данным тепловым сетям статуса бесхозных. Для дальнейшей разработки схемы теплоснабжения примем допущение, что указанные сети будут признаны бесхозными и будут переданы в обслуживание и эксплуатацию ООО «СибЭнерго». Перечень выявленных бесхозных сетей представлен в таблице ниже.

Таблица 166 – Перечень выявленных бесхозных сетей

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
1	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-5 - нар. стена Защитный, 20	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	27,13	минвата	1959	1959
2	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-5 - нар. стена Защитный, 20	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	27,13	минвата	1959	1959
3	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-6 - наружная стена ж.д. ул. Петракова, 45	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	24,00	минвата	1983	1983
4	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-6 - наружная стена ж.д. ул. Петракова, 45	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	24,00	минвата	1983	1983
5	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-5 - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 47	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	18,00	минвата	1986	1986
6	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-5 - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 47	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	18,00	минвата	1986	1986
7	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-16а - ТК-20-16б	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	76,00	минвата	2003	2003
8	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-16а - ТК-20-16б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	76,00	минвата	2003	2003
9	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-16б - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 41а	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	18,00	минвата	2003	2003
10	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-16б - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 41а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	18,00	минвата	2003	2003
11	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-16б - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 41б	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	27,00	минвата	1983	1983
12	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-16б - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 41б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	27,00	минвата	1983	1983
13	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-12б - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 41б	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	39,00	минвата	1983	1983
14	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-12б - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 41б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	39,00	минвата	1983	1983
15	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-18 - Наружная стена ж.д. ул. Екимова, 14	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	8,00	минвата	1983	1983
16	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-18 - Наружная стена ж.д. ул. Екимова, 14	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	8,00	минвата	1983	1983
17	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-10 - Наружная стена ул. Екимова, 32б	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	10,00	минвата	1983	1983
18	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20-10 - Наружная стена ул. Екимова, 32б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	10,00	минвата	1983	1983
19	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. Петракова, 45 - ИТП-2 ж.д. Петракова, 45	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	4,00	минвата	1983	1983
20	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. Петракова, 45 - ИТП-2 ж.д. Петракова, 45	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	4,00	минвата	1983	1983
21	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-2 - УТ-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	250	85,00	минвата	2002	2002
22	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-2 - УТ-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	250	85,00	минвата	2002	2002
23	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Ленина, 95	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	5,00	минвата	2002	2002
24	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Ленина, 95	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	5,00	минвата	2002	2002
25	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Народная, 11б	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	22,50	минвата	2002	2002
26	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Народная, 11б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	22,50	минвата	2002	2002
27	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-66 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 1	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	68,00	минвата	1998	1998
28	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-66 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	50	68,00	минвата	1998	1998
29	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-19 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 14Б	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	32,00	минвата	2009	2009
30	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-19 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 14Б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	32,00	минвата	2009	2009
31	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-20 - УТ-22	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	31,00	минвата	2009	2009
32	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-20 - УТ-22	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	31,00	минвата	2009	2009
33	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 14Б	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	18,50	минвата	2009	2009
34	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 14Б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	18,50	минвата	2009	2009
35	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 10А	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	81,00	минвата	2009	2009
36	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 10А	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	81,00	минвата	2009	2009
37	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - УТ-23	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	95,00	минвата	2009	2009
38	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - УТ-23	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	95,00	минвата	2009	2009
39	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-23 - УТ-24	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	92,00	минвата	2009	2009
40	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-23 - УТ-24	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	92,00	минвата	2009	2009
41	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-24 - УТ-25	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	61,50	минвата	2009	2009
42	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-24 - УТ-25	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	61,50	минвата	2009	2009
43	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-23 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых. 10а	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	20,00	минвата	2009	2009
44	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-23 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых. 10а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	20,00	минвата	2009	2009
45	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-24 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 4Б	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	18,00	минвата	2009	2009
46	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-24 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 4Б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	18,00	минвата	2009	2009
47	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-25 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых. 4Б	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	20,00	минвата	2009	2009
48	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-25 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых. 4Б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	20,00	минвата	2009	2009
49	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-25 - УТ-26	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	35,00	минвата	2009	2009
50	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-25 - УТ-26	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	35,00	минвата	2009	2009
51	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-26 - УТ-27	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	220,50	минвата	2009	2009

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
52	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-26 - УТ-27	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	220,50	минвата	2009	2009
53	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-27 - УТ-28	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	152,50	минвата	2009	2009
54	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-27 - УТ-28	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	152,50	минвата	2009	2009
55	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-25 - УТ-3	ГВС; Отопление	подача	подземная	300	84,00	минвата	2009	2009
56	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-25 - УТ-3	ГВС; Отопление	обратка	подземная	300	84,00	минвата	2009	2009
57	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - УТ-5	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	107,00	минвата	2009	2009
58	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - УТ-5	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	107,00	минвата	2009	2009
59	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-5 - УТ-6	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	86,00	минвата	2009	2009
60	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-5 - УТ-6	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	86,00	минвата	2009	2009
61	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-6 - УТ-7	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	60,00	минвата	2009	2009
62	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-6 - УТ-7	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	60,00	минвата	2009	2009
63	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-7 - УТ-8	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	110,00	минвата	2009	2009
64	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-7 - УТ-8	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	110,00	минвата	2009	2009
65	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-8 - УТ-9	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	38,00	минвата	2009	2009
66	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-8 - УТ-9	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	38,00	минвата	2009	2009
67	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-8 - УТ-10	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	62,00	минвата	2009	2009
68	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-8 - УТ-10	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	62,00	минвата	2009	2009
69	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-10 - УТ-11	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	82,00	минвата	2009	2009
70	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-10 - УТ-11	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	82,00	минвата	2009	2009
71	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-11 - УТ-12	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	57,00	минвата	2009	2009
72	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-11 - УТ-12	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	57,00	минвата	2009	2009
73	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-12 - УТ-13	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	80,00	минвата	2009	2009
74	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-12 - УТ-13	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	80,00	минвата	2009	2009
75	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-13 - УТ-14	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	59,00	минвата	2009	2009
76	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-13 - УТ-14	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	59,00	минвата	2009	2009
77	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-14 - УТ-15	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	41,00	минвата	2009	2009
78	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-14 - УТ-15	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	41,00	минвата	2009	2009
79	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-15 - УТ-16	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	21,00	минвата	2009	2009
80	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-15 - УТ-16	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	21,00	минвата	2009	2009
81	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-14 - УТ-2	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	68,00	минвата	2009	2009
82	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-14 - УТ-2	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	68,00	минвата	2009	2009
83	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - УТ-4	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	38,00	минвата	2009	2009
84	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - УТ-4	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	38,00	минвата	2009	2009
85	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - УТ-17	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	120,00	минвата	2009	2009
86	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - УТ-17	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	120,00	минвата	2009	2009
87	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-17 - УТ-18	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	60,00	минвата	2009	2009
88	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-17 - УТ-18	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	60,00	минвата	2009	2009
89	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-18 - УТ-19	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	85,00	минвата	2009	2009
90	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-18 - УТ-19	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	85,00	минвата	2009	2009
91	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-19 - УТ-20	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	30,00	минвата	2009	2009
92	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-19 - УТ-20	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	30,00	минвата	2009	2009
93	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-20 - УТ-21	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	100,00	минвата	2009	2009
94	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-20 - УТ-21	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	100,00	минвата	2009	2009
95	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - УТ-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	52,00	минвата	2009	2009
96	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - УТ-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	52,00	минвата	2009	2009
97	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 5	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	8,00	минвата	2009	2009
98	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 5	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	8,00	минвата	2009	2009
99	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 5	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	48,00	минвата	2009	2009
100	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 5	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	48,00	минвата	2009	2009
101	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 11	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	11,00	минвата	2009	2009
102	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 11	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	11,00	минвата	2009	2009
103	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 11	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	7,00	минвата	2009	2009
104	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 11	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	7,00	минвата	2009	2009
105	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр.	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	14,00	минвата	2009	2009

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
				№2								
106	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. №2	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	14,00	минвата	2009	2009
107	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 9	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	12,00	минвата	2009	2009
108	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 9	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	12,00	минвата	2009	2009
109	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 9	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	11,00	минвата	2009	2009
110	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 9	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	11,00	минвата	2009	2009
111	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 4	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	12,00	минвата	2009	2009
112	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 4	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	12,00	минвата	2009	2009
113	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-9 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 7	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	16,00	минвата	2009	2009
114	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-9 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 7	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	16,00	минвата	2009	2009
115	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-9 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 7	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	50,00	минвата	2009	2009
116	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-9 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 7	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	50,00	минвата	2009	2009
117	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-12 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 7	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	5,00	минвата	2009	2009
118	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-12 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 7	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	5,00	минвата	2009	2009
119	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 8	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	14,00	минвата	2009	2009
120	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 8	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	14,00	минвата	2009	2009
121	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 1	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	23,00	минвата	2009	2009
122	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	23,00	минвата	2009	2009
123	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 2	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	24,00	минвата	2009	2009
124	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 2	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	24,00	минвата	2009	2009
125	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 3	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	22,00	минвата	2009	2009
126	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 3	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	22,00	минвата	2009	2009
127	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-15 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 4	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	11,00	минвата	2009	2009
128	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-15 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 4	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	11,00	минвата	2009	2009
129	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 4	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	62,00	минвата	2009	2009
130	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 4	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	62,00	минвата	2009	2009
131	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	14,00	минвата	2009	2009
132	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	14,00	минвата	2009	2009
133	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	38,00	минвата	2009	2009
134	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	38,00	минвата	2009	2009
135	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-19 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 13	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	12,00	минвата	2009	2009
136	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-19 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 13	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	12,00	минвата	2009	2009
137	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-20 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 13	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	12,00	минвата	2009	2009
138	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-20 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 13	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	12,00	минвата	2009	2009
139	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 14	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	16,00	минвата	2009	2009
140	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 14	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	16,00	минвата	2009	2009
141	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-18 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 14	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	12,00	минвата	2009	2009
142	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-18 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 14	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	12,00	минвата	2009	2009
143	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-10 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	71,50	минвата	2009	2009

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
144	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-10 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	71,50	минвата	2009	2009
145	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	37,00	минвата	2009	2009
146	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	37,00	минвата	2009	2009
147	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	8,00	минвата	2009	2009
148	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	8,00	минвата	2009	2009
149	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-28 - УТ-28а	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	59,50	минвата	2009	2009
150	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-28 - УТ-28а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	59,50	минвата	2009	2009
151	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-28а - УТ-29	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	65,50	минвата	2009	2009
152	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-28а - УТ-29	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	65,50	минвата	2009	2009
153	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-29 - УТ-30	ГВС; Отопление	подача	подземная	125	195,00	минвата	2009	2009
154	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-29 - УТ-30	ГВС; Отопление	обратка	подземная	125	195,00	минвата	2009	2009
155	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-30 - УТ-31	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	209,00	минвата	2009	2009
156	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-30 - УТ-31	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	209,00	минвата	2009	2009
157	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-31 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 4	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	19,00	минвата	2009	2009
158	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-31 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 4	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	19,00	минвата	2009	2009
159	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-31 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 6	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	8,00	минвата	2009	2009
160	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-31 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 6	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	8,00	минвата	2009	2009
161	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-30 - УТ-32	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	31,50	минвата	2009	2009
162	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-30 - УТ-32	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	31,50	минвата	2009	2009
163	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-32 - Наружная стена-1 ж.д. ул. 40 лет Победы, 8	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	20,00	минвата	2009	2009
164	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-32 - Наружная стена-1 ж.д. ул. 40 лет Победы, 8	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	20,00	минвата	2009	2009
165	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-32 - Наружная стена-2 ж.д. ул. 40 лет Победы, 8	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	85,00	минвата	2009	2009
166	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-32 - Наружная стена-2 ж.д. ул. 40 лет Победы, 8	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	85,00	минвата	2009	2009
167	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-32 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 10	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	14,00	минвата	2009	2009
168	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-32 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 10	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	14,00	минвата	2009	2009
169	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-29 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 12	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	37,00	минвата	2009	2009
170	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-29 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 12	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	37,00	минвата	2009	2009
171	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - УТ-17	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	324,00	минвата	2004	2004
172	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - УТ-17	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	324,00	минвата	2004	2004
173	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 8	ГВС; Отопление	подача	подземная	50	30,00	минвата	2004	2004
174	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 8	ГВС; Отопление	обратка	подземная	40	30,00	минвата	2004	2004
175	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-17 - УТ-12	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	164,00	минвата	2004	2004
176	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-17 - УТ-12	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	164,00	минвата	2004	2004
177	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-12 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 8	ГВС; Отопление	подача	подземная	50	40,00	минвата	2004	2004
178	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-12 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 8	ГВС; Отопление	обратка	подземная	40	40,00	минвата	2004	2004
179	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-12 - УТ-13	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	60,00	минвата	2004	2004
180	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-12 - УТ-13	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	60,00	минвата	2004	2004
181	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 8	ГВС; Отопление	подача	подземная	40	32,00	минвата	2004	2004
182	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 8	ГВС; Отопление	обратка	подземная	40	32,00	минвата	2004	2004
183	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-13 - УТ-14	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	52,00	минвата	2004	2004
184	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-13 - УТ-14	ГВС; Отопление	обратка	подземная	50	52,00	минвата	2004	2004
185	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-14 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 6	ГВС; Отопление	подача	подземная	50	61,00	минвата	2004	2004
186	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-14 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 6	ГВС; Отопление	обратка	подземная	40	61,00	минвата	2004	2004
187	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-14 - Наружная стена 2 ж.д. ул. Новобайдаевская, 6	ГВС; Отопление	подача	подземная	50	61,00	минвата	2004	2004
188	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-14 - Наружная стена 2 ж.д. ул. Новобайдаевская, 6	ГВС; Отопление	обратка	подземная	40	61,00	минвата	2004	2004
189	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - УТ-35	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	58,00	минвата	2004	2004
190	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - УТ-35	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	58,00	минвата	2004	2004
191	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-35 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская,	ГВС; Отопление	подача	подземная	50	44,00	минвата	2004	2004

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
				14								
192	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-35 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 14	ГВС; Отопление	обратка	подземная	40	44,00	минвата	2004	2004
193	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-35 - УТ-36	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	70,00	минвата	2004	2004
194	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-35 - УТ-36	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	70,00	минвата	2004	2004
195	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-36 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 14	ГВС; Отопление	подача	подземная	50	44,00	минвата	2004	2004
196	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-36 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 14	ГВС; Отопление	обратка	подземная	40	44,00	минвата	2004	2004
197	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-36 - УТ-37	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	46,00	минвата	2004	2004
198	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-36 - УТ-37	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	46,00	минвата	2004	2004
199	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-37 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 16	ГВС; Отопление	подача	подземная	50	30,00	минвата	2004	2004
200	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-37 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 16	ГВС; Отопление	обратка	подземная	40	30,00	минвата	2004	2004
201	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-37 - УТ-38	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	88,00	минвата	2004	2004
202	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-37 - УТ-38	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	88,00	минвата	2004	2004
203	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-38 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 18	ГВС; Отопление	подача	подземная	50	32,00	минвата	2004	2004
204	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-38 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 18	ГВС; Отопление	обратка	подземная	40	32,00	минвата	2004	2004
205	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-38 - УТ-39	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	78,00	минвата	2004	2004
206	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-38 - УТ-39	ГВС; Отопление	обратка	подземная	50	78,00	минвата	2004	2004
207	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 18а	ГВС; Отопление	подача	подземная	50	48,00	минвата	2004	2004
208	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 18а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	40	48,00	минвата	2004	2004
209	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 20	ГВС; Отопление	подача	подземная	50	76,00	минвата	2004	2004
210	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 20	ГВС; Отопление	обратка	подземная	40	76,00	минвата	2004	2004
211	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-19 - ТК-20	ГВС; Отопление	подача	подземная	800	115,00	минвата	2003	2003
212	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-19 - ТК-20	ГВС; Отопление	обратка	подземная	800	115,00	минвата	2003	2003
213	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20 - ТК-21	ГВС; Отопление	подача	подземная	800	220,00	минвата	2003	2003
214	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-20 - ТК-21	ГВС; Отопление	обратка	подземная	800	220,00	минвата	2003	2003
215	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-21 - ТК-22	ГВС; Отопление	подача	подземная	800	187,00	минвата	2003	2003
216	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-21 - ТК-22	ГВС; Отопление	обратка	подземная	800	187,00	минвата	2003	2003
217	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-22 - ТК-23	ГВС; Отопление	подача	подземная	800	81,00	минвата	2003	2003
218	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-22 - ТК-23	ГВС; Отопление	обратка	подземная	800	81,00	минвата	2003	2003
219	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-23 - ТК-24	ГВС; Отопление	подача	подземная	800	90,00	минвата	2003	2003
220	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-23 - ТК-24	ГВС; Отопление	обратка	подземная	800	90,00	минвата	2003	2003
221	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-24 - ТК-25	ГВС; Отопление	подача	подземная	600	92,00	минвата	2003	2003
222	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-24 - ТК-25	ГВС; Отопление	обратка	подземная	600	92,00	минвата	2003	2003
223	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - УТ-2	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	120,00	минвата	2003	2003
224	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - УТ-2	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	120,00	минвата	2003	2003
225	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	76,00	минвата	2003	2003
226	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	76,00	минвата	2003	2003
227	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский, 9	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	21,00	минвата	2003	2003
228	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский, 9	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	21,00	минвата	2003	2003
229	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский, 9	ГВС; Отопление	подача	подземная	125	82,00	минвата	2003	2003
230	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский, 9	ГВС; Отопление	обратка	подземная	125	82,00	минвата	2003	2003
231	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Наружная стена ул. Орджоникидзе, 37	ГВС; Отопление	подача	подземная	125	38,00	минвата	2003	2003
232	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Наружная стена ул. Орджоникидзе, 37	ГВС; Отопление	обратка	подземная	125	38,00	минвата	2003	2003
233	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский, 11	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	37,00	минвата	2003	2003
234	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский, 11	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	37,00	минвата	2003	2003



№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
235	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-10 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский. 21	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	34,00	минвата	2003	2003
236	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-10 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский. 21	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	34,00	минвата	2003	2003
237	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-5 Тольятти-УТ-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	300	73,00	минвата	2003	2003
238	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-5 Тольятти-УТ-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	300	73,00	минвата	2003	2003
239	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. пр. Пионерский, 58	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	51,00	минвата	2003	2003
240	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. пр. Пионерский, 58	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	51,00	минвата	2003	2003
241	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-9 Тольятти-УТ-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	400	59,00	минвата	2003	2003
242	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-9 Тольятти-УТ-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	400	59,00	минвата	2003	2003
243	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - УТ-1*	ГВС; Отопление	подача	подземная	250	84,00	минвата	2003	2003
244	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - УТ-1*	ГВС; Отопление	обратка	подземная	250	84,00	минвата	2003	2003
245	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1* - УТ-2	ГВС; Отопление	подача	подземная	250	100,00	минвата	2003	2003
246	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1* - УТ-2	ГВС; Отопление	обратка	подземная	250	100,00	минвата	2003	2003
247	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	подача	подземная	250	46,00	минвата	2003	2003
248	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	обратка	подземная	250	46,00	минвата	2003	2003
249	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.УТ-3 - УТ-4	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	53,00	минвата	2003	2003
250	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.УТ-3 - УТ-4	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	53,00	минвата	2003	2003
251	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - УТ-5	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	30,00	минвата	2003	2003
252	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - УТ-5	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	30,00	минвата	2003	2003
253	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.УТ-5 - УТ-6	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	39,00	минвата	2003	2003
254	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.УТ-5 - УТ-6	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	39,00	минвата	2003	2003
255	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.УТ-6 - УТ-7	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	111,00	минвата	2003	2003
256	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.УТ-6 - УТ-7	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	111,00	минвата	2003	2003
257	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 77	ГВС; Отопление	подача	подземная	125	29,00	минвата	2003	2003
258	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 77	ГВС; Отопление	обратка	подземная	125	29,00	минвата	2003	2003
259	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-7 - Наружная стена ул. Запорожская, 75	ГВС; Отопление	подача	подземная	50	38,00	минвата	2003	2003
260	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-7 - Наружная стена ул. Запорожская, 75	ГВС; Отопление	обратка	подземная	50	38,00	минвата	2003	2003
261	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-5 - УТ-8	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	67,00	минвата	2003	2003
262	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-5 - УТ-8	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	67,00	минвата	2003	2003
263	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-8 - Наружная стена ул. Запорожская, 71	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	5,00	минвата	2003	2003
264	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-8 - Наружная стена ул. Запорожская, 71	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	5,00	минвата	2003	2003
265	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 736	ГВС; Отопление	подача	подземная	125	32,00	минвата	2003	2003
266	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 736	ГВС; Отопление	обратка	подземная	125	32,00	минвата	2003	2003
267	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 696	ГВС; Отопление	подача	подземная	125	22,00	минвата	2003	2003
268	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 696	ГВС; Отопление	обратка	подземная	125	22,00	минвата	2003	2003
269	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - УТ-1а	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	88,00	минвата	2003	2003
270	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - УТ-1а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	88,00	минвата	2003	2003
271	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 28	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	10,00	минвата	2003	2003
272	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 28	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	10,00	минвата	2003	2003
273	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 24	ГВС; Отопление	подача	подземная	125	38,00	минвата	2003	2003
274	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 24	ГВС; Отопление	обратка	подземная	125	38,00	минвата	2003	2003
275	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1а - УТ-2а	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	89,00	минвата	2003	2003
276	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1а - УТ-2а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	89,00	минвата	2003	2003
277	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 18	ГВС; Отопление	подача	подземная	125	28,00	минвата	2003	2003
278	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 18	ГВС; Отопление	обратка	подземная	125	28,00	минвата	2003	2003
279	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2а - УТ-3а	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	76,00	минвата	2003	2003
280	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2а - УТ-3а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	76,00	минвата	2003	2003
281	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 16	ГВС; Отопление	подача	подземная	125	29,00	минвата	2003	2003
282	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 16	ГВС; Отопление	обратка	подземная	125	29,00	минвата	2003	2003
283	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1* - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 30	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	22,00	минвата	2003	2003
284	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1* - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 30	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	22,00	минвата	2003	2003
285	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1* - УТ-26	ГВС; Отопление	подача	подземная	125	128,00	минвата	2003	2003
286	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1* - УТ-26	ГВС; Отопление	обратка	подземная	125	128,00	минвата	2003	2003
287	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-26 - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 34	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	16,00	минвата	2003	2003
288	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-26 - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 34	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	16,00	минвата	2003	2003

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
289	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-26 - (через УТ-36)Наружная стена ж.д. пр. Ермакова. 36	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	135,00	минвата	2003	2003
290	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-26 - (через УТ-36)Наружная стена ж.д. пр. Ермакова. 36	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	135,00	минвата	2003	2003
291	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.УТ-1 - УТ-1*	ГВС; Отопление	подача	подземная	300	178,00	минвата	2003	2003
292	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.УТ-1 - УТ-1*	ГВС; Отопление	обратка	подземная	300	178,00	минвата	2003	2003
293	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1* - УТ-2*	ГВС; Отопление	подача	подземная	125	59,00	минвата	2003	2003
294	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1* - УТ-2*	ГВС; Отопление	обратка	подземная	125	59,00	минвата	2003	2003
295	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Стена Ермакова 2	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	4,00	минвата	2003	2003
296	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Стена Ермакова 2	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	4,00	минвата	2003	2003
297	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	*УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	80,00	минвата	2003	2003
298	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	*УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	80,00	минвата	2003	2003
299	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Стена Ермакова 6	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	4,00	минвата	2003	2003
300	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Стена Ермакова 6	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	4,00	минвата	2003	2003
301	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Стена Ермакова 10	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	80,00	минвата	2003	2003
302	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Стена Ермакова 10	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	80,00	минвата	2003	2003
303	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 * - УТ-2	ГВС; Отопление	подача	подземная	300	200,00	минвата	2003	2003
304	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 * - УТ-2	ГВС; Отопление	обратка	подземная	300	200,00	минвата	2003	2003
305	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	;УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	подача	подземная	300	110,00	минвата	2003	2003
306	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	;УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	обратка	подземная	300	110,00	минвата	2003	2003
307	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 -УТ-4	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	112,50	минвата	2003	2003
308	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 -УТ-4	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	112,50	минвата	2003	2003
309	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.УТ-4 - УТ-5	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	8,50	минвата	2003	2003
310	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.УТ-4 - УТ-5	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	8,50	минвата	2003	2003
311	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Стена Пионерский 60	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	28,00	минвата	2003	2003
312	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Стена Пионерский 60	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	28,00	минвата	2003	2003
313	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Стена Ермакова 4	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	25,00	минвата	2003	2003
314	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Стена Ермакова 4	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	25,00	минвата	2003	2003
315	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Стена Пионерский 62	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	30,00	минвата	2003	2003
316	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Стена Пионерский 62	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	30,00	минвата	2003	2003
317	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Стена Пионерский стр. №Н3А, НЗБ	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	69,00	минвата	2003	2003
318	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Стена Пионерский стр. №Н3А, НЗБ	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	69,00	минвата	2003	2003
319	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Стена Запорожская, 53	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	4,50	минвата	2003	2003
320	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Стена Запорожская, 53	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	4,50	минвата	2003	2003
321	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-5 - Ответвление на узел Запорожская, 57	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	63,50	минвата	2003	2003
322	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-5 - Ответвление на узел Запорожская, 57	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	63,50	минвата	2003	2003
323	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Ответвление на узел Запорожская, 57 - ИТП ж.д. Запорожская, 61	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	61,00	минвата	2003	2003
324	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Ответвление на узел Запорожская, 57 - ИТП ж.д. Запорожская, 61	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	61,00	минвата	2003	2003
325	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-18 - К-18а	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	60,00	минвата	2004	2004
326	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-18 - К-18а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	60,00	минвата	2004	2004
327	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-18а - Наружная стена-1 ж.д. пр.Ермакова, 11	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	16,00	минвата	2004	2004
328	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-18а - Наружная стена-1 ж.д. пр.Ермакова, 11	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	16,00	минвата	2004	2004
329	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-18а - Наружная стена-2 ж.д. пр.Ермакова, 11	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	34,50	минвата	2004	2004
330	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-18а - Наружная стена-2 ж.д. пр.Ермакова, 11	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	34,50	минвата	2004	2004
331	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-16 - Наружная стена ж.д. пр.Ермакова, 7	ГВС; Отопление	подача	подземная	125	15,00	минвата	2004	2004
332	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-16 - Наружная стена ж.д. пр.Ермакова, 7	ГВС; Отопление	обратка	подземная	125	15,00	минвата	2004	2004
333	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-4 - УТ-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	28,00	минвата	2004	2004
334	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-4 - УТ-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	28,00	минвата	2004	2004
335	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.УТ-1 - УТ-2	ГВС; Отопление	подача	подземная	125	35,50	минвата	2004	2004
336	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.УТ-1 - УТ-2	ГВС; Отопление	обратка	подземная	125	35,50	минвата	2004	2004
337	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена пр.Кузнецкстроевский, 34а	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	8,00	минвата	2004	2004
338	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена пр.Кузнецкстроевский, 34а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	8,00	минвата	2004	2004

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
339	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена пр.Кузнецкстроевский, 32а	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	30,00	минвата	2004	2004
340	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена пр.Кузнецкстроевский, 32а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	30,00	минвата	2004	2004
341	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена пр.Кузнецкстроевский, 32б	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	48,00	минвата	2004	2004
342	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена пр.Кузнецкстроевский, 32б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	48,00	минвата	2004	2004
343	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-1 - Наружная стена ж.д. пр.Ермакова, 3	ГВС; Отопление	подача	подземная	125	40,00	минвата	2004	2004
344	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-1 - Наружная стена ж.д. пр.Ермакова, 3	ГВС; Отопление	обратка	подземная	125	40,00	минвата	2004	2004
345	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-13а - УТ-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	100,00	минвата	2004	2004
346	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-13а - УТ-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	100,00	минвата	2004	2004
347	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-9 - Крыльцо ж.д. Павловского, 5	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	43,00	минвата	2004	2004
348	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-9 - Крыльцо ж.д. Павловского, 5	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	43,00	минвата	2004	2004
349	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. Кузнецкстроевский, 34б	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	5,50	минвата	2004	2004
350	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. Кузнецкстроевский, 34б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	5,50	минвата	2004	2004
351	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-3 - Наружная стена ж.д. Павловского, 23	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	22,00	минвата	2004	2004
352	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-3 - Наружная стена ж.д. Павловского, 23	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	22,00	минвата	2004	2004
353	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-3в - Наружная стена ж.д. Павловского, 29	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	6,00	минвата	2004	2004
354	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-3в - Наружная стена ж.д. Павловского, 29	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	6,00	минвата	2004	2004
355	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. Пионерский, 57	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	28,00	минвата	2004	2004
356	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. Пионерский, 57	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	28,00	минвата	2004	2004
357	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Врезка на ответвлении на ИТП ж.д. ул.Сеченова, 8 - Наружная стена ж.д. ул.Сеченова, 8	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	70,00	минвата	1959	1959
358	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Врезка на ответвлении на ИТП ж.д. ул.Сеченова, 8 - Наружная стена ж.д. ул.Сеченова, 8	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	70,00	минвата	1959	1959
359	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул.Сеченова. 8 - Наружная стена ж.д. ул.Курбатова. 6	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	33,00	минвата	1959	1959
360	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул.Сеченова. 8 - Наружная стена ж.д. ул.Курбатова. 6	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	33,00	минвата	1959	1959
361	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Врезка на ответвлении на ИТП ж.д. ул. Кутузова. 29 - Наружная стена ж.д. ул.Кутузова. 29	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	15,50	минвата	1959	1959
362	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Врезка на ответвлении на ИТП ж.д. ул. Кутузова. 29 - Наружная стена ж.д. ул.Кутузова. 29	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	15,50	минвата	1959	1959
363	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул.Кутузова. 29 - Наружная стена ж.д. ул.Кутузова, 27	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	15,50	минвата	1959	1959
364	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул.Кутузова. 29 - Наружная стена ж.д. ул.Кутузова, 27	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	15,50	минвата	1959	1959
365	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-8 Сеченова - ТК-10 Сеченова	ГВС; Отопление	подача	подземная	350	255,50	минвата	1966	1966
366	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-8 Сеченова - ТК-10 Сеченова	ГВС; Отопление	обратка	подземная	350	255,50	минвата	1966	1966
367	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Врезка на транзитном трубопроводе в ж.д. ул Циолковского, 61 -Наружная стена ж.д. ул.Циолковского, 61	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	3,00	минвата	1959	1959
368	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Врезка на транзитном трубопроводе в ж.д. ул Циолковского, 61 -Наружная стена ж.д. ул.Циолковского, 61	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	3,00	минвата	1959	1959
369	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул.Циолковского, 61-К-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	91,00	минвата	1959	1959
370	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул.Циолковского, 61-К-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	91,00	минвата	1959	1959
371	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Врезка на ответвлении на ИТП ж.д. ул. Тольятти, 56 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 56	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	26,00	минвата	2006	2006
372	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Врезка на ответвлении на ИТП ж.д. ул. Тольятти, 56 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 56	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	26,00	минвата	2006	2006
373	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул. Тольятти. 56 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 60	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	7,00	минвата	2006	2006
374	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул. Тольятти. 56 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 60	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	7,00	минвата	2006	2006
375	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул. Тольятти. 60 - Ответвление на ИТП ж.д. ул. Тольятти, 60	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	12,00	минвата	2006	2006
376	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул. Тольятти. 60 - Ответвление	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	12,00	минвата	2006	2006

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
				на ИТП ж.д. ул. Тольятти, 60								
377	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-86 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 21	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	11,00	минвата	2006	2006
378	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-86 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 21	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	11,00	минвата	2006	2006
379	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-3 - УТ-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	19,00	минвата	2006	2006
380	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-3 - УТ-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	19,00	минвата	2006	2006
381	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 21 а	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	90,00	минвата	2006	2006
382	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 21 а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	90,00	минвата	2006	2006
383	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 216	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	3,00	минвата	2006	2006
384	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 216	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	3,00	минвата	2006	2006
385	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-4 - Наружная стена ж.д. ул. Свердлова, 22	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	40,00	минвата	2006	2006
386	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-4 - Наружная стена ж.д. ул. Свердлова, 22	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	40,00	минвата	2006	2006
387	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-7 - Наружная стена ж.д. ул. Свердлова, 30	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	53,00	минвата	2006	2006
388	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-7 - Наружная стена ж.д. ул. Свердлова, 30	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	53,00	минвата	2006	2006
389	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-3 - УТ-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	250	20,00	минвата	2006	2006
390	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	ТК-3 - УТ-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	250	20,00	минвата	2006	2006
391	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/6	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	22,00	минвата	2006	2006
392	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/6	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	22,00	минвата	2006	2006
393	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	*УТ-1 - УТ-2	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	51,00	минвата	2006	2006
394	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	*УТ-1 - УТ-2	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	51,00	минвата	2006	2006
395	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти. 62/5	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	22,00	минвата	2006	2006
396	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти. 62/5	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	22,00	минвата	2006	2006
397	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	..УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	49,00	минвата	2006	2006
398	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	..УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	49,00	минвата	2006	2006
399	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/4	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	22,00	минвата	2006	2006
400	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/4	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	22,00	минвата	2006	2006
401	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	*УТ-3 - УТ-4	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	40,00	минвата	2006	2006
402	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	*УТ-3 - УТ-4	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	40,00	минвата	2006	2006
403	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/3	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	22,00	минвата	2006	2006
404	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/3	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	22,00	минвата	2006	2006
405	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/2	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	64,00	минвата	2006	2006
406	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/2	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	64,00	минвата	2006	2006
407	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	т.А - Ответвление на ИТП ж.д. ул. Тольятти, 60	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	37,00	минвата	2006	2006
408	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	т.А - Ответвление на ИТП ж.д. ул. Тольятти, 60	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	37,00	минвата	2006	2006
409	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Врезка на транзитном трубопроводе в ж.д. ул Франкфурта, 10 - Наружная стена ж.д. ул. Франкфурта, 10	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	6,00	минвата	1999	1999
410	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Врезка на транзитном трубопроводе в ж.д. ул Франкфурта, 10 - Наружная стена ж.д. ул. Франкфурта, 10	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	6,00	минвата	1999	1999
411	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул. Франкфурта, 10 - Наружная стена ж.д. ул.Франкфурта. 12	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	25,00	минвата	1999	1999
412	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул. Франкфурта, 10 - Наружная стена ж.д. ул.Франкфурта. 12	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	25,00	минвата	1999	1999
413	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-6 - Наружная стена ж.д. ул. Франкфурта, 8	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	6,00	минвата	1999	1999
414	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-6 - Наружная стена ж.д. ул. Франкфурта, 8	ГВС; Отопление	обратка	подземная	70	6,00	минвата	1999	1999
415	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-16 -Наружная стена ж.д. ул. Запорожская. 15а	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	28,00	минвата	1999	1999
416	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-16 -Наружная стена ж.д. ул. Запорожская. 15а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	28,00	минвата	1999	1999
417	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-5 - УТ-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	46,00	минвата	1999	1999
418	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-5 - УТ-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	46,00	минвата	1999	1999
419	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул Кирова, 133	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	2,00	минвата	1999	1999
420	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул Кирова, 133	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	2,00	минвата	1999	1999
421	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	..УТ-1 - УТ-2*	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	20,00	минвата	1999	1999
422	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	..УТ-1 - УТ-2*	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	20,00	минвата	1999	1999
423	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова. 129	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	27,00	минвата	1999	1999

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
424	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 129	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	27,00	минвата	1999	1999
425	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.;УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	24,00	минвата	1999	1999
426	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.;УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	24,00	минвата	1999	1999
427	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 127	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	19,00	минвата	1999	1999
428	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 127	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	19,00	минвата	1999	1999
429	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 125	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	76,00	минвата	1999	1999
430	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 125	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	76,00	минвата	1999	1999
431	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-4 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 131	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	22,00	минвата	1999	1999
432	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-4 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 131	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	22,00	минвата	1999	1999
433	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-2 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 105	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	72,00	минвата	1999	1999
434	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-2 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 105	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	72,00	минвата	1999	1999
435	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-15 - Стена Запорожская 15 корп. 1	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	21,00	минвата	1999	1999
436	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-15 - Стена Запорожская 15 корп. 1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	21,00	минвата	1999	1999
437	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-1а-УТ-1УТ-2	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	108,00	минвата	2004	2004
438	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-1а-УТ-1УТ-2	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	108,00	минвата	2004	2004
439	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул.Кирова, 100	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	12,00	минвата	2004	2004
440	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул.Кирова, 100	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	12,00	минвата	2004	2004
441	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.;УТ-1 - УТ-2	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	24,00	минвата	2004	2004
442	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.;УТ-1 - УТ-2	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	24,00	минвата	2004	2004
443	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 23	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	11,00	минвата	2004	2004
444	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 23	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	11,00	минвата	2004	2004
445	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	*УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	47,00	минвата	2004	2004
446	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	*УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	47,00	минвата	2004	2004
447	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 23	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	15,00	минвата	2004	2004
448	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 23	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	15,00	минвата	2004	2004
449	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.;УТ-3 - УТ-4	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	47,00	минвата	2004	2004
450	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.;УТ-3 - УТ-4	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	47,00	минвата	2004	2004
451	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 23	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	12,00	минвата	2004	2004
452	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 23	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	12,00	минвата	2004	2004
453	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.;УТ-4 - УТ-5	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	25,00	минвата	2004	2004
454	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	.;УТ-4 - УТ-5	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	25,00	минвата	2004	2004
455	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 23	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	10,00	минвата	2004	2004
456	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 23	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	10,00	минвата	2004	2004
457	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-5-УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 37	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	86,00	минвата	2004	2004
458	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-5-УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 37	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	86,00	минвата	2004	2004
459	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - УТ-7	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	53,00	минвата	2004	2004
460	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - УТ-7	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	53,00	минвата	2004	2004
461	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 29	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	3,00	минвата	2004	2004
462	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 29	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	3,00	минвата	2004	2004
463	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 27	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	8,00	минвата	2004	2004
464	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 27	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	8,00	минвата	2004	2004
465	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 27	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	16,00	минвата	2004	2004
466	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 27	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	16,00	минвата	2004	2004
467	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул. Грдины, 27 - Наружная стена ж.д. ул. Грдины, 27	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	30,00	минвата	2004	2004
468	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул. Грдины, 27 - Наружная стена ж.д. ул. Грдины, 27	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	30,00	минвата	2004	2004
469	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 27 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 33	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	32,00	минвата	2004	2004
470	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 27 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 33	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	32,00	минвата	2004	2004
471	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-3а - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 26а	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	32,00	минвата	2004	2004
472	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-3а - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 26а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	32,00	минвата	2004	2004
473	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-1в - Наружная стена ж.д. ул.Тольятти, 9б	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	16,00	минвата	1984	1984

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
474	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-1в - Наружная стена ж.д. ул.Тольятти, 9б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	16,00	минвата	1984	1984
475	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-16 - Наружная стена ж.д. ул.Тольятти. 9б	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	20,00	минвата	1984	1984
476	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-16 - Наружная стена ж.д. ул.Тольятти. 9б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	20,00	минвата	1984	1984
477	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-1а - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти 9б	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	42,00	минвата	1984	1984
478	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-1а - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти 9б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	42,00	минвата	1984	1984
479	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-3 - УТ-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	200	60,00	минвата	1984	1984
480	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-3 - УТ-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	200	60,00	минвата	1984	1984
481	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д.ул.Тольятти. 5б	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	14,00	минвата	1984	1984
482	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д.ул.Тольятти. 5б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	14,00	минвата	1984	1984
483	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - УТ-2.	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	54,00	минвата	1984	1984
484	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - УТ-2.	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	54,00	минвата	1984	1984
485	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена ж.д.Транспортная, 93а	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	32,00	минвата	1984	1984
486	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-2 - Наружная стена ж.д.Транспортная, 93а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	32,00	минвата	1984	1984
487	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-8 - УТ-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	51,00	минвата	1994	1994
488	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-8 - УТ-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	51,00	минвата	1994	1994
489	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул.Батюшкова, 10а	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	4,00	минвата	1994	1994
490	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул.Батюшкова, 10а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	4,00	минвата	1994	1994
491	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул.Батюшкова, 10б	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	88,00	минвата	1994	1994
492	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул.Батюшкова, 10б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	88,00	минвата	1994	1994
493	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул.Батюшкова. 4б	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	11,00	минвата	1994	1994
494	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул.Батюшкова. 4б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	11,00	минвата	1994	1994
495	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-12а - Наружная стена ж.д.Транспортная, 63б	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	28,00	минвата	1994	1994
496	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-12а - Наружная стена ж.д.Транспортная, 63б	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	28,00	минвата	1994	1994
497	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	НО-23 - Стена Запорожская 4	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	77,50	минвата	1959	1959
498	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	НО-23 - Стена Запорожская 4	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	77,50	минвата	1959	1959
499	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Нар.ст. ПНС Полосухина - К-10 ул. Полосухина	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	558,00	минвата	1959	1959
500	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	Нар.ст. ПНС Полосухина - К-10 ул. Полосухина	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	558,00	минвата	1959	1959
501	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-10 ул. Полосухина - стена адм.здания Картасская, 55	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	210,00	минвата	1959	1959
502	КТЭЦ	АО «Кузбассэнерго»	01	К-10 ул. Полосухина - стена адм.здания Картасская, 55	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	210,00	минвата	1959	1959
503	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/33 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 54б	Отопление	подача+обратка	подземная	70	26,00	минвата	2011	2011
504	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/33 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 54б	ГВС	подача	подземная	70	13,00	минвата	2011	2011
505	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/33 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 54б	ГВС	обратка	подземная	50	13,00	минвата	2011	2011
506	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/32 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 60б	Отопление	подача+обратка	подземная	70	28,00	минвата	2011	2011
507	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/32 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 60б	ГВС	подача	подземная	70	14,00	минвата	2011	2011
508	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/32 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 60б	ГВС	обратка	подземная	70	14,00	минвата	2011	2011
509	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/30 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 62	Отопление	подача+обратка	подземная	50	52,00	минвата	2009	2009
510	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/30 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 62	ГВС	подача	подземная	70	26,00	минвата	2009	2009
511	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/30 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 62	ГВС	обратка	подземная	50	26,00	минвата	2009	2009
512	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/24 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 60	Отопление	подача+обратка	подземная	50	30,00	минвата	2009	2009
513	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/24 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 60	ГВС	подача	подземная	70	15,00	минвата	2009	2009
514	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/24 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 60	ГВС	обратка	подземная	50	15,00	минвата	2009	2009
515	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/25 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 58	Отопление	подача+обратка	подземная	70	44,00	минвата	2008	2008
516	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/25 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 58	ГВС	подача	подземная	80	22,00	минвата	2008	2008
517	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/25 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 58	ГВС	обратка	подземная	50	22,00	минвата	2008	2008
518	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/26 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 54	Отопление	подача+обратка	подземная	50	62,00	минвата	2008	2008
519	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/26 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 54	ГВС	подача	подземная	70	31,00	минвата	2008	2008
520	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/26 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 54	ГВС	обратка	подземная	50	31,00	минвата	2008	2008
521	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/26 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 62а к.2	Отопление	подача+обратка	подземная	50	32,00	минвата	2016	2016
522	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/26 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 62а к.2	ГВС	подача	подземная	50	16,00	минвата	2016	2016
523	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/26 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 62а к.2	ГВС	обратка	подземная	40	16,00	минвата	2016	2016
524	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/24 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 62а к.1	Отопление	подача+обратка	подземная	50	40,00	минвата	2016	2016
525	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/24 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 62а к.1	ГВС	подача	подземная	50	20,00	минвата	2016	2016



№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
526	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/24 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 62а к.1	ГВС	обратка	подземная	25	20,00	минвата	2016	2016
527	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/20 - Наружная стена ж.д. пр. Мира, 50	Отопление	подача+обратка	подземная	80	40,00	минвата	2008	2008
528	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/20 - Наружная стена ж.д. пр. Мира, 50	ГВС	подача	подземная	80	20,00	минвата	2008	2008
529	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/20 - Наружная стена ж.д. пр. Мира, 50	ГВС	обратка	подземная	70	20,00	минвата	2008	2008
530	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/19 - УТ-1	Отопление	подача+обратка	подземная	80	160,00	минвата	2010	2010
531	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/19 - УТ-1	ГВС	подача	подземная	80	80,00	минвата	2010	2010
532	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/19 - УТ-1	ГВС	обратка	подземная	50	80,00	минвата	2010	2010
533	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-1 - УТ-2	Отопление	подача+обратка	подземная	70	58,00	минвата	2010	2010
534	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-1 - УТ-2	ГВС	подача	подземная	80	29,00	минвата	2010	2010
535	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-1 - УТ-2	ГВС	обратка	подземная	50	29,00	минвата	2010	2010
536	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 70	Отопление	подача+обратка	подземная	50	144,00	минвата	2010	2010
537	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 70	ГВС	подача	подземная	70	72,00	минвата	2010	2010
538	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 70	ГВС	обратка	подземная	50	72,00	минвата	2010	2010
539	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 74	Отопление	подача+обратка	подземная	70	48,00	минвата	2010	2010
540	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 74	ГВС	подача	подземная	70	24,00	минвата	2010	2010
541	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 74	ГВС	обратка	подземная	50	24,00	минвата	2010	2010
542	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-1 - Наружная стена ж.д. пр. Мира, 58	Отопление	подача+обратка	подземная	50	48,00	минвата	2010	2010
543	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-1 - Наружная стена ж.д. пр. Мира, 58	ГВС	подача	подземная	70	24,00	минвата	2010	2010
544	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-1 - Наружная стена ж.д. пр. Мира, 58	ГВС	обратка	подземная	50	24,00	минвата	2010	2010
545	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/31 - УТ-3	Отопление	подача+обратка	подземная	100	64,00	минвата	2010	2010
546	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/31 - УТ-3	ГВС	подача	подземная	100	32,00	минвата	2010	2010
547	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/31 - УТ-3	ГВС	обратка	подземная	70	32,00	минвата	2010	2010
548	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-3 - УТ-4	Отопление	подача+обратка	подземная	80	114,00	минвата	2010	2010
549	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-3 - УТ-4	ГВС	подача	подземная	80	57,00	минвата	2010	2010
550	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-3 - УТ-4	ГВС	обратка	подземная	50	57,00	минвата	2010	2010
551	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-4 - УТ-5	Отопление	подача+обратка	подземная	50	120,00	минвата	2010	2010
552	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-4 - УТ-5	ГВС	подача	подземная	70	60,00	минвата	2010	2010
553	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-4 - УТ-5	ГВС	обратка	подземная	50	60,00	минвата	2010	2010
554	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул.Звезда, 76	Отопление	подача+обратка	подземная	50	12,00	минвата	2010	2010
555	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул.Звезда, 76	ГВС	подача	подземная	70	6,00	минвата	2010	2010
556	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул.Звезда, 76	ГВС	обратка	подземная	50	6,00	минвата	2010	2010
557	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул.Звезда, 78	Отопление	подача+обратка	подземная	50	8,00	минвата	2010	2010
558	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул.Звезда, 78	ГВС	подача	подземная	70	4,00	минвата	2010	2010
559	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул.Звезда, 78	ГВС	обратка	подземная	50	4,00	минвата	2010	2010
560	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул.Звезда, 68	Отопление	подача+обратка	подземная	70	84,00	минвата	2010	2010
561	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул.Звезда, 68	ГВС	подача	подземная	70	42,00	минвата	2010	2010
562	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул.Звезда, 68	ГВС	обратка	подземная	50	42,00	минвата	2010	2010
563	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул.Звезда, 64	Отопление	подача+обратка	подземная	50	10,00	минвата	2010	2010
564	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул.Звезда, 64	ГВС	подача	подземная	70	5,00	минвата	2010	2010
565	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул.Звезда, 64	ГВС	обратка	подземная	50	5,00	минвата	2010	2010
566	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/36 - ТК-14/37	Отопление	подача+обратка	подземная	150	30,00	минвата	2006	2006
567	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/36 - ТК-14/37	ГВС	подача	подземная	125	15,00	минвата	2006	2006
568	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/36 - ТК-14/37	ГВС	обратка	подземная	100	15,00	минвата	2006	2006
569	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/37 - ТК-14/38 (УТ-1)	Отопление	подача+обратка	подземная	100	114,00	минвата	2006	2006
570	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/37 - ТК-14/38 (УТ-1)	ГВС	подача	подземная	100	57,00	минвата	2006	2006
571	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/37 - ТК-14/38 (УТ-1)	ГВС	обратка	подземная	80	57,00	минвата	2006	2006
572	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/36 - Наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 81	Отопление	подача+обратка	подземная	50	48,00	минвата	2013	2013
573	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/36 - Наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 81	ГВС	подача	подземная	70	24,00	минвата	2013	2013
574	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/36 - Наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 81	ГВС	обратка	подземная	50	24,00	минвата	2013	2013
575	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/38 (УТ-1) - Наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75	Отопление	подача+обратка	подземная	70	62,00	минвата	2006	2006
576	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/38 (УТ-1) - Наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75	ГВС	подача	подземная	70	31,00	минвата	2006	2006
577	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/38 (УТ-1) - Наружная стена ж.д. пр. Авиато-	ГВС	обратка	подземная	50	31,00	минвата	2006	2006

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
				ров, 75								
578	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/38 (УТ-1) - Наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75	Отопление	подача+обратка	подземная	50	44,00	минвата	2006	2006
579	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/38 (УТ-1) - Наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75	ГВС	подача	подземная	50	22,00	минвата	2006	2006
580	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/38 (УТ-1) - Наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75	ГВС	обратка	подземная	40	22,00	минвата	2006	2006
581	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/38 (УТ-1) - Наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75	Отопление	подача+обратка	подземная	50	52,00	минвата	2006	2006
582	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/38 (УТ-1) - Наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75	ГВС	подача	подземная	50	26,00	минвата	2006	2006
583	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/38 (УТ-1) - Наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75	ГВС	обратка	подземная	40	26,00	минвата	2006	2006
584	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/15 - ТК-14/16	Отопление	подача+обратка	подземная	80	102,00	минвата	1999	1999
585	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/15 - ТК-14/16	ГВС	подача	подземная	80	51,00	минвата	1999	1999
586	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/15 - ТК-14/16	ГВС	обратка	подземная	70	51,00	минвата	1999	1999
587	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/16 - Наружная стена ж.д. пр. Мира, 34	Отопление	подача+обратка	подземная	80	38,00	минвата	1999	1999
588	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/16 - Наружная стена ж.д. пр. Мира, 34	ГВС	подача	подземная	80	19,00	минвата	1999	1999
589	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14/16 - Наружная стена ж.д. пр. Мира, 34	ГВС	обратка	подземная	70	19,00	минвата	1999	1999
590	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	Наружная стена ЦТП-154 (через ТК-14а/20) - ТК-14а/22	Отопление	подача+обратка	подземная	250	626,00	минвата	2007	2007
591	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	Наружная стена ЦТП-154 (через ТК-14а/20) - ТК-14а/22	ГВС	подача	подземная	250	313,00	минвата	2007	2007
592	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	Наружная стена ЦТП-154 (через ТК-14а/20) - ТК-14а/22	ГВС	обратка	подземная	200	313,00	минвата	2007	2007
593	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/22 - ТК-14а/23	Отопление	подача+обратка	подземная	150	204,00	минвата	2007	2007
594	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/22 - ТК-14а/23	ГВС	подача	подземная	150	102,00	минвата	2007	2007
595	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/22 - ТК-14а/23	ГВС	обратка	подземная	100	102,00	минвата	2007	2007
596	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/23 - ТК-14а/29	Отопление	подача+обратка	подземная	100	58,00	минвата	2007	2007
597	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/23 - ТК-14а/29	ГВС	подача	подземная	100	29,00	минвата	2007	2007
598	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/23 - ТК-14а/29	ГВС	обратка	подземная	80	29,00	минвата	2007	2007
599	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/29 - ТК-14а/30	Отопление	подача+обратка	подземная	80	202,00	минвата	2007	2007
600	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/29 - ТК-14а/30	ГВС	подача	подземная	80	101,00	минвата	2007	2007
601	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/29 - ТК-14а/30	ГВС	обратка	подземная	70	101,00	минвата	2007	2007
602	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/30 - ТК-14а/31	Отопление	подача+обратка	подземная	80	44,00	минвата	2007	2007
603	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/30 - ТК-14а/31	ГВС	подача	подземная	80	22,00	минвата	2007	2007
604	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/30 - ТК-14а/31	ГВС	обратка	подземная	70	22,00	минвата	2007	2007
605	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/31 - Наружная стена-1 ж.д. пр. Авиаторов, 67	Отопление	подача+обратка	подземная	80	110,00	минвата	2007	2007
606	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/31 - Наружная стена-1 ж.д. пр. Авиаторов, 67	ГВС	подача	подземная	80	55,00	минвата	2007	2007
607	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/31 - Наружная стена-1 ж.д. пр. Авиаторов, 67	ГВС	обратка	подземная	50	55,00	минвата	2007	2007
608	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/31 - Наружная стена-2 ж.д. пр. Авиаторов, 67	Отопление	подача+обратка	подземная	70	40,00	минвата	2007	2007
609	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/31 - Наружная стена-2 ж.д. пр. Авиаторов, 67	ГВС	подача	подземная	70	20,00	минвата	2007	2007
610	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/31 - Наружная стена-2 ж.д. пр. Авиаторов, 67	ГВС	обратка	подземная	50	20,00	минвата	2007	2007
611	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/23 - ТК-14а/25	Отопление	подача+обратка	подземная	125	228,00	минвата	2007	2007
612	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/23 - ТК-14а/25	ГВС	подача	подземная	125	114,00	минвата	2007	2007
613	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/23 - ТК-14а/25	ГВС	обратка	подземная	100	114,00	минвата	2007	2007
614	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/25 - ТК-14а/26	Отопление	подача+обратка	подземная	125	61,33	минвата	2007	2007
615	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/25 - ТК-14а/26	ГВС	подача	подземная	125	30,67	минвата	2007	2007
616	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/25 - ТК-14а/26	ГВС	обратка	подземная	100	46,00	минвата	2007	2007
617	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/25 - ТК-14а/26	ГВС	обратка	подземная	80	46,00	минвата	2007	2007
618	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/26 - ТК-14а/27	Отопление	подача+обратка	подземная	125	114,00	минвата	2007	2007
619	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/26 - ТК-14а/27	ГВС	подача	подземная	100	57,00	минвата	2007	2007
620	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/26 - ТК-14а/27	ГВС	обратка	подземная	80	57,00	минвата	2007	2007
621	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/27 - ТК-14а/28	Отопление	подача+обратка	подземная	100	128,00	минвата	2007	2007
622	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/27 - ТК-14а/28	ГВС	подача	подземная	100	64,00	минвата	2007	2007



№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
623	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/27 - ТК-14а/28	ГВС	обратка	подземная	80	64,00	минвата	2007	2007
624	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/28 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 18	Отопление	подача+обратка	подземная	70	94,00	минвата	2007	2007
625	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/28 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 18	ГВС	подача	подземная	70	47,00	минвата	2007	2007
626	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/28 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 18	ГВС	обратка	подземная	50	47,00	минвата	2007	2007
627	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/28 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 20	Отопление	подача+обратка	подземная	70	12,00	минвата	2007	2007
628	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/28 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 20	ГВС	подача	подземная	70	6,00	минвата	2007	2007
629	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/28 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 20	ГВС	обратка	подземная	50	6,00	минвата	2007	2007
630	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/27 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 22	Отопление	подача+обратка	подземная	80	14,00	минвата	2007	2007
631	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/27 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 22	ГВС	подача	подземная	80	7,00	минвата	2007	2007
632	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/27 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 22	ГВС	обратка	подземная	50	7,00	минвата	2007	2007
633	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/26 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 24	Отопление	подача+обратка	подземная	80	30,00	минвата	2007	2007
634	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/26 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 24	ГВС	подача	подземная	80	15,00	минвата	2007	2007
635	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/26 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 24	ГВС	обратка	подземная	50	15,00	минвата	2007	2007
636	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/25 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 26	Отопление	подача+обратка	подземная	80	24,00	минвата	2007	2007
637	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/25 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 26	ГВС	подача	подземная	70	12,00	минвата	2007	2007
638	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/25 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 26	ГВС	обратка	подземная	50	12,00	минвата	2007	2007
639	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/24 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 30	Отопление	подача+обратка	подземная	70	16,00	минвата	2007	2007
640	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/24 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 30	ГВС	подача	подземная	70	8,00	минвата	2007	2007
641	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/24 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 30	ГВС	обратка	подземная	50	8,00	минвата	2007	2007
642	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/22 - УТ-7	Отопление	подача+обратка	подземная	200	320,00	минвата	2007	2007
643	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/22 - УТ-7	ГВС	подача	подземная	200	160,00	минвата	2007	2007
644	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-14а/22 - УТ-7	ГВС	обратка	подземная	150	160,00	минвата	2007	2007
645	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-7 - УТ-16	Отопление	подача+обратка	подземная	80	164,00	минвата	2007	2007
646	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-7 - УТ-16	ГВС	подача	подземная	80	82,00	минвата	2007	2007
647	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-7 - УТ-16	ГВС	обратка	подземная	50	82,00	минвата	2007	2007
648	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 24б	Отопление	подача+обратка	подземная	70	116,00	минвата	2007	2007
649	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 24б	ГВС	подача	подземная	80	58,00	минвата	2007	2007
650	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 24б	ГВС	обратка	подземная	40	58,00	минвата	2007	2007
651	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 24а	Отопление	подача+обратка	подземная	50	22,00	минвата	2007	2007
652	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 24а	ГВС	подача	подземная	50	11,00	минвата	2007	2007
653	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 24а	ГВС	обратка	подземная	32	11,00	минвата	2007	2007
654	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-7 - УТ-8	Отопление	подача+обратка	подземная	150	62,00	минвата	2007	2007
655	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-7 - УТ-8	ГВС	подача	подземная	150	31,00	минвата	2007	2007
656	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-7 - УТ-8	ГВС	обратка	подземная	125	31,00	минвата	2007	2007
657	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-8 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 24а	Отопление	подача+обратка	подземная	70	10,00	минвата	2007	2007
658	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-8 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 24а	ГВС	подача	подземная	80	2,00	минвата	2007	2007
659	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-8 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 24а	ГВС	обратка	подземная	50	5,00	минвата	2007	2007
660	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 16	Отопление	подача+обратка	подземная	70	34,00	минвата	2007	2007
661	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 16	ГВС	подача	подземная	80	17,00	минвата	2007	2007
662	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 16	ГВС	обратка	подземная	50	17,00	минвата	2007	2007
663	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 16	Отопление	подача+обратка	подземная	50	24,00	минвата	2007	2007
664	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 16	ГВС	подача	подземная	50	12,00	минвата	2007	2007
665	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 16	ГВС	обратка	подземная	32	12,00	минвата	2007	2007
666	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-8 (через УТ-9) - УТ-10	Отопление	подача+обратка	подземная	150	100,00	минвата	2007	2007
667	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-8 (через УТ-9) - УТ-10	ГВС	подача	подземная	150	50,00	минвата	2007	2007
668	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-8 (через УТ-9) - УТ-10	ГВС	обратка	подземная	125	50,00	минвата	2007	2007
669	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 - УТ-17	Отопление	подача+обратка	подземная	100	300,00	минвата	2007	2007
670	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 - УТ-17	ГВС	подача	подземная	100	150,00	минвата	2007	2007
671	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 - УТ-17	ГВС	обратка	подземная	50	150,00	минвата	2007	2007
672	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 14	Отопление	подача+обратка	подземная	80	80,00	минвата	2007	2007
673	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 14	ГВС	подача	подземная	100	40,00	минвата	2007	2007
674	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 14	ГВС	обратка	подземная	50	40,00	минвата	2007	2007
675	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 22б	Отопление	подача+обратка	подземная	80	52,00	минвата	2007	2007
676	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Звездава, 22б	ГВС	подача	подземная	80	26,00	минвата	2007	2007

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
677	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 22б	ГВС	обратка	подземная	40	26,00	минвата	2007	2007
678	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 22а	Отопление	подача+обратка	подземная	70	10,00	минвата	2007	2007
679	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 22а	ГВС	подача	подземная	80	5,00	минвата	2007	2007
680	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 22а	ГВС	обратка	подземная	50	5,00	минвата	2007	2007
681	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 (через УТ-1) - УТ-12	Отопление	подача+обратка	подземная	125	152,00	минвата	2007	2007
682	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 (через УТ-1) - УТ-12	ГВС	подача	подземная	125	76,00	минвата	2007	2007
683	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 (через УТ-1) - УТ-12	ГВС	обратка	подземная	100	76,00	минвата	2007	2007
684	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-12 - УТ-13	Отопление	подача+обратка	подземная	100	120,00	минвата	2007	2007
685	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-12 - УТ-13	ГВС	подача	подземная	100	60,00	минвата	2007	2007
686	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-12 - УТ-13	ГВС	обратка	подземная	80	60,00	минвата	2007	2007
687	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-13 - УТ-14	Отопление	подача+обратка	подземная	80	132,00	минвата	2007	2007
688	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-13 - УТ-14	ГВС	подача	подземная	80	66,00	минвата	2007	2007
689	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-13 - УТ-14	ГВС	обратка	подземная	50	66,00	минвата	2007	2007
690	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звезда, 6	Отопление	подача+обратка	подземная	70	40,00	минвата	2007	2007
691	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звезда, 6	ГВС	подача	подземная	80	20,00	минвата	2007	2007
692	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звезда, 6	ГВС	обратка	подземная	50	20,00	минвата	2007	2007
693	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звезда, 6	Отопление	подача+обратка	подземная	50	40,00	минвата	2007	2007
694	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звезда, 6	ГВС	подача	подземная	50	20,00	минвата	2007	2007
695	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звезда, 6	ГВС	обратка	подземная	32	20,00	минвата	2007	2007
696	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Рокоссовского, 20	Отопление	подача+обратка	подземная	70	48,00	минвата	2007	2007
697	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Рокоссовского, 20	ГВС	подача	подземная	80	24,00	минвата	2007	2007
698	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Рокоссовского, 20	ГВС	обратка	подземная	50	24,00	минвата	2007	2007
699	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-12 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звезда, 10	Отопление	подача+обратка	подземная	70	40,00	минвата	2007	2007
700	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-12 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звезда, 10	ГВС	подача	подземная	80	20,00	минвата	2007	2007
701	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-12 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звезда, 10	ГВС	обратка	подземная	50	20,00	минвата	2007	2007
702	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 18	Отопление	подача+обратка	подземная	70	68,00	минвата	2007	2007
703	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 18	ГВС	подача	подземная	80	34,00	минвата	2007	2007
704	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 18	ГВС	обратка	подземная	40	34,00	минвата	2007	2007
705	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-8 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 18	Отопление	подача+обратка	подземная	50	92,00	минвата	2007	2007
706	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-8 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 18	ГВС	подача	подземная	50	46,00	минвата	2007	2007
707	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-8 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 18	ГВС	обратка	подземная	32	46,00	минвата	2007	2007
708	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 8	Отопление	подача+обратка	подземная	70	36,00	минвата	2007	2007
709	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 8	ГВС	подача	подземная	80	18,00	минвата	2007	2007
710	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 8	ГВС	обратка	подземная	50	18,00	минвата	2007	2007
711	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 20	Отопление	подача+обратка	подземная	50	68,00	минвата	2007	2007
712	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 20	ГВС	подача	подземная	50	34,00	минвата	2007	2007
713	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 20	ГВС	обратка	подземная	32	34,00	минвата	2007	2007
714	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-27 (через УТ-27') - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 13	Отопление	подача+обратка	подземная	80	78,00	минвата	2003	2003
715	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-27 (через УТ-27') - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 13	ГВС	подача	подземная	80	39,00	минвата	2003	2003
716	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-27 (через УТ-27') - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 13	ГВС	обратка	подземная	70	39,00	минвата	2003	2003
717	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-28 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 13	Отопление	подача+обратка	подземная	80	40,00	минвата	2003	2003
718	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-28 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 13	ГВС	подача	подземная	80	20,00	минвата	2003	2003
719	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-28 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 13	ГВС	обратка	подземная	70	20,00	минвата	2003	2003
720	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-29 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 11	Отопление	подача+обратка	подземная	70	58,00	минвата	2018	2003
721	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-29 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 11	ГВС	подача	подземная	70	29,00	минвата	2018	2003
722	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-29 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 11	ГВС	обратка	подземная	50	29,00	минвата	2018	2003

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
723	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-30 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	Отопление	подача+обратка	подземная	80	72,00	минвата	2003	2003
724	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-30 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	подача	подземная	80	36,00	минвата	2003	2003
725	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-30 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	обратка	подземная	70	36,00	минвата	2003	2003
726	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-31 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	Отопление	подача+обратка	подземная	80	72,00	минвата	2003	2003
727	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-31 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	подача	подземная	80	36,00	минвата	2003	2003
728	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-31 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	обратка	подземная	70	36,00	минвата	2003	2003
729	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-32 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	Отопление	подача+обратка	подземная	80	66,00	минвата	2003	2003
730	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-32 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	подача	подземная	80	33,00	минвата	2003	2003
731	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-32 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	обратка	подземная	70	33,00	минвата	2003	2003
732	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-33 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	Отопление	подача+обратка	подземная	70	64,00	минвата	2003	2003
733	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-33 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	подача	подземная	70	32,00	минвата	2003	2003
734	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-33 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	обратка	подземная	50	32,00	минвата	2003	2003
735	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-8 - УТ-9	Отопление	подача+обратка	подземная	200	174,00	минвата	2007	2007
736	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-8 - УТ-9	ГВС	подача	подземная	200	87,00	минвата	2007	2007
737	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-8 - УТ-9	ГВС	обратка	подземная	150	87,00	минвата	2007	2007
738	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-9 - УТ-10	Отопление	подача+обратка	подземная	200	148,00	минвата	2007	2007
739	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-9 - УТ-10	ГВС	подача	подземная	200	74,00	минвата	2007	2007
740	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-9 - УТ-10	ГВС	обратка	подземная	150	74,00	минвата	2007	2007
741	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 - Наружная стена ул. Рокоссовского, 21	Отопление	подача+обратка	подземная	100	18,00	минвата	2007	2007
742	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 - Наружная стена ул. Рокоссовского, 21	ГВС	подача	подземная	100	9,00	минвата	2007	2007
743	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 - Наружная стена ул. Рокоссовского, 21	ГВС	обратка	подземная	100	9,00	минвата	2007	2007
744	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 - УТ-11	Отопление	подача+обратка	подземная	200	230,00	минвата	2007	2007
745	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 - УТ-11	ГВС	подача	подземная	200	115,00	минвата	2007	2007
746	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-10 - УТ-11	ГВС	обратка	подземная	150	115,00	минвата	2007	2007
747	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 23	Отопление	подача+обратка	подземная	70	18,00	минвата	2007	2007
748	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 23	ГВС	подача	подземная	70	9,00	минвата	2007	2007
749	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 23	ГВС	обратка	подземная	50	9,00	минвата	2007	2007
750	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - УТ-12	Отопление	подача+обратка	подземная	125	86,00	минвата	2007	2007
751	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - УТ-12	ГВС	подача	подземная	125	43,00	минвата	2007	2007
752	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - УТ-12	ГВС	обратка	подземная	100	43,00	минвата	2007	2007
753	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-12 - УТ-13	Отопление	подача+обратка	подземная	70	108,00	минвата	2007	2007
754	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-12 - УТ-13	ГВС	подача	подземная	80	54,00	минвата	2007	2007
755	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-12 - УТ-13	ГВС	обратка	подземная	70	54,00	минвата	2007	2007
756	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 23	Отопление	подача+обратка	подземная	70	40,00	минвата	2007	2007
757	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 23	ГВС	подача	подземная	80	20,00	минвата	2007	2007
758	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 23	ГВС	обратка	подземная	70	20,00	минвата	2007	2007
759	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-12 - УТ-14	Отопление	подача+обратка	подземная	125	120,00	минвата	2007	2007
760	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-12 - УТ-14	ГВС	подача	подземная	125	60,00	минвата	2007	2007
761	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-12 - УТ-14	ГВС	обратка	подземная	100	60,00	минвата	2007	2007
762	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-14 - УТ-15	Отопление	подача+обратка	подземная	125	100,00	минвата	2007	2007
763	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-14 - УТ-15	ГВС	подача	подземная	125	50,00	минвата	2007	2007
764	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-14 - УТ-15	ГВС	обратка	подземная	100	50,00	минвата	2007	2007
765	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-15 - УТ-16	Отопление	подача+обратка	подземная	80	62,00	минвата	2007	2007

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
766	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-15 - УТ-16	ГВС	подача	подземная	80	31,00	минвата	2007	2007
767	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-15 - УТ-16	ГВС	обратка	подземная	80	31,00	минвата	2007	2007
768	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	Отопление	подача+обратка	подземная	80	100,00	минвата	2007	2007
769	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	ГВС	подача	подземная	80	50,00	минвата	2007	2007
770	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	ГВС	обратка	подземная	70	50,00	минвата	2007	2007
771	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	Отопление	подача+обратка	подземная	80	32,00	минвата	2007	2007
772	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	ГВС	подача	подземная	80	16,00	минвата	2007	2007
773	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	ГВС	обратка	подземная	70	16,00	минвата	2007	2007
774	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-15 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	Отопление	подача+обратка	подземная	100	26,00	минвата	2007	2007
775	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-15 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	ГВС	подача	подземная	100	13,00	минвата	2007	2007
776	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-15 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	ГВС	обратка	подземная	80	13,00	минвата	2007	2007
777	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - УТ-17	Отопление	подача+обратка	подземная	150	112,00	минвата	2007	2007
778	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - УТ-17	ГВС	подача	подземная	150	56,00	минвата	2007	2007
779	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-11 - УТ-17	ГВС	обратка	подземная	125	56,00	минвата	2007	2007
780	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-17 - УТ-18	Отопление	подача+обратка	подземная	150	128,00	минвата	2007	2007
781	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-17 - УТ-18	ГВС	подача	подземная	150	64,00	минвата	2007	2007
782	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-17 - УТ-18	ГВС	обратка	подземная	125	64,00	минвата	2007	2007
783	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-18 - УТ-19	Отопление	подача+обратка	подземная	150	80,00	минвата	2007	2007
784	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-18 - УТ-19	ГВС	подача	подземная	150	40,00	минвата	2007	2007
785	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-18 - УТ-19	ГВС	обратка	подземная	125	40,00	минвата	2007	2007
786	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-19 - УТ-20	Отопление	подача+обратка	подземная	150	106,00	минвата	2007	2007
787	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-19 - УТ-20	ГВС	подача	подземная	150	53,00	минвата	2007	2007
788	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-19 - УТ-20	ГВС	обратка	подземная	100	53,00	минвата	2007	2007
789	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-20 - УТ-22	Отопление	подача+обратка	подземная	150	118,00	минвата	2007	2007
790	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-20 - УТ-22	ГВС	подача	подземная	100	59,00	минвата	2007	2007
791	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-20 - УТ-22	ГВС	обратка	подземная	80	59,00	минвата	2007	2007
792	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	Отопление	подача+обратка	подземная	80	40,00	минвата	2007	2007
793	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	ГВС	подача	подземная	80	20,00	минвата	2007	2007
794	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	ГВС	обратка	подземная	50	20,00	минвата	2007	2007
795	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-18 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	Отопление	подача+обратка	подземная	80	40,00	минвата	2007	2007
796	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-18 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	ГВС	подача	подземная	80	20,00	минвата	2007	2007
797	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-18 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	ГВС	обратка	подземная	50	20,00	минвата	2007	2007
798	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-19 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	Отопление	подача+обратка	подземная	70	60,00	минвата	2007	2007
799	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-19 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	ГВС	подача	подземная	70	30,00	минвата	2007	2007
800	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-19 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	ГВС	обратка	подземная	50	30,00	минвата	2007	2007
801	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	Отопление	подача+обратка	подземная	50	22,00	минвата	2007	2007
802	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	ГВС	подача+обратка	подземная	50	22,00	минвата	2007	2007
803	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-9 - УТ-50	Отопление	подача+обратка	подземная	80	202,00	минвата	2007	2007
804	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-9 - УТ-50	ГВС	подача	подземная	80	101,00	минвата	2007	2007
805	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-9 - УТ-50	ГВС	обратка	подземная	50	101,00	минвата	2007	2007
806	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-50 - УТ-51	Отопление	подача+обратка	подземная	80	102,00	минвата	2007	2007
807	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-50 - УТ-51	ГВС	подача	подземная	80	51,00	минвата	2007	2007
808	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-50 - УТ-51	ГВС	обратка	подземная	50	51,00	минвата	2007	2007
809	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-50 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	Отопление	подача+обратка	подземная	80	18,00	минвата	2007	2007
810	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-50 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	ГВС	подача	подземная	50	9,00	минвата	2007	2007
811	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-50 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	ГВС	обратка	подземная	50	9,00	минвата	2007	2007
812	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-51 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	Отопление	подача+обратка	подземная	50	22,00	минвата	2007	2007
813	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-51 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	ГВС	подача+обратка	подземная	50	22,00	минвата	2007	2007
814	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-51 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	Отопление	подача+обратка	подземная	80	26,00	минвата	2007	2007
815	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-51 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	ГВС	подача	подземная	80	13,00	минвата	2007	2007
816	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-51 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	ГВС	обратка	подземная	50	13,00	минвата	2007	2007
817	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-24 - УТ-52	Отопление	подача+обратка	подземная	80	58,00	минвата	2007	2007
818	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-24 - УТ-52	ГВС	подача	подземная	80	29,00	минвата	2007	2007
819	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-24 - УТ-52	ГВС	обратка	подземная	50	29,00	минвата	2007	2007

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
820	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-52 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19а	Отопление	подача+обратка	подземная	80	22,00	минвата	2007	2007
821	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-52 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19а	ГВС	подача	подземная	80	11,00	минвата	2007	2007
822	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-52 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19а	ГВС	обратка	подземная	50	11,00	минвата	2007	2007
823	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-52 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19а	Отопление	подача+обратка	подземная	80	116,00	минвата	2007	2007
824	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-52 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19а	ГВС	подача	подземная	80	58,00	минвата	2007	2007
825	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-52 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19а	ГВС	обратка	подземная	50	58,00	минвата	2007	2007
826	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-26 - УТ-53	Отопление	подача+обратка	подземная	80	40,00	минвата	2007	2007
827	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-26 - УТ-53	ГВС	подача	подземная	70	20,00	минвата	2007	2007
828	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-26 - УТ-53	ГВС	обратка	подземная	50	20,00	минвата	2007	2007
829	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-53 - УТ-54	Отопление	подача+обратка	подземная	80	62,00	минвата	2007	2007
830	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-53 - УТ-54	ГВС	подача	подземная	70	31,00	минвата	2007	2007
831	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-53 - УТ-54	ГВС	обратка	подземная	50	31,00	минвата	2007	2007
832	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-54 - УТ-54а	Отопление	подача+обратка	подземная	80	50,00	минвата	2007	2007
833	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-54 - УТ-54а	ГВС	подача	подземная	70	25,00	минвата	2007	2007
834	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-54 - УТ-54а	ГВС	обратка	подземная	50	25,00	минвата	2007	2007
835	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-53 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	Отопление	подача+обратка	подземная	80	22,00	минвата	2007	2007
836	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-53 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	ГВС	подача	подземная	70	11,00	минвата	2007	2007
837	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-53 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	ГВС	обратка	подземная	50	11,00	минвата	2007	2007
838	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-54 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	Отопление	подача+обратка	подземная	50	20,00	минвата	2007	2007
839	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-54 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	ГВС	подача+обратка	подземная	50	20,00	минвата	2007	2007
840	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-54а - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	Отопление	подача+обратка	подземная	80	20,00	минвата	2007	2007
841	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-54а - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	ГВС	подача	подземная	70	10,00	минвата	2007	2007
842	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-54а - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	ГВС	обратка	подземная	50	10,00	минвата	2007	2007
843	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-20 - УТ-21	Отопление	подача+обратка	подземная	80	56,00	минвата	2007	2007
844	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-20 - УТ-21	ГВС	подача+обратка	подземная	80	56,00	минвата	2007	2007
845	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	Отопление	подача+обратка	подземная	80	36,00	минвата	2007	2007
846	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	ГВС	подача	подземная	80	18,00	минвата	2007	2007
847	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	ГВС	обратка	подземная	80	18,00	минвата	2007	2007
848	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	Отопление	подача+обратка	подземная	50	24,00	минвата	2007	2007
849	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	ГВС	подача	подземная	50	12,00	минвата	2007	2007
850	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	ГВС	обратка	подземная	50	12,00	минвата	2007	2007
851	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	Отопление	подача+обратка	подземная	50	124,00	минвата	2007	2007
852	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	ГВС	подача+обратка	подземная	50	124,00	минвата	2007	2007
853	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-22 - УТ-23	Отопление	подача+обратка	подземная	100	140,00	минвата	2007	2007
854	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-22 - УТ-23	ГВС	подача	подземная	100	70,00	минвата	2007	2007
855	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-22 - УТ-23	ГВС	обратка	подземная	80	70,00	минвата	2007	2007
856	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-23 - УТ-23а	Отопление	подача+обратка	подземная	70	174,00	минвата	2007	2007
857	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-23 - УТ-23а	ГВС	подача+обратка	подземная	50	174,00	минвата	2007	2007
858	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-23 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 33	Отопление	подача+обратка	подземная	80	30,00	минвата	2007	2007
859	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-23 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 33	ГВС	подача	подземная	80	15,00	минвата	2007	2007
860	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-23 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 33	ГВС	обратка	подземная	80	15,00	минвата	2007	2007
861	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-23а - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 35	Отопление	подача+обратка	подземная	70	30,00	минвата	2007	2007
862	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-23а - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 35	ГВС	подача+обратка	подземная	50	30,00	минвата	2007	2007
863	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-34 - УТ-35	Отопление	подача+обратка	подземная	200	194,00	минвата	2007	2007
864	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-34 - УТ-35	ГВС	подача	подземная	200	97,00	минвата	2007	2007
865	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-34 - УТ-35	ГВС	обратка	подземная	150	97,00	минвата	2007	2007
866	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-35 - УТ-43	Отопление	подача+обратка	подземная	150	60,00	минвата	2007	2007
867	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-35 - УТ-43	ГВС	подача	подземная	150	30,00	минвата	2007	2007
868	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-35 - УТ-43	ГВС	обратка	подземная	125	30,00	минвата	2007	2007
869	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-43 - УТ-36	Отопление	подача+обратка	подземная	125	168,00	минвата	2007	2007
870	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-43 - УТ-36	ГВС	подача	подземная	125	84,00	минвата	2007	2007
871	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-43 - УТ-36	ГВС	обратка	подземная	100	84,00	минвата	2007	2007
872	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-36 - УТ-37	Отопление	подача+обратка	подземная	125	86,00	минвата	2007	2007
873	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-36 - УТ-37	ГВС	подача	подземная	125	43,00	минвата	2007	2007

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
874	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-36 - УТ-37	ГВС	обратка	подземная	100	43,00	минвата	2007	2007
875	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-35 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	Отопление	подача+обратка	подземная	80	42,00	минвата	2007	2007
876	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-35 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	ГВС	подача	подземная	80	21,00	минвата	2007	2007
877	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-35 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	ГВС	обратка	подземная	50	21,00	минвата	2007	2007
878	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-36 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	Отопление	подача+обратка	подземная	80	38,00	минвата	2007	2007
879	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-36 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	ГВС	подача	подземная	80	19,00	минвата	2007	2007
880	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-36 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	ГВС	обратка	подземная	50	19,00	минвата	2007	2007
881	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-37 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	Отопление	подача+обратка	подземная	80	38,00	минвата	2007	2007
882	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-37 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	ГВС	подача	подземная	80	19,00	минвата	2007	2007
883	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-37 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	ГВС	обратка	подземная	50	19,00	минвата	2007	2007
884	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-37 - УТ-38	Отопление	подача+обратка	подземная	100	124,00	минвата	2007	2007
885	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-37 - УТ-38	ГВС	подача	подземная	100	62,00	минвата	2007	2007
886	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-37 - УТ-38	ГВС	обратка	подземная	80	62,00	минвата	2007	2007
887	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-38 - УТ-39	Отопление	подача+обратка	подземная	80	134,00	минвата	2007	2007
888	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-38 - УТ-39	ГВС	подача	подземная	80	67,00	минвата	2007	2007
889	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-38 - УТ-39	ГВС	обратка	подземная	50	67,00	минвата	2007	2007
890	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-38 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	ГВС	обратка	подземная	70	17,00	минвата	2007	2007
891	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-38 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	Отопление	подача+обратка	подземная	70	34,00	минвата	2007	2007
892	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-38 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	ГВС	подача	подземная	50	17,00	минвата	2007	2007
893	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	Отопление	подача+обратка	подземная	80	40,00	минвата	2007	2007
894	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	ГВС	подача	подземная	80	20,00	минвата	2007	2007
895	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	ГВС	обратка	подземная	50	20,00	минвата	2007	2007
896	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	Отопление	подача+обратка	подземная	50	82,00	минвата	2007	2007
897	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	ГВС	подача	подземная	50	41,00	минвата	2007	2007
898	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	ГВС	обратка	подземная	40	41,00	минвата	2007	2007
899	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-48 - УТ-49	Отопление	подача+обратка	подземная	80	86,00	минвата	2007	2007
900	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-48 - УТ-49	ГВС	подача	подземная	80	43,00	минвата	2007	2007
901	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-48 - УТ-49	ГВС	обратка	подземная	50	43,00	минвата	2007	2007
902	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-48 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	Отопление	подача+обратка	подземная	50	44,00	минвата	2007	2007
903	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-48 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	ГВС	подача	подземная	50	22,00	минвата	2007	2007
904	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-48 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	ГВС	обратка	подземная	40	22,00	минвата	2007	2007
905	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-49 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	Отопление	подача+обратка	подземная	70	46,00	минвата	2007	2007
906	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-49 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	ГВС	подача	подземная	70	23,00	минвата	2007	2007
907	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-49 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	ГВС	обратка	подземная	40	23,00	минвата	2007	2007
908	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-49 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	ГВС	обратка	подземная	80	50,00	минвата	2007	2007
909	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-49 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	Отопление	подача+обратка	подземная	80	100,00	минвата	2007	2007
910	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-49 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	ГВС	подача	подземная	50	50,00	минвата	2007	2007
911	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-43 - УТ-48	Отопление	подача+обратка	подземная	100	108,00	минвата	2007	2007
912	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-43 - УТ-48	ГВС	подача	подземная	100	54,00	минвата	2007	2007
913	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-43 - УТ-48	ГВС	обратка	подземная	80	54,00	минвата	2007	2007
914	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-43 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29г	Отопление	подача	подземная	80	47,00	минвата	2007	2007
915	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-43 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29г	Отопление	обратка	подземная	70	47,00	минвата	2007	2007
916	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-43 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29г	ГВС	подача	подземная	70	47,00	минвата	2007	2007
917	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-43 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29г	ГВС	обратка	подземная	40	47,00	минвата	2007	2007
918	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-48 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29б	Отопление	подача+обратка	подземная	80	76,00	минвата	2007	2007
919	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-48 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29б	ГВС	подача	подземная	80	38,00	минвата	2007	2007



№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
920	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-48 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29б	ГВС	обратка	подземная	50	38,00	минвата	2007	2007
921	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-42 - УТ-44	Отопление	подача+обратка	подземная	100	294,00	минвата	2007	2007
922	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-42 - УТ-44	ГВС	подача	подземная	100	147,00	минвата	2007	2007
923	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-42 - УТ-44	ГВС	обратка	подземная	80	147,00	минвата	2007	2007
924	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-44 - УТ-45	Отопление	подача+обратка	подземная	100	64,00	минвата	2007	2007
925	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-44 - УТ-45	ГВС	подача	подземная	100	32,00	минвата	2007	2007
926	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-44 - УТ-45	ГВС	обратка	подземная	80	32,00	минвата	2007	2007
927	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-45 - УТ-46	Отопление	подача+обратка	подземная	80	118,00	минвата	2007	2007
928	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-45 - УТ-46	ГВС	подача	подземная	80	59,00	минвата	2007	2007
929	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-45 - УТ-46	ГВС	обратка	подземная	50	59,00	минвата	2007	2007
930	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-46 - УТ-47	Отопление	подача+обратка	подземная	80	130,00	минвата	2007	2007
931	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-46 - УТ-47	ГВС	подача	подземная	80	65,00	минвата	2007	2007
932	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-46 - УТ-47	ГВС	обратка	подземная	50	65,00	минвата	2007	2007
933	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-45 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20	ГВС	обратка	подземная	80	38,00	минвата	2007	2007
934	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-45 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20	Отопление	подача+обратка	подземная	80	76,00	минвата	2007	2007
935	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-45 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20	ГВС	подача	подземная	50	38,00	минвата	2007	2007
936	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-46 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20а	ГВС	обратка	подземная	70	15,00	минвата	2007	2007
937	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-46 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20а	Отопление	подача+обратка	подземная	80	30,00	минвата	2007	2007
938	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-46 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20а	ГВС	подача	подземная	50	15,00	минвата	2007	2007
939	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-47 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20а	Отопление	подача+обратка	подземная	80	30,00	минвата	2007	2007
940	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-47 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20а	ГВС	подача	подземная	80	15,00	минвата	2007	2007
941	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-47 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20а	ГВС	обратка	подземная	50	15,00	минвата	2007	2007
942	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-47 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20б	Отопление	подача+обратка	подземная	50	76,00	минвата	2007	2007
943	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-47 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20б	ГВС	подача	подземная	50	38,00	минвата	2007	2007
944	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-47 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20б	ГВС	обратка	подземная	40	38,00	минвата	2007	2007
945	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-44 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 18	ГВС	обратка	подземная	80	53,00	минвата	2007	2007
946	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-44 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 18	Отопление	подача+обратка	подземная	80	106,00	минвата	2007	2007
947	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-44 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 18	ГВС	подача	подземная	40	53,00	минвата	2007	2007
948	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-20/6 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 13	Отопление	подача+обратка	подземная	70	82,00	минвата	1998	1998
949	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-20/6 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 13	ГВС	подача	подземная	70	41,00	минвата	1998	1998
950	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-20/6 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 13	ГВС	обратка	подземная	50	41,00	минвата	1998	1998
951	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-20/42 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 10	Отопление	подача+обратка	подземная	70	42,00	минвата	2004	2004
952	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-20/42 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 10	ГВС	подача	подземная	50	21,00	минвата	2004	2004
953	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-20/42 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 10	ГВС	обратка	подземная	32	21,00	минвата	2004	2004
954	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-20/41 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 8	Отопление	подача+обратка	подземная	80	42,00	минвата	2003	2003
955	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-20/41 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 8	ГВС	подача	подземная	50	21,00	минвата	2003	2003
956	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-20/41 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 8	ГВС	обратка	подземная	40	21,00	минвата	2003	2003
957	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-20/45 - УТ-42	Отопление	подача+обратка	подземная	125	44,00	минвата	2004	2004
958	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-20/45 - УТ-42	ГВС	подача	подземная	125	22,00	минвата	2004	2004
959	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-20/45 - УТ-42	ГВС	обратка	подземная	100	22,00	минвата	2004	2004
960	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-42 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 12	Отопление	подача+обратка	подземная	80	54,00	минвата	2004	2004
961	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-42 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 12	ГВС	подача+обратка	подземная	80	54,00	минвата	2004	2004
962	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-1а/2 - ТК-1а/26	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	125	72,00	минвата	2013	2013
963	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-1а/26 - Наружная стена ж.д. пр. Архитекторов, 27	Отопление	подача+обратка	подземная	100	32,00	минвата	2013	2013
964	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-1а/26 - Наружная стена ж.д. пр. Архитекторов, 27	ГВС	подача+обратка	подземная	100	116,00	минвата	2013	2013
965	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-1а/26 - Наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 68	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	12,00	минвата	2004	2004
966	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-1а/12 - УТ-2	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	150	132,00	полимер	2016	2016
967	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-2 - Наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 58	Отопление	подача+обратка	подземная	125	12,00	полимер	2016	2016
968	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-2 - Наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 58	ГВС	подача+обратка	подземная	100	24,00	полимер	2016	2016
969	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-3/63 - ТК-3/63а	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	36,00	минвата	1988	1988
970	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-3/63а - Наружная стена ж.д. ул. Архитекторов, 16	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	6,00	минвата	1988	1988

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
971	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-4/17 - Наружная стена ж.д. ул. Косыгина, 67	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	94,00	минвата	2008	2008
972	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-4/28 - Наружная стена ж.д. ул. Косыгина, 71	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	98,00	минвата	2008	2008
973	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Горьковская, 10а	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	70	108,00	полимер	2016	2016
974	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Горьковская, 60	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	12,00	полимер	2013	2013
975	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	Наружная стена камеры ТК-8/26 - Наружная стена ж.д. ул. Климасенко, 6	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	60,00	минвата	1962	1962
976	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	Наружная стена ж.д. ул. Климасенко, 6 - Наружная стена ж.д. ул. Климасенко, 6	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	24,00	минвата	1962	1962
977	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-10/10 - Наружная стена ж.д. ул. Климасенко, 20/3	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	56,00	минвата	1963	1963
978	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-13а/17в - УТ-1	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	150	134,00	полимер	2016	2016
979	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-1 - УТ-2	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	125	1 070,00	полимер	2016	2016
980	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	100,00	полимер	2016	2016
981	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-3 - УТ-4	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	92,00	полимер	2016	2016
982	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул. Клименко, 6в	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	70	21,00	полимер	2016	2016
983	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Клименко, 6в	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	21,00	полимер	2016	2016
984	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-2 - УТ-5	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	126,00	полимер	2016	2016
985	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул. Клименко, 6г	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	70	44,00	полимер	2016	2016
986	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул. Клименко, 6д	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	188,00	полимер	2016	2016
987	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-13/20 - Наружная стена ж.д. ул. Климасенко, 11/3	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	10,00	минвата	1975	1975
988	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-13/38 - Наружная стена ж.д. ул. Климасенко, 11/7	Отопление	подача+обратка	подземная	100	16,00	минвата	1989	1989
989	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-13/38 - Наружная стена ж.д. ул. Климасенко, 11/7	ГВС	подача	подземная	100	8,00	минвата	1989	1989
990	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-13/38 - Наружная стена ж.д. ул. Климасенко, 11/7	ГВС	обратка	подземная	100	8,00	минвата	1989	1989
991	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-13/38 - Наружная стена ж.д. ул. Климасенко, 11/9	Отопление	подача+обратка	подземная	100	36,50	минвата	1991	1991
992	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-13/38 - Наружная стена ж.д. ул. Климасенко, 11/9	ГВС	подача	подземная	100	18,25	минвата	1991	1991
993	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-13/38 - Наружная стена ж.д. ул. Климасенко, 11/9	ГВС	обратка	подземная	100	18,25	минвата	1991	1991
994	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-18/73а - Наружная стена ж.д. ул. Гореза, 91б	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	120,00	минвата	2012	2012
995	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-3а/13 - Наружная стена ж.д. ул. Ярославская, 24	Отопление	подача+обратка	подземная	70	100,00	минвата	2005	2005
996	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-3а/13 - Наружная стена ж.д. ул. Ярославская, 24	ГВС	подача	подземная	70	50,00	минвата	2005	2005
997	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-3а/13 - Наружная стена ж.д. ул. Ярославская, 24	ГВС	обратка	подземная	50	50,00	минвата	2005	2005
998	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-3а/13 - Наружная стена ж.д. ул. Ярославская, 22а	Отопление	подача+обратка	подземная	80	26,00	минвата	2007	2007
999	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-3а/13 - Наружная стена ж.д. ул. Ярославская, 22а	ГВС	подача	подземная	80	13,00	минвата	2007	2007
1000	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-3а/13 - Наружная стена ж.д. ул. Ярославская, 22а	ГВС	обратка	подземная	50	13,00	минвата	2007	2007
1001	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-3а/5а - Наружная стена ж.д. ул. Ярославская, 50	Отопление	подача+обратка	подземная	50	46,00	минвата	2012	2012
1002	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-3а/5а - Наружная стена ж.д. ул. Ярославская, 50	ГВС	подача	подземная	50	23,00	минвата	2012	2012
1003	ЗСТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-3а/5а - Наружная стена ж.д. ул. Ярославская, 50	ГВС	обратка	подземная	50	23,00	минвата	2012	2012
1004	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-11 - Наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 17а	Отопление	подача+обратка	подземная	50	42,00	минвата	2005	2005
1005	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-11 - Наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 17а	ГВС	ГВС	подземная	50	21,00	минвата	2005	2005
1006	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-11 - Наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 17а	ГВС	ГВС	подземная	80	21,00	минвата	2005	2005
1007	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-10 - ТК-10/1	Отопление	подача+обратка	подземная	100	52,00	минвата	2003	2003
1008	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-10 - ТК-10/1	ГВС	ГВС	подземная	100	26,00	минвата	2003	2003
1009	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-10 - ТК-10/1	ГВС	ГВС	подземная	80	26,00	минвата	2003	2003
1010	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-10/1 - Наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21	Отопление	подача+обратка	подземная	70	48,00	минвата	2003	2003
1011	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-10/1 - Наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21	ГВС	ГВС	подземная	70	24,00	минвата	2003	2003
1012	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-10/1 - Наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21	ГВС	ГВС	подземная	50	24,00	минвата	2003	2003
1013	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-10/1 - Наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21а	Отопление	подача+обратка	подземная	70	12,00	минвата	2003	2003
1014	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-10/1 - Наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21а	ГВС	ГВС	подземная	70	6,00	минвата	2003	2003
1015	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-10/1 - Наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21а	ГВС	ГВС	подземная	50	6,00	минвата	2003	2003
1016	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-10/1 - Наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21б	Отопление	подача+обратка	подземная	70	34,00	минвата	2003	2003
1017	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-10/1 - Наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21б	ГВС	ГВС	подземная	70	17,00	минвата	2003	2003
1018	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-10/1 - Наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21б	ГВС	ГВС	подземная	50	17,00	минвата	2003	2003
1019	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	К-1* - УТ-1	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	150	204,00	минвата	2007	2007
1020	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Курако, 17а (ИТП-1)	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	70	44,00	минвата	2007	2007
1021	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	УТ-2 - УТ-1	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	150	72,00	минвата	2007	2007



№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
1022	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Курако, 17а (ИТП-2)	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	40,00	минвата	2007	2007
1023	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	122,00	минвата	2007	2007
1024	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул. Курако, 17а (ИТП-3)	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	70	42,00	минвата	2007	2007
1025	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Курако, 17б	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	0		минвата	2007	2007
1026	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Курако, 17б	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	0		минвата	2007	2007
1027	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	К-2 - Наружная стена ж.д. ул. Спартака, 16а	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	70	34,00	минвата	1979	1979
1028	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	К-2 - Наружная стена ж.д. ул. Спартака, 14б	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	0		минвата	2013	2013
1029	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-3а - Наружная стена ж.д. пр. Пионерский, 23а	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	30,00	минвата	1996	1996
1030	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-2 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 25а	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	32,00	минвата	2004	2004
1031	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	К-3 - К-3б	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	150	132,00	минвата	2004	2004
1032	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	К-3б - К-3а	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	150	84,00	минвата	2004	2004
1033	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	К-3а - Наружная стена ж.д. пр. Строителей, 86	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	12,00	минвата	2004	2004
1034	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	К-3а - Наружная стена ж.д. пр. Строителей, 88	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	80,00	минвата	2004	2004
1035	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-18 - УТ-1	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	125	184,00	минвата	2011	2011
1036	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	УТ-1 - УТ-2	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	125	254,00	минвата	2011	2011
1037	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	УТ-1 - Наружная стена ж.д. пр. Строителей, 88а	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	92,00	минвата	2011	2011
1038	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	УТ-2 - Наружная стена ж.д. пр. Строителей, 90	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	125	16,00	минвата	2011	2011
1039	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-3 - Наружная стена ж.д. пр. Строителей, 42	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	14,00	минвата	2006	2006
1040	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Фестивальная, 7а	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	46,00	минвата	2014	2014
1041	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-17 - Наружная стена ж.д. пр. Строителей, 60	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	0		минвата	1991	1991
1042	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	К-7 - Наружная стена ж.д. ул. Ноградская, 11	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	64,00	минвата	2005	2005
1043	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-5 - Наружная стена ж.д. ул. Спартака, 4	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	0		минвата	2009	2009
1044	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-22 - УТ	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	136,00	минвата	2014	2014
1045	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	УТ - Наружная стена ж.д. пр. Строителей, 90б	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	24,00	минвата	2014	2014
1046	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	УТ - Наружная стена ж.д. пр. Строителей, 88б	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	0		минвата	2014	2014
1047	ЦТЭЦ	ООО «Сибэнерго»	03	ТК-17 - Наружная стена ж.д. ул. Ноградская, 19	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	0		минвата	2014	2014
1048	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-18' - Наружная стена ж.д. ул. Всесторонняя, 15	Отопление	подача+обратка	подземная	0		минвата	1992	1992
1049	ЦТЭЦ	ООО «НТК»	03	ТК-18' - Наружная стена ж.д. ул. Всесторонняя, 15	ГВС	ГВС	подземная	0		минвата	1992	1992
1050	Абашевская районная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-41 - УТ-1	Отопление	подача+обратка	подземная	80	94,00	минвата	2008	2008
1051	Абашевская районная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-41 - УТ-1	ГВС	ГВС	подземная	80	47,00	минвата	2008	2008
1052	Абашевская районная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-41 - УТ-1	ГВС	ГВС	подземная	50	47,00	минвата	2008	2008
1053	Абашевская районная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 Наружная стена ж.д. День Шахтера, 10а	Отопление	подача+обратка	подземная	70	18,00	минвата	2008	2008
1054	Абашевская районная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 Наружная стена ж.д. День Шахтера, 10а	ГВС	ГВС	подземная	50	9,00	минвата	2008	2008
1055	Абашевская районная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 Наружная стена ж.д. День Шахтера, 10а	ГВС	ГВС	подземная	32	9,00	минвата	2008	2008
1056	Абашевская районная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 Наружная стена ж.д. День Шахтера, 10а	Отопление	подача+обратка	подземная	70	158,00	минвата	2008	2008
1057	Абашевская районная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 Наружная стена ж.д. День Шахтера, 10а	ГВС	ГВС	подземная	50	78,00	минвата	2008	2008
1058	Абашевская районная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 Наружная стена ж.д. День Шахтера, 10а	ГВС	ГВС	подземная	32	78,00	минвата	2008	2008
1059	Байдаевская центральная котельная №2	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-65 - наружная стена ж.д. ул. Мурманская, 47/2	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	14,00	минвата	1989	1989
1060	Байдаевская центральная котельная №2	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-67 - УТ-1	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	150	64,00	полимер	2012	2012
1061	Байдаевская центральная котельная №2	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 - УТ-2	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	125	174,00	полимер	2012	2012

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
1062	Байдаевская центральная котельная №2	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. Мурманская, 47/8	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	70,00	полимер	2012	2012
1063	Байдаевская центральная котельная №2	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. Тульская, 21	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	14,00	полимер	2012	2012
1064	Байдаевская центральная котельная №2	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Тульская, 19 (ввод №1)	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	46,00	полимер	2012	2012
1065	Байдаевская центральная котельная №2	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Тульская, 19 (ввод №2)	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	60,00	полимер	2012	2012
1066	Зырянская районная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. Пархоменко, 71а	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	54,00	минвата	1988	1988
1067	Зырянская районная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-14 - наружная стена ж.д. ул. Зырянская, 74б	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	210,00	минвата	2010	2010
1068	Зырянская районная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-123 - наружная стена ж.д. ул. Радищева, 30	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	80	30,00	минвата	1977	1977
1069	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-23/9 - наружная стена ж.д. ул. Челюскина, 38	Отопление	подача+обратка	подземная	80	34,00	минвата	2010	2010
1070	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-23/9 - наружная стена ж.д. ул. Челюскина, 38	ГВС	ГВС	подземная	80	17,00	минвата	2010	2010
1071	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-40/1 - УТ-1	Отопление	подача+обратка	подземная	150	28,00	минвата	2010	2010
1072	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-40/1 - УТ-1	ГВС	ГВС	подземная	150	14,00	минвата	2010	2010
1073	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 - УТ-2	Отопление	подача+обратка	подземная	150	150,00	минвата	2010	2010
1074	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 - УТ-2	ГВС	ГВС	подземная	150	75,00	минвата	2010	2010
1075	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-2 - ТК-40/2	Отопление	подача+обратка	подземная	150	36,00	минвата	2010	2010
1076	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-2 - ТК-40/2	ГВС	ГВС	подземная	150	18,00	минвата	2010	2010
1077	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. 1 Мая, 13	Отопление	подача+обратка	подземная	70	34,00	минвата	2010	2010
1078	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. 1 Мая, 13	ГВС	ГВС	подземная	70	17,00	минвата	2010	2010
1079	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Челюскина, 28а	Отопление	подача+обратка	подземная	70	40,00	минвата	2010	2010
1080	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Челюскина, 28а	ГВС	ГВС	подземная	70	20,00	минвата	2010	2010
1081	Куйбышевская центральная ко-	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-22 - УТ-1	Отопление	подача+обратка	подземная	100	102,00	минвата	2010	2010

№ п/п	Источник	ТСО (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	ЕТО	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность трубопроводов (1-трубное исполнение) скорректированная, м	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода	
	Котельная												
1082	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-22 - УТ-1	ГВС	ГВС	подземная	100	51,00	минвата	2010	2010	
1083	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. К. Маркса, 14а	Отопление	подача+обратка	подземная	0		минвата	2010	2010	
1084	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. К. Маркса, 14а	ГВС	ГВС	подземная	0		минвата	2010	2010	
1085	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-23/1- наружная стена ж.д. ул. К. Маркса, 7а	Отопление	подача+обратка	подземная	0		минвата	2010	2010	
1086	Куйбышевская центральная котельная	ООО «Сибэнерго»	04	ТК-23/1- наружная стена ж.д. ул. К. Маркса, 7а	ГВС	ГВС	подземная	0		минвата	2010	2010	
1087	Новоильинская газовая котельная	ООО «Сибэнерго»	02	ТК-1а/12 - УТ-2	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	150	132,00	полимер	2016	2016	
1088	Новоильинская газовая котельная	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-2 - Наружная стена ж.д. Авиаторов, 58 (ИТП-1)	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	100	24,00	полимер	2016	2016	
1089	Новоильинская газовая котельная	ООО «Сибэнерго»	02	УТ-2 - Наружная стена ж.д. Авиаторов, 58 (ИТП-2)	ГВС; Отопление	подача+обратка	подземная	125	12,00	полимер	2016	2016	
<b>Итого</b>			<b>01</b>						<b>26 304,3</b>				
			<b>02</b>						<b>28 382,0</b>				
			<b>03</b>							<b>2 134,0</b>			
			<b>04</b>							<b>1 910,0</b>			
			<b>Всего</b>								<b>58 730,3</b>		

### **3.23. Данные энергетических характеристик тепловых сетей**

В 2018 г. для АО «МТСК» (сейчас АО «Кузбассэнерго») в зоне действия ЗСТЭЦ, а в 2019 г. для ООО «ТСН» (сейчас АО «Кузбассэнерго») зоне действия КТЭЦ были разработаны энергетические характеристики тепловых сетей по показателям «потери сетевой воды», «тепловые потери», «удельный расход сетевой воды», «разность температур сетевой воды» и «удельный расход электроэнергии». Результаты представлены в таблицах ниже.

Таблица 167 – Нормативные месячные ПСВ для всех систем теплоснабжения и теплопотребления от ЗСТЭЦ

Месяц	Тепловые сети на балансе										Системы теплопотребления				Всего по системе тепло-снабжения, м³	
	АО «МТСК» (сейчас АО «Кузбассэнерго»)					Других организаций					Итого по ТС, м³	С нормативной утечкой, м³	Пусковое заполнение, м³	Регламентные испытания, м³		Итого, м³
	С нормативной утечкой, м³	Пусковое заполнение, м³	Регламентные испытания, м³	Сливы из САРЗ, м³	Итого, м³	С нормативной утечкой, м³	Пусковое заполнение, м³	Регламентные испытания, м³	Сливы из САРЗ, м³	Итого, м³						
Январь	47 561,8			104,2	47 665,9	28 212,0				28 212,0	75 878,0	15 710,1			15 710,1	91 588,1
Февраль	42 959,0			94,1	43 053,1	25 481,8				25 481,8	68 534,9	14 189,8			14 189,8	82 724,7
Март	47 561,8			104,2	47 665,9	28 212,0				28 212,0	75 878,0	15 710,1			15 710,1	91 588,1
Апрель	46 027,5			100,8	46 128,3	27 302,0				27 302,0	73 430,3	15 203,3			15 203,3	88 633,6
Май	26 557,7	26 152,0	8 717,3	66,7	61 493,7	16 078,8	15 512,5	5 170,8		36 762,1	98 255,8	6 925,2	8 638,3	2 879,4	18 442,9	116 698,6
Июнь	17 996,1	12 204,3	4 068,1	65,0	34 333,5	11 651,6	7 239,2	2 413,1		21 303,9	55 637,3	403,1	4 031,2	1 343,7	5 778,0	61 415,4
Июль	21 623,2			78,1	21 701,3	14 000,0				14 000,0	35 701,4	484,4			484,4	36 185,7
Август	21 623,2			78,1	21 701,3	14 000,0				14 000,0	35 701,4	484,4			484,4	36 185,7
Сентябрь	34 982,7			89,7	35 072,4	21 250,4				21 250,4	56 322,8	8 720,1			8 720,1	65 042,9
Октябрь	47 561,8			104,2	47 665,9	28 212,0				28 212,0	75 878,0	15 710,1			15 710,1	91 588,1
Ноябрь	46 027,5			100,8	46 128,3	27 302,0				27 302,0	73 430,3	15 203,3			15 203,3	88 633,6
Декабрь	47 561,8			104,2	47 665,9	28 212,0				28 212,0	75 878,0	15 710,1			15 710,1	91 588,1
<b>Итого отопительный сезон</b>	371 595,6			813,8	372 409,4	220 417,9				220 417,9	592 827,3	122 741,5			122 741,5	715 568,8
<b>Итого летний сезон</b>	76 448,5	38 356,3	12 785,4	276,2	127 866,4	49 496,9	22 751,6	7 583,9		79 832,4	207 698,8	1 712,5	12 669,4	4 223,1	18 605,1	226 303,9
<b>Итого</b>	<b>448 044,1</b>	<b>38 356,3</b>	<b>12 785,4</b>	<b>1 090,0</b>	<b>500 275,8</b>	<b>269 914,8</b>	<b>22 751,6</b>	<b>7 583,9</b>	<b>0,0</b>	<b>300 250,3</b>	<b>800 526,1</b>	<b>124 454,0</b>	<b>12 669,4</b>	<b>4 223,1</b>	<b>141 346,6</b>	<b>941 872,7</b>

Таблица 168 – Среднемесячные часовые, месячные и годовые потери тепла через тепловую изоляцию и с потерями сетевой воды для магистральных трубопроводов тепловых сетей, находящихся на балансе АО «МТСК» (сейчас АО «Кузбассэнерго») в зоне ЗСТЭЦ

Месяц	Среднемесячные часовые тепловые потери, Гкал/ч			Продолжительность работы ТС в данном ОП, ч	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки, Гкал		Месячные суммарные тепловые потери через тепловую изоляцию, Гкал	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Суммарные тепловые потери, Гкал	Планируемый отпуск тепла, Гкал	Тепловые потери, % отпуска тепла
	Подземная прокладка	Надземная прокладка			Подземная прокладка	Надземная прокладка					
		Подающий трубопровод	Обратный трубопровод								
Январь	8,639	5,901	2,564	744,0	6 427,6	6 297,8	12 725,4	3 195,4	15 920,8	239 732,5	6,6
Февраль	8,489	5,654	2,463	672,0	5 704,8	5 454,5	11 159,4	2 803,8	13 963,2	208 340,0	6,7
Март	6,965	4,168	1,843	744,0	5 181,9	4 472,6	9 654,5	2 514,2	12 168,8	176 109,6	6,9
Апрель	6,596	3,317	1,506	720,0	4 748,8	3 472,1	8 220,9	2 248,5	10 469,4	117 565,9	8,9
Май	5,643	1,845	1,462	528,0	2 979,6	1 745,9	4 725,4	3 084,1	7 809,5	51 169,1	15,3
Июнь	4,187		1,351	619,0	2 592,9	836,5	3 429,4	1 835,3	5 264,7	32 139,9	16,4
Июль	4,020		1,263	744,0	2 990,8	940,0	3 930,8	1 185,4	5 116,2	37 408,1	13,7
Август	3,891		1,361	744,0	2 895,0	1 012,3	3 907,3	1 185,6	5 092,9	37 384,8	13,6
Сентябрь	4,985	1,760	1,563	720,0	3 589,5	2 392,1	5 981,6	1 503,8	7 485,4	71 030,3	10,5
Октябрь	5,765	3,552	1,592	744,0	4 289,3	3 827,5	8 116,8	2 150,7	10 267,5	146 369,2	7,0
Ноябрь	7,211	4,786	2,103	720,0	5 191,9	4 960,0	10 151,9	2 587,2	12 739,1	191 894,9	6,6
Декабрь	7,826	5,202	2,275	744,0	5 822,7	5 563,2	11 385,9	2 934,6	14 320,5	213 814,9	6,7
<b>Нормируемые часовые среднегодовые тепловые потери</b>	6,185	3,015	1,779								
<b>Годовые значения</b>				<b>8 443,0</b>	<b>52 414,7</b>	<b>40 974,6</b>	<b>93 389,3</b>	<b>27 228,6</b>	<b>120 617,9</b>	<b>1 522 959,2</b>	<b>7,9</b>

**Таблица 169 – Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на ГВС в зоне ЗСТЭЦ**

Характерные значения температуры наружного воздуха	Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на ГВС, м <sup>3</sup> /Гкал (открытая схема без РТ)
<b>Неавтоматизированный водоразбор из подающего трубопровода</b>	
t <sub>н</sub> = +10°C	18,88
t <sub>н.и</sub> = 0°C	19,27
t <sub>н.п</sub> = -10°C	14,31
<b>Неавтоматизированный водоразбор из обратного трубопровода</b>	
t <sub>н.п</sub> = -10°C	26,09
t <sub>н.с</sub> = -27°C	19,96
t <sub>н.р</sub> = -39°C	21,94

**Таблица 170 – Нормируемый удельный среднечасовой расход сетевой воды в подающей линии тепловой сети на отпуск тепловой энергии в зоне ЗСТЭЦ**

Характерные значения температуры наружного воздуха	Нормируемый удельный среднечасовой расход сетевой воды, м <sup>3</sup> /Гкал
t <sub>н</sub> = +10°C	34,8
t <sub>н.и</sub> = 0°C	30,7
t <sub>н.п</sub> = -10°C	22,7
t <sub>н.п</sub> = -10°C	20,8
t <sub>н.с</sub> = -27°C	14,7
t <sub>н.р</sub> = -39°C	13,5

**Таблица 171 – Нормируемая разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах системы теплоснабжения**

Параметр	Характерная температура наружного воздуха, °С					
	10	0	-10	-10	-27	-39
Нормируемая разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах совокупности потребителей, °С	20,4	24,8	35,8	35,5	55,2	61,1
Нормируемое среднее значение понижения температуры сетевой воды в подающих трубопроводах тепловой сети за счет тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции трубопроводов, °С	2,6	2,6	3,5	3,8	5,2	5,4
Нормируемое среднее значение понижения температуры сетевой воды в обратных трубопроводах тепловой сети за счет тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции трубопроводов, °С	1,2	1,3	1,6	2	2,6	2,7
Нормируемая разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах системы теплоснабжения, °С	24,2	28,7	40,9	41,2	63	69,2
Нормируемая температура сетевой воды в подающих трубопроводах на выходе из источника тепловой энергии, °С	70	70	90,7	90,7	125	125
Нормируемая температура сетевой воды в обратных трубопроводах на выходе из источника тепловой энергии, °С	45,8	41,3	49,8	49,5	62	55,8

**Таблица 172 – Нормируемый удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии в тепловых сетях АО «МТСК» (сейчас АО «Кузбассэнерго»)**

Параметр	Характерная температура наружного воздуха, °С					
	10	0	-10	-10	-27	-39
Суммарная нормируемая электрическая мощность, используемая при транспорте и распределении тепловой энергии, при соответствующей температуре наружного воздуха, кВт	1911,9	1915,3	1895,1	1824,4	1822,2	1810
Нормируемый часовой средний за сутки расход тепловой энергии, отпускаемый всеми источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения при соответствующей температуре наружного воздуха, Гкал/ч	205,8	233,5	318,8	318,8	463,5	496,1
Нормируемый удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии в системе теплоснабжения при каждом характерном значении температуры наружного воздуха, кВт×ч/Гкал	9,3	8,2	5,9	5,7	3,9	3,6

В зоне действия Кузнецкой ТЭЦ нормативные среднегодовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции тепловых сетей, находящихся на балансе ООО «ТСН» (сейчас

АО «Кузбассэнерго»), согласно расчету, составили 100,489 тыс. Гкал/год. Находящиеся в арендном пользовании составили 147,744 тыс. Гкал/год.

Нормативные годовые тепловые потери тепла с ПСВ тепловых сетей, находящихся на балансе ООО «ТСН» (сейчас АО «Кузбассэнерго»), согласно расчету, составили 31,553 тыс. Гкал/год. Находящиеся в арендном пользовании составили 13,460 тыс. Гкал/год.

Потери ПСВ через автоматические регуляторы в тепловых сетях, работающих по графику 150/70 °С со срезкой на 125 °С и со спрямлением для ГВС на 70 °С в отопительный период:

- подающий трубопровод САРЗ = 48,55 Гкал/год;
- обратный трубопровод САРЗ = 36,46 Гкал/год.

Для температурного графика 70/60 °С в летний период потери через САРЗ составляют:

- для подающего трубопровода САРЗ = 13,81 Гкал/год.

Нормативные годовые потери сетевой воды в тепловых сетях, находящихся на балансе ООО «ТСН» (сейчас АО «Кузбассэнерго»), согласно расчету, составили 545,730 тыс. м<sup>3</sup>/год. Находящиеся в арендном пользовании составили 233,729 тыс. м<sup>3</sup>/год.

Потери ПСВ через автоматические регуляторы в тепловых сетях, работающих по графику 150/70 °С со срезкой на 125 °С и со спрямлением для ГВС на 70 °С в отопительный период:

- подающий трубопровод САРЗ = 614,88 м<sup>3</sup>;
- обратный трубопровод САРЗ = 819,84 м<sup>3</sup>.

Для температурного графика 70/60 °С в летний период потери САРЗ составляют:

- для подающего трубопровода САРЗ = 269,64 м<sup>3</sup>.

**Таблица 173 – Нормируемые месячные ПСВ для систем теплоснабжения и теплоснабжения г. Новокузнецка от Кузнецкой ТЭЦ**

Месяц	Тепловые сети Кузнецкой ТЭЦ, м³					Системы теплоснабжения, м³				Всего по системе теплоснабжения, м³
	С нормативной утечкой	Пусковое заполнение	Регламентные испытания	Сливы из САРЗ	Итого	С нормативной утечкой	Пусковое заполнение	Регламентные испытания	Итого	
Январь	64 163,29	0	0	182,28	64 345,57	71 524,41	0	0	71 524,41	135 869,98
Февраль	57 953,94	0	0	164,64	58 118,58	64 602,69	0	0	64 602,69	122 721,27
Март	64 163,29	0	0	182,28	64 345,57	71 524,41	0	0	71 524,41	135 869,98
Апрель	62 093,50	0	0	176,4	62 269,90	69 217,17	0	0	69 217,17	131 487,08
Май	61 511,83	0	0	128,52	61 640,35	35 277,67	0	0	35 277,67	96 918,02
Июнь	30 465,08	51 744,59	17 248,20	40,32	99 498,18	669,09	58 726,43	19 575,48	78 970,99	178 469,16
Июль	59 026,08	0	0	78,12	59 104,20	1 296,36	0	0	1 296,36	60 400,56
Август	59 026,08	0	0	78,12	59 104,20	1 296,36	0	0	1 296,36	60 400,56
Сентябрь	59 939,19	0	0	132,72	60 071,91	39 766,70	0	0	39 766,70	99 838,61
Октябрь	64 163,29	0	0	182,28	64 345,57	71 524,41	0	0	71 524,41	135 869,98
Ноябрь	62 093,50	0	0	176,4	62 269,90	69 217,17	0	0	69 217,17	131 487,08
Декабрь	64 163,29	0	0	182,28	64 345,57	71 524,41	0	0	71 524,41	135 869,98
<b>Итого</b>	<b>708 762,36</b>	<b>51 744,59</b>	<b>17 248,20</b>	<b>1704,36</b>	<b>779 459,50</b>	<b>567 440,85</b>	<b>58 726,43</b>	<b>19 575,48</b>	<b>645 742,75</b>	<b>1 425 202,25</b>

**Таблица 174 – Нормативные удельные расходы сетевой воды в системе теплоснабжения КТЭЦ**

Система теплоснабжения	Характерная температура наружного воздуха, °С	Нормативный расход сетевой воды в подающей линии тепловой сети, м³/ч	Нормативный отпуск тепловой энергии в системе теплоснабжения, Гкал/ч	Температура сетевой воды в подающей линии по нормативному графику, °С	Плотность сетевой воды в подающей линии, кг/м³	Нормативное значение удельного расхода сетевой воды в подающей линии тепловой сети, т/Гкал
Кузнецкая ТЭЦ	t <sub>н</sub> =+10	11764	272,31	70	977,75	42,24
	t <sub>ни</sub> =-0,37	11776	392,79	70	977,75	29,31
	t <sub>н.пр</sub> =-13,47	11367	588,43	98	959,78	18,54
	t <sub>н.пр</sub> =-26,57	11162	780,69	125	939,02	13,43
	t <sub>нр</sub> =-39	11162	950,25	125	939,02	11,03



**Таблица 175 – Нормативные температуры сетевой воды в системе теплоснабжения КТЭЦ**

Система теплоснабжения	Характерная температура наружного воздуха, °С	Нормативная разность температур сетевой воды в подающей и обратной линиях совокупности потребителей, °С	Нормативное значение падения температур сетевой воды в подающей и обратной линиях за счет тепловых потерь, °С	Температура сетевой воды в подающей линии по нормативному графику, °С	Нормативная температура сетевой воды в подающей линии системы теплоснабжения, °С	Нормативная температура сетевой воды в обратной линии системы теплоснабжения, °С
Кузнецкая ТЭЦ	$t_{н}=+10$	15,32	3,34	70	18,66	51,34
	$t_{ни}=-0,37$	28,68	1,88	70	30,56	39,44
	$t_{н.пр}=-13,47$	46,22	2,75	98	48,97	49,03
	$t_{н.пр}=-26,57$	63,43	3,51	125,2	66,94	58,06
	$t_{нр}=-39$	79,66	3,44	125	83,1	41,9

**Таблица 176 – Нормативный удельный расход электроэнергии на транспортировку тепловой энергии в системе теплоснабжения КТЭЦ**

Параметр	Характерная температура наружного воздуха, °С					
	10	0	-10	-10	-27	-39
Суммарная нормируемая электрическая мощность, используемая при транспорте и распределении тепловой энергии, при соответствующей температуре наружного воздуха, кВт	4769,79	4770,38	4769,79	4682,13	4581,44	4580,87
Нормируемый часовой средний за сутки расход тепловой энергии, отпускаемый всеми источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения при соответствующей температуре наружного воздуха, Гкал/ч	272,31	324,99	392,79	588,43	780,69	950,25
Нормируемый удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии в системе теплоснабжения при каждом характерном значении температуры наружного воздуха, кВт×ч/Гкал	<b>17,52</b>	<b>14,68</b>	<b>12,14</b>	<b>7,96</b>	<b>5,87</b>	<b>4,82</b>

## **4. Зоны действия источников тепловой энергии**

### **4.1. Описание изменений в зонах действия источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

По сравнению с базовым вариантом Схемы теплоснабжения, изменения зон действия источников тепловой энергии не произошло. Мероприятий по переключению тепловой нагрузки потребителей в 2017-2018 гг. не планировалось.

Изменение зон теплоснабжения за 2017-2018 гг. связано с подключением новых потребителей, источник теплоснабжения которых определен базовым проектом. Как правило, потребители тепловой энергии, введенные в эксплуатацию в 2017-2018 гг., расположены в границах существующих кварталов – уплотнительная застройка.

### **4.2. Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения**

Зоны действия источников тепловой энергии г. Новокузнецка представлены на рисунке ниже.

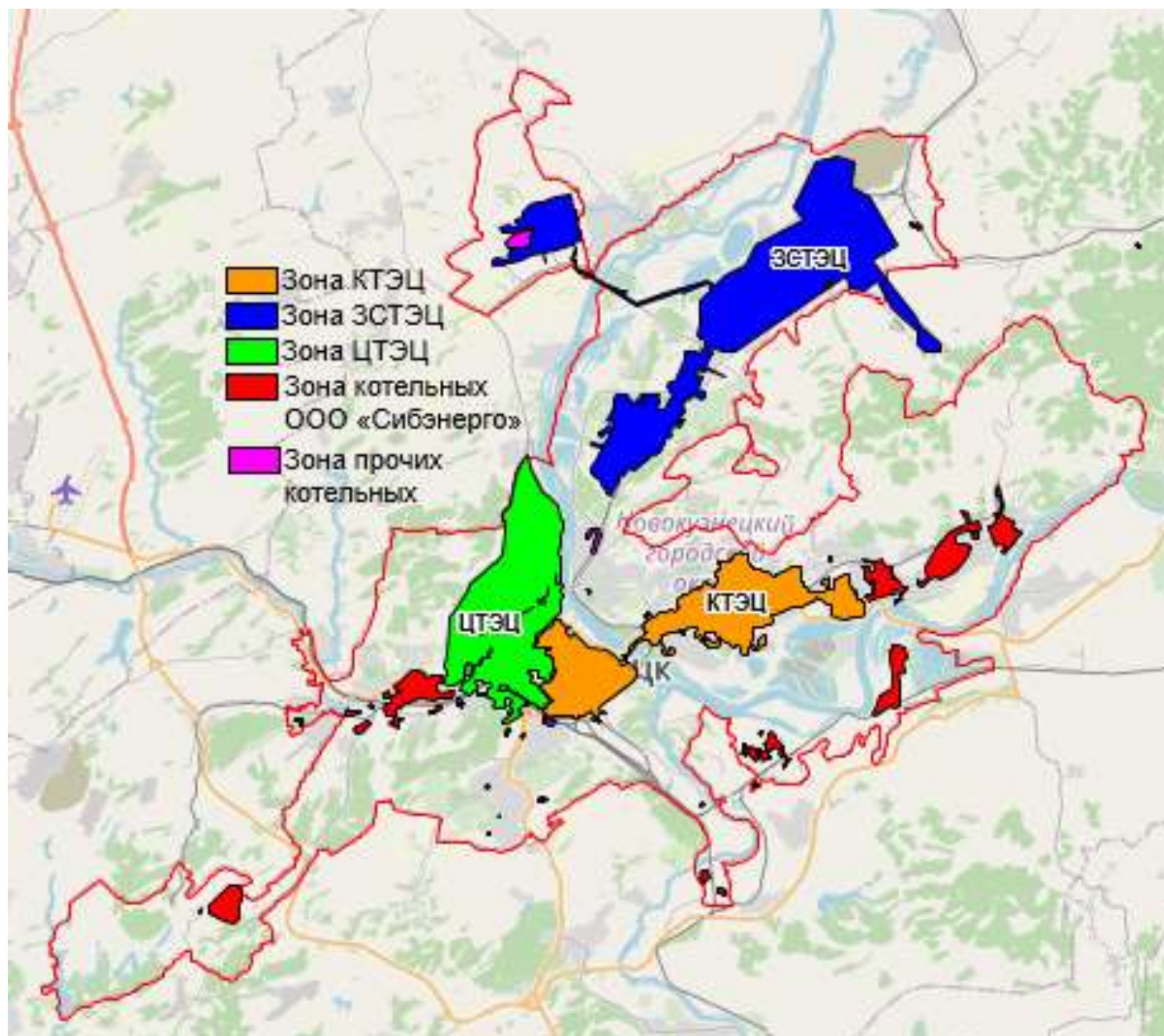


Рисунок 46 – Зоны действия источников тепловой энергии г. Новокузнецка

#### 4.2.1. Зона действия Кузнецкой ТЭЦ

Выдача тепловой мощности от КТЭЦ запроектирована в горячей воде и в паре. Транспорт тепловой энергии осуществляется по тепломагистралям от бойлерных установок №1 диаметром 2Ду 700 мм, №№2,3 диаметром по 2Ду 600 мм и пиковой водогрейной котельной диаметром 2Ду 1000 мм на общий коллектор и далее по тепломагистралям в Центральный, Кузнецкий и Орджоникидзевский районы.

Пар промышленным потребителям отпускается следующих параметров: от 2,5 до 7 кгс/см<sup>2</sup> (линия НКАЗ-П) свыше 13 кгс/см<sup>2</sup> по двум паропроводам: линия Химфарм завода и непосредственно от КТЭЦ на АО «РУСАЛ Новокузнецк».

*Зона действия тепломагистралей Кузнецкой ТЭЦ:*

1. Центральный район – юго-восточная часть, в границах улиц: Транспортная, Кутузова, Бардина проспект, Павловского, Тольятти, Запорожская;

2. Кузнецкий район – жилищно-коммунальный и промышленный секторы в границах улиц: Кузнецкое шоссе, Анодная, Алюминиевая, Дорожная, Екимова, Шункова, Водопадная, Народная, Ферросплавный пр-д;

3. Орджоникидзевский район – Новобайдаевский район и ряд промышленных предприятий по улицам Шахтеров проезд, Зорге, 40 лет Победы, Гвардейская, Новобайдаевская.

4. Куйбышевский район – в границах ул. Транспортная, ул. Циолковского, ул. Кутузова, пр. Дружбы, пр. Октябрьский.

В таблице ниже приведен перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Кузнецкой ТЭЦ.

**Таблица 177 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Кузнецкой ТЭЦ**

<b>Конечный потребитель (адрес)</b>
<i>Кузнецкий район</i>
Кузнецкое ш-се 3, 25
Ленинградская, 44
Молодежная, 6/1
Алюминиевая, 3
Петракова, 63, 77а (Молекулярно-генетич. центр)
Екимова, 10 ,34
Шункова 1а, 2, 25 (школа №50)
Водопадная, 1 8
Народная 1а (торг.центр), 27, 29(школа №100)
Достоевского, 2 (автоцентр)
Картаская, 55
Смирнова, 13
Толмачева 41/4, 69 (адм. здание)
<i>Центральный район</i>
Франкфурта, 22

Свердлова, 30
Запорожская, 77
Павловского, 1, 19
Орджоникидзе, 29 (банк Москвы)
Спартака, 24
Кирова, 45
Бардина проспект, 26 (адм.здан. ГКБ №1)
Кутузова, 23, 31
Циолковского, 6
Транспортная 10, 14 (торгово-строительный компл.), 51а, 91 (ТЦ Адмирал), 103а, 117
Кондомское ш., 3 (хоз. корпуса)
<i>Орджоникидзевский район</i>
Зорге 8, 50
Новобайдаевская 2 (ТЦ Восток), 6, 20
40 лет Победы 1,12
Братьев Сизых, 3

#### 4.2.2. Зона действия Западно-Сибирской ТЭЦ филиала АО «ЕВРАЗ ЗСМК»

Выдача тепловой мощности от ЗС ТЭЦ запроектирована в горячей воде. Транспорт тепловой энергии от ТЭЦ осуществляется по тепловым сетям, головной участок выполнен в четырехтрубном исполнении диаметром 1200 мм, протяженностью около 500 м. Далее три тепломагистралей диаметром 700 мм (две подающих и одна обратная) идут на Новоильинский район и две диаметром 1200 мм на Заводской.

*Зона действия тепломагистралей Западно-Сибирской ТЭЦ:*

1. Заводской район – промзона Западно-Сибирского металлургического комбината и жилищно-коммунальный сектор в границах улиц: Автотранспортная, Белградская, Бакинская, Заводское шоссе, Клименко, Советской Армии пр-т, 13-й микрорайон, Моховая;

2. Новоильинский район - жилищно-коммунальный сектор и ряд промышленных предприятий в границах улиц: Косыгина, Космонавтов, Олимпийская, проспект Архитекторов, проспект Авиаторов, Чернышова, Звезда, проспект Мира.

В таблице ниже приведен перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Западно-Сибирской ТЭЦ.

**Таблица 178 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Западно-Сибирской ТЭЦ**

<b>Потребитель (адрес)</b>
<i>Заводской район</i>
Белградская, 7
Первостроителей, 13
Чекистов проезд, 13
Горьковская, 67
40 лет ВЛКСМ, 116/Б
Мориса Гореза 80, 105, 121
Клименко 12,16,19,29
Советской Армии пр-т, 56
13-й микрорайон 7, 17а
Маховая, 7 к1 8
<i>Новоильинский район</i>
Косыгина 3, 35, 67
Космонавтов 10, 14
Олимпийская, 20
Авиаторов 9, 56
Архитекторов, 15
Чернышова, 16
Рокоссовского 35, 37
Звезда 6, 42

#### 4.2.3. Зона действия Центральной ТЭЦ

В таблице ниже приведен перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Центральной ТЭЦ.

**Таблица 179 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Центральной ТЭЦ**

Конечный потребитель (адрес)
Рудокопровая, 28
Отдельная, 5а
Тушинская, 5
Промышленная, 18
Всесторонняя, 46
Циолковского, 11
Кутузова, 60
Бардина пр-т, 28
Кирова, 39
Пионерский пр-т, 45
Орджоникидзе 40, 54
Металлургов пр-т, 42
Покрышкина, 8
Белана 1, 25
Строителей пр-т, 94
Кольцевая, 15
ДОЗ 2а, Ермака2

#### 4.2.4. Зона действия котельных

*Муниципальные котельные*, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго», снабжают теплом локальные районы небольшого радиуса действия.

Выдача тепловой мощности от муниципальных котельных осуществляется преимущественно по двухтрубным тепловым сетям по открытой схеме. Общая протяженность тепловых сетей в однострубно-м исчислении составляет около 220 км.

В таблице ниже приведены зоны действия наиболее крупных муниципальных котельных.

**Таблица 180 – Зоны действия наиболее крупных муниципальных котельных г. Новокузнецка**

№ п/п	Наименование котельной	Район тепловых сетей
1	Куйбышевская центральная	<i>Куйбышевский р-н:</i> ул. Челюскина, Соломиной, К. Маркса, Димитрова и 1 Мая
2	Зыряновская районная	<i>Орджоникидзевский р-н:</i> ул. Новаторов, Дузенко, Зыряновская, Пржевальского, Радищева, Пархоменко, Скоростная, Уютная
3	Байдаевская Центральная	<i>Орджоникидзевский р-н:</i> ул. Мурманская, Рубцовская, Черняховского, Разведчиков, Славгородская
4	Абашевская районная	<i>Орджоникидзевский р-н:</i> ул. Кавказская, Маркшейдерская, Кольская, Юбилейная, Пушкина
5	Притомская	<i>Орджоникидзевский р-н:</i> пос. Притомский: ул. Интернетная, Дорстроевская, О. Дундича
6	Листвяги	<i>Куйбышевский р-н:</i> пос. Листвяги: ул. Учительская, ул. Каирская, ул. Луговая, ул. Серпуховская, ул. Суданская, ул. Кубинская

Радиус действия прочих муниципальных котельных незначителен, а некоторые из них встроенные, т.е. обслуживают конкретно данный объект (школы, д/сады).

*Ведомственные котельные* снабжают теплом промышленные предприятия, а также жилые дома на ул. Тушинская, ул. Ливинская, 31, ул. Кандалепская.

Ведомственные (промышленные) энергоисточники, в большинстве своем, составляют единое целое с предприятием и расположены на одной промплощадке. Отдельные промышленные предприятия, не имеющие своих источников тепла, и расположенные в зонах действия ближайших котельных заключают напрямую с ними договор на теплоснабжение.

Радиус действия тепловых сетей от промышленных котельных, исходя из вышесказанного, незначителен, поэтому информация о протяженности сетей не предоставлена.

В городе 61 ведомственная котельная суммарной тепловой нагрузкой - 213,3 Гкал/ч, в том числе: в паре - 80,4 т/ч и в горячей воде - 165,03 Гкал/ч.

Ведомственная электрокотельная шахты «Полосухинская» тепловой мощностью 2,47 Гкал/ч и присоединенной нагрузкой – 1,74 Гкал/ч обеспечивает собственные нужды шахты.

#### **4.3. Перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

В границах существующих систем теплоснабжения на базе ТЭЦ города Новокузнецка отсутствуют котельные. Базовой версией и актуализированной версией рассматриваются решения по увеличению зоны действия существующих источников комбинированной выработки путем переключения котельных ООО «Сибэнерго»:

- Байдаевской и Зыряновской на КТЭЦ;
- Куйбышевской – на ЦТЭЦ.

Детально возможности расширения зон действия ТЭЦ представлены в Главе 5.

Результаты оценки зон эффективного теплоснабжения представлены в Главе 7.



## **5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

### **5.1. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

При актуализации Схемы теплоснабжения произошли следующие ключевые изменения в части тепловых нагрузок потребителей:

1) Актуализированы значения спроса на тепловую мощность. При этом по состоянию на 01.01.2020 г. значения снизились, т.к. скорректирована нагрузка ЦТЭЦ и котельных в зоне ЕТО №04, в связи с уточнением ООО «Сибэнерго» и ООО «ЭнергоТранзит» договоров с потребителями.

2) Расчетная нагрузка потребителей определена в соответствии с Методическими указаниями по разработке Схем теплоснабжения, т.е. по линейной регрессии. В качестве расчетной температуры наружного воздуха принято значение  $-35^{\circ}\text{C}$  – по самому ближайшему городу – Киселевску, согласно СП 131.13330.2018 актуализированная версия СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» (в базовой версии расчет производился в соответствии с климатическими характеристиками г. Кемерово, согласно СП 131.13330.2012 – значение составляло  $-39^{\circ}\text{C}$ ).

3) Актуализированы нормативы расходы тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению.

**Таблица 181 - Изменение тепловых нагрузок в разрезе источников централизованного теплоснабжения за последние 4 года**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Тепловая нагрузка с ГВС <sub>ср</sub> , Гкал/ч					Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч				
		01.01.2016	01.01.2017	01.01.2018	01.01.2019	01.01.2020	сумма за 4 года лет	среднегодовой за 4 года	за базовый период актуализации	доля прироста, % от 2016 г.	доля прироста, % от 2019 г.
<b>ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>											
1	КТЭЦ (ЕТО №01)	933,5	938,0	942,5	947,0	947,8	14,34	3,58	0,81	2%	0%
<b>ЕТО №02</b>											
2	ЗСТЭЦ	1390,7	1390,7	1390,7	1390,7	1402,0	11,30	2,83	11,30	1%	1%
3	Новоильинская газовая котельная	6,32	8,01	9,69	11,38	11,38	5,06	1,26	0,00	80%	0%
<b>ИТОГО по ЕТО №02</b>		<b>1397</b>	<b>1399</b>	<b>1400</b>	<b>1402</b>	<b>1413</b>	<b>16,36</b>	<b>4,09</b>	<b>11,30</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>
4	ЦТЭЦ (ЕТО №03)	591,0	589,4	587,7	586,0	575,0	-16,02	-4,00	-11,02	-3%	-2%
<b>ИТОГО по ЕТО на базе ТЭЦ (ЕТО №01, 02, 03)</b>		<b>2922</b>	<b>2926</b>	<b>2931</b>	<b>2935</b>	<b>2936</b>	<b>29,5</b>	<b>7,38</b>	<b>1,09</b>	<b>1%</b>	<b>0%</b>
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>											
5	Абашевская районная котельная	36,54	35,69	34,84	33,99	24,28	-12,26	-3,07	-9,71	-34%	-29%
6	Байдаевская центральная котельная №2	34,48	34,52	34,55	34,59	25,78	-8,70	-2,18	-8,81	-25%	-25%
7	Зыряновская районная котельная	58,79	58,58	58,37	58,16	43,98	-14,81	-3,70	-14,18	-25%	-24%
8	Котельная пос. Притомский	13,63	12,92	12,21	11,51	11,01	-2,62	-0,65	-0,49	-19%	-4%
9	Котельная №19	0,45	0,45	0,45	0,45	0,04	-0,41	-0,10	-0,41	-91%	-91%
10	Котельная №72	0,11	0,15	0,19	0,23	0,12	0,01	0,00	-0,11	13%	-47%
11	Котельная УПК	0,35	0,32	0,30	0,27	0,28	-0,07	-0,02	0,01	-21%	3%
12	Котельная ОРК «Таргай»	0,60	0,60	0,60	0,60	0,71	0,11	0,03	0,11	18%	18%
13	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	2,71	2,58	2,45	2,33	1,99	-0,72	-0,18	-0,34	-27%	-15%
14	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	2,56	2,57	2,57	2,58	2,58	0,02	0,00	0,00	1%	0%
15	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	0,23	0,19	0,15	0,12	0,03	-0,20	-0,05	-0,08	-85%	-70%
16	Куйбышевская центральная котельная	51,45	54,20	56,95	59,70	45,61	-5,84	-1,46	-14,09	-11%	-24%
17	Котельная пос. Листвяги	6,11	7,02	7,94	8,85	8,26	2,15	0,54	-0,59	35%	-7%
18	Котельная №6	1,38	1,49	1,59	1,70	0,81	-0,57	-0,14	-0,89	-41%	-52%
19	Котельная Садопарковая	0,79	0,83	0,87	0,92	0,79	0,00	0,00	-0,13	0%	-14%
20	Котельная №32 (БПОУ)	1,23	1,76	2,30	2,83	1,71	0,48	0,12	-1,12	39%	-39%
21	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	0,60	0,56	0,52	0,48	0,48	-0,12	-0,03	0,00	-19%	0%

№ п/п	Наименование теплоисточника	Тепловая нагрузка с ГВС <sub>ср</sub> , Гкал/ч					Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч				
		01.01.2016	01.01.2017	01.01.2018	01.01.2019	01.01.2020	сумма за 4 года лет	среднегодовой за 4 года	за базовый период актуализации	доля прироста, % от 2016 г.	доля прироста, % от 2019 г.
22	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	0,08	0,41	0,74	1,07	1,07	0,99	0,25	0,00	1239%	0%
23	Котельная проф. «Бунгурский»	0,48	0,46	0,44	0,41	0,40	-0,08	-0,02	-0,01	-16%	-2%
24	Котельная «РТПС»	0,34	0,34	0,34	0,33	0,33	-0,01	0,00	0,00	-2%	0%
25	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,21	0,21	0,22	0,22	0,22	0,01	0,00	0,00	6%	0%
26	Котельная школа №1	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32	0,02	0,01	0,00	7%	0%
27	Котельная школа №23	0,25	0,24	0,23	0,22	0,26	0,01	0,00	0,03	3%	16%
28	Котельная школа №37	0,34	0,34	0,34	0,34	0,36	0,02	0,01	0,02	6%	6%
29	Котельная школа №43	0,31	0,31	0,31	0,31	0,32	0,01	0,00	0,01	4%	4%
30	Котельная интернат №66 (Монтажник)	0,45	0,37	0,29	0,21	0,24	-0,21	-0,05	0,03	-46%	15%
31	Котельная школа №16	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25	0,01	0,00	0,01	4%	4%
32	Котельная детского сада №123	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	-0,01	0,00	0,00	-18%	0%
33	Полосухинская	0,44	0,31	0,18	0,05	0,42	-0,02	0,00	0,37	-4%	718%
34	Кузнецкая крепость	0,21	0,19	0,17	0,15	0,15	-0,06	-0,01	0,00	-27%	0%
35	Котельная НКХП	0,00	0,00	0,00	0,80	0,80	0,80	0,20	0,00	100%	0%
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>		<b>215,7</b>	<b>218,2</b>	<b>220,7</b>	<b>224,0</b>	<b>173,7</b>	<b>-34,5</b>	<b>-8,63</b>	<b>-50,36</b>	<b>-19%</b>	<b>-22%</b>
<b>Прочие котельные (прочие ЕТО)</b>											
36	Котельная АО «Евразруда» (ЕТО №05)	41,73	41,73	41,73	41,73	41,73	0,00	0,00	0,00	0%	0%
<b>ЕТО №06</b>											
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,00	0,00	0,00	0%	0%
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23	0,00	0,00	0,00	0%	0%
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,00	0,00	0,00	0%	0%
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	0,00	0,00	0,00	0%	0%
<b>ИТОГО по ЕТО №06</b>		<b>14,35</b>	<b>14,35</b>	<b>14,35</b>	<b>14,35</b>	<b>14,35</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>
41	Котельная ООО ТК «Садо-	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	0,00	0,00	0,00	0%	0%

№ п/п	Наименование теплоисточника	Тепловая нагрузка с ГВС <sub>ср</sub> , Гкал/ч					Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч				
		01.01.2016	01.01.2017	01.01.2018	01.01.2019	01.01.2020	сумма за 4 года лет	среднегодовой за 4 года	за базовый период актуализации	доля прироста, % от 2016 г.	доля прироста, % от 2019 г.
	вая» (ЕТО №07)										
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» (ЕТО №08)	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	0,00	0,00	0,00	0%	0%
<b>ИТОГО по прочим котельным</b>		<b>64,2</b>	<b>64,2</b>	<b>64,2</b>	<b>64,2</b>	<b>64,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>3201</b>	<b>3209</b>	<b>3216</b>	<b>3223</b>	<b>3174</b>	<b>-5</b>	<b>-1</b>	<b>-49</b>	<b>-1%</b>	<b>-1%</b>

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

В соответствии с п. 2 ч. 1 ПП РФ от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции ПП РФ от 16.03.2019 г. №276):

*«...ж) "элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или её часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;*

*з) "расчетный элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или её часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения...».*

В соответствии с действующим Генеральным планом, в состав муниципального образования входит 6 районов:

- 1.Заводской;
- 2.Кузнецкий;
- 3.Куйбышевский;
- 4.Новоильинский;
- 5.Орджоникидзевский;
- 6.Центральный.

Административные районы города представлены на рисунке ниже. В свою очередь, планировочные районы разделены кадастровые кварталы, **которые приняты в настоящем проекте в качестве расчетных элементов территориального деления.**



Рисунок 47 – Административные районы города

Базовый спрос на тепловую мощность представлен в таблицах ниже:

- в разрезе источников тепловой энергии;
- в разрезе расчетных элементов территориального деления.

Существенное влияние на величину спроса оказывают следующие факторы:

- плотность постоянно проживающего населения;
- оснащенность объектами общественно-деловой застройки;
- наличие промышленных предприятий.

Таблица 182 – Потребность в тепловой мощности в разрезе источников тепловой энергии, по состоянию на начало 2020 г.

№ п/п	Наименование тепло-источника	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч						
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>макс</sub>	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	сумма с ГВС <sub>макс</sub>
<b>ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>								
1	КТЭЦ (ЕТО №01)	671,4	95,0	304,1	126,7	54,8	947,8	1125,2
<b>ЕТО №02</b>								
2	ЗСТЭЦ	1167,3	45,4	121,4	50,6	138,8	1402,0	1472,8

№ п/п	Наименование теплоисточника	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч						
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>макс</sub>	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	сумма с ГВС <sub>макс</sub>
3	Новоильинская газовая котельная	10,31	0,00	2,55	1,06	0,00	11,38	12,86
<b>ИТОГО по ЕТО №02</b>		<b>1178</b>	<b>45</b>	<b>124</b>	<b>52</b>	<b>139</b>	<b>1413</b>	<b>1486</b>
4	ЦТЭЦ (ЕТО №03)	352,1	36,1	183,4	76,0	110,8	575,0	682,3
<b>ИТОГО по ЕТО на базе ТЭЦ (ЕТО №01, 02, 03)</b>		<b>2201</b>	<b>176</b>	<b>611</b>	<b>254</b>	<b>304</b>	<b>2936</b>	<b>3293</b>
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>								
5	Абашевская районная котельная	20,39	0,48	8,18	3,41	0,00	24,28	29,05
6	Байдаевская центральная котельная №2	21,49	1,18	7,46	3,11	0,00	25,78	30,13
7	Зыряновская районная котельная	35,64	2,05	15,10	6,29	0,00	43,98	52,79
8	Котельная пос. Притомский	9,70	0,05	3,03	1,26	0,00	11,01	12,78
9	Котельная №19	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04
10	Котельная №72	0,10	0,00	0,07	0,03	0,00	0,12	0,16
11	Котельная УПК	0,27	0,00	0,03	0,01	0,00	0,28	0,29
12	Котельная ОРК «Таргай»	0,51	0,03	0,41	0,17	0,00	0,71	0,95
13	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	1,94	0,00	0,12	0,05	0,00	1,99	2,06
14	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	2,47	0,00	0,25	0,10	0,00	2,58	2,72
15	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03
16	Куйбышевская центральная котельная	37,18	2,94	13,18	5,49	0,00	45,61	53,30
17	Котельная пос. Листвяги	4,87	0,07	7,98	3,32	0,00	8,26	12,92
18	Котельная №6	0,79	0,00	0,03	0,01	0,00	0,81	0,83
19	Котельная Садопарковая	0,76	0,00	0,07	0,03	0,00	0,79	0,83
20	Котельная №32 (БПОУ)	1,15	0,16	0,96	0,40	0,00	1,71	2,27
21	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	0,44	0,00	0,10	0,04	0,00	0,48	0,54
22	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	1,00	0,00	0,17	0,07	0,00	1,07	1,17
23	Котельная проф. «Бунгурский»	0,33	0,00	0,17	0,07	0,00	0,40	0,50
24	Котельная «РТРС»	0,30	0,00	0,07	0,03	0,00	0,33	0,38
25	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,19	0,00	0,07	0,03	0,00	0,22	0,26
26	Котельная школа №1	0,29	0,00	0,06	0,03	0,00	0,32	0,36
27	Котельная школа №23	0,25	0,00	0,03	0,01	0,00	0,26	0,27
28	Котельная школа №37	0,32	0,00	0,09	0,04	0,00	0,36	0,41
29	Котельная школа №43	0,30	0,00	0,05	0,02	0,00	0,32	0,35
30	Котельная интернат №66 (Монтажник)	0,19	0,00	0,13	0,05	0,00	0,24	0,32
31	Котельная школа №16	0,23	0,00	0,05	0,02	0,00	0,25	0,28
32	Котельная детского сада №123	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03
33	Полосухинская	0,39	0,00	0,08	0,03	0,00	0,42	0,47
34	Кузнецкая крепость	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,15
35	Котельная НКХП	0,72	0,00	0,19	0,08	0,00	0,80	0,91
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>		<b>142,5</b>	<b>7,0</b>	<b>58,1</b>	<b>24,2</b>	<b>0,0</b>	<b>173,7</b>	<b>207,6</b>
<b>Прочие котельные (прочие ЕТО)</b>								
36	Котельная АО «Евразруда» (ЕТО №05)	41,73	0,00	0,00	0,00	0,00	41,73	41,73
<b>ЕТО №06</b>								
37	Котельная ст. Новокузнецк-	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,90	0,90

№ п/п	Наименование теплоисточника	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч						
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>макс</sub>	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	сумма с ГВС <sub>макс</sub>
	Восточный							
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	10,23	0,00	0,00	0,00	0,00	10,23	10,23
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	0,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,92	0,92
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	2,30	0,00	0,00	0,00	0,00	2,30	2,30
<b>ИТОГО по ЕТО №06</b>		<b>14,35</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>14,35</b>	<b>14,35</b>
41	Котельная ООО ТК «Садовая» (ЕТО №07)	4,65	0,00	0,00	0,00	0,00	4,65	4,65
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» (ЕТО №08)	3,51	0,00	0,00	0,00	0,00	3,51	3,51
<b>ИТОГО по прочим котельным</b>		<b>64,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>64,2</b>	<b>64,2</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>2408</b>	<b>183</b>	<b>669</b>	<b>279</b>	<b>304</b>	<b>3174</b>	<b>3565</b>

**Таблица 183 – Потребность в тепловой мощности в разрезе расчетных элементов территориального деления, по состоянию на начало 2020 г.**

Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч						
	отопление	вентиляция	ГВС <sub>макс</sub>	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	сумма с ГВС <sub>макс</sub>
<b>Планировочные районы</b>							
Заводской	333,0	25,4	92,6	38,5	117,6	514,5	568,6
Кузнецкий	372,7	28,4	103,6	43,1	92,9	537,1	597,6
Куйбышевский	307,1	23,4	85,4	35,5	0,0	366,0	415,8
Новоильинский	313,0	23,8	87,0	36,2	0,0	373,1	423,9
Орджоникидзевский	274,0	20,9	76,2	31,7	0,0	326,6	371,1
Центральный	807,9	61,5	224,6	93,5	93,9	1056,9	1188,0
<b>ИТОГО по районам</b>	<b>2408</b>	<b>183</b>	<b>669</b>	<b>279</b>	<b>304</b>	<b>3174</b>	<b>3565</b>
<b>Расчетные элементы территориального деления</b>							
42:30:0101006	0,50	0,04	0,14	0,06	0,00	0,59	0,77
42:30:0101008	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0102002	16,57	1,26	4,61	1,92	0,00	19,74	25,61
42:30:0102003	1,21	0,09	0,34	0,14	0,00	1,44	1,87
42:30:0102004	12,44	0,95	3,46	1,44	0,00	14,83	19,24
42:30:0102005	3,91	0,30	1,09	0,45	0,00	4,66	6,05
42:30:0102006	8,39	0,64	2,33	0,97	0,00	10,00	12,97
42:30:0102007	8,67	0,66	2,41	1,00	0,00	10,34	13,41
42:30:0102008	0,14	0,01	0,04	0,02	0,00	0,17	0,22
42:30:0102009	4,27	0,32	1,19	0,49	0,00	5,08	6,60
42:30:0102010	7,25	0,55	2,02	0,84	0,00	8,64	11,21
42:30:0102014	1,42	0,11	0,40	0,16	0,00	1,69	2,20
42:30:0102015	1,42	0,11	0,40	0,16	0,00	1,69	2,20
42:30:0102016	2,84	0,22	0,79	0,33	0,00	3,39	4,40
42:30:0102017	5,90	0,45	1,64	0,68	0,00	7,03	9,12
42:30:0102020	9,88	0,75	2,75	1,14	0,00	11,78	15,28
42:30:0102021	2,84	0,22	0,79	0,33	0,00	3,39	4,40
42:30:0102022	2,42	0,18	0,67	0,28	0,00	2,88	3,74
42:30:0102024	5,19	0,40	1,44	0,60	0,00	6,19	8,02
42:30:0102028	2,84	0,22	0,79	0,33	0,00	3,39	4,40
42:30:0102029	3,55	0,27	0,99	0,41	0,00	4,24	5,50
42:30:0102030	3,34	0,25	0,93	0,39	0,00	3,98	5,17
42:30:0102031	3,91	0,30	1,09	0,45	0,00	4,66	6,05
42:30:0102032	5,69	0,43	1,58	0,66	0,00	6,78	8,79



Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч						
	отопление	вентиляция	ГВС <sub>макс</sub>	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	сумма с ГВС <sub>макс</sub>
42:30:0102034	17,85	1,36	4,96	2,06	0,00	21,27	27,59
42:30:0102037	0,57	0,04	0,16	0,07	0,00	0,68	0,88
42:30:0102053	1,21	0,09	0,34	0,14	0,00	1,44	1,87
42:30:0102054	0,92	0,07	0,26	0,11	0,00	1,10	1,43
42:30:0102055	0,50	0,04	0,14	0,06	0,00	0,59	0,77
42:30:0102056	0,71	0,05	0,20	0,08	0,00	0,85	1,10
42:30:0103005	0,07	0,01	0,02	0,01	0,00	0,08	0,11
42:30:0103006	0,07	0,01	0,02	0,01	0,00	0,08	0,11
42:30:0103007	0,36	0,03	0,10	0,04	0,00	0,42	0,55
42:30:0103009	2,70	0,21	0,75	0,31	0,00	3,22	4,18
42:30:0103020	0,14	0,01	0,04	0,02	0,00	0,17	0,22
42:30:0103023	0,50	0,04	0,14	0,06	0,00	0,59	0,77
42:30:0104035	31,71	2,41	8,82	3,67	46,46	84,25	141,94
42:30:0104035	31,71	2,41	8,82	3,67	46,46	84,25	141,94
42:30:0104050	0,50	0,04	0,14	0,06	0,00	0,59	0,77
42:30:0104055	54,10	4,12	15,04	6,26	0,00	64,48	83,65
42:30:0104056	43,87	3,34	12,20	5,08	0,00	52,28	67,82
42:30:0104062	61,21	4,66	17,02	7,08	0,00	72,96	94,64
42:30:0104071	9,38	0,71	2,61	1,09	0,00	11,19	14,51
42:30:0201005	0,07	0,01	0,02	0,01	0,00	0,08	0,11
42:30:0201009	0,14	0,01	0,04	0,02	0,00	0,17	0,22
42:30:0201018	0,21	0,02	0,06	0,02	0,00	0,25	0,33
42:30:0201019	8,39	0,64	2,33	0,97	0,00	10,00	12,97
42:30:0202001	5,05	0,38	1,40	0,58	0,00	6,02	7,80
42:30:0202002	2,49	0,19	0,69	0,29	0,00	2,97	3,85
42:30:0202003	11,45	0,87	3,18	1,32	0,00	13,64	17,70
42:30:0202004	3,48	0,27	0,97	0,40	0,00	4,15	5,39
42:30:0202005	6,97	0,53	1,94	0,81	0,00	8,30	10,77
42:30:0202006	4,34	0,33	1,21	0,50	0,00	5,17	6,71
42:30:0202007	4,27	0,32	1,19	0,49	0,00	5,08	6,60
42:30:0202008	37,33	2,84	10,38	4,32	0,00	44,49	57,71
42:30:0202009	16,99	1,29	4,72	1,97	0,00	20,25	26,27
42:30:0202010	1,21	0,09	0,34	0,14	0,00	1,44	1,87
42:30:0202011	1,00	0,08	0,28	0,12	0,00	1,19	1,54
42:30:0202012	1,21	0,09	0,34	0,14	0,00	1,44	1,87
42:30:0202013	0,07	0,01	0,02	0,01	0,00	0,08	0,11
42:30:0202014	1,35	0,10	0,38	0,16	0,00	1,61	2,09
42:30:0203001	12,94	0,99	3,60	1,50	0,00	15,42	20,01
42:30:0203002	4,55	0,35	1,27	0,53	0,00	5,42	7,03
42:30:0203003	8,60	0,66	2,39	1,00	0,00	10,25	13,30
42:30:0203004	2,49	0,19	0,69	0,29	0,00	2,97	3,85
42:30:0203005	5,05	0,38	1,40	0,58	0,00	6,02	7,80
42:30:0203006	5,90	0,45	1,64	0,68	0,00	7,03	9,12
42:30:0203007	3,34	0,25	0,93	0,39	0,00	3,98	5,17
42:30:0203008	6,68	0,51	1,86	0,77	0,00	7,97	10,33
42:30:0203009	5,26	0,40	1,46	0,61	0,00	6,27	8,13
42:30:0203010	5,40	0,41	1,50	0,63	0,00	6,44	8,35
42:30:0203011	5,69	0,43	1,58	0,66	0,00	6,78	8,79
42:30:0203012	6,68	0,51	1,86	0,77	0,00	7,97	10,33
42:30:0203027	0,21	0,02	0,06	0,02	0,00	0,25	0,33
42:30:0203028	2,99	0,23	0,83	0,35	0,00	3,56	4,62
42:30:0203029	1,00	0,08	0,28	0,12	0,00	1,19	1,54
42:30:0203030	8,11	0,62	2,25	0,94	0,00	9,66	12,53
42:30:0204012	0,50	0,04	0,14	0,06	0,00	0,59	0,77
42:30:0204013	0,14	0,01	0,04	0,02	0,00	0,17	0,22
42:30:0204014	0,07	0,01	0,02	0,01	0,00	0,08	0,11
42:30:0204043	0,64	0,05	0,18	0,07	0,00	0,76	0,99
42:30:0204088	1,35	0,10	0,38	0,16	0,00	1,61	2,09

Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч						
	отопление	вентиляция	ГВС <sub>макс</sub>	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	сумма с ГВС <sub>макс</sub>
42:30:0205004	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0205007	0,50	0,04	0,14	0,06	0,00	0,59	0,77
42:30:0205009	1,00	0,08	0,28	0,12	0,00	1,19	1,54
42:30:0206002	0,36	0,03	0,10	0,04	0,00	0,42	0,55
42:30:0206006	0,28	0,02	0,08	0,03	0,00	0,34	0,44
42:30:0206038	1,28	0,10	0,36	0,15	0,00	1,53	1,98
42:30:0206040	2,28	0,17	0,63	0,26	0,00	2,71	3,52
42:30:0207001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0207003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0207011	1,07	0,08	0,30	0,12	0,00	1,27	1,65
42:30:0207012	0,43	0,03	0,12	0,05	0,00	0,51	0,66
42:30:0207015	0,36	0,03	0,10	0,04	0,00	0,42	0,55
42:30:0207049	10,66	0,81	2,97	1,23	0,00	12,71	16,49
42:30:0207051	9,74	0,74	2,71	1,13	0,00	11,61	15,06
42:30:0207052	2,28	0,17	0,63	0,26	0,00	2,71	3,52
42:30:0207053	2,63	0,20	0,73	0,30	0,00	3,14	4,07
42:30:0207054	0,50	0,04	0,14	0,06	0,00	0,59	0,77
42:30:0209023	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0210055	1,00	0,08	0,28	0,12	0,00	1,19	1,54
42:30:0210063	0,21	0,02	0,06	0,02	0,00	0,25	0,33
42:30:0210071	17,28	1,32	4,80	2,00	0,00	20,59	26,71
42:30:0211002	0,71	0,05	0,20	0,08	0,00	0,85	1,10
42:30:0211006	0,64	0,05	0,18	0,07	0,00	0,76	0,99
42:30:0211008	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0211022	0,64	0,05	0,18	0,07	0,00	0,76	0,99
42:30:0212057	13,44	1,02	3,74	1,55	0,00	16,02	20,77
42:30:0212060	4,76	0,36	1,32	0,55	0,00	5,68	7,36
42:30:0212061	10,45	0,80	2,91	1,21	0,00	12,46	16,16
42:30:0212062	18,77	1,43	5,22	2,17	0,00	22,37	29,02
42:30:0213001	0,50	0,04	0,14	0,06	0,00	0,59	0,77
42:30:0219003	0,28	0,02	0,08	0,03	0,00	0,34	0,44
42:30:0219037	0,36	0,03	0,10	0,04	0,00	0,42	0,55
42:30:0225009	0,43	0,03	0,12	0,05	0,00	0,51	0,66
42:30:0227012	0,36	0,03	0,10	0,04	0,00	0,42	0,55
42:30:0228001	0,50	0,04	0,14	0,06	0,00	0,59	0,77
42:30:0228002	0,14	0,01	0,04	0,02	0,00	0,17	0,22
42:30:0228003	3,77	0,29	1,05	0,44	0,00	4,49	5,83
42:30:0228004	2,42	0,18	0,67	0,28	0,00	2,88	3,74
42:30:0228005	1,21	0,09	0,34	0,14	0,00	1,44	1,87
42:30:0228009	0,14	0,01	0,04	0,02	0,00	0,17	0,22
42:30:0228010	0,43	0,03	0,12	0,05	0,00	0,51	0,66
42:30:0228013	1,71	0,13	0,47	0,20	0,00	2,03	2,64
42:30:0228015	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0301004	14,93	1,14	4,15	1,73	0,00	17,79	23,08
42:30:0301006	10,38	0,79	2,89	1,20	0,00	12,37	16,05
42:30:0301009	21,33	1,62	5,93	2,47	0,00	25,42	32,98
42:30:0301011	5,90	0,45	1,64	0,68	0,00	7,03	9,12
42:30:0301013	4,76	0,36	1,32	0,55	0,00	5,68	7,36
42:30:0301014	12,87	0,98	3,58	1,49	0,00	15,34	19,90
42:30:0301017	12,80	0,97	3,56	1,48	0,00	15,25	19,79
42:30:0301018	7,18	0,55	2,00	0,83	0,00	8,56	11,10
42:30:0301020	2,99	0,23	0,83	0,35	0,00	3,56	4,62
42:30:0301021	1,64	0,12	0,45	0,19	0,00	1,95	2,53
42:30:0301023	6,19	0,47	1,72	0,72	0,00	7,37	9,56
42:30:0301024	6,90	0,53	1,92	0,80	0,00	8,22	10,66
42:30:0301025	3,98	0,30	1,11	0,46	0,00	4,75	6,16
42:30:0301026	16,57	1,26	4,61	1,92	0,00	19,74	25,61
42:30:0301027	6,19	0,47	1,72	0,72	0,00	7,37	9,56

Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч						
	отопление	вентиляция	ГВС <sub>макс</sub>	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	сумма с ГВС <sub>макс</sub>
42:30:0301029	4,83	0,37	1,34	0,56	0,00	5,76	7,47
42:30:0301030	3,20	0,24	0,89	0,37	0,00	3,81	4,95
42:30:0301031	5,47	0,42	1,52	0,63	0,00	6,52	8,46
42:30:0301032	7,96	0,61	2,21	0,92	0,00	9,49	12,31
42:30:0301033	17,92	1,36	4,98	2,07	0,00	21,35	27,70
42:30:0301034	4,27	0,32	1,19	0,49	0,00	5,08	6,60
42:30:0301035	8,32	0,63	2,31	0,96	0,00	9,91	12,86
42:30:0301036	10,88	0,83	3,02	1,26	0,00	12,96	16,82
42:30:0301037	2,77	0,21	0,77	0,32	0,00	3,30	4,29
42:30:0301038	3,98	0,30	1,11	0,46	0,00	4,75	6,16
42:30:0301039	7,68	0,58	2,13	0,89	0,00	9,15	11,87
42:30:0301041	5,62	0,43	1,56	0,65	0,00	6,69	8,68
42:30:0301042	5,83	0,44	1,62	0,67	0,00	6,95	9,01
42:30:0301043	10,81	0,82	3,00	1,25	0,00	12,88	16,71
42:30:0301044	11,23	0,86	3,12	1,30	0,00	13,39	17,37
42:30:0301045	9,10	0,69	2,53	1,05	0,00	10,85	14,07
42:30:0301046	29,93	2,28	8,32	3,46	0,00	35,67	46,28
42:30:0301047	12,02	0,92	3,34	1,39	0,00	14,32	18,58
42:30:0301048	11,23	0,86	3,12	1,30	0,00	13,39	17,37
42:30:0301049	9,60	0,73	2,67	1,11	0,00	11,44	14,84
42:30:0301063	24,74	1,88	6,88	2,86	0,00	29,49	38,25
42:30:0301066	13,79	1,05	3,83	1,60	0,00	16,44	21,32
42:30:0301067	0,21	0,02	0,06	0,02	0,00	0,25	0,33
42:30:0301068	36,61	2,79	10,18	4,24	0,00	43,64	56,61
42:30:0301069	17,13	1,30	4,76	1,98	0,00	20,42	26,49
42:30:0301070	26,52	2,02	7,37	3,07	0,00	31,61	41,00
42:30:0302001	9,24	0,70	2,57	1,07	0,00	11,02	14,29
42:30:0302002	5,40	0,41	1,50	0,63	0,00	6,44	8,35
42:30:0302003	5,33	0,41	1,48	0,62	0,00	6,36	8,24
42:30:0302005	7,25	0,55	2,02	0,84	0,00	8,64	11,21
42:30:0302007	7,18	0,55	2,00	0,83	0,00	8,56	11,10
42:30:0302015	5,40	0,41	1,50	0,63	0,00	6,44	8,35
42:30:0302016	11,52	0,88	3,20	1,33	0,00	13,73	17,81
42:30:0302040	14,86	1,13	4,13	1,72	0,00	17,71	22,97
42:30:0302050	9,95	0,76	2,77	1,15	0,00	11,86	15,39
42:30:0302051	37,25	2,84	10,36	4,31	0,00	44,40	57,60
42:30:0302053	19,62	1,49	5,46	2,27	0,00	23,39	30,34
42:30:0302056	42,73	3,25	11,88	4,94	0,00	50,93	66,06
42:30:0302058	15,50	1,18	4,31	1,79	0,00	18,47	23,96
42:30:0302059	14,86	1,13	4,13	1,72	0,00	17,71	22,97
42:30:0302064	14,65	1,12	4,07	1,69	0,00	17,46	22,64
42:30:0302065	23,18	1,77	6,44	2,68	0,00	27,62	35,83
42:30:0302067	20,97	1,60	5,83	2,43	0,00	25,00	32,43
42:30:0302071	21,97	1,67	6,11	2,54	0,00	26,18	33,97
42:30:0302072	25,31	1,93	7,04	2,93	0,00	30,17	39,13
42:30:0302073	22,61	1,72	6,29	2,62	0,00	26,95	34,95
42:30:0302074	3,13	0,24	0,87	0,36	0,00	3,73	4,84
42:30:0303004	1,64	0,12	0,45	0,19	0,00	1,95	2,53
42:30:0303090	0,85	0,06	0,24	0,10	93,92	94,93	189,15
42:30:0303094	2,63	0,20	0,73	0,30	0,00	3,14	4,07
42:30:0303096	15,71	1,20	4,37	1,82	0,00	18,73	24,29
42:30:0303097	0,28	0,02	0,08	0,03	0,00	0,34	0,44
42:30:0303098	4,19	0,32	1,17	0,49	0,00	5,00	6,49
42:30:0305076	0,50	0,04	0,14	0,06	0,00	0,59	0,77
42:30:0306004	0,28	0,02	0,08	0,03	0,00	0,34	0,44
42:30:0306005	0,07	0,01	0,02	0,01	0,00	0,08	0,11
42:30:0306007	0,78	0,06	0,22	0,09	0,00	0,93	1,21
42:30:0306010	0,57	0,04	0,16	0,07	0,00	0,68	0,88

Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч						
	отопление	вентиляция	ГВС <sub>макс</sub>	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	сумма с ГВС <sub>макс</sub>
42:30:0306011	0,07	0,01	0,02	0,01	0,00	0,08	0,11
42:30:0306012	0,21	0,02	0,06	0,02	0,00	0,25	0,33
42:30:0306013	0,85	0,06	0,24	0,10	0,00	1,02	1,32
42:30:0306014	0,43	0,03	0,12	0,05	0,00	0,51	0,66
42:30:0306015	0,28	0,02	0,08	0,03	0,00	0,34	0,44
42:30:0306084	2,77	0,21	0,77	0,32	0,00	3,30	4,29
42:30:0306085	0,50	0,04	0,14	0,06	0,00	0,59	0,77
42:30:0306087	1,14	0,09	0,32	0,13	0,00	1,36	1,76
42:30:0409049	11,52	0,88	3,20	1,33	0,00	13,73	17,81
42:30:0410062	0,57	0,04	0,16	0,07	0,00	0,68	0,88
42:30:0410070	1,35	0,10	0,38	0,16	117,59	119,20	237,26
42:30:0411072	1,56	0,12	0,43	0,18	0,00	1,86	2,42
42:30:0411073	11,87	0,90	3,30	1,37	0,00	14,15	18,36
42:30:0412008	16,78	1,28	4,67	1,94	0,00	20,00	25,94
42:30:0412009	14,79	1,13	4,11	1,71	0,00	17,63	22,86
42:30:0412010	13,86	1,06	3,85	1,60	0,00	16,52	21,43
42:30:0412011	7,61	0,58	2,12	0,88	0,00	9,07	11,76
42:30:0412012	3,34	0,25	0,93	0,39	0,00	3,98	5,17
42:30:0412013	9,53	0,73	2,65	1,10	0,00	11,35	14,73
42:30:0412014	9,03	0,69	2,51	1,04	0,00	10,76	13,96
42:30:0412015	7,54	0,57	2,10	0,87	0,00	8,98	11,65
42:30:0412016	23,04	1,75	6,40	2,67	0,00	27,45	35,61
42:30:0412017	19,48	1,48	5,42	2,25	0,00	23,22	30,12
42:30:0412018	38,89	2,96	10,81	4,50	0,00	46,35	60,13
42:30:0412019	23,60	1,80	6,56	2,73	0,00	28,13	36,49
42:30:0412020	0,43	0,03	0,12	0,05	0,00	0,51	0,66
42:30:0412021	17,21	1,31	4,78	1,99	0,00	20,51	26,60
42:30:0412021	17,21	1,31	4,78	1,99	0,00	20,51	26,60
42:30:0412022	10,02	0,76	2,79	1,16	0,00	11,95	15,50
42:30:0412067	0,78	0,06	0,22	0,09	0,00	0,93	1,21
42:30:0413001	9,10	0,69	2,53	1,05	0,00	10,85	14,07
42:30:0413002	5,97	0,45	1,66	0,69	0,00	7,12	9,23
42:30:0413003	9,53	0,73	2,65	1,10	0,00	11,35	14,73
42:30:0413004	0,78	0,06	0,22	0,09	0,00	0,93	1,21
42:30:0413005	9,24	0,70	2,57	1,07	0,00	11,02	14,29
42:30:0413006	6,40	0,49	1,78	0,74	0,00	7,63	9,89
42:30:0413007	3,98	0,30	1,11	0,46	0,00	4,75	6,16
42:30:0413008	0,07	0,01	0,02	0,01	0,00	0,08	0,11
42:30:0413009	1,21	0,09	0,34	0,14	0,00	1,44	1,87
42:30:0413011	0,57	0,04	0,16	0,07	0,00	0,68	0,88
42:30:0414025	13,44	1,02	3,74	1,55	0,00	16,02	20,77
42:30:0414050	12,44	0,95	3,46	1,44	0,00	14,83	19,24
42:30:0414051	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0415021	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0416002	0,28	0,02	0,08	0,03	0,00	0,34	0,44
42:30:0501001	31,78	2,42	8,84	3,68	0,00	37,88	49,13
42:30:0501002	25,45	1,94	7,08	2,94	0,00	30,34	39,35
42:30:0501003	3,48	0,27	0,97	0,40	0,00	4,15	5,39
42:30:0501004	8,89	0,68	2,47	1,03	0,00	10,59	13,74
42:30:0501004	8,89	0,68	2,47	1,03	0,00	10,59	13,74
42:30:0501005	3,34	0,25	0,93	0,39	0,00	3,98	5,17
42:30:0501007	0,36	0,03	0,10	0,04	0,00	0,42	0,55
42:30:0501008	2,20	0,17	0,61	0,25	0,00	2,63	3,41
42:30:0501009	2,91	0,22	0,81	0,34	0,00	3,47	4,51
42:30:0501010	3,48	0,27	0,97	0,40	0,00	4,15	5,39
42:30:0501011	3,98	0,30	1,11	0,46	0,00	4,75	6,16
42:30:0501012	7,11	0,54	1,98	0,82	0,00	8,47	10,99
42:30:0501020	4,98	0,38	1,38	0,58	0,00	5,93	7,69

Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч						
	отопление	вентиляция	ГВС <sub>макс</sub>	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	сумма с ГВС <sub>макс</sub>
42:30:0501045	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0501046	8,18	0,62	2,27	0,95	0,00	9,74	12,64
42:30:0502002	1,07	0,08	0,30	0,12	0,00	1,27	1,65
42:30:0502057	1,21	0,09	0,34	0,14	0,00	1,44	1,87
42:30:0502058	10,31	0,79	2,87	1,19	0,00	12,29	15,94
42:30:0502059	3,55	0,27	0,99	0,41	0,00	4,24	5,50
42:30:0504050	0,85	0,06	0,24	0,10	0,00	1,02	1,32
42:30:0505005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0505006	18,63	1,42	5,18	2,16	0,00	22,20	28,80
42:30:0505007	9,95	0,76	2,77	1,15	0,00	11,86	15,39
42:30:0505008	13,37	1,02	3,72	1,55	0,00	15,93	20,66
42:30:0505009	9,17	0,70	2,55	1,06	0,00	10,93	14,18
42:30:0505010	1,99	0,15	0,55	0,23	0,00	2,37	3,08
42:30:0505011	0,36	0,03	0,10	0,04	0,00	0,42	0,55
42:30:0505012	10,02	0,76	2,79	1,16	0,00	11,95	15,50
42:30:0505013	4,69	0,36	1,30	0,54	0,00	5,59	7,25
42:30:0505014	4,41	0,34	1,23	0,51	0,00	5,25	6,81
42:30:0505015	3,98	0,30	1,11	0,46	0,00	4,75	6,16
42:30:0505016	0,07	0,01	0,02	0,01	0,00	0,08	0,11
42:30:0505017	2,91	0,22	0,81	0,34	0,00	3,47	4,51
42:30:0505019	1,35	0,10	0,38	0,16	0,00	1,61	2,09
42:30:0505020	1,21	0,09	0,34	0,14	0,00	1,44	1,87
42:30:0505024	0,14	0,01	0,04	0,02	0,00	0,17	0,22
42:30:0505025	1,07	0,08	0,30	0,12	0,00	1,27	1,65
42:30:0505026	0,36	0,03	0,10	0,04	0,00	0,42	0,55
42:30:0505029	0,28	0,02	0,08	0,03	0,00	0,34	0,44
42:30:0506004	0,28	0,02	0,08	0,03	0,00	0,34	0,44
42:30:0506031	5,62	0,43	1,56	0,65	0,00	6,69	8,68
42:30:0506032	1,35	0,10	0,38	0,16	0,00	1,61	2,09
42:30:0506034	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0506036	2,13	0,16	0,59	0,25	0,00	2,54	3,30
42:30:0507002	1,00	0,08	0,28	0,12	0,00	1,19	1,54
42:30:0507022	3,55	0,27	0,99	0,41	0,00	4,24	5,50
42:30:0507023	1,07	0,08	0,30	0,12	0,00	1,27	1,65
42:30:0507024	8,18	0,62	2,27	0,95	0,00	9,74	12,64
42:30:0507025	10,10	0,77	2,81	1,17	0,00	12,03	15,61
42:30:0507026	5,55	0,42	1,54	0,64	0,00	6,61	8,57
42:30:0507027	8,74	0,67	2,43	1,01	0,00	10,42	13,52
42:30:0508001	0,14	0,01	0,04	0,02	0,00	0,17	0,22
42:30:0508070	8,96	0,68	2,49	1,04	0,00	10,68	13,85
42:30:0509001	0,50	0,04	0,14	0,06	0,00	0,59	0,77
42:30:0509003	0,07	0,01	0,02	0,01	0,00	0,08	0,11
42:30:0510010	0,78	0,06	0,22	0,09	0,00	0,93	1,21
42:30:0601006	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0601007	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0601008	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0602050	10,31	0,79	2,87	1,19	0,00	12,29	15,94
42:30:0602051	24,67	1,88	6,86	2,85	0,00	29,40	38,14
42:30:0602051	24,67	1,88	6,86	2,85	0,00	29,40	38,14
42:30:0602052	24,81	1,89	6,90	2,87	0,00	29,57	38,36
42:30:0602053	23,96	1,82	6,66	2,77	0,00	28,56	37,04
42:30:0602056	5,47	0,42	1,52	0,63	0,00	6,52	8,46
42:30:0602068	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0603058	41,80	3,18	11,62	4,84	0,00	49,83	64,63
42:30:0603058	41,80	3,18	11,62	4,84	0,00	49,83	64,63
42:30:0603060	21,97	1,67	6,11	2,54	0,00	26,18	33,97
42:30:0604056	0,14	0,01	0,04	0,02	0,00	0,17	0,22
42:30:0604057	40,24	3,06	11,19	4,66	0,00	47,96	62,21

Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч						
	отопление	вентиляция	ГВС <sub>макс</sub>	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	сумма с ГВС <sub>макс</sub>
42:30:0605045	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42:30:0605054	24,46	1,86	6,80	2,83	0,00	29,15	37,81
42:30:0605055	28,72	2,19	7,99	3,32	0,00	34,23	44,41
42:30:0606001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ИТОГО по РЭТД</b>	<b>2408</b>	<b>183</b>	<b>669</b>	<b>279</b>	<b>304</b>	<b>3174</b>	<b>4331</b>

### 5.3. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

В соответствии с п. 2 ч. 1 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в ред. ПП РФ от 16.03.2019 г. №276):

«...к) "расчетная тепловая нагрузка" - тепловая нагрузка, определяемая на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период, предшествующий началу разработки схемы теплоснабжения, приведенная в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения к расчетной температуре наружного воздуха...».

Расчетные нагрузки определяются на основе значений суточного теплоотпуска, в диапазоне температур наружного воздуха  $+8 \div t_n^{ср}$ , что обусловлено П. 14.2.1 и 14.2.3 Приложения 14 Методических указаний.

В соответствии с П. 14.2.5 Приложения 14 Методических указаний, должна находиться приближенная функциональная линейная зависимость (простая линейная регрессия, позволяющая найти прямую линию, максимально приближенную к точкам данных с приборов учета тепловой энергии). По расчетной регрессии определяется расчетная тепловая нагрузки при расчетной температуре для проектирования систем отопления.

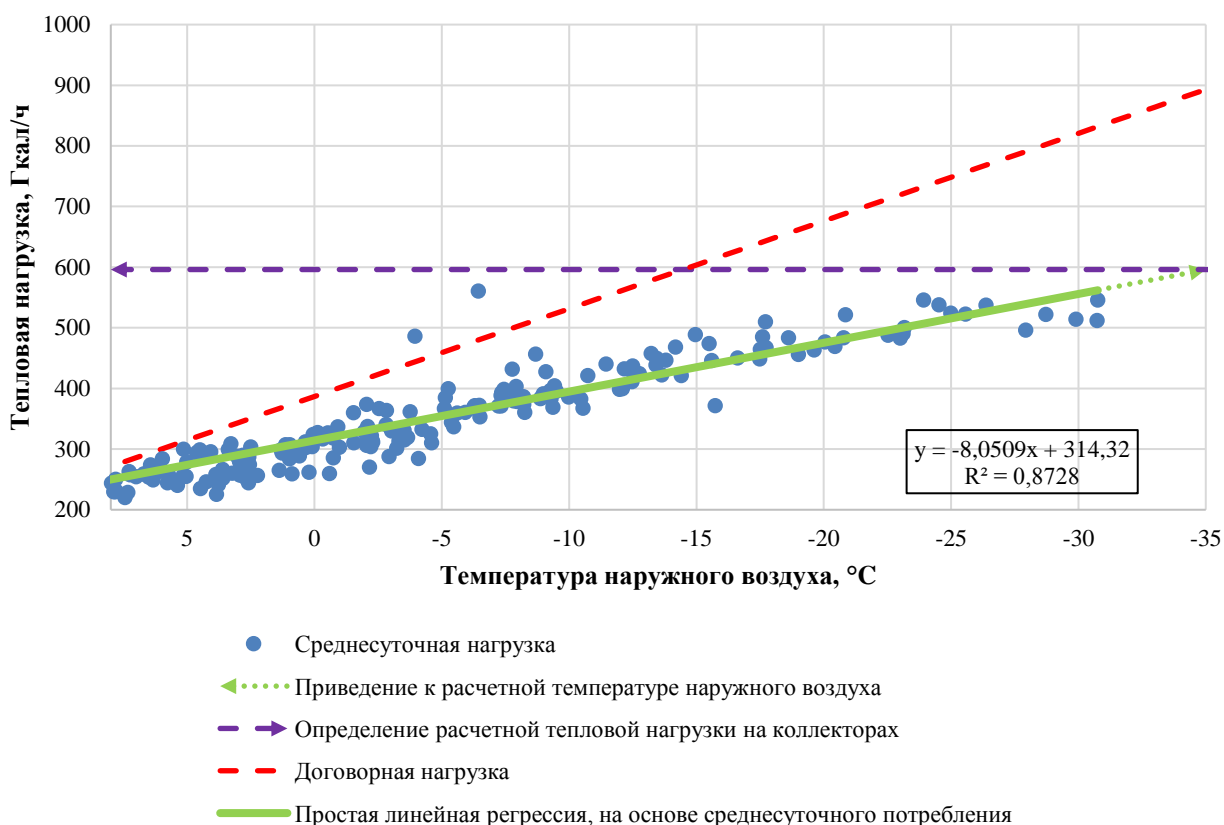
Коэффициенты регрессии, вычисленные на основе показаний технических приборов учета тепловой энергии, представлены в таблице ниже.

**Таблица 184 – Сдвиг линейной функции, относительно начала координат ( $b_0$ ) и наклон прямой ( $b_1$ )**

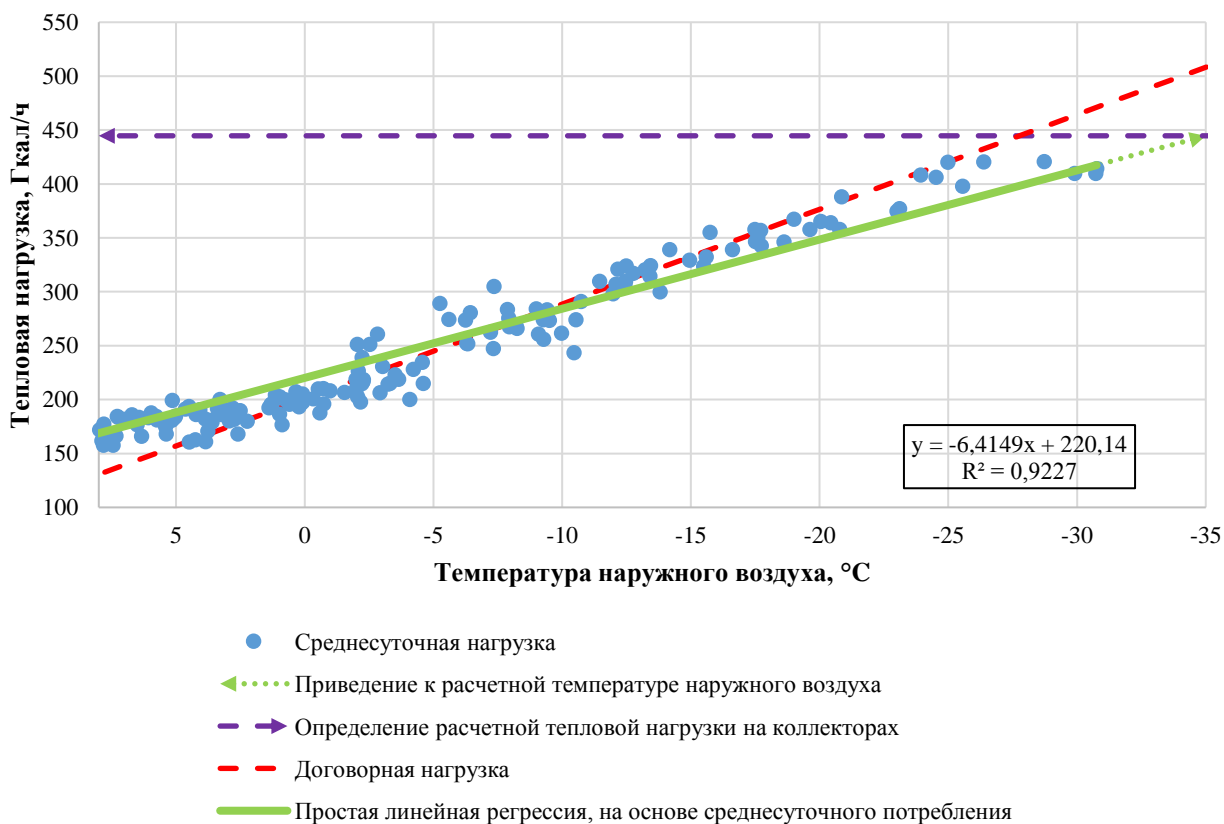
№ п/п	Наименование теплоисточника	Параметры регрессии по нагрузке в горячей воде	
		сдвиг линейной функции относительно начала координат, $b_0$	наклон прямой, $b_1$
<b>ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>			
1	КТЭЦ (ЕТО №01)	314,3	-8,051
2	ЗСТЭЦ	220,1	-6,415
3	Новоильинская газовая котельная	6,779	-0,1305
4	ЦТЭЦ (ЕТО №03)	187,1	-6,208

№ п/п	Наименование теплоисточника	Параметры регрессии по нагрузке в горячей воде	
		сдвиг линейной функции относительно начала координат, $b_0$	наклон прямой, $b_1$
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>			
5	Абашевская районная котельная	10,564	-0,2823
6	Байдаевская центральная котельная №2	11,742	-0,1586
7	Зырянская районная котельная	24,098	-0,2641
8	Котельная пос. Притомский	5,759	-0,0928
9	Котельная №19	0,116	-0,0042
10	Котельная №72	0,044	-0,0005
11	Котельная УПК	0,170	-0,0033
12	Котельная ОРК «Таргай»	0,482	-0,0116
13	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	1,292	-0,0391
14	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	0,788	-0,0237
15	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	0,102	-0,0010
16	Куйбышевская центральная котельная	14,249	-0,6221
17	Котельная пос. Листвяги	2,804	-0,0526
18	Котельная №6	0,299	-0,0071
19	Котельная Садопарковая	0,450	-0,0101
20	Котельная №32 (БПОУ)	0,500	-0,0115
21	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	0,092	-0,0004
22	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	0,101	-0,0075
25	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,120	-0,0006
26	Котельная школа №1	0,111	-0,0026
27	Котельная школа №23	0,104	-0,0028
28	Котельная школа №37	0,155	-0,0047
29	Котельная школа №43	0,124	-0,0039
31	Котельная школа №16	0,052	-0,0025
32	Котельная детского сада №123	0,014	-0,0004
33	Полосухинская	0,282	-0,0030
34	Кузнецкая крепость	0,037	-0,0015

Расчетные нагрузки, вычисленные на основании получившихся коэффициентов регрессии, представлены в таблице и на рисунках ниже.

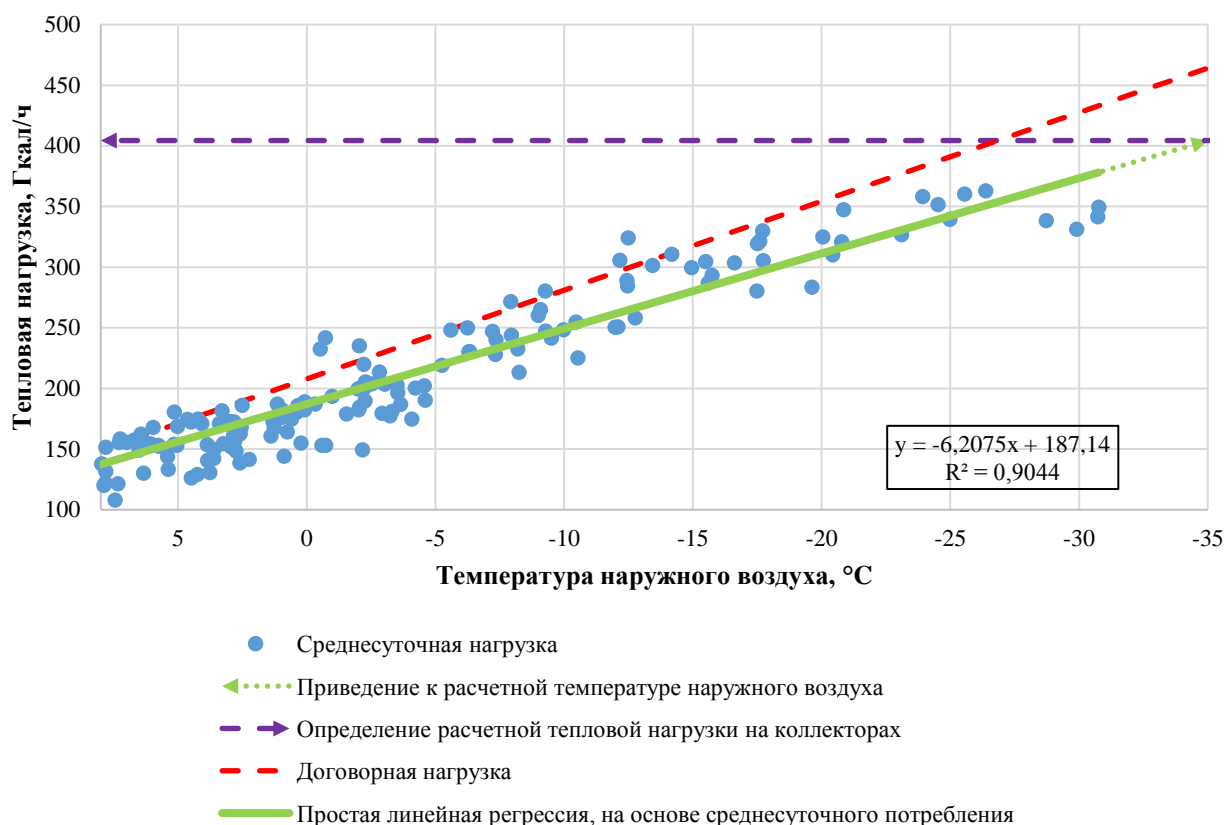


**Рисунок 48 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия КТЭЦ**



**Рисунок 49 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия ЗСТЭЦ**





**Рисунок 50 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия ЦТЭЦ**

По остальным источникам тепловой энергии (не представленным в таблице выше) показания приборов учета отсутствуют, либо не могут быть предоставлены, ввиду:

- отсутствия учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети;

- состояния приборов, не удовлетворяющих требований к ним (в соответствии с п. 14.2.2 Приложения 14 Методических указаний, такие данные не должны рассматриваться).

Как показывает опыт разработки и актуализации Схем теплоснабжения, расчетная тепловая нагрузка на коллекторах котельных составляет 70÷90% от суммы договорных величин нагрузок потребителей и нормативных потерь тепловой мощности в тепловых сетях. Для целей Схемы теплоснабжения принято допущение, что величина расчетной нагрузки конечных потребителей составляет 80% от договорных значений.

Сравнивая значения за 2019 г. и значения за более ранние периоды, можно заметить снижение величины нагрузок, в связи с:

1) Применением нового метода их оценки;

2) Принятием расчетной температуры наружного воздуха  $-35^{\circ}\text{C}$  (для г. Киселевска согласно СП 131.13330.2018 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99).

**Таблица 185 – Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах теплоисточников, полученные на основании анализа данных приборов учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, за базовый период актуализации**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная нагрузка на коллекторах, Гкал/ч					Расчетная нагрузка на коллекторах (горячая вода), Гкал/ч					Расчетная нагрузка на коллекторах (пар), Гкал/ч					Примечание
		2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019	
<b>ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>																	
1	КТЭЦ (ЕТО №01)	758,9	699,1	769,5	730,9	641,1	713,9	654,1	724,5	685,9	596,1	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	сумма: 1) Факт на коллекторах в ГВ (для данной составляющей приведены коэффициенты регрессии) 2) Нагрузка в паре
<b>ЕТО №02</b>																	
2	ЗСТЭЦ	1228,5	1242,6	1278,8	1200,4	1159,7	1117,5	1131,6	1167,8	1089,4	1048,6	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	сумма: 1) Отпуск на городскую застройку (для данной составляющей приведены коэффициенты регрессии) 2) Спрос на собственные нужды комбината (с коэффициентом 0,8) 3) Нагрузка по прямым договорам (с коэффициентом 0,8)
3	Новоильинская газовая котельная	10,273	10,273	10,273	10,273	11,346	10,273	10,273	10,273	10,273	11,346	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
<b>ИТОГО по ЕТО №02</b>		<b>1239</b>	<b>1253</b>	<b>1289</b>	<b>1211</b>	<b>1171</b>	<b>1128</b>	<b>1142</b>	<b>1178</b>	<b>1100</b>	<b>1060</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	
4	ЦТЭЦ (ЕТО №03)	613,0	564,4	567,6	480,0	486,8	557,6	509,0	512,1	424,6	431,4	55,4	55,4	55,4	55,4	55,4	сумма: 1) Факт на городскую застройку в ГВ 2) Факт потребителям на коллекторах в ГВ 3) Нагрузка в паре (с коэффициентом 0,5)
<b>ИТОГО по ЕТО на базе ТЭЦ (ЕТО №01, 02, 03)</b>		<b>2611</b>	<b>2516</b>	<b>2626</b>	<b>2422</b>	<b>2299</b>	<b>2399</b>	<b>2305</b>	<b>2415</b>	<b>2210</b>	<b>2087</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>																	
5	Абашевская районная котельная	31,492	31,492	31,492	22,641	20,445	31,492	31,492	31,492	22,641	20,445	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
6	Байдаевская центральная котельная №2	31,631	31,631	31,631	25,003	17,292	31,631	31,631	31,631	25,003	17,292	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
7	Зырянская районная котельная	29,770	29,770	29,770	48,075	33,341	29,770	29,770	29,770	48,075	33,341	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
8	Котельная пос. Притомский	14,378	14,378	14,378	11,708	9,006	14,378	14,378	14,378	11,708	9,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
9	Котельная №19	0,598	0,598	0,598	0,280	0,263	0,598	0,598	0,598	0,280	0,263	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
10	Котельная №72	0,118	0,118	0,118	0,091	0,062	0,118	0,118	0,118	0,091	0,062	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
11	Котельная УПК	0,395	0,395	0,395	0,395	0,284	0,395	0,395	0,395	0,395	0,284	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
12	Котельная ОРК «Таргай»	1,038	1,038	1,038	0,877	0,889	1,038	1,038	1,038	0,877	0,889	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
13	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	3,589	3,589	3,589	2,865	2,662	3,589	3,589	3,589	2,865	2,662	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
14	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	3,201	3,201	3,201	2,534	1,616	3,201	3,201	3,201	2,534	1,616	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
15	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	0,210	0,210	0,210	0,155	0,137	0,210	0,210	0,210	0,155	0,137	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
16	Куйбышевская центральная котельная	51,199	51,199	51,199	51,199	36,022	51,199	51,199	51,199	51,199	36,022	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
17	Котельная пос. Листвяги	6,920	6,920	6,920	6,030	4,646	6,920	6,920	6,920	6,030	4,646	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
18	Котельная №6	0,875	0,875	0,875	0,727	0,549	0,875	0,875	0,875	0,727	0,549	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
19	Котельная Садопарковая	1,014	1,014	1,014	1,014	0,803	1,014	1,014	1,014	1,014	0,803	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
20	Котельная №32 (БПОУ)	2,287	2,287	2,287	2,287	0,904	2,287	2,287	2,287	2,287	0,904	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
21	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	0,184	0,184	0,184	0,184	0,104	0,184	0,184	0,184	0,184	0,104	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
22	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	1,191	1,191	1,191	1,191	0,363	1,191	1,191	1,191	1,191	0,363	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
23	Котельная проф. «Бунгурский»	0,633	0,633	0,633	0,633	0,666	0,633	0,633	0,633	0,633	0,666	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
24	Котельная «РТРС»	0,305	0,305	0,305	0,305	0,280	0,305	0,305	0,305	0,305	0,280	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
25	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,237	0,237	0,237	0,237	0,139	0,237	0,237	0,237	0,237	0,139	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
26	Котельная школа №1	0,286	0,286	0,286	0,286	0,201	0,286	0,286	0,286	0,286	0,201	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
27	Котельная школа №23	0,296	0,296	0,296	0,296	0,203	0,296	0,296	0,296	0,296	0,203	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
28	Котельная школа №37	0,387	0,387	0,387	0,387	0,319	0,387	0,387	0,387	0,387	0,319	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
29	Котельная школа №43	0,334	0,334	0,334	0,334	0,260	0,334	0,334	0,334	0,334	0,260	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
30	Котельная интернат №66 (Монтажник)	0,281	0,281	0,281	0,281	0,302	0,281	0,281	0,281	0,281	0,302	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
31	Котельная школа №16	0,235	0,235	0,235	0,235	0,138	0,235	0,235	0,235	0,235	0,138	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
32	Котельная детского сада №123	0,039	0,039	0,039	0,036	0,028	0,039	0,039	0,039	0,036	0,028	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
33	Полосухинская	0,786	0,786	0,786	0,827	0,386	0,786	0,786	0,786	0,827	0,386	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
34	Кузнецкая крепость	0,137	0,137	0,137	0,137	0,089	0,137	0,137	0,137	0,137	0,089	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
35	Котельная НКХП	0,722	0,722	0,722	0,722	0,680	0,722	0,722	0,722	0,722	0,680	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>		<b>184,8</b>	<b>184,8</b>	<b>184,8</b>	<b>182,0</b>	<b>133,1</b>	<b>184,8</b>	<b>184,8</b>	<b>184,8</b>	<b>182,0</b>	<b>133,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	
<b>Прочие котельные (прочие ЕТО)</b>																	
36	Котельная АО «Евразруда» (ЕТО №05)	37,686	37,686	37,686	37,686	35,474	37,686	37,686	37,686	37,686	35,474	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная нагрузка на коллекторах, Гкал/ч					Расчетная нагрузка на коллекторах (горячая вода), Гкал/ч					Расчетная нагрузка на коллекторах (пар), Гкал/ч					Примечание
		2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019	
<b>ЕТО №06</b>																	
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,814	0,814	0,814	0,814	0,766	0,814	0,814	0,814	0,814	0,766	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	9,237	9,237	9,237	9,237	8,694	9,237	9,237	9,237	9,237	8,694	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	0,830	0,830	0,830	0,830	0,781	0,830	0,830	0,830	0,830	0,781	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	2,076	2,076	2,076	2,076	1,954	2,076	2,076	2,076	2,076	1,954	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
<b>ИТОГО по ЕТО №06</b>		<b>12,96</b>	<b>12,96</b>	<b>12,96</b>	<b>12,96</b>	<b>12,20</b>	<b>12,96</b>	<b>12,96</b>	<b>12,96</b>	<b>12,96</b>	<b>12,20</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	
41	Котельная ООО ТК «Садовая» (ЕТО №07)	4,195	4,195	4,195	4,195	3,949	4,195	4,195	4,195	4,195	3,949	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» (ЕТО №08)	3,171	3,171	3,171	3,171	2,985	3,171	3,171	3,171	3,171	2,985	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
<b>ИТОГО по прочим котельным</b>		<b>58,0</b>	<b>58,0</b>	<b>58,0</b>	<b>58,0</b>	<b>54,6</b>	<b>58,0</b>	<b>58,0</b>	<b>58,0</b>	<b>58,0</b>	<b>54,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>2853</b>	<b>2759</b>	<b>2869</b>	<b>2662</b>	<b>2487</b>	<b>2642</b>	<b>2548</b>	<b>2658</b>	<b>2450</b>	<b>2275</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	

Для определения расчетной нагрузки конечных потребителей (а не на коллекторах) необходимо иметь достаточно достоверную статистику значений потребления тепловой мощности у всех потребителей, что в настоящее время невозможно, ввиду отсутствия 100%-ой оснащённости потребителей приборами учета (фактическая оснащённость представлена в разделе 3 Главы 1 «Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя»). Следовательно, расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей определены пропорционально разделению тепловых нагрузок в структуре договорных нагрузок, на основе п. 36 Требований и П. 14.2.9 Методических указаний.

Таким образом, расчетная нагрузка отопления потребителей определена по следующей формуле:

$$Q_O^P = \frac{Q_O^D}{Q_O^D + Q_B^D + Q_{ГВС}^D} (Q_{кол}^P - Q_{пот}) \quad (1)$$

где  $Q_O^D$  – договорная нагрузка отопления, Гкал/ч;

$Q_B^D$  – договорная нагрузка вентиляции, Гкал/ч;

$Q_{ГВС}^D$  – среднечасовая договорная нагрузка ГВС, Гкал/ч;

$Q_{кол}^P$  – расчетная нагрузка на коллекторах, полученная путем пересчета достигнутого максимума на расчетную температуру наружного воздуха для проектирования системы отопления, Гкал/ч;

$Q_{пот}$  – нормируемая (нормативная) величина потерь тепловой мощности в тепловых сетях при расчетной температуре наружного воздуха (-35 °С), Гкал/ч.

Расчетная нагрузка вентиляции потребителей определена по следующей формуле:

$$Q_B^P = \frac{Q_B^D}{Q_O^D + Q_B^D + Q_{ГВС}^D} (Q_{кол}^P - Q_{пот}) \quad (2)$$

Расчетная среднечасовая нагрузка ГВС потребителей определена по следующей формуле:

$$Q_{ГВС}^P = \frac{Q_{ГВС}^D}{Q_O^D + Q_B^D + Q_{ГВС}^D} (Q_{кол}^P - Q_{пот}) \quad (3)$$

Значения принятых расчетных тепловых нагрузок конечных потребителей, соответствующих величине потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии, представлены в таблице ниже.

**Таблица 186 – Расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии, по состоянию на 1 января текущего года**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч						
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	ГВС <sub>макс</sub>	технология в паре	СУММА с учетом ГВС <sub>ср</sub>	СУММА с учетом ГВС <sub>макс</sub>
<b>ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>								
1	КТЭЦ (ЕТО №01)	392,1	55,5	74,0	177,6	45,0	566,5	670,1
<b>ЕТО №02</b>								
2	ЗСТЭЦ	923,3	35,9	40,0	96,0	111,0	1110,2	1166,1
3	Новоильинская газовая котельная	9,77	0,00	1,01	2,41	0,00	10,78	12,19
<b>ИТОГО по ЕТО №02</b>		<b>933</b>	<b>36</b>	<b>41</b>	<b>98</b>	<b>111</b>	<b>1121</b>	<b>1178</b>
4	ЦТЭЦ (ЕТО №03)	298,2	30,6	64,4	155,3	55,4	448,6	539,5
<b>ИТОГО по ЕТО на базе ТЭЦ (ЕТО №01, 02, 03)</b>		<b>1623</b>	<b>122</b>	<b>179</b>	<b>431</b>	<b>211</b>	<b>2136</b>	<b>2388</b>
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>								
5	Абашевская районная котельная	14,11	0,33	2,36	5,66	0,00	16,80	20,11
6	Байдаевская центральная котельная №2	11,25	0,62	1,63	3,91	0,00	13,49	15,77
7	Зыряновская районная котельная	22,04	1,27	3,89	9,34	0,00	27,20	32,64
8	Котельная пос. Притомский	5,39	0,03	0,70	1,68	0,00	6,12	7,11
9	Котельная №19	0,23	0,00	0,00	0,01	0,00	0,24	0,24
10	Котельная №72	0,04	0,00	0,01	0,03	0,00	0,06	0,08
11	Котельная УПК	0,24	0,00	0,01	0,03	0,00	0,25	0,27
12	Котельная ОРК «Таргай»	0,48	0,03	0,16	0,38	0,00	0,67	0,89
13	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	2,02	0,00	0,05	0,13	0,00	2,08	2,15
14	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	1,00	0,00	0,04	0,10	0,00	1,05	1,10
15	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,10
16	Куйбышевская центральная котельная	22,31	1,76	3,29	7,91	0,00	27,37	31,98
17	Котельная пос. Листвяги	2,11	0,03	1,44	3,46	0,00	3,58	5,60
18	Котельная №6	0,42	0,00	0,01	0,02	0,00	0,43	0,44
19	Котельная Садопарковая	0,67	0,00	0,03	0,06	0,00	0,70	0,73
20	Котельная №32 (БПОУ)	0,46	0,06	0,16	0,38	0,00	0,69	0,91
21	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	0,05	0,00	0,00	0,01	0,00	0,06	0,06
22	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	0,33	0,00	0,02	0,06	0,00	0,36	0,39
23	Котельная проф. «Бунгурский»	0,27	0,00	0,06	0,14	0,00	0,32	0,40
24	Котельная «РТРС»	0,24	0,00	0,02	0,06	0,00	0,27	0,30
25	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,11	0,00	0,02	0,04	0,00	0,12	0,14
26	Котельная школа №1	0,17	0,00	0,02	0,04	0,00	0,19	0,21
27	Котельная школа №23	0,17	0,00	0,01	0,02	0,00	0,18	0,19

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч						
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	ГВС <sub>макс</sub>	технология в паре	СУММА с учетом ГВС <sub>ср</sub>	СУММА с учетом ГВС <sub>макс</sub>
28	Котельная школа №37	0,28	0,00	0,03	0,08	0,00	0,31	0,35
29	Котельная школа №43	0,22	0,00	0,02	0,04	0,00	0,24	0,26
30	Котельная интернат №66 (Монтажник)	0,15	0,00	0,04	0,10	0,00	0,19	0,26
31	Котельная школа №16	0,11	0,00	0,01	0,02	0,00	0,12	0,14
32	Котельная детского сада №123	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03
33	Полосухинская	0,26	0,00	0,02	0,05	0,00	0,28	0,31
34	Кузнецкая крепость	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,08
35	Котельная НКХП	0,58	0,00	0,06	0,15	0,00	0,64	0,73
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>		<b>85,9</b>	<b>4,1</b>	<b>14,1</b>	<b>33,9</b>	<b>0,0</b>	<b>104,2</b>	<b>124,0</b>
<b>Прочие котельные (прочие ЕТО)</b>								
36	Котельная АО «Евразруда» (ЕТО №05)	33,39	0,00	0,00	0,00	0,00	33,39	33,39
<b>ЕТО №06</b>								
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72	0,72
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	8,18	0,00	0,00	0,00	0,00	8,18	8,18
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	0,74
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	1,84	0,00	0,00	0,00	0,00	1,84	1,84
<b>ИТОГО по ЕТО №06</b>		<b>11,48</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>11,48</b>	<b>11,48</b>
41	Котельная ООО ТК «Садовая» (ЕТО №07)	3,72	0,00	0,00	0,00	0,00	3,72	3,72
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» (ЕТО №08)	2,81	0,00	0,00	0,00	0,00	2,81	2,81
<b>ИТОГО по прочим котельным</b>		<b>51,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>51,4</b>	<b>51,4</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>1761</b>	<b>126</b>	<b>194</b>	<b>465</b>	<b>211</b>	<b>2292</b>	<b>2563</b>

#### **5.4. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии не зафиксированы.

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

Вопрос статистического анализа теплоснабжения в Схематическом теплоснабжении зачастую осложнен сложной функциональной структурой теплоснабжения.

Для ведомственных организаций-производителей тепловой энергии, таких как АО «Евразруда», ОАО «РЖД» и пр. передача и сбыт тепловой энергии является непрофильным видом деятельности. При этом организации-производители тепловой энергии могут осуществлять транспортировку и сбыт тепловой энергии потребителям категории бюджет и прочие (как на коллекторах, так и через тепловые сети). Данная ситуация характерна для ЗСТЭЦ. АО «ЕВРАЗ ЗСМК» осуществляет теплоснабжение собственных потребителей промплощадки (собственные нужды ЗСМК), сторонних потребителей на промплощадке по сетям сторонних организаций (для которых АО «ЕВРАЗ ЗСМК» является ЕТО) и потребителей городской застройки (ЕТО является ООО «КузнецкТеплоСбыт», передача осуществляется по сетям АО «Кузбассэнерго», ООО «Сибэнерго», ООО «НТК», ООО «КузнецкТеплоСбыт», ООО «Теплоснаб», ООО «Энергосеть»). В столбцах с потерями от ЗСТЭЦ учтены потери:

- АО «ЕВРАЗ ЗСМК» (значение за 2017 г. составило 100910 Гкал);
- ООО «Шахта «Юбилейная» (значение за 2017 г. составило 4750 Гкал);
- По ЕТО – ООО «КузнецкТеплоСбыт», включающие все «купленные» потери от прочих сетевых организаций (значение за 2017 г. составило 245880 Гкал).

Таким образом, выделены следующие группы теплоснабжения:

1) Годовое потребление (сбыт) по ЕТО - информация принята согласно предоставленным теплоснабжающей организацией исходным данным;

2) Отпуск тепловой энергии прочим потребителям (по которым ЕТО не осуществляет сбыт) – значение получено расчетным способом, по формуле:

$$Q_{\text{отп}}^{\text{ПО}} = Q_{\text{ист}}^{\text{ПО}} - Q_{\text{ЕТО}}^{\text{ПО}} - Q^{\text{ПОТЕРИ}} \quad (1)$$

где  $Q_{\text{ист}}^{\text{ПО}}$  – отпуск тепловой энергии от энергоисточника. Сведения приняты согласно предоставленным сведениям для актуализации, при отсутствии сведений – по официальным

источникам – стандарты раскрытия информации, размещенные на портале:  
[http://www.recko.ru/o\\_komissii/standartyi\\_raskryitiya\\_informatsii/](http://www.recko.ru/o_komissii/standartyi_raskryitiya_informatsii/));

$Q_{\text{ЕТО}}^{\text{ПО}}$  – полезный отпуск конечным потребителям ЕТО;

$Q^{\text{ПОТЕРИ}}$  – фактические потери в тепловых сетях ЕТО + прочих организаций, осуществляющих деятельность по передаче тепловой энергии.

Величина потребления тепловой энергии за последние 3 года представлена в таблицах ниже:

- в разрезе источников тепловой энергии;
- в разрезе расчетных элементов территориального деления.



Таблица 187 – Величина потребления тепловой энергии, в разрезе источников тепловой энергии в период 2017-2019 гг.

№ п/п	Наименование теплоисточника	Отпуск с коллекторов, Гкал			Годовое потребление (сбыт) по ЕТО, Гкал			Фактические потери в сетях, Гкал			Отпуск тепловой энергии прочим потребителям (по которым ЕТО не осуществляется сбыт), Гкал			ИТОГОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНЕ ТЕПЛОИСТОЧНИКА, Гкал			Потребление за отопительный период, Гкал		
		2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
<b>ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>																			
1	КТЭЦ (ЕТО №01)	2138994	2259896	2086726	1640853	1695340	1701429	498141	564840	385297	0	0	0	1640853	1695340	1701429	1408924	1495423	1495122
<b>ЕТО №02</b>																			
2	ЗСТЭЦ	2520857	2770865	2510369	1188353	1234363	980448	351540	351540	468465	980964	1184962	1099118	2169317	2419325	2079566	2015989	2248327	1986612
3	Новоильинская газовая котельная	11953	11953	39106	10623	10623	34753	1330	1330	4353	0	0	0	10623	10623	34753	9652	9652	31503
<b>ИТОГО по ЕТО №02</b>		<b>2532810</b>	<b>2782818</b>	<b>2549475</b>	<b>1198976</b>	<b>1244986</b>	<b>1015201</b>	<b>352870</b>	<b>352870</b>	<b>472817</b>	<b>980964</b>	<b>1184962</b>	<b>1099118</b>	<b>2179940</b>	<b>2429948</b>	<b>2114319</b>	<b>2025641</b>	<b>2257978</b>	<b>2018115</b>
4	ЦТЭЦ (ЕТО №03)	1407519	1441036	1274129	759520	759520	1063947	533337	567200	210182	114662	114316	0	874182	873836	1063947	751926	751629	910212
<b>ИТОГО по ЕТО на базе ТЭЦ (ЕТО №01, 02, 03)</b>		<b>6079323</b>	<b>6483750</b>	<b>5910330</b>	<b>3599349</b>	<b>3699845</b>	<b>3780577</b>	<b>1384349</b>	<b>1484910</b>	<b>1068296</b>	<b>1095626</b>	<b>1299278</b>	<b>1099118</b>	<b>4694975</b>	<b>4999124</b>	<b>4879696</b>	<b>4186491</b>	<b>4505030</b>	<b>4423449</b>
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>																			
5	Абашевская районная котельная	75251	84153	75253	59131	62991	67097	16120	21163	8156	0	0	0	59131	62991	67097	50154	53428	58441
6	Байдаевская центральная котельная №2	96519	94662	90007	58411	65181	65978	38108	29481	24029	0	0	0	58411	65181	65978	50027	55825	58402
7	Зырянская районная котельная	173253	167661	155673	114478	128521	120072	58775	39140	35601	0	0	0	114478	128521	120072	94650	106262	104369
8	Котельная пос. Притомский	44881	43385	40701	23555	27628	28687	21325	15757	12014	0	0	0	23555	27628	28687	21087	24733	25523
9	Котельная №19	698	804	484	662	593	714	36	211	-230	0	0	0	662	593	714	646	578	699
10	Котельная №72	284	273	286	222	201	293	62	72	-7	0	0	0	222	201	293	187	170	239
11	Котельная УПК	1056	1101	1017	606	812	1023	451	289	-6	0	0	0	606	812	1023	577	773	975
12	Котельная ОРК «Таргай»	3089	3284	3482	1430	1652	1552	1659	1632	1930	0	0	0	1430	1652	1552	1241	1434	1262
13	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	7923	8561	7572	4610	5938	6687	3313	2623	885	0	0	0	4610	5938	6687	4462	5748	6492
14	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	7612	7699	6402	5089	7944	9992	2523	-245	-3590	0	0	0	5089	7944	9992	4866	7596	9545
15	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	453	555	570	312	409	506	141	145	64	0	0	0	312	409	506	312	409	506
16	Куйбышевская центральная котельная	114440	126279	126961	91535	97052	100997	22905	29227	25964	0	0	0	91535	97052	100997	78410	83136	89420
17	Котельная пос. Листвяги	16679	20156	17290	10311	13554	15257	6368	6602	2033	0	0	0	10311	13554	15257	7783	10231	11402
18	Котельная №6	2155	2370	1770	2031	1669	1590	124	700	180	0	0	0	2031	1669	1590	1944	1598	1558
19	Котельная Садопарковая	2902	2868	2777	1426	2010	2458	1475	857	319	0	0	0	1426	2010	2458	1221	1721	2357
20	Котельная №32 (БПОУ)	3397	3900	3669	2410	2361	2496	987	1539	1173	0	0	0	2410	2361	2496	1984	1943	2036
21	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	2490	2726	2301	1280	1912	2435	1210	814	-134	0	0	0	1280	1912	2435	1169	1745	2218
22	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	3584	3405	2955	2246	2967	3434	1338	438	-479	0	0	0	2246	2967	3434	2090	2760	3189
23	Котельная проф. «Бунгурский»	1811	2091	2290	974	1542	1478	837	549	812	0	0	0	974	1542	1478	825	1306	1253
24	Котельная «РТРС»	1045	963	628	620	831	996	425	133	-368	0	0	0	620	831	996	565	756	905
25	Оздоровительного лагеря «Голубь»	622	732	721	378	540	585	244	192	136	0	0	0	378	540	585	334	477	515
26	Котельная школа №1	780	852	721	552	628	620	228	224	101	0	0	0	552	628	620	507	576	567
27	Котельная школа №23	732	742	683	600	547	521	132	195	162	0	0	0	600	547	521	566	517	495
28	Котельная школа №37	983	978	361	728	721	690	255	257	-329	0	0	0	728	721	690	683	677	620
29	Котельная школа №43	817	823	337	705	607	587	112	216	-250	0	0	0	705	607	587	680	585	547
30	Котельная интернат №66 (Монтажник)	151	153	180	17	113	128	134	40	52	0	0	0	17	113	128	17	113	105
31	Котельная школа №16	529	541	332	411	399	517	119	142	-185	0	0	0	411	399	517	392	381	474
32	Котельная детского сада №123	91	98	88	69	72	78	22	26	10	0	0	0	69	72	78	69	72	78
33	Полосухинская	2348	2320	2025	1072	1186	1296	1277	1134	729	0	0	0	1072	1186	1296	1072	1186	1190
34	Кузнецкая крепость	296	355	241	196	262	213	100	93	28	0	0	0	196	262	213	196	262	213
35	Котельная НКХП													0	0	0	0	266	0
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>		<b>566872</b>	<b>584487</b>	<b>547777</b>	<b>386067</b>	<b>430841</b>	<b>349234</b>	<b>180805</b>	<b>153646</b>	<b>108800</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>386067</b>	<b>430841</b>	<b>438977</b>	<b>328715</b>	<b>367263</b>	<b>385596</b>

№ п/п	Наименование теплоисточника	Отпуск с коллекторов, Гкал			Годовое потребление (сбыт) по ЕТО, Гкал			Фактические потери в сетях, Гкал			Отпуск тепловой энергии прочим потребителям (по которым ЕТО не осуществляет сбыт), Гкал			ИТОГОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНЕ ТЕПЛОИСТОЧНИКА, Гкал			Потребление за отопительный период, Гкал		
		2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
<b>бэнерго» (ЕТО №04)</b>																			
<b>Прочие котельные (прочие ЕТО)</b>																			
36	Котельная АО «Евразруда» (ЕТО №05)	125204	125204	125204	125204	125204	125204	0	0	0	0	0	0	125204	125204	125204	125204	125204	125204
<b>ЕТО №06</b>																			
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	2364	2364	2364	2364	2364	2364	0	0	0	0	0	0	2364	2364	2364	2364	2364	2364
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	26836	26836	26836	26836	26836	26836	0	0	0	0	0	0	26836	26836	26836	26836	26836	26836
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	1217	1217	1217	1207	1207	1207	10	10	10	0	0	0	1207	1207	1207	1207	1207	1207
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	6032	6032	6032	6032	6032	6032	0	0	0	0	0	0	6032	6032	6032	6032	6032	6032
<b>ИТОГО по ЕТО №06</b>		<b>36448</b>	<b>36448</b>	<b>36448</b>	<b>36438</b>	<b>36438</b>	<b>36438</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>36438</b>	<b>36438</b>	<b>36438</b>	<b>36438</b>	<b>36438</b>	<b>36438</b>
41	Котельная ООО ТК «Садовая» (ЕТО №07)	27708	27708	27708	26981	26981	26981	727	727	727	0	0	0	26981	26981	26981	26981	26981	26981
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» (ЕТО №08)	4390	4390	4390	4390	4390	4390	0	0	0	0	0	0	4390	4390	4390	4390	4390	4390
<b>ИТОГО по прочим котельным</b>		<b>193750</b>	<b>193750</b>	<b>193750</b>	<b>193013</b>	<b>193013</b>	<b>193013</b>	<b>737</b>	<b>737</b>	<b>737</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>193013</b>	<b>193013</b>	<b>193013</b>	<b>193013</b>	<b>193013</b>	<b>193013</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>6839945</b>	<b>7261987</b>	<b>6651857</b>	<b>4178429</b>	<b>4323699</b>	<b>4322824</b>	<b>1565891</b>	<b>1639293</b>	<b>1177832</b>	<b>1095626</b>	<b>1299278</b>	<b>1099118</b>	<b>5274054</b>	<b>5622978</b>	<b>5511686</b>	<b>4708219</b>	<b>5065306</b>	<b>5002057</b>

**Таблица 188 – Величина потребления тепловой энергии, в разрезе расчетных элементов территориального деления в период 2017-2019 гг.**

Элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии за год, Гкал			Потребление за отопительный период, Гкал		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
<b>Планировочные районы</b>						
Заводской	854876	911434	893394	763160	821040	810788
Кузнецкий	892446	951489	932657	796699	857123	846421
Куйбышевский	608103	648334	635502	542862	584034	576741
Новоильинский	619930	660943	647862	553420	595393	587958
Орджоникидзевский	542632	578532	567081	484415	521155	514647
Центральный	1756067	1872246	1835190	1567665	1686562	1665502
<b>ИТОГО по районам</b>	<b>5274054</b>	<b>5622978</b>	<b>5511686</b>	<b>4708219</b>	<b>5065306</b>	<b>5002057</b>
<b>Расчетные элементы территориального деления</b>						
42:30:0101006	986	1051	1030	880	947	935
42:30:0101008	0	0	0	0	0	0
42:30:0102002	32806	34976	34284	29286	31507	31114
42:30:0102003	2394	2552	2501	2137	2299	2270
42:30:0102004	24639	26270	25750	21996	23664	23369
42:30:0102005	7744	8256	8093	6913	7437	7344
42:30:0102006	16614	17713	17363	14832	15956	15757
42:30:0102007	17177	18314	17951	15334	16497	16291
42:30:0102008	282	300	294	251	270	267
42:30:0102009	8448	9007	8828	7541	8113	8012
42:30:0102010	14361	15311	15008	12821	13793	13621
42:30:0102014	2816	3002	2943	2514	2704	2671
42:30:0102015	2816	3002	2943	2514	2704	2671
42:30:0102016	5632	6004	5886	5028	5409	5341
42:30:0102017	11686	12459	12213	10432	11224	11083
42:30:0102020	19571	20866	20453	17471	18796	18561
42:30:0102021	5632	6004	5886	5028	5409	5341
42:30:0102022	4787	5104	5003	4274	4598	4540
42:30:0102024	10278	10958	10741	9175	9871	9748
42:30:0102028	5632	6004	5886	5028	5409	5341
42:30:0102029	7040	7506	7357	6285	6761	6677
42:30:0102030	6617	7055	6916	5908	6356	6276
42:30:0102031	7744	8256	8093	6913	7437	7344
42:30:0102032	11264	12009	11771	10055	10818	10683
42:30:0102034	35340	37678	36932	31549	33941	33518
42:30:0102037	1126	1201	1177	1006	1082	1068
42:30:0102053	2394	2552	2501	2137	2299	2270
42:30:0102054	1830	1951	1913	1634	1758	1736
42:30:0102055	986	1051	1030	880	947	935
42:30:0102056	1408	1501	1471	1257	1352	1335
42:30:0103005	141	150	147	126	135	134
42:30:0103006	141	150	147	126	135	134
42:30:0103007	704	751	736	628	676	668
42:30:0103009	5350	5704	5591	4776	5139	5074
42:30:0103020	282	300	294	251	270	267
42:30:0103023	986	1051	1030	880	947	935
42:30:0104035	139989	149251	146297	124970	134449	132770
42:30:0104035	139989	149251	146297	124970	134449	132770
42:30:0104050	986	1051	1030	880	947	935
42:30:0104055	107147	114235	111974	95651	102906	101621
42:30:0104056	86872	92619	90786	77552	83433	82392
42:30:0104062	121226	129246	126688	108220	116428	114974
42:30:0104071	18585	19815	19423	16591	17850	17627
42:30:0201005	141	150	147	126	135	134
42:30:0201009	282	300	294	251	270	267
42:30:0201018	422	450	441	377	406	401

Элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии за год, Гкал			Потребление за отопительный период, Гкал		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
42:30:0201019	16614	17713	17363	14832	15956	15757
42:30:0202001	9997	10658	10447	8924	9601	9481
42:30:0202002	4928	5254	5150	4399	4733	4674
42:30:0202003	22668	24168	23690	20236	21771	21499
42:30:0202004	6899	7355	7210	6159	6626	6543
42:30:0202005	13798	14711	14420	12318	13252	13087
42:30:0202006	8589	9157	8976	7667	8249	8146
42:30:0202007	8448	9007	8828	7541	8113	8012
42:30:0202008	73918	78809	77249	65988	70993	70106
42:30:0202009	33651	35877	35167	30040	32319	31915
42:30:0202010	2394	2552	2501	2137	2299	2270
42:30:0202011	1971	2102	2060	1760	1893	1870
42:30:0202012	2394	2552	2501	2137	2299	2270
42:30:0202013	141	150	147	126	135	134
42:30:0202014	2675	2852	2796	2388	2569	2537
42:30:0203001	25625	27320	26780	22876	24611	24304
42:30:0203002	9011	9607	9417	8044	8654	8546
42:30:0203003	17036	18164	17804	15209	16362	16158
42:30:0203004	4928	5254	5150	4399	4733	4674
42:30:0203005	9997	10658	10447	8924	9601	9481
42:30:0203006	11686	12459	12213	10432	11224	11083
42:30:0203007	6617	7055	6916	5908	6356	6276
42:30:0203008	13235	14111	13831	11815	12711	12552
42:30:0203009	10419	11108	10888	9301	10007	9882
42:30:0203010	10701	11409	11183	9553	10277	10149
42:30:0203011	11264	12009	11771	10055	10818	10683
42:30:0203012	13235	14111	13831	11815	12711	12552
42:30:0203027	422	450	441	377	406	401
42:30:0203028	5913	6305	6180	5279	5679	5609
42:30:0203029	1971	2102	2060	1760	1893	1870
42:30:0203030	16051	17113	16774	14329	15416	15223
42:30:0204012	986	1051	1030	880	947	935
42:30:0204013	282	300	294	251	270	267
42:30:0204014	141	150	147	126	135	134
42:30:0204043	1267	1351	1324	1131	1217	1202
42:30:0204088	2675	2852	2796	2388	2569	2537
42:30:0205004	0	0	0	0	0	0
42:30:0205007	986	1051	1030	880	947	935
42:30:0205009	1971	2102	2060	1760	1893	1870
42:30:0206002	704	751	736	628	676	668
42:30:0206006	563	600	589	503	541	534
42:30:0206038	2534	2702	2649	2262	2434	2404
42:30:0206040	4506	4804	4709	4022	4327	4273
42:30:0207001	0	0	0	0	0	0
42:30:0207003	0	0	0	0	0	0
42:30:0207011	2112	2252	2207	1885	2028	2003
42:30:0207012	845	901	883	754	811	801
42:30:0207015	704	751	736	628	676	668
42:30:0207049	21120	22517	22071	18854	20284	20030
42:30:0207051	19289	20565	20158	17220	18526	18294
42:30:0207052	4506	4804	4709	4022	4327	4273
42:30:0207053	5209	5554	5444	4651	5003	4941
42:30:0207054	986	1051	1030	880	947	935
42:30:0209023	0	0	0	0	0	0
42:30:0210055	1971	2102	2060	1760	1893	1870
42:30:0210063	422	450	441	377	406	401
42:30:0210071	34214	36477	35755	30543	32860	32449
42:30:0211002	1408	1501	1471	1257	1352	1335

Элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии за год, Гкал			Потребление за отопительный период, Гкал		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
42:30:0211006	1267	1351	1324	1131	1217	1202
42:30:0211008	0	0	0	0	0	0
42:30:0211022	1267	1351	1324	1131	1217	1202
42:30:0212057	26611	28371	27810	23756	25557	25238
42:30:0212060	9433	10058	9858	8421	9060	8947
42:30:0212061	20697	22066	21630	18477	19878	19630
42:30:0212062	37170	39630	38845	33183	35699	35253
42:30:0213001	986	1051	1030	880	947	935
42:30:0219003	563	600	589	503	541	534
42:30:0219037	704	751	736	628	676	668
42:30:0225009	845	901	883	754	811	801
42:30:0227012	704	751	736	628	676	668
42:30:0228001	986	1051	1030	880	947	935
42:30:0228002	282	300	294	251	270	267
42:30:0228003	7462	7956	7798	6662	7167	7077
42:30:0228004	4787	5104	5003	4274	4598	4540
42:30:0228005	2394	2552	2501	2137	2299	2270
42:30:0228009	282	300	294	251	270	267
42:30:0228010	845	901	883	754	811	801
42:30:0228013	3379	3603	3531	3017	3245	3205
42:30:0228015	0	0	0	0	0	0
42:30:0301004	29567	31524	30900	26395	28397	28043
42:30:0301006	20556	21916	21483	18351	19743	19496
42:30:0301009	42239	45034	44142	37707	40567	40061
42:30:0301011	11686	12459	12213	10432	11224	11083
42:30:0301013	9433	10058	9858	8421	9060	8947
42:30:0301014	25484	27170	26633	22750	24476	24170
42:30:0301017	25343	27020	26485	22624	24340	24036
42:30:0301018	14221	15161	14861	12695	13658	13487
42:30:0301020	5913	6305	6180	5279	5679	5609
42:30:0301021	3238	3453	3384	2891	3110	3071
42:30:0301023	12249	13060	12801	10935	11765	11618
42:30:0301024	13657	14561	14273	12192	13117	12953
42:30:0301025	7885	8406	8240	7039	7573	7478
42:30:0301026	32806	34976	34284	29286	31507	31114
42:30:0301027	12249	13060	12801	10935	11765	11618
42:30:0301029	9574	10208	10006	8547	9195	9080
42:30:0301030	6336	6755	6621	5656	6085	6009
42:30:0301031	10841	11559	11330	9678	10412	10282
42:30:0301032	15769	16813	16480	14077	15145	14956
42:30:0301033	35481	37828	37080	31674	34077	33651
42:30:0301034	8448	9007	8828	7541	8113	8012
42:30:0301035	16473	17563	17215	14706	15821	15624
42:30:0301036	21542	22967	22513	19231	20689	20431
42:30:0301037	5491	5854	5738	4902	5274	5208
42:30:0301038	7885	8406	8240	7039	7573	7478
42:30:0301039	15206	16212	15891	13575	14604	14422
42:30:0301041	11123	11859	11624	9930	10683	10549
42:30:0301042	11545	12309	12066	10307	11088	10950
42:30:0301043	21401	22817	22365	19105	20554	20297
42:30:0301044	22246	23718	23248	19859	21365	21099
42:30:0301045	18022	19214	18834	16089	17309	17093
42:30:0301046	59276	63197	61946	52916	56929	56219
42:30:0301047	23795	25369	24867	21242	22853	22568
42:30:0301048	22246	23718	23248	19859	21365	21099
42:30:0301049	19008	20265	19864	16968	18255	18027
42:30:0301063	48997	52239	51205	43741	47058	46470
42:30:0301066	27315	29122	28545	24384	26234	25906

Элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии за год, Гкал			Потребление за отопительный период, Гкал		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
42:30:0301067	422	450	441	377	406	401
42:30:0301068	72511	77308	75778	64731	69641	68771
42:30:0301069	33932	36177	35461	30292	32589	32182
42:30:0301070	52517	55992	54884	46883	50439	49809
42:30:0302001	18304	19515	19128	16340	17579	17360
42:30:0302002	10701	11409	11183	9553	10277	10149
42:30:0302003	10560	11258	11036	9427	10142	10015
42:30:0302005	14361	15311	15008	12821	13793	13621
42:30:0302007	14221	15161	14861	12695	13658	13487
42:30:0302015	10701	11409	11183	9553	10277	10149
42:30:0302016	22809	24318	23837	20362	21906	21633
42:30:0302040	29427	31373	30752	26270	28262	27909
42:30:0302050	19712	21016	20600	17597	18931	18695
42:30:0302051	73778	78659	77102	65862	70858	69973
42:30:0302053	38860	41431	40611	34691	37322	36856
42:30:0302056	84619	90217	88432	75541	81270	80255
42:30:0302058	30694	32724	32077	27401	29479	29111
42:30:0302059	29427	31373	30752	26270	28262	27909
42:30:0302064	29004	30923	30311	25892	27856	27508
42:30:0302065	45900	48937	47968	40975	44083	43533
42:30:0302067	41535	44283	43407	37079	39891	39393
42:30:0302071	43506	46385	45467	38839	41784	41263
42:30:0302072	50124	53440	52382	44746	48140	47539
42:30:0302073	44773	47736	46791	39970	43001	42464
42:30:0302074	6195	6605	6474	5530	5950	5876
42:30:0303004	3238	3453	3384	2891	3110	3071
42:30:0303090	157738	168174	164845	140815	151495	149603
42:30:0303094	5209	5554	5444	4651	5003	4941
42:30:0303096	31116	33175	32518	27778	29885	29511
42:30:0303097	563	600	589	503	541	534
42:30:0303098	8307	8857	8681	7416	7978	7879
42:30:0305076	986	1051	1030	880	947	935
42:30:0306004	563	600	589	503	541	534
42:30:0306005	141	150	147	126	135	134
42:30:0306007	1549	1651	1619	1383	1487	1469
42:30:0306010	1126	1201	1177	1006	1082	1068
42:30:0306011	141	150	147	126	135	134
42:30:0306012	422	450	441	377	406	401
42:30:0306013	1690	1801	1766	1508	1623	1602
42:30:0306014	845	901	883	754	811	801
42:30:0306015	563	600	589	503	541	534
42:30:0306084	5491	5854	5738	4902	5274	5208
42:30:0306085	986	1051	1030	880	947	935
42:30:0306087	2253	2402	2354	2011	2164	2137
42:30:0409049	22809	24318	23837	20362	21906	21633
42:30:0410062	1126	1201	1177	1006	1082	1068
42:30:0410070	198058	211161	206981	176809	190218	187843
42:30:0411072	3098	3302	3237	2765	2975	2938
42:30:0411073	23513	25069	24573	20990	22582	22300
42:30:0412008	33228	35426	34725	29663	31913	31514
42:30:0412009	29286	31223	30605	26144	28127	27775
42:30:0412010	27455	29272	28692	24510	26369	26039
42:30:0412011	15065	16062	15744	13449	14469	14288
42:30:0412012	6617	7055	6916	5908	6356	6276
42:30:0412013	18867	20115	19717	16843	18120	17894
42:30:0412014	17881	19064	18687	15963	17173	16959
42:30:0412015	14924	15912	15597	13323	14334	14155
42:30:0412016	45618	48636	47674	40724	43813	43266

Элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии за год, Гкал			Потребление за отопительный период, Гкал		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
42:30:0412017	38578	41131	40317	34439	37051	36589
42:30:0412018	77016	82111	80486	68753	73968	73044
42:30:0412019	46745	49837	48851	41730	44894	44334
42:30:0412020	845	901	883	754	811	801
42:30:0412021	34073	36327	35608	30417	32724	32316
42:30:0412021	34073	36327	35608	30417	32724	32316
42:30:0412022	19852	21166	20747	17723	19067	18829
42:30:0412067	1549	1651	1619	1383	1487	1469
42:30:0413001	18022	19214	18834	16089	17309	17093
42:30:0413002	11827	12609	12360	10558	11359	11217
42:30:0413003	18867	20115	19717	16843	18120	17894
42:30:0413004	1549	1651	1619	1383	1487	1469
42:30:0413005	18304	19515	19128	16340	17579	17360
42:30:0413006	12672	13510	13243	11312	12170	12018
42:30:0413007	7885	8406	8240	7039	7573	7478
42:30:0413008	141	150	147	126	135	134
42:30:0413009	2394	2552	2501	2137	2299	2270
42:30:0413011	1126	1201	1177	1006	1082	1068
42:30:0414025	26611	28371	27810	23756	25557	25238
42:30:0414050	24639	26270	25750	21996	23664	23369
42:30:0414051	0	0	0	0	0	0
42:30:0415021	0	0	0	0	0	0
42:30:0416002	563	600	589	503	541	534
42:30:0501001	62936	67100	65772	56184	60445	59691
42:30:0501002	50405	53740	52676	44998	48410	47806
42:30:0501003	6899	7355	7210	6159	6626	6543
42:30:0501004	17600	18764	18393	15711	16903	16692
42:30:0501004	17600	18764	18393	15711	16903	16692
42:30:0501005	6617	7055	6916	5908	6356	6276
42:30:0501007	704	751	736	628	676	668
42:30:0501008	4365	4653	4561	3896	4192	4140
42:30:0501009	5773	6155	6033	5153	5544	5475
42:30:0501010	6899	7355	7210	6159	6626	6543
42:30:0501011	7885	8406	8240	7039	7573	7478
42:30:0501012	14080	15011	14714	12569	13522	13354
42:30:0501020	9856	10508	10300	8798	9466	9348
42:30:0501045	0	0	0	0	0	0
42:30:0501046	16192	17263	16921	14455	15551	15357
42:30:0502002	2112	2252	2207	1885	2028	2003
42:30:0502057	2394	2552	2501	2137	2299	2270
42:30:0502058	20416	21766	21335	18225	19608	19363
42:30:0502059	7040	7506	7357	6285	6761	6677
42:30:0504050	1690	1801	1766	1508	1623	1602
42:30:0505005	0	0	0	0	0	0
42:30:0505006	36889	39329	38551	32931	35429	34986
42:30:0505007	19712	21016	20600	17597	18931	18695
42:30:0505008	26470	28221	27663	23630	25422	25105
42:30:0505009	18163	19364	18981	16214	17444	17226
42:30:0505010	3942	4203	4120	3519	3786	3739
42:30:0505011	704	751	736	628	676	668
42:30:0505012	19852	21166	20747	17723	19067	18829
42:30:0505013	9293	9907	9711	8296	8925	8813
42:30:0505014	8729	9307	9123	7793	8384	8279
42:30:0505015	7885	8406	8240	7039	7573	7478
42:30:0505016	141	150	147	126	135	134
42:30:0505017	5773	6155	6033	5153	5544	5475
42:30:0505019	2675	2852	2796	2388	2569	2537
42:30:0505020	2394	2552	2501	2137	2299	2270

Элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии за год, Гкал			Потребление за отопительный период, Гкал		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
42:30:0505024	282	300	294	251	270	267
42:30:0505025	2112	2252	2207	1885	2028	2003
42:30:0505026	704	751	736	628	676	668
42:30:0505029	563	600	589	503	541	534
42:30:0506004	563	600	589	503	541	534
42:30:0506031	11123	11859	11624	9930	10683	10549
42:30:0506032	2675	2852	2796	2388	2569	2537
42:30:0506034	0	0	0	0	0	0
42:30:0506036	4224	4503	4414	3771	4057	4006
42:30:0507002	1971	2102	2060	1760	1893	1870
42:30:0507022	7040	7506	7357	6285	6761	6677
42:30:0507023	2112	2252	2207	1885	2028	2003
42:30:0507024	16192	17263	16921	14455	15551	15357
42:30:0507025	19993	21316	20894	17848	19202	18962
42:30:0507026	10982	11709	11477	9804	10548	10416
42:30:0507027	17318	18464	18098	15460	16633	16425
42:30:0508001	282	300	294	251	270	267
42:30:0508070	17740	18914	18540	15837	17038	16826
42:30:0509001	986	1051	1030	880	947	935
42:30:0509003	141	150	147	126	135	134
42:30:0510010	1549	1651	1619	1383	1487	1469
42:30:0601006	0	0	0	0	0	0
42:30:0601007	0	0	0	0	0	0
42:30:0601008	0	0	0	0	0	0
42:30:0602050	20416	21766	21335	18225	19608	19363
42:30:0602051	48857	52089	51058	43615	46923	46337
42:30:0602051	48857	52089	51058	43615	46923	46337
42:30:0602052	49138	52389	51352	43866	47193	46604
42:30:0602053	47449	50588	49587	42358	45571	45002
42:30:0602056	10841	11559	11330	9678	10412	10282
42:30:0602068	0	0	0	0	0	0
42:30:0603058	82789	88266	86519	73907	79512	78519
42:30:0603058	82789	88266	86519	73907	79512	78519
42:30:0603060	43506	46385	45467	38839	41784	41263
42:30:0604056	282	300	294	251	270	267
42:30:0604057	79691	84963	83282	71141	76537	75581
42:30:0605045	0	0	0	0	0	0
42:30:0605054	48434	51639	50617	43238	46517	45936
42:30:0605055	56882	60645	59445	50779	54631	53948
42:30:0606001	0	0	0	0	0	0
<b>ИТОГО по РЭТД</b>	<b>5274054</b>	<b>5622978</b>	<b>5511686</b>	<b>4708219</b>	<b>5065306</b>	<b>5002057</b>

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

В соответствии со статьей 157 Жилищного кодекса Российской Федерации размер платы за коммунальные услуги рассчитывается:

- по тарифам, установленным органами государственной власти субъектов Российской Федерации;



- исходя из объема потребляемых услуг, определяемого по показаниям приборов учета, а при их отсутствии исходя из нормативов потребления, утверждаемых органами государственной власти субъектов Российской Федерации.

Норматив потребления коммунальной услуги - определяемый в соответствии с Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг, утвержденными постановлением Правительства РФ от 23.05.2006 № 306, количественный показатель объема потребления коммунального ресурса, применяемый для расчета размера платы за коммунальную услугу при отсутствии приборов учета.

Согласно п. 5 постановления Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 №354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» до 01.09.2012 органам государственной власти субъектов Российской Федерации рекомендовано пересмотреть и утвердить нормативы потребления коммунальных услуг в жилых помещениях, нормативы потребления коммунальных услуг на общедомовые нужды, нормативы потребления коммунальных услуг при использовании земельного участка и надворных построек.

В соответствии с требованиями Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (постановление Правительства РФ от 23.05.2006 № 306), новые нормативы дифференцированы и зависят от года постройки здания и количества этажей в нем.

### **5.6.1. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление**

Норматив теплопотребления по отоплению показывает необходимое количество тепловой энергии, Гкал в месяц, затрачиваемой на отопление 1 м<sup>2</sup> общей площади жилого помещения в зависимости от года постройки и этажности многоквартирного жилого дома. При наличии технической возможности установки коллективных (общедомовых) приборов учета норматив потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых и нежилых помещениях определяется с учетом повышающих коэффициентов.

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в г. Новокузнецка регламентированы Постановлением РЭК Кемеровской области от 30.06.2018 г. №118 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Новокузнецкого городского округа».

**Таблица 189 – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Новокузнецкого городского округа в отопительный период продолжительностью 9 месяцев**

№ п/п	Категория многоквартирного (жилого) дома, этажность	Норматив потребления (Гкал на 1 м <sup>2</sup> общей площади жилого помещения в месяц)
1	Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно	
1.1	1	0,0442
1.2	2	0,0664
1.3	3-4	0,0366
1.4	5-9	0,024
1.5	10	0,0239
1.6	11	0,0235
1.7	12	0,0269
1.8	14	0,0235
1.9	16 и более	0,0235
2	Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки	
2.1	4-5	0,0268
2.2	6-7	0,0257
2.3	9	0,0239
2.4	10	0,0241
2.5	11	0,0237
2.6	12 и более	0,0235

**Примечания:**

1. При определении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению количество тепловой энергии, необходимой для отопления (Гкал/год), распределено на 9 календарных месяцев (с сентября по май включительно), равными долями. Количество календарных месяцев, в том числе неполных, принято исходя из данных о фактической продолжительности отопительного периода за предыдущие 5 лет.

2. Нормативы потребления коммунальных услуг установлены в соответствии с требованиями к качеству коммунальных услуг, предусмотренными законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

**5.6.2. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на горячее водоснабжение**

Норматив потребления горячего водоснабжения показывает объем потребления ГВС, м<sup>3</sup>, на одного человека в месяц в зависимости от условий потребления услуги ГВС. При наличии технической возможности установки коллективных (общедомовых) приборов учета норматив потребления коммунальной услуги на горячее водоснабжение в жилых и нежилых помещениях определяется с учетом повышающих коэффициентов. Нормативы потребления коммунальных услуг при отсутствии приборов учета на территории Новокузнецкого городского округа, определенные с помощью расчетного метода, утверждены Приказом Департамента жилищно-коммунального и дорожного комплекса Кемеровской области от 23.12.2014 г. №105, значения нормативов представлены в таблице ниже.

**Таблица 190 – Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению собственниками и пользователями жилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов**

№ п/п	Степень благоустройства	Норматив потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения, куб. метр на 1 человека в месяц
1.1.	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные ваннами длиной 1500-1700 мм, душами, раковинами, кухонными мойками и унитазами	3,37
2.1.	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные сидячими ваннами длиной 1200 мм, душами, раковинами, кухонными мойками и унитазами	3,31
3.1.	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные душами, раковинами, кухонными мойками и унитазами	2,76
4.1.	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные раковинами, кухонными мойками и унитазами	1,32
5.1.	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные раковинами, кухонными мойками	1,32
5.4.	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным, горячим водоснабжением, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные раковинами, кухонными мойками	0,83
7.1.	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные душами на этажах или в подвальных помещениях, общими раковинами, кухонными мойками и унитазами на этажах	1,69
8.1.	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные общими раковинами, кухонными мойками и унитазами на этажах	0,86
9.1.	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные общими раковинами, кухонными мойками на этажах	1,00
9.4.	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные общими раковинами, кухонными мойками на этажах	0,86
10.1	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные общими раковинами на этажах	0,56

Нормативы расхода тепловой энергии, используемой для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению установлены Постановлением РЭК Кемеровской области от 13.11.2019 г. №410 и представлены в таблице ниже.

**Таблица 191 – Нормативы расходы тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению**

№ п/п	Конструктивные особенности многоквартирного (жилого)	Нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, (Гкал на 1 м <sup>3</sup> )	Метод
1	Открытая система горячего водоснабжения		
на территории Беловского, Кемеровского, Мысковского, Новокузнецкого, Полысаевского, Тайгинского городских округов			
1.1	с изолированными стояками:		
1.1.1	с полотенцесушителями	0,0603	расчетный
1.1.2	без полотенцесушителей	0,0553	расчетный
1.2	с неизолированными стояками:		
1.2.1	с полотенцесушителями	0,0647	аналогов
1.2.2	без полотенцесушителей	0,0598	аналогов
2	Закрытая система горячего водоснабжения		
на территории Беловского, Кемеровского, Мысковского, Новокузнецкого, Полысаевского, Тайгинского городских округов			
2.1	с изолированными стояками:		
2.1.1	с полотенцесушителями	0,0603	расчетный
2.1.2	без полотенцесушителей	0,0553	расчетный
2.2	с неизолированными стояками:		
2.2.1	с полотенцесушителями	0,0653	расчетный
2.2.2	без полотенцесушителей	0,0598	аналогов

## 5.7. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения

В разделе 1.3 выделено 3 характерные группы источников теплоснабжения города, от которых осуществляется регулируемая деятельность в сфере теплоснабжения.

Теплоснабжение потребителей в паре осуществляется от 3 ТЭЦ, а также от производственных источников тепловой энергии, расположенных на промплощадке (производственные котельные).

**1 Группа.** Потребителей ТЭЦ следует классифицировать на 3 группы:

➤ Собственные нужды промышленного предприятия – группа применима только к ЗСТЭЦ. Выработка тепловой энергии осуществляется с целью теплоснабжения ЗСМК и промплощадки строительного проката. Производственных потребителей КТЭЦ и ЦТЭЦ нельзя отнести к данной группе, т.к. поставка всем потребителям осуществляется по договорам теплоснабжения;

➤ Тепловая нагрузка по прямым договорам организации-производителя тепловой энергии и потребителей (промышленные потребители и прочие потребители на коллекторах). Все организации, эксплуатирующие ТЭЦ, осуществляют товарный отпуск тепловой энергии потребителям, без участия теплосетевых организаций;

➤ Потребители городской застройки по КТЭЦ и ЦТЭЦ представляют большинство покрываемой нагрузки. По ЗСТЭЦ – годовая доля отпуска тепловой энергии в город составляет порядка 50%. Поставка потребителям осуществляется по тепловым сетям ряда теплосетевых и теплоснабжающих организаций.

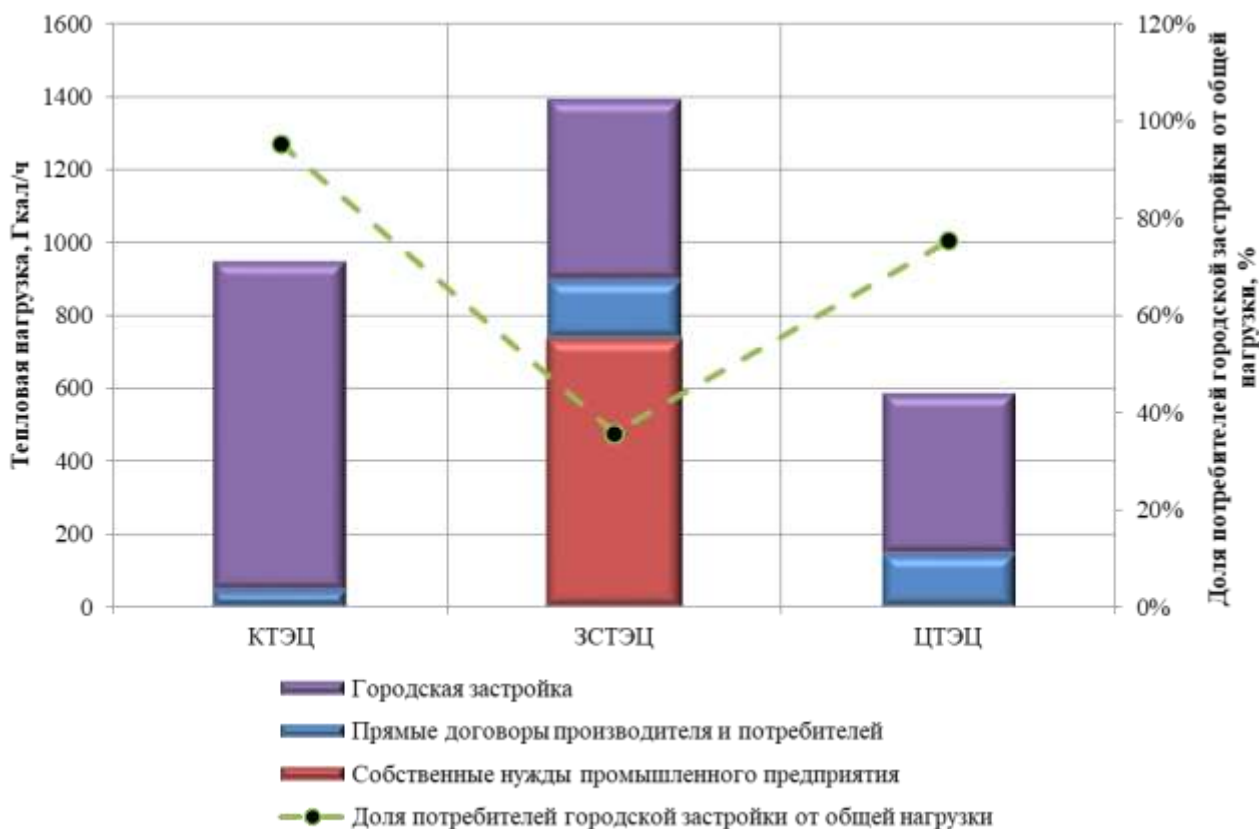


Рисунок 51 – Структура подключенных нагрузок к ТЭЦ

**2 Группа.** Теплоснабжение потребителей осуществляется ООО «Сибэнерго» по прямым договорам теплоснабжения, теплосетевые организации в зоне действия котельных отсутствуют.

**3 Группа.** Ведомственные котельные отпускают тепловую энергию:

- 1) На собственные нужды организации-собственника;
- 2) По прямым договорам с потребителями, без участия теплосетевых организаций;
- 3) На нужды городской застройки через системы транспорта тепловой энергии теплосетевых организаций.

Отличительной особенностью города является наличие развитой промышленности. На нужды промышленных объектов вырабатывается пар различных параметров. Действует порядка 200 крупных и средних промышленных предприятий различных отраслей промышленности.

Новокузнецк входит в число наиболее значимых промышленных центров страны и имеет выраженную специализацию - металлургическое производство, добыча угля, промышленное и гражданское строительство. В городе функционируют два комбината полного металлургиче-

ского цикла, алюминиевый и ферросплавный, выпускающие более 60% промышленной продукции, производимой в городе.

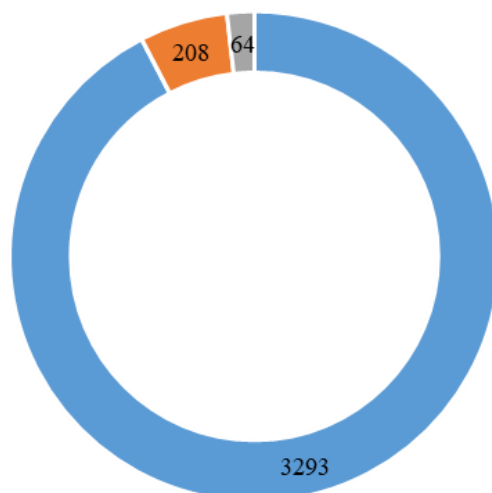
Доля Новокузнецка в общем объеме промышленного производства Кемеровской области составляет порядка 46%, из которых 36,8% приходится на обрабатывающие производства.

Добыча полезных ископаемых предприятиями города Новокузнецка составляет 16% всей добывающей отрасли Кемеровской области. Однако наибольший удельный вес всей промышленности приходится на обрабатывающие производства ~ 80%.

**Таблица 192 – Наиболее крупные промышленные предприятия города**

Районы	Пар, Гкал/ч	В горячей воде, Гкал/ч			Суммарная нагрузка, Гкал/ч
		Q <sub>от+в</sub>	Q <sub>ГВС</sub> <sup>ср</sup>	Q <sub>s</sub>	
<b>Центральный</b>	133,27	119,46	13,21	132,67	212,63
Промплощадка железнодорожного проката «ЕВРАЗ ЗСМК»	127,36	70,2	7,8	78	154,42
Вагоностроительный з-д, ООО	-	14,05	1,56	15,61	15,61
Завод строительных изделий	5,91	-	-	-	3,55
АТП ЗСМК	-	10,3	1,15	11,45	11,45
Новокузнецкая автобаза	-	7,16	2,15	9,31	9,31
РЖД, ОАО	-	10,65	0,15	10,8	10,8
Кузнецкие металлоконструкции	-	7,1	0,4	7,5	7,5
<b>Куйбышевский</b>	-	29,6	0,59	30,19	30,19
Кузнецкий экспериментальный механический з-д	-	13,73	0,3	14,03	14,03
Горнорезущий инструмент, ООО	-	6,99	0,28	7,27	7,27
ПАТП №1, ОАО	-	8,88	0,01	8,89	8,89
<b>Заводской</b>	-	622,14	39,96	662,1	662,1
Промплощадка строительного проката, «ЕВРАЗ ЗСМК»	-	570	38	608	608
Шахта «Юбилейная», ТопПром	-	14,7	1,56	16,26	16,26
Шахта «Полосухинская», ОАО	-	31,34	0,4	31,74	31,74
Обогатительная ф-ка «Антоновская»	-	6,1	-	6,1	6,1
<b>Новойлинский</b>	-	14,16	0,01	14,17	14,17
ПАТП-4, ОАО	-	14,16	0,01	14,17	14,17
<b>Кузнецкий</b>	72,3	106,34	1,58	107,92	150,57
Алюминиевый з-д	42	48	0	48	73,2
Кузнецкие ферросплавы	14,7	8,4	0	8,4	23,1
«НЗРМК им.Н.Е.Крюкова», ОАО	1,05	13,25	0,07	13,32	14,37
Органика, ОАО	10,38	17,4	0,01	17,41	17,79
АДАМАТ, ООО	-	7,16	0	7,16	7,16
Завод «Универсал»	-	6	0,65	6,65	6,65
Авторемзавод, ООО	-	6,13	0,12	6,25	6,25
<b>Орджоникидзевский</b>	-	8,24	13,45	21,69	21,69
Шахта «Абашевская», ОАО ОУК «Южжубас-суголь»	-	8,24	13,45	21,69	21,69
<b>Всего:</b>	<b>205,57</b>	<b>891,7</b>	<b>54,62</b>	<b>946,32</b>	<b>1069,66</b>

В таблице и на рисунке ниже представлена общая потребность в тепловой мощности по потребителям от каждого энергоисточника, а также величины тепловых нагрузок, которые указаны в договорах теплоснабжения. Как видно, в зоне ЕТО на базе источников комбинированной выработки потребность составляет порядка 92% от потребности в целом по городу.



- ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии
- Котельные, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)
- Прочие котельные (прочие ЕТО)

**Рисунок 52 – Распределение общей потребности в тепловой мощности, Гкал/ч**

**Таблица 193 – Номинальная тепловая мощность потребителей, а также величины тепловых нагрузок, которые указаны в договорах теплоснабжения, по состоянию на 01.01.2020 г.**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч					Собственные нужды промышленного предприятия, Гкал/ч					Тепловая нагрузка по прямым договорам организации-производителя тепловой энергии и потребителей, Гкал/ч					Договорная нагрузка конечных потребителей городской застройки, Гкал/ч									
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>					
<b>ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>																										
1	КТЭЦ (ЕТО №01)	671,4	95,0	126,7	54,8	947,8						28,5	3,5	0,8	11,2	44,0	642,9	91,4	125,9	43,6	903,9					
<b>ЕТО №02</b>																										
2	ЗСТЭЦ	1167,3	45,4	50,6	138,8	1402,0	635,9					100,0	735,9	111,3					7,8	38,8	157,9	420,1	45,4	42,8	0,0	508,2
3	Новоильинская газовая котельная	10,31	0,00	1,06	0,00	11,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,31	0,00	1,06	0,00	11,38				
<b>ИТОГО по ЕТО №02</b>		<b>1178</b>	<b>45</b>	<b>52</b>	<b>139</b>	<b>1413</b>	<b>636</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>736</b>	<b>111</b>	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>39</b>	<b>158</b>	<b>430</b>	<b>45</b>	<b>44</b>	<b>0</b>	<b>520</b>					
4	ЦТЭЦ (ЕТО №03)	352,1	36,1	76,0	110,8	575,0						20,8	12,3	0,6	110,8	144,5	331,3	23,8	75,4	0,0	430,5					
<b>ИТОГО по ЕТО на базе ТЭЦ (ЕТО №01, 02, 03)</b>		<b>2201</b>	<b>176</b>	<b>254</b>	<b>304</b>	<b>2936</b>	<b>636</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>736</b>	<b>161</b>	<b>16</b>	<b>9</b>	<b>161</b>	<b>346</b>	<b>1405</b>	<b>161</b>	<b>245</b>	<b>44</b>	<b>1854</b>					
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>																										
5	Абашевская районная котельная	20,39	0,48	3,41	0,00	24,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,39	0,48	3,41	0,00	24,28				
6	Байдаевская центральная котельная №2	21,49	1,18	3,11	0,00	25,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21,49	1,18	3,11	0,00	25,78				
7	Зыряновская районная котельная	35,64	2,05	6,29	0,00	43,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,64	2,05	6,29	0,00	43,98				
8	Котельная пос. Притомский	9,70	0,05	1,26	0,00	11,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,70	0,05	1,26	0,00	11,01				
9	Котельная №19	0,04	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,04				
10	Котельная №72	0,10	0,00	0,03	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00	0,03	0,00	0,12				
11	Котельная УПК	0,27	0,00	0,01	0,00	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	0,01	0,00	0,28				
12	Котельная ОРК «Таргай»	0,51	0,03	0,17	0,00	0,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,03	0,17	0,00	0,71				
13	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	1,94	0,00	0,05	0,00	1,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,94	0,00	0,05	0,00	1,99				
14	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	2,47	0,00	0,10	0,00	2,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,47	0,00	0,10	0,00	2,58				
15	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03				
16	Куйбышевская центральная котельная	37,18	2,94	5,49	0,00	45,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,18	2,94	5,49	0,00	45,61				
17	Котельная пос. Листвяги	4,87	0,07	3,32	0,00	8,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,87	0,07	3,32	0,00	8,26				
18	Котельная №6	0,79	0,00	0,01	0,00	0,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,79	0,00	0,01	0,00	0,81				
19	Котельная Садопарковая	0,76	0,00	0,03	0,00	0,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,76	0,00	0,03	0,00	0,79				
20	Котельная №32 (БПОУ)	1,15	0,16	0,40	0,00	1,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,15	0,16	0,40	0,00	1,71				
21	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	0,44	0,00	0,04	0,00	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,04	0,00	0,48				
22	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	1,00	0,00	0,07	0,00	1,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,07	0,00	1,07				
23	Котельная проф. «Бунгурский»	0,33	0,00	0,07	0,00	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,00	0,07	0,00	0,40				
24	Котельная «РТРС»	0,30	0,00	0,03	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	0,03	0,00	0,33				
25	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,19	0,00	0,03	0,00	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	0,00	0,03	0,00	0,22				
26	Котельная школа №1	0,29	0,00	0,03	0,00	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,00	0,03	0,00	0,32				
27	Котельная школа №23	0,25	0,00	0,01	0,00	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,01	0,00	0,26				
28	Котельная школа №37	0,32	0,00	0,04	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00	0,04	0,00	0,36				
29	Котельная школа №43	0,30	0,00	0,02	0,00	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	0,02	0,00	0,32				
30	Котельная интернат №66 (Монтажник)	0,19	0,00	0,05	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	0,00	0,05	0,00	0,24				
31	Котельная школа №16	0,23	0,00	0,02	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00	0,02	0,00	0,25				
32	Котельная детского сада №123	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03				
33	Полосухинская	0,39	0,00	0,03	0,00	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39	0,00	0,03	0,00	0,42				
34	Кузнецкая крепость	0,15	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,15				



№ п/п	Наименование теплоисточника	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч					Собственные нужды промышленного предприятия, Гкал/ч					Тепловая нагрузка по прямым договорам организации-производителя тепловой энергии и потребителей, Гкал/ч					Договорная нагрузка конечных потребителей городской застройки, Гкал/ч				
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>
35	Котельная НКХП	0,72	0,00	0,08	0,00	0,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72	0,00	0,08	0,00	0,80
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>		<b>142,5</b>	<b>7,0</b>	<b>24,2</b>	<b>0,0</b>	<b>173,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>142,5</b>	<b>7,0</b>	<b>24,2</b>	<b>0,0</b>	<b>173,7</b>
<b>Прочие котельные (прочие ЕТО)</b>																					
36	Котельная АО «Евразурда» (ЕТО №05)	41,73	0,00	0,00	0,00	41,73	41,46	0,00	0,00	0,00	41,46	0,28	0,00	0,00	0,00	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ЕТО №06</b>																					
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,90	0,00	0,00	0,00	0,90	0,60	0,00	0,00	0,00	0,60	0,30	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	10,23	0,00	0,00	0,00	10,23	6,87	0,00	0,00	0,00	6,87	3,36	0,00	0,00	0,00	3,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	0,92	0,00	0,00	0,00	0,92	0,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00	0,25
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	2,30	0,00	0,00	0,00	2,30	1,54	0,00	0,00	0,00	1,54	0,76	0,00	0,00	0,00	0,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ИТОГО по ЕТО №06</b>		<b>14,35</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>14,35</b>	<b>9,69</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>9,02</b>	<b>4,41</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>4,41</b>	<b>0,25</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,25</b>
41	Котельная ООО ТК «Садовая» (ЕТО №07)	4,65	0,00	0,00	0,00	4,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,65	0,00	0,00	0,00	4,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» (ЕТО №08)	3,51	0,00	0,00	0,00	3,51	2,51	0,00	0,00	0,00	2,51	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ИТОГО по прочим котельным</b>		<b>64,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>64,2</b>	<b>53,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>53,0</b>	<b>10,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>10,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,3</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>2408</b>	<b>183</b>	<b>279</b>	<b>304</b>	<b>3174</b>	<b>690</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>789</b>	<b>171</b>	<b>16</b>	<b>9</b>	<b>161</b>	<b>357</b>	<b>1547</b>	<b>168</b>	<b>269</b>	<b>44</b>	<b>2028</b>

## **5.8. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии**

Выполненный для определения базового спроса на тепловую энергию статистический анализ фактического отпуска тепловой энергии с коллекторов источников централизованного теплоснабжения показал, что фактическая отпускаемая в тепловые сети величина тепловой энергии, пересчитанная на расчётное значение температуры наружного воздуха минус 35°C, ниже суммы договорных нагрузок потребителей и расчётных значений тепловых потерь.

Указанное обстоятельство чрезвычайно важно для разработки схемы теплоснабжения, кардинальным образом влияя на планируемые мероприятия по развитию источников теплоснабжения и тепловых сетей (принятие в расчёт договорных, но реально не достигаемых нагрузок может на порядок увеличить капитальные затраты на эти мероприятия, которые окажутся невостребованными). Расхождение, как можно предположить, обусловлено методическими погрешностями при расчёте проектных тепловых нагрузок, методическими погрешностями расчёта по укрупнённым показателям (объемам, площадям отапливаемых зданий). Снижение фактических нагрузок по сравнению с договорными величинами отчасти вызвано и тем, что некоторые потребители, относящиеся к категории промышленных, отключили часть своих теплопотребляющих установок, сохранив прежнюю договорную нагрузку.

Необходимо отметить, что массовые жалобы потребителей на недостаточное количество подаваемой тепловой энергии отсутствуют. Возникающие жалобы связаны с локальными проблемами зон и отапливаемых объектов, а не с систематическим снижением проектного температурного графика централизованного отпуска теплоты 150/70, что даёт право заключить, что фактический, заниженный по сравнению с договорным, отпуск теплоты, оцененный по приборам учёта на коллекторах источников, в целом соответствует фактическим потребностям.

Методология определения и величины расчетных тепловых нагрузок конечных потребителей представлены в разделе 5.3.

В таблице ниже представлено сравнение величины расчетной нагрузки и фактической потребности в тепловой мощности конечных потребителей, по зоне действия каждого источника тепловой энергии.

Поскольку к источникам комбинированной выработки подключена наибольшая часть потребителей города, именно разница в расчетной и договорной нагрузке ТЭЦ предопределяет разницу в целом по городу, которая составляет 28%.

**Таблица 194 – Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Нагрузка конечных потребителей (с учетом ГВС <sub>ср</sub> ), Гкал/ч		
		договорная	расчетная	отношение расчетной к договорной, %
<b>ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>				
1	КТЭЦ (ЕТО №01)	947,8	566,5	60%
<b>ЕТО №02</b>				
2	ЗСТЭЦ	1402,0	1110,2	79%
3	Новоильинская газовая котельная	11,38	10,78	95%
<b>ИТОГО по ЕТО №02</b>		<b>1413</b>	<b>1121</b>	<b>79%</b>
4	ЦТЭЦ (ЕТО №03)	575,0	448,6	78%
<b>ИТОГО по ЕТО на базе ТЭЦ (ЕТО №01, 02, 03)</b>		<b>2936</b>	<b>2136</b>	<b>73%</b>
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>				
5	Абашевская районная котельная	24,28	16,80	69%
6	Байдаевская центральная котельная №2	25,78	13,49	52%
7	Зырянская районная котельная	43,98	27,20	62%
8	Котельная пос. Притомский	11,01	6,12	56%
9	Котельная №19	0,04	0,24	591%
10	Котельная №72	0,12	0,06	47%
11	Котельная УПК	0,28	0,25	91%
12	Котельная ОРК «Таргай»	0,71	0,67	94%
13	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	1,99	2,08	104%
14	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	2,58	1,05	41%
15	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	0,03	0,10	300%
16	Куйбышевская центральная котельная	45,61	27,37	60%
17	Котельная пос. Листвяги	8,26	3,58	43%
18	Котельная №6	0,81	0,43	53%
19	Котельная Садопарковая	0,79	0,70	88%
20	Котельная №32 (БПОУ)	1,71	0,69	40%
21	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	0,48	0,06	11%
22	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	1,07	0,36	33%
23	Котельная проф. «Бунгурский»	0,40	0,32	80%
24	Котельная «РТС»	0,33	0,27	80%
25	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,22	0,12	55%
26	Котельная школа №1	0,32	0,19	59%
27	Котельная школа №23	0,26	0,18	71%
28	Котельная школа №37	0,36	0,31	85%
29	Котельная школа №43	0,32	0,24	74%
30	Котельная интернат №66 (Монтажник)	0,24	0,19	80%
31	Котельная школа №16	0,25	0,12	49%
32	Котельная детского сада №123	0,03	0,03	84%
33	Полосухинская	0,42	0,28	66%
34	Кузнецкая крепость	0,15	0,08	50%
35	Котельная НКХП	0,80	0,64	80%
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>		<b>173,7</b>	<b>104,2</b>	<b>60%</b>
<b>Прочие котельные (прочие ЕТО)</b>				
36	Котельная АО «Евразруда» (ЕТО №05)	41,73	33,39	80%
<b>ЕТО №06</b>				
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,90	0,72	80%
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	10,23	8,18	80%
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	0,92	0,74	80%
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	2,30	1,84	80%
<b>ИТОГО по ЕТО №06</b>		<b>14,35</b>	<b>11,48</b>	<b>80%</b>
41	Котельная ООО ТК «Садовая» (ЕТО №07)	4,65	3,72	80%
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	3,51	2,81	80%

№ п/п	Наименование теплоисточника	Нагрузка конечных потребителей (с учетом ГВС <sub>ср</sub> ), Гкал/ч		
		договорная	расчетная	отношение расчетной к договорной, %
	(ЕТО №08)			
<b>ИТОГО по прочим котельным</b>		<b>64,2</b>	<b>51,4</b>	<b>80%</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>3174</b>	<b>2292</b>	<b>72%</b>

## **6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

### **6.1. 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**

По сравнению с базовым проектом Схемы теплоснабжения, балансы тепловой мощности скорректированы следующим образом:

- 1) Балансы тепловой мощности в зоне действия ТЭЦ составлены в соответствии с формой таблицы П15.2 Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки;
- 2) Балансы тепловой мощности в зоне действия котельных составлены в соответствии с формой таблицы П15.3 Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе котельной;
- 3) В связи со сменой способа определения расчетной нагрузки, по некоторым системам имеются существенные изменения (преимущественно в меньшую сторону)

### **6.2. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии**

Балансы тепловой мощности представлены в таблицах ниже. При дальнейших актуализациях проекта рекомендуется сохранять единство приводимой информации и проводить анализ ретроспективных показателей.

**Таблица 195 – Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии общего пользования, за 2015-2019 гг., Гкал/ч (таблица П15.2 МУ)**

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
<b>КТЭЦ (ЕТО №01) - АО «Кузнецкая ТЭЦ» (ул. Новороссийская, 35)</b>					
Установленная тепловая мощность, в том числе:	890,0	890,0	890,0	890,0	890,0
отборы паровых турбин, в том числе:	397,0	397,0	397,0	397,0	397,0
производственных показателей (с учетом противодействия)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
теплофикационных показателей (с учетом противодействия)	397,0	397,0	397,0	397,0	397,0
РОУ	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0
ПВК	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая тепловая мощность станции	890,0	890,0	890,0	890,0	890,0
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе по выводам тепловой мощности:	74,6	74,6	74,6	74,6	74,6
1 (БУ-1)	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
2 (БУ-2)	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
3 (БУ-3)	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
4 (ВК)	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
Потери в паропроводах	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	878,7	883,2	887,7	892,2	893,0
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7
отопление и вентиляция	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
горячее водоснабжение	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
1 (БУ-1)	130,6	133,5	136,3	137,0	137,1
отопление и вентиляция	111,5	113,9	116,3	117,0	117,1
горячее водоснабжение	19,1	19,5	19,9	20,1	20,1
2 (БУ-2)	161,9	159,3	156,6	151,6	151,8
отопление и вентиляция	138,2	136,0	133,7	129,4	129,6
горячее водоснабжение	23,7	23,3	22,9	22,2	22,2
3 (БУ-3)	216,3	212,7	209,2	202,5	202,7
отопление и вентиляция	184,6	181,6	178,5	172,9	173,0
горячее водоснабжение	31,7	31,1	30,6	29,6	29,7
4 (ВК)	351,2	358,8	366,4	368,3	368,7
отопление и вентиляция	299,8	306,3	312,8	314,4	314,7
горячее водоснабжение	51,4	52,5	53,6	53,9	54,0
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	713,9	654,1	724,5	685,9	596,1
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	24,2	22,0	24,3	23,2	20,2
отопление и вентиляция	23,6	21,5	23,7	22,7	19,7
горячее водоснабжение	0,6	0,5	0,6	0,5	0,5
1 (БУ-1)	105,2	97,9	110,0	105,6	91,8
отопление и вентиляция	89,8	83,5	93,9	90,2	78,4
горячее водоснабжение	15,4	14,3	16,1	15,5	13,4
2 (БУ-2)	129,2	116,1	126,1	116,9	101,6
отопление и вентиляция	110,3	99,1	107,6	99,8	86,7
горячее водоснабжение	18,9	17,0	18,5	17,1	14,9
3 (БУ-3)	172,6	155,0	168,4	156,1	135,7
отопление и вентиляция	147,3	132,3	143,7	133,3	115,8
горячее водоснабжение	25,3	22,7	24,6	22,9	19,9
4 (ВК)	282,8	263,1	295,8	284,0	246,8
отопление и вентиляция	241,4	224,6	252,5	242,4	210,7
горячее водоснабжение	41,4	38,5	43,3	41,6	36,1
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	54,8	54,8	54,8	54,8	54,8
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-150,2	-154,7	-159,2	-163,7	-164,5

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	99,1	158,8	88,4	127,1	216,9
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	760,0	760,0	760,0	760,0	760,0
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	669,8	617,2	679,2	645,2	566,1
Зона действия источника тепловой мощности, га	1948	1950	1952	1954	1956
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,366	0,335	0,371	0,351	0,305
<b>ЗСТЭЦ - АО «ЕВРАЗ ЗСМК» (Северное шоссе, 23)</b>					
Установленная тепловая мощность, в том числе:	1307,5	1307,5	1307,5	1307,5	1307,5
отборы паровых турбин, в том числе:	1307,5	1307,5	1307,5	1307,5	1307,5
производственных показателей (с учетом противодавления)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	1307,5	1307,5	1307,5	1307,5	1307,5
РОУ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ПВК	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая тепловая мощность станции	1307,5	1307,5	1307,5	1307,5	1307,5
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе по выводам тепловой мощности:	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5
1 (Западный)	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9
2 (Ильинский)	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6
Потери в паропроводах	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	1251,9	1251,9	1251,9	1251,9	1263,2
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	755,0	755,0	755,0	755,0	755,0
отопление и вентиляция	747,2	747,2	747,2	747,2	747,2
горячее водоснабжение	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
1 (Западный)	270,1	270,1	270,1	270,1	276,3
отопление и вентиляция	247,4	247,4	247,4	247,4	253,0
горячее водоснабжение	22,7	22,7	22,7	22,7	23,2
2 (Ильинский)	226,8	226,8	226,8	226,8	232,0
отопление и вентиляция	207,7	207,7	207,7	207,7	212,5
горячее водоснабжение	19,1	19,1	19,1	19,1	19,5
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	1117,5	1131,6	1167,8	1089,4	1048,6
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	648,3	656,5	677,5	632,0	603,1
отопление и вентиляция	641,6	649,7	670,4	625,4	596,9
горячее водоснабжение	6,7	6,8	7,0	6,5	6,2
1 (Западный)	255,0	258,3	266,5	248,6	242,2
отопление и вентиляция	233,6	236,5	244,1	227,7	221,8
горячее водоснабжение	21,5	21,7	22,4	20,9	20,4
2 (Ильинский)	214,2	216,9	223,8	208,8	203,4
отопление и вентиляция	196,2	198,6	205,0	191,2	186,3
горячее водоснабжение	18,0	18,2	18,8	17,6	17,1
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	138,8	138,8	138,8	138,8	138,8
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-174,2	-174,2	-174,2	-174,2	-185,5
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	-12,0	-26,2	-62,4	16,1	106,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1132,5	1132,5	1132,5	1132,5	1132,5
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1086,0	1098,4	1130,2	1061,2	1025,4
Зона действия источника тепловой мощности, га	3544	3548	3551	3555	3558
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,315	0,319	0,329	0,306	0,295

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
<b>ЦТЭЦ (ЕТО №03) - ООО «ЭнергоТранзит» (ул. Коммунальная, 25)</b>					
Установленная тепловая мощность, в том числе:	1215,3	1215,3	1215,3	1215,3	1215,3
отборы паровых турбин, в том числе:	815,3	815,3	815,3	815,3	815,3
производственных показателей (с учетом противодействия)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
теплофикационных показателей (с учетом противодействия)	815,3	815,3	815,3	815,3	815,3
РОУ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ПВК	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0
Располагаемая тепловая мощность станции	801,3	801,3	801,3	801,3	801,3
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе по выводам тепловой мощности:	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2
1 (правый водовод)	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9
2 (левый водовод)	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2
Потери в паропроводах	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	480,2	478,5	476,9	475,2	464,2
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	32,7	32,7	32,7	32,7	33,7
отопление и вентиляция	32,0	32,0	32,0	32,0	33,0
горячее водоснабжение	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6
1 (правый водовод)	222,2	221,4	220,6	219,7	230,5
отопление и вентиляция	186,1	185,4	184,7	184,0	193,1
горячее водоснабжение	36,1	36,0	35,8	35,7	37,4
2 (левый водовод)	225,2	224,4	223,6	222,7	233,7
отопление и вентиляция	188,7	188,0	187,3	186,6	195,7
горячее водоснабжение	36,6	36,5	36,3	36,2	38,0
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	557,6	509,0	512,1	424,6	431,4
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	35,2	32,2	32,6	27,1	27,1
отопление и вентиляция	34,4	31,5	31,8	26,4	26,6
горячее водоснабжение	0,8	0,8	0,8	0,6	0,5
1 (правый водовод)	259,4	236,8	238,2	197,4	200,8
отопление и вентиляция	217,3	198,3	199,5	165,3	168,1
горячее водоснабжение	42,1	38,5	38,7	32,1	32,6
2 (левый водовод)	263,0	240,0	241,4	200,1	203,5
отопление и вентиляция	220,3	201,0	202,2	167,6	170,4
горячее водоснабжение	42,7	39,0	39,2	32,5	33,1
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	110,8	110,8	110,8	110,8	110,8
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	55,4	55,4	55,4	55,4	55,4
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	159,0	160,7	162,4	164,0	175,1
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	137,1	185,7	182,5	270,1	263,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	667,4	667,4	667,4	667,4	667,4
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	541,9	499,1	501,9	424,8	430,8
Зона действия источника тепловой мощности, га	2201	2203	2205	2207	2209
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,253	0,231	0,232	0,192	0,195

**Таблица 196 – Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе котельных в зоне деятельности ЕТО за 2015-2019 гг., Гкал/ч (таблица П15.3 МУ)**

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Новоильинская газовая котельная - МП «ГУЖКХ» (пр. Авиаторов 56а, квартал № 13)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40
2	Располагаемая тепловая мощность станции	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	6,32	8,01	9,69	11,38	11,38
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	10,27	10,27	10,27	10,27	11,35
8	отопление	8,85	8,85	8,85	8,85	9,77
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,91	0,91	0,91	0,91	1,01
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	6,49	4,81	3,12	1,44	1,44
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	3,11	3,11	3,11	3,11	2,03
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	9,04	9,04	9,04	9,04	9,98
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	44,73	44,73	44,73	44,73	44,73
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,22	0,22	0,22	0,22	0,24
<b>Абашевская районная котельная - ООО «Сибэнерго» (Ордж. р-н ул. Кавказская, 26)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	46,51	46,51	46,51	46,51	46,51
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	36,54	35,69	34,84	33,99	24,28
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	31,49	31,49	31,49	22,64	20,44
8	отопление	21,74	21,74	21,74	15,63	14,11
9	вентиляция	0,51	0,51	0,51	0,37	0,33
10	горячее водоснабжение	3,64	3,64	3,64	2,61	2,36



№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	5,16	6,01	6,86	7,70	17,42
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	13,85	13,85	13,85	22,70	24,89
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	26,54	26,54	26,54	26,54	26,54
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	27,71	27,71	27,71	19,92	17,99
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	99,30	99,30	99,30	99,30	99,30
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,26	0,26	0,26	0,19	0,17
<b>Байдаевская центральная котельная №2 - ООО «Сибэнерго» (Ордж. р-н ул. Слесарная, 12)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	48,55	48,55	48,55	48,55	48,55
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	34,48	34,52	34,55	34,59	25,78
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	31,63	31,63	31,63	25,00	17,29
8	отопление	20,57	20,57	20,57	16,26	11,25
9	вентиляция	1,13	1,13	1,13	0,89	0,62
10	горячее водоснабжение	2,98	2,98	2,98	2,35	1,63
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	9,12	9,08	9,04	9,01	17,82
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	15,77	15,77	15,77	22,39	30,11
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	36,20	36,20	36,20	36,20	36,20
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	27,84	27,84	27,84	22,00	15,22
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	118,31	118,31	118,31	118,31	118,31
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,21	0,21	0,21	0,16	0,11
<b>Зыряновская районная котельная - ООО «Сибэнерго» (Ордж. р-н ул. Пархоменко, 110)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	85,62	85,62	85,62	85,62	85,62

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	6,14	6,14	6,14	6,14	6,14
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	58,79	58,58	58,37	58,16	43,98
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	29,77	29,77	29,77	48,07	33,34
8	отопление	19,68	19,68	19,68	31,78	22,04
9	вентиляция	1,13	1,13	1,13	1,83	1,27
10	горячее водоснабжение	3,47	3,47	3,47	5,61	3,89
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	18,64	18,85	19,06	19,27	33,45
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	53,81	53,81	53,81	35,50	50,24
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	64,14	64,14	64,14	64,14	64,14
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	26,20	26,20	26,20	42,31	29,34
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	207,82	207,82	207,82	207,82	207,82
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,12	0,12	0,12	0,19	0,13
<b>Котельная пос. Притомский - ООО «Сибэнерго» (Ордж. р-н Шоссе Притомское, 26)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	31,75	31,75	31,75	31,75	31,75
2	Располагаемая тепловая мощность станции	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	13,63	12,92	12,21	11,51	11,01
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	14,38	14,38	14,38	11,71	9,01
8	отопление	8,61	8,61	8,61	7,01	5,39
9	вентиляция	0,05	0,05	0,05	0,04	0,03
10	горячее водоснабжение	1,12	1,12	1,12	0,91	0,70
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	3,68	4,39	5,10	5,80	6,30
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	5,81	5,81	5,81	8,48	11,19
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	11,86	11,86	11,86	11,86	11,86
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах	12,65	12,65	12,65	10,30	7,93

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
	станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата					
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	116,47	116,47	116,47	116,47	116,47
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,08	0,08	0,08	0,07	0,05
<b>Котельная №19 - ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК») (Ордж. р-н переулоч Школьный, 1а)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,45	0,45	0,45	0,45	0,04
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,60	0,60	0,60	0,28	0,26
8	отопление	0,53	0,53	0,53	0,25	0,23
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,51	0,51	0,51	0,51	0,92
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,38	0,38	0,38	0,70	0,72
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,53	0,53	0,53	0,25	0,23
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,37	0,37	0,37	0,18	0,16
<b>Котельная №72 - ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК») (Ордж. р-н ул. Фесковская, 99)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,11	0,15	0,19	0,23	0,12
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на	0,12	0,12	0,12	0,09	0,06

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
	коллекторах станции), в том числе:					
8	отопление	0,09	0,09	0,09	0,07	0,04
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,03	0,03	0,03	0,02	0,01
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,17	0,13	0,09	0,05	0,16
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,17	0,17	0,17	0,19	0,22
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,10	0,10	0,10	0,08	0,05
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,45	0,45	0,45	0,35	0,24
<b>Котельная УПК - ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК») (Заводск. р-н проезд Томский, 11а корп. 1)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,35	0,32	0,30	0,27	0,28
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,39	0,39	0,39	0,39	0,28
8	отопление	0,34	0,34	0,34	0,34	0,24
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,30	0,32	0,35	0,38	0,37
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,28	0,28	0,28	0,28	0,39
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,35	0,35	0,35	0,35	0,25
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,26	0,26	0,26	0,26	0,19
<b>Котельная ОРК «Таргай» - ООО «Сибэнерго» (пос. Таргай)</b>						
1	Установленная тепловая мощность,	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
	в том числе:					
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,60	0,60	0,60	0,60	0,71
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,04	1,04	1,04	0,88	0,89
8	отопление	0,56	0,56	0,56	0,47	0,48
9	вентиляция	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
10	горячее водоснабжение	0,19	0,19	0,19	0,16	0,16
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,84	0,84	0,84	0,84	0,73
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,63	0,63	0,63	0,79	0,78
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,91	0,91	0,91	0,77	0,78
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
<b>Котельная №1 п. Абагур-Лесной - ООО «Сибэнерго» (Центр. р-н ул. Земнухова, 43)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25
2	Располагаемая тепловая мощность станции	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,71	2,58	2,45	2,33	1,99
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	3,59	3,59	3,59	2,87	2,66
8	отопление	2,73	2,73	2,73	2,18	2,02
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,07	0,07	0,07	0,06	0,05
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,46	1,58	1,71	1,84	2,18
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,16	1,16	1,16	1,88	2,09
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварий-	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
	ном выводе самого мощного котла					
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	3,16	3,16	3,16	2,52	2,34
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	35,73	35,73	35,73	35,73	35,73
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,08	0,08	0,08	0,06	0,06
<b>Котельная №2 п. Абагур-Лесной - ООО «Сибэнерго» (Центр. р-н проезд Дагестанский, 14)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,85	6,85	6,85	6,85	6,85
2	Располагаемая тепловая мощность станции	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,56	2,57	2,57	2,58	2,58
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	3,20	3,20	3,20	2,53	1,62
8	отопление	1,99	1,99	1,99	1,57	1,00
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,08	0,08	0,08	0,07	0,04
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	2,54	2,53	2,53	2,52	2,52
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,47	2,47	2,47	3,14	4,06
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2,82	2,82	2,82	2,23	1,42
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	19,12	19,12	19,12	19,12	19,12
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,11	0,11	0,11	0,09	0,05
<b>Котельная №3 п. Абагур-Лесной - ООО «Сибэнерго» (Центр. р-н ул. Пинская, 43а)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепло-	0,23	0,19	0,15	0,12	0,03

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
	вая нагрузка в горячей воде					
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,21	0,21	0,21	0,16	0,14
8	отопление	0,16	0,16	0,16	0,12	0,10
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,42	0,46	0,50	0,54	0,62
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,48	0,48	0,48	0,53	0,55
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,18	0,18	0,18	0,14	0,12
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07	0,07	0,07	0,05	0,05
<b>Куйбышевская центральная котельная - ООО «Сибэнерго» (Куйбышевский р-н ул. Стволовая, 9)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	61,86	61,86	61,86	61,86	61,86
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	8,65	8,65	8,65	8,65	8,65
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	51,45	54,20	56,95	59,70	45,61
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	51,20	51,20	51,20	51,20	36,02
8	отопление	31,71	31,71	31,71	31,71	22,31
9	вентиляция	2,51	2,51	2,51	2,51	1,76
10	горячее водоснабжение	4,68	4,68	4,68	4,68	3,29
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,35	-2,41	-5,16	-7,91	6,19
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	9,25	9,25	9,25	9,25	24,43
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	40,45	40,45	40,45	40,45	40,45
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	45,05	45,05	45,05	45,05	31,70
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,20	0,20	0,20	0,20	0,14

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Котельная пос. Листвяги - ООО «Сибэнерго» (Куйбышевский р-н ул. Су-данская, 52)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	15,67	15,67	15,67	15,67	15,67
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	6,11	7,02	7,94	8,85	8,26
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	6,92	6,92	6,92	6,03	4,65
8	отопление	3,14	3,14	3,14	2,74	2,11
9	вентиляция	0,05	0,05	0,05	0,04	0,03
10	горячее водоснабжение	2,15	2,15	2,15	1,87	1,44
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	8,29	7,38	6,47	5,56	6,14
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	8,55	8,55	8,55	9,44	10,82
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	10,03	10,03	10,03	10,03	10,03
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	6,09	6,09	6,09	5,31	4,09
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	101,19	101,19	101,19	101,19	101,19
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04
<b>Котельная №6 - ООО «Сибэнерго» (Куйбышевский р-н ул. 375 км, 34)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,38	1,49	1,59	1,70	0,81
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,87	0,87	0,87	0,73	0,55
8	отопление	0,68	0,68	0,68	0,56	0,42
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,43	-0,54	-0,65	-0,75	0,14
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,19	0,19	0,19	0,34	0,51



№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,77	0,77	0,77	0,64	0,48
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	6,29	6,29	6,29	6,29	6,29
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,11	0,11	0,11	0,09	0,07
<b>Котельная Садопарковая - ООО «Сибэнерго» (Куйбышевский р-н ул. Садопарковая, 20)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,79	0,83	0,87	0,92	0,79
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,01	1,01	1,01	1,01	0,80
8	отопление	0,85	0,85	0,85	0,85	0,67
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,78	1,74	1,69	1,65	1,78
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,66	1,66	1,66	1,66	1,87
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,89	0,89	0,89	0,89	0,71
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,08	0,08	0,08	0,08	0,06
<b>Котельная №32 (БПОУ) - ООО «Сибэнерго» (Куйбышевский р-н ул. Садопарковая, 32)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,23	1,76	2,30	2,83	1,71
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	2,29	2,29	2,29	2,29	0,90
8	отопление	1,17	1,17	1,17	1,17	0,46
9	вентиляция	0,16	0,16	0,16	0,16	0,06
10	горячее водоснабжение	0,40	0,40	0,40	0,40	0,16
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,85	0,31	-0,22	-0,75	0,37
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,01	0,01	0,01	0,01	1,39
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2,01	2,01	2,01	2,01	0,80
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	10,26	10,26	10,26	10,26	10,26
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,17	0,17	0,17	0,17	0,07
<b>Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский - ООО «Сибэнерго» (Куйбышевский р-н ул. Кондомская, 10)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,60	0,56	0,52	0,48	0,48
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,18	0,18	0,18	0,18	0,10
8	отопление	0,09	0,09	0,09	0,09	0,05
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,31	0,35	0,39	0,43	0,43
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,78	0,78	0,78	0,78	0,86
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,16	0,16	0,16	0,16	0,09
15	Зона действия источника тепловой	8,82	8,82	8,82	8,82	8,82

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
	мощности, га					
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
<b>Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский - ООО «Сибэнерго» (Куйбышевский р-н ул. Спортивная, 11а)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,08	0,41	0,74	1,07	1,07
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,19	1,19	1,19	1,19	0,36
8	отопление	1,09	1,09	1,09	1,09	0,33
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,08	0,08	0,08	0,08	0,02
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,34	1,01	0,68	0,35	0,35
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,24	0,24	0,24	0,24	1,06
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,05	1,05	1,05	1,05	0,32
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,29	0,29	0,29	0,29	0,09
<b>Котельная проф. «Бунгурский» - ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК») (Куйбышевский р-н Профилакторий «Бунгурский»)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,48	0,46	0,44	0,41	0,40
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,63	0,63	0,63	0,63	0,67
8	отопление	0,25	0,25	0,25	0,25	0,27
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,42	0,44	0,46	0,48	0,49
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,61	0,61	0,61	0,61	0,57
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,56	0,56	0,56	0,56	0,59
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11
<b>Котельная «РТРС» - ООО «Сибэнерго» (Куйбышевский р-н ул. Черемнова, 82)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,34	0,34	0,34	0,33	0,33
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,30	0,30	0,30	0,30	0,28
8	отопление	0,26	0,26	0,26	0,26	0,24
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,02	1,02	1,02	1,02	1,04
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,27	0,27	0,27	0,27	0,25
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,29	0,29	0,29	0,29	0,26
<b>Оздоровительного лагеря «Голубь» - ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК») (д. Есауловка)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,21	0,21	0,22	0,22	0,22
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,24	0,24	0,24	0,24	0,14
8	отопление	0,18	0,18	0,18	0,18	0,11
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,67	0,67	0,67	0,66	0,66
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,66	0,66	0,66	0,66	0,76
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,21	0,21	0,21	0,21	0,12
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,16	0,16	0,16	0,16	0,09
<b>Котельная школа №1 - ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК») (Куйбышевский р-н ул. Пролетарская, 81)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,29	0,29	0,29	0,29	0,20
8	отопление	0,25	0,25	0,25	0,25	0,17
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,28	0,28	0,27	0,26	0,26
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,31	0,31	0,31	0,31	0,39
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах	0,25	0,25	0,25	0,25	0,18

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
	станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата					
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,25	0,25	0,25	0,25	0,18
<b>Котельная школа №23 - ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК») (Куйбышевский р-н ул. Редаково, 104)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,25	0,24	0,23	0,22	0,26
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,30	0,30	0,30	0,30	0,20
8	отопление	0,25	0,25	0,25	0,25	0,17
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,42	0,43	0,44	0,45	0,41
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,40	0,40	0,40	0,40	0,49
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,26	0,26	0,26	0,26	0,18
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,20	0,20	0,20	0,20	0,14
<b>Котельная школа №37 - ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК») (Куйбышевский р-н ул. Варшавская, 1)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,34	0,34	0,34	0,34	0,36
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на	0,39	0,39	0,39	0,39	0,32

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
	коллекторах станции), в том числе:					
8	отопление	0,33	0,33	0,33	0,33	0,28
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,14	0,14	0,14	0,14	0,12
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,11	0,11	0,11	0,11	0,18
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,34	0,34	0,34	0,34	0,28
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,17	0,17	0,17	0,17	0,14
<b>Котельная школа №43 - ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК») (Куйбышевский р-н ул. Жасминная, 8)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,31	0,31	0,31	0,31	0,32
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,33	0,33	0,33	0,33	0,26
8	отопление	0,29	0,29	0,29	0,29	0,22
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,35	0,35	0,35	0,35	0,34
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,35	0,35	0,35	0,35	0,42
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,29	0,29	0,29	0,29	0,23
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,23	0,23	0,23	0,23	0,18

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Котельная интернат №66 (Монтажник) - ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК») (пос. Бунгур)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,45	0,37	0,29	0,21	0,24
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,28	0,28	0,28	0,28	0,30
8	отопление	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,02	0,09	0,17	0,25	0,22
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,29	0,29	0,29	0,29	0,27
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,25	0,25	0,25	0,25	0,27
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07
<b>Котельная школа №16 - ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК») (Центр. р-н ул. Громовой, 61)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,23	0,23	0,23	0,23	0,14
8	отопление	0,19	0,19	0,19	0,19	0,11
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,22	0,22	0,22	0,22	0,21
12	Резерв/дефицит тепловой мощно-	0,24	0,24	0,24	0,24	0,33



№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
	сти (по расчетной нагрузке)					
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,21	0,21	0,21	0,21	0,12
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,22	0,22	0,22	0,22	0,13
<b>Котельная детского сада №123 - ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК») (Куйбышевский р-н ул. Литейная, 82)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03
8	отопление	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,17	0,17	0,17	0,15	0,12
<b>Полосухинская - ООО «Сибэнерго» (ул. Станционная, ст. Полосухинская)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,44	0,31	0,18	0,05	0,42
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,79	0,79	0,79	0,83	0,39
8	отопление	0,52	0,52	0,52	0,55	0,26
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,05	0,05	0,05	0,05	0,02
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,74	1,87	2,00	2,13	1,76
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,51	1,51	1,51	1,47	1,91
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,69	0,69	0,69	0,73	0,34
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,10	0,10	0,10	0,10	0,05
<b>Кузнецкая крепость - ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК») (Кузн. р-н ул. Водопадная, 19)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,21	0,19	0,17	0,15	0,15
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,14	0,14	0,14	0,14	0,09
8	отопление	0,12	0,12	0,12	0,12	0,08
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,06	0,07	0,09	0,11	0,11
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,14	0,14	0,14	0,14	0,19
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,12	0,12	0,12	0,12	0,08
15	Зона действия источника тепловой	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
	мощности, га					
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,06	0,06	0,06	0,06	0,04
<b>Котельная НКХП - ООО «Сибэнерго» (Куйбышевский р-н пер. Мелькомбинатовский, 9)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:				1,56	1,56
2	Располагаемая тепловая мощность станции				1,56	1,56
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде				0,0154	0,0154
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде				0,04	0,04
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды				0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде				0,80	0,80
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:				0,72	0,68
8	отопление				0,61	0,58
9	вентиляция				0,00	0,00
10	горячее водоснабжение				0,07	0,06
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)				0,70	0,70
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)				0,82	0,86
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла				1,02	1,02
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата				0,64	0,60
15	Зона действия источника тепловой мощности, га				0,85	0,85
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га				0,80	0,76
<b>Котельная АО «Евразруда» (ЕТО №05) - АО «Евразруда» (ш. Космическое, 16)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	46,00	46,00	46,00	46,00	46,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	46,00	46,00	46,00	46,00	46,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	41,73	41,73	41,73	41,73	41,73
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	37,69	37,69	37,69	37,69	35,47
8	отопление	35,47	35,47	35,47	35,47	33,39
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	7,51	7,51	7,51	7,51	9,72
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	29,86	29,86	29,86	29,86	29,86
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	33,16	33,16	33,16	33,16	31,22
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	10,98	10,98	10,98	10,98	10,33
<b>Котельная ст. Новокузнецк-Восточный - ОАО «РЖД» (в районе ст. Новокузнецк-Восточный)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,81	0,81	0,81	0,81	0,77
8	отопление	0,77	0,77	0,77	0,77	0,72
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,13	0,13	0,13	0,13	0,18
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,72	0,72	0,72	0,72	0,67
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,58	0,58	0,58	0,58	0,55
<b>Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3) - ОАО «РЖД» (ул. 375 км, 2А)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	10,90	10,90	10,90	10,90	10,90
2	Располагаемая тепловая мощность станции	10,90	10,90	10,90	10,90	10,90

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	9,24	9,24	9,24	9,24	8,69
8	отопление	8,69	8,69	8,69	8,69	8,18
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,47	1,47	1,47	1,47	2,01
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	8,13	8,13	8,13	8,13	7,65
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	2,35	2,35	2,35	2,35	2,22
<b>Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2 - ОАО «РЖД» (пос. Абагур-Лесной)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,83	0,83	0,83	0,83	0,78
8	отопление	0,78	0,78	0,78	0,78	0,74
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,55	1,55	1,55	1,55	1,60
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе	0,73	0,73	0,73	0,73	0,69

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
	самого мощного пикового котла/турбоагрегата					
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,29	0,29	0,29	0,29	0,27
<b>Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино - ОАО «РЖД» (ул. Стальского, 9)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	2,08	2,08	2,08	2,08	1,95
8	отопление	1,95	1,95	1,95	1,95	1,84
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,33	0,33	0,33	0,33	0,45
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,83	1,83	1,83	1,83	1,72
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,82	0,82	0,82	0,82	0,77
<b>Котельная ООО ТК «Садовая» (ЕТО №07) - ООО ТК «Садовая» (ул. Селекционная, 11)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93
2	Располагаемая тепловая мощность станции	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	4,20	4,20	4,20	4,20	3,95

№ п/п	Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
8	отопление	3,95	3,95	3,95	3,95	3,72
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,65	2,65	2,65	2,65	2,89
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	3,69	3,69	3,69	3,69	3,47
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	20,40	20,40	20,40	20,40	20,40
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,19	0,19	0,19	0,19	0,18
<b>Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» (ЕТО №08) - ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» (ул. Вокзальная, 58)</b>						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32
2	Располагаемая тепловая мощность станции	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	3,17	3,17	3,17	3,17	2,99
8	отопление	2,98	2,98	2,98	2,98	2,81
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	8,08	8,08	8,08	8,08	8,27
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2,79	2,79	2,79	2,79	2,63
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,36	0,36	0,36	0,36	0,34

### **6.3. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности «нетто» по каждому источнику тепловой энергии**

Величина резервов тепловой мощности «нетто» по каждому источнику тепловой энергии представлена в таблицах раздела 6.2.

1. При рассмотрении существующих балансов тепловой энергии по договорным нагрузкам дефициты тепловой мощности свойственны для систем централизованного теплоснабжения на базе КТЭЦ и ЗСТЭЦ. По системам теплоснабжения на базе муниципальных и ведомственных котельных свойственны резервы тепловой мощности.

2. Однако по расчетной нагрузке все источники (в том числе КТЭЦ и ЗСТЭЦ) имеют резервы тепловой мощности, достаточные для качественного и надежного теплоснабжения потребителей.

### **6.4. 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**

Системы централизованного теплоснабжения запроектированы на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии на источниках теплоснабжения. Проектный температурный график по зонам теплоснабжения от Новокузнецких ТЭЦ 150-70°C и действует до настоящего времени, но со «срезкой» до 125°C по всем ТЭЦ. Температурные графики по отпуску тепла от теплоисточников ежегодно разрабатываются и согласовываются и утверждаются теплосетевыми организациями.

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры теплоносителя в подающих трубопроводах тепловой сети при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условиях.

Для оценки существующих гидравлических режимов тепловых сетей от ТЭЦ города Новокузнецка и крупных муниципальных котельных Байдаевская, Абашевская, Зыряновская, Притомская, Куйбышевская и Листвяги с точки зрения имеющихся резервов (дефицитов) пропускной способности были выполнены гидравлические расчеты с применением ПК ZuluThermo 7.0, а именно:

От КТЭЦ в Кузнецкий, Центральный, Орджоникидзевский районы. Ситуационный план существующих тепловыводов КТЭЦ от главного корпуса КТЭЦ и от водогрейной котельной КТЭЦ приведен в разделе 2:

- От ЗСТЭЦ в Заводской и Новоильинский районы;
- От ЦТЭЦ в Центральный и Куйбышевский районы;
- От котельных:



- Орджоникидзевский район:
  - Байдаевской ЦК;
  - Зыряновской РК;
  - Абашевской РК;
  - Притомской.
- Куйбышевский район:
  - Куйбышевской ЦК;
  - Листвяги в пос. Листвяжный.

Гидравлические режимы разработаны с учетом располагаемых напоров сетевых насосов и подпиточных насосов на источниках тепла, а также насосов на подающих и обратных трубопроводах в насосных станциях.

### ***Кузнецкая ТЭЦ***

Возможность передачи тепловой энергии до самого дальнего потребителя, а также возможность подключения новых потребителей к системе централизованного теплоснабжения характеризует зимний режим работы тепловых сетей. Характеристики зимнего гидравлического режима приведены в таблицах ниже.

**Таблица 197 – Зимний гидравлический режим работы тепловых сетей от КТЭЦ**

Источник теплоснабжения	Давление в трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	
	Подающем, P <sub>1</sub>	Обратном, P <sub>2</sub>
КТЭЦ, БУ-1	10,8	2,5
КТЭЦ, БУ-2	11,2	2,5
КТЭЦ, БУ-3	11,6	2,1
ВК	10,8	3,5

**Таблица 198 – Зимний гидравлический режим работы ПНС в системе теплоснабжения КТЭЦ**

Источник теплоснабжения	Давление в трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>			
	Подающем		Обратном	
	P <sub>1</sub> <sup>нз</sup>	P <sub>1</sub> <sup>вз</sup>	P <sub>2</sub> <sup>нз</sup>	P <sub>2</sub> <sup>вз</sup>
ПНС-11	3,7	8,4	4,2	13,1
ПНС-15	5,7	8,2	2,4	6,8

### ***Западно-Сибирская ТЭЦ***

Возможность передачи тепловой энергии до самого дальнего потребителя, а также возможность подключения новых потребителей к системе централизованного теплоснабжения характеризует зимний режим работы тепловых сетей. Характеристики зимнего гидравлического режима приведены в таблицах ниже.

**Таблица 199 – Зимний гидравлический режим работы тепловых сетей от ЗСТЭЦ**

Источник теплоснабжения	Давление в трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	
	Подающем, P <sub>1</sub>	Обратном, P <sub>2</sub>
Заводской р-н	11,1	3,0
Новоильинский р-н	11,4	3,7

**Таблица 200 – Зимний гидравлический режим работы ПНС в системе теплоснабжения ЗСТЭЦ**

Источник теплоснабжения	Давление в трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>			
	Подающем		Обратном	
	P <sub>1</sub> <sup>нз</sup>	P <sub>1</sub> <sup>вз</sup>	P <sub>2</sub> <sup>нз</sup>	P <sub>2</sub> <sup>вз</sup>
ПНС-16	9,2	12,5	5,0	10,2

### **Центральная ТЭЦ**

Располагаемый напор на тепловом выводе от ЦТЭЦ составляет 56 м вод. ст. Давление в подающем трубопроводе – 85 м вод. ст., в обратном – 29 м вод. ст.

От тепловых камер ТК-6п (подача Ду700 мм, обратка Ду600 мм) и ТК-6л (2Ду700 мм) до тепловой камеры ТК-8 по ул. Курако, в которой происходит разделение на 3 магистрали:

➤ От ТК-8 по ул. Курако далее по ул. Курако до ТК-20 тепломагистраль 2Ду 700мм, протяженностью 1453 м с удельными потерями до ТК-16 более 6,5-7,4 мм/м, скоростью 1,7-1,8 м/с с давлением в обратном трубопроводе 39-44 м вод. ст., что позволяет присоединение потребителей по зависимой схеме.

➤ От ТК-8 по ул. Курако магистраль по ул. Орджоникидзе диаметром головного участка 2Ду700 мм, протяженностью 2101 м до ТК-12 по пр. Metallургов диаметром 2Ду700 мм с удельными линейными потерями 3,3-4,9 мм/м, скоростью 1,2-1,5 м/сек и давлением в обратном трубопроводе в пределах 39-49 м вод. ст., что позволяет подключение потребителей по зависимой схеме.

➤ От ТК-8 по ул. Курако магистраль по пр. Строителей диаметром головного участка 2Ду400 мм и далее по пр. Строителей и ул. Фестивальная средним диаметром 400 мм протяженностью 2475 м с удельными линейными потерями в пределах 1,2-8,5 мм/м, скоростью в пределах 0,4-1,4 м/сек с давлением в обратном трубопроводе в пределах 39-47 м, что позволяет присоединение потребителей по зависимой схеме.

## **6.5. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

Балансы тепловой мощности составлены как по договорной, так и по расчетной нагрузке потребителей. В ходе анализа балансов в системе теплоснабжения было выявлено, что КТЭЦ и ЗСТЭЦ имеет дефициты тепловой мощности, если принимать во внимание договорную нагрузку потребителей. При этом все источники тепловой энергии имеют резервы тепловой мощности по расчетной нагрузке.

### **6.6. Описание резервов тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

Все источники тепловой энергии по состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения имеют достаточные резервы тепловой мощности «нетто» по расчетной присоединенной нагрузке. Расширение технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности «нетто» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности не требуется.