



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НОВОКУЗНЕЦКА  
ДО 2030 ГОДА  
АКТУАЛИЗАЦИЯ**

**КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА,  
ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ  
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

**Санкт-Петербург  
2016**

**Министерство образования и науки Российской Федерации  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого  
Институт энергетики и транспортных систем  
Научно-исследовательская лаборатория  
«Промышленная теплоэнергетика»**

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА  
НОВОКУЗНЕЦКА ДО 2030 ГОДА  
АКТУАЛИЗАЦИЯ**

**КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА,  
ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ  
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Заведующий НИЛ «ПТЭ»

\_\_\_\_\_

О.В. Деревянко

Заместитель заведующего НИЛ «ПТЭ»

\_\_\_\_\_

Я.А. Владимиров

**Санкт-Петербург  
2016**



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НОВОКУЗНЕЦКА  
ДО 2032 ГОДА  
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2017 ГОД)**

**КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА,  
ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ  
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

**Новокузнецк  
2016**

### СОСТАВ ДОКУМЕНТОВ

№ п/п	Наименование документа
1	Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии
	Приложение 1. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха, значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (кадастровые кварталы) за отопительный период и за год в целом
2	Приложение 2. Программа установки приборов учета
3	Книга 2 Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения
	Приложение 1. Схема размещения площадок перспективного развития города Новокузнецка по объектам гражданского и промышленного строительства
	Приложение 2. Прогноз прироста строительных фондов на территории г. Новокузнецка в период 2016-2032 гг.
	Приложение 3. Принятые удельные нормативы потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха, для оценки перспективного спроса на тепловую энергию
	Приложение 4. Прогноз прироста тепловых нагрузок на территории г. Новокузнецка в период 2016-2032 гг.
	Приложение 5. Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и прироста потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления к окончанию расчетного периода
4	Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения
5	Приложение 1. Результаты калибровки гидравлических режимов
6	Приложение 2. Альбом характеристик тепловых сетей
7	Приложение 3. Характеристики потребителей тепловой энергии
8	Приложение 4. Характеристики насосных станций и ЦТП
9	Приложение 5. Пьезометрические графики тепловых сетей
10	Книга 4 Мастер-план разработки схемы теплоснабжения
	Приложение 1. Письмо из Администрации №4/4322 от 21.02.2016
	Приложение 2. Письмо из Администрации о перспективной Схеме газоснабжения Кемеровской области
11	Книга 5 Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки
12	Приложение 1. 2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя от каждого магистрального вывода с целью определения возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети, от каждого магистрального вывода
13	Книга 6 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах
	Приложение 1. Перспективные балансы производительности ВПУ с учетом увеличения нормативных расходов теплоносителя (за счет увеличения подключенных нагрузок потребителей тепловой энергии) с учетом организации закрытых систем ГВС и с учетом запланированных мероприятий систем теплоснабжения
14	Книга 7 Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии
	Приложение 1. письмо ООО «Сибирская генерирующая компания» ОТ 20.09.2016 Г. №3/28-51264/16-0-0

№ п/п	Наименование документа
15	Книга 8 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них
	Приложение 1. Состав и стоимости мероприятий группы проектов № 2 для распределительных сетей МП «ССК» от КТЭЦ, ЦТЭЦ и ЗС ТЭЦ, а также тепловых сетей муниципальных и ведомственных котельных
16	Приложение 2. Перечень участков тепловых сетей, находящихся в эксплуатации более 25 лет
17	Приложение 3. Программа перевода абонентов на закрытую схему горячего водоснабжения
18	Приложение 4. Перспективные пьезометрические графики тепловых сетей
19	Книга 9 Перспективные топливные балансы
20	Книга 10 Оценка надежности теплоснабжения
21	Книга 11 Обоснование инвестиций в строительство и техническое перевооружение
	Приложение 1. Письмо ООО "Тепловые сети Новокузнецка" №Исх-3-9.2/1-62060/16-0-0 от 02.11.2016
22	Книга 12 Обоснования предложения по определению единой теплоснабжающей организации
23	Приложение 1. Копии заявок на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации
24	Приложение 2. Зоны действия единых теплоснабжающих организаций
25	Книга 13. Реестр проектов
26	Книга 14. Сводный том изменений, выполненных при актуализации схемы теплоснабжения на 2017 год
27	Пояснительная записка (утверждаемая часть)

## Содержание

1. Функциональная структура теплоснабжения.....	9
1.1. Общие сведения о структуре теплоснабжения города Новокузнецка.....	9
1.2. Описание деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций города Новокузнецка.....	15
1.2.1 АО «Кузнецкая ТЭЦ».....	15
1.2.2 Западно-Сибирская ТЭЦ – филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК».....	16
1.2.3 ООО «Центральная ТЭЦ».....	17
1.2.4 МП НГО «Сибирская сбытовая компания».....	20
1.2.5 АО «Межрегиональная теплосетевая компания».....	21
1.2.1 ООО «Тепловые сети Новокузнецка».....	22
1.2.2 Ведомственные котельные.....	23
1.3. Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей.....	23
1.4. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями.....	23
1.5. Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии.....	25
1.6. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения.....	25
2. Источники тепловой энергии.....	27
Общие положения.....	27
2.1. Структура основного оборудования источников тепловой энергии.....	30
2.1.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ.....	30
2.1.2. Муниципальные котельные.....	41
2.1.3. Ведомственные котельные.....	43
2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	43
2.2.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ.....	43
2.2.2. Муниципальные котельные.....	45
2.2.3. Ведомственные котельные.....	47
2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.....	47
2.3.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ.....	48
2.3.2. Муниципальные котельные.....	50
2.3.3. Ведомственные котельные.....	51
2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности «нетто».....	51
2.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	54
2.5.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ.....	54
2.5.2. Муниципальные котельные.....	64
2.5.3. Ведомственные котельные.....	66
2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии).....	66
2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.....	77

2.7.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ .....	77
2.7.2. Муниципальные котельные .....	81
2.7.3. Ведомственные котельные .....	82
2.8. Среднегодовая загрузка оборудования .....	83
2.8.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ .....	83
2.8.2. Муниципальные котельные .....	94
2.8.3. Ведомственные котельные .....	95
2.9. Способы учета тепловой энергии, отпущенной от источников в тепловые сети .....	96
2.9.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ .....	97
2.9.2. Муниципальные котельные .....	99
2.9.3. Ведомственные котельные .....	99
2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии .....	99
2.10.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ .....	100
2.10.2. Муниципальные котельные .....	101
2.10.3. Ведомственные котельные .....	101
2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников тепловой энергии .....	102
3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты .....	103
3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект .....	103
3.1.1. Кузнецкая ТЭЦ .....	103
3.1.2. Западно-Сибирская ТЭЦ .....	105
3.1.3. Центральная ТЭЦ .....	107
3.1.4. Муниципальные котельные .....	109
3.2. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки .....	112
3.2.1. Кузнецкая ТЭЦ .....	113
3.2.2. Западно-Сибирская ТЭЦ .....	117
3.2.3. Центральная ТЭЦ .....	120
3.2.4. Сведения по наиболее крупным муниципальным котельным МП «ССК» .....	123
3.3. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .....	130
3.4. описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов .....	130
3.5. описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....	131
3.6. фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети .....	135
3.7. гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики .....	135
3.8. статистику отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет .....	136

3.9. статистику восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет .....	138
3.10. описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	139
3.10.1 Методы технической диагностики, используемые теплосетевыми организациями на территории Новокузнецкого городского округа .....	139
3.10.2 Методы технической диагностики, не нашедшие применения теплосетевыми организациями Новокузнецкого городского округа.....	140
3.11. описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей .....	141
3.12. описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	146
3.13. оценку тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии.....	153
3.14. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	157
3.15. описание типов присоединений теплоснабжающих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям .....	157
3.16. сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя .....	159
3.17. анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи .....	162
3.18. уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций .....	162
3.19. сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления .....	163
3.20. перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	166
4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	167
4.1 Зона действия Кузнецкой ТЭЦ.....	167
4.2 Зона действия Западно-Сибирской ТЭЦ филиала ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК».....	168
4.3 Зона действия Центральной ТЭЦ.....	169
4.4 Зоны действия котельных .....	170
4.5 Определение эффективного радиуса теплоснабжения .....	171
5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии .....	172
5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	172
5.1.1. Договорное теплоснабжение при расчетных температурах наружного воздуха .....	172
5.1.2. Фактическое теплоснабжение при расчетных температурах наружного воздуха .....	174
5.2. Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	176



5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	176
5.4. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии.....	177
5.4.1. Договорное теплопотребление при расчетных температурах наружного воздуха.....	177
5.4.2. Фактическое теплопотребление при расчетных температурах наружного воздуха, на основании достигнутого максимума тепловой нагрузки.....	180
5.4.3. Сводные договорные и фактические тепловые нагрузки в системах теплоснабжения г. Новокузнецка.....	206
5.5. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	210
6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	213
6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в сетях и присоединенной тепловой нагрузки.....	213
6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности «нетто».....	216
6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю.....	216
6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	221
6.5. Резервы тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности «нетто» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....	223
7. Балансы теплоносителя.....	223
7.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей.....	223
7.1.1. Кузнецкая ТЭЦ.....	223
7.1.2. ЗС ТЭЦ.....	224
7.1.3. Центральная ТЭЦ.....	229
7.1.4. Локальные котельные.....	229
7.2. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.....	231
7.3. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	240
8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....	241
8.1. Виды и количество потребления используемого основного, резервного, аварийного, вспомогательного и растопочного топлива.....	241
8.2. Обеспечение резервного, аварийного, вспомогательного и растопочного топлива в соответствии с нормативными требованиями.....	252
8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.....	253

8.4. Анализ поставок топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха .....	253
9. Надежность теплоснабжения .....	254
9.1. Описание показателей надежности, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии .....	254
9.2. Анализ аварийных отключений потребителей и сравнение фактических показателей надежности с нормативными показателями.....	258
9.3. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений .....	261
9.4. Карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения.....	263
10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	271
10.1 Техничко-экономические показатели работы ТЭЦ г.Новокузнецка.....	271
Западно-Сибирская ТЭЦ.....	277
10.2 Техничко-экономические показатели работы котельных г. Новокузнецка.....	282
10.3 Техничко-экономические показатели работы теплосетевых организаций г. Новокузнецка .....	285
11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения .....	287
11.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию .....	287
11.2 Утвержденные тарифы на теплоноситель .....	289
11.3 Утвержденные тарифы на передачу тепловой энергии .....	289
11.4 Структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения .....	289
11.5 Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности .....	292
11.6 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	292
12. Существующие технические и технологические проблемы в системе теплоснабжения города.....	293
12.1.Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	293
12.2.Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения муниципального образования (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) .....	302
12.3.Существующие проблемы развития систем теплоснабжения .....	305
12.4.Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения .....	305
12.5.Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения .....	305

## 1. Функциональная структура теплоснабжения

### 1.1. Общие сведения о структуре теплоснабжения города Новокузнецка

В административных границах Муниципального образования «Новокузнецкий городской округ» деятельность по производству, распределению и передаче тепловой энергии осуществляют 8 теплоснабжающих и теплосетевых организации. Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций Новокузнецкого городского округа представлен в Таблице 1.1.

Теплоснабжающая организация - организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии.

Теплосетевая организация - организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии.

**Таблица 1-1 Перечень теплоснабжающих компаний Новокузнецкого городского округа**

№ п/п	Наименование организации	Адрес	Контактная информация	Вид деятельности
1	АО «Кузнецкая ТЭЦ»	654034, Кемеровская область, ул. Новороссийская, д. 35	Директор Ильин Юрий Леонидович приемная 8 (3843) 39-43-59 тел/факс 8 (3843) 37-17-92 E-mail: <a href="mailto:KolesnikovaGI@sibgenco.ru">KolesnikovaGI@sibgenco.ru</a>	выработка тепловой энергии
2	Западно-Сибирская ТЭЦ – филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	654043, город Новокузнецк, Северное шоссе, д.23	Директор Слюсарский Виталий Владимирович Телефон: (3843) 59-25-49 Факс: (3843) 59-59-59 доп. 185 Адрес электронной почты: <a href="mailto:zstec@zsmk.ru">zstec@zsmk.ru</a> <a href="mailto:vitaly.slyusarskiy@evraz.com">vitaly.slyusarskiy@evraz.com</a> <a href="mailto:Sergey.Novikov@evraz.com">Sergey.Novikov@evraz.com</a>	выработка тепловой энергии
3	ООО «Центральная ТЭЦ»	654005, Кемеровская область, г. Новокузнецк, ул. Коммунальная, д 25	Главный инженер Соломкин Константин Борисович приемная 8 (3843) 79-21-56, 79-42-29 факс 8 (3843) 79-38-39 электронная почта: <a href="mailto:bazhajkina-ia@tecnk.ru">bazhajkina-ia@tecnk.ru</a>	Ресурсоснабжающая организация (выработка тепловой энергии)

№ п/п	Наименование организации	Адрес	Контактная информация	Вид деятельности
4	<b>МП НГО «Сибирская сбытовая компания»</b>	654006, Кемеровская обл., ул. Орджоникидзе, д. 12/1	Директор Фролов Петр Васильевич тел/факс приемная: 8 (3843) 92-11-44 электронная почта <a href="mailto:office@gtknk.ru">office@gtknk.ru</a>	Ресурсоснабжающая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей, выработка тепловой энергии, реализация тепловой энергии)
5	<b>АО «Межрегиональная теплосетевая компания»</b>	654080, Кемеровская область, г. Новокузнецк, ул. Кирова, д. 111	Директор Баев Антон Сергеевич Григорьев В.А. - начальник диспетчерской службы приемная: 8 (3843) 45-55-40 факс: 8 (3843) 45-55-40 электронная почта <a href="mailto:ReshetniakEA@sibgenco.ru">ReshetniakEA@sibgenco.ru</a>	Сетевая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей)
6	<b>ООО «ТСН»</b>	654080 Кемеровская обл., г. Новокузнецк, ул. Кирова, д. 111	Генеральный директор Милинис Олег Олегович; место нахождения; приемная/факс: 8(3843) 45-55-40; электронная почта: <a href="mailto:ReshetniakEA@sibgenco.ru">ReshetniakEA@sibgenco.ru</a>	Сетевая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей)
7	<b>ООО «Новокузнецкая теплосетевая компания»</b>	654005, г. Новокузнецк, проезд Колхозный, д.12, корпус 7	Генеральный директор Захаров С.С. Почтовый адрес: 654027, г. Новокузнецк, ул. Сибиряков-Гвардейцев, д.2, офис 318 <a href="mailto:s.firmy@yandex.ru">s.firmy@yandex.ru</a>	ЦТП, ПНС
8	<b>Новокузнецкий филиал ООО «Сибирская теплосбытовая компания»</b>	654066, ул. Кирова, 100	Директор Новокузнецкого филиала Кондратов Александр Владимирович тел. приемной: 35-37-47, факс 93-05-10 <a href="mailto:VildanovaNV@sibgenco.ru">VildanovaNV@sibgenco.ru</a>	реализация теплоэнергии от АО «Кузнецкая ТЭЦ»
9	<b>ООО «Кузнецктеплосбыт»</b>	654000, г. Новокузнецк, ул. Хлебозаводская, 2Б	Исполнительный директор Молчанов Роман Александрович Тараносов А.А. - начальник технического бюро ООО «Кузнецктеплосбыт» тел/факс.: 8 (3843) 79-28-62 e-mail: <a href="mailto:kts@evraz.com">kts@evraz.com</a>	Ресурсоснабжающая организация (сбыт и сбор денег с потребителей ГВС и ТСН Заводского и Новоильинского районов)

В городе Новокузнецке преобладает централизованное теплоснабжение от ТЭЦ и крупных районных котельных. Ведомственные котельные, в основном, обеспечивают теплом свои ведомства. От ТЭЦ обеспечивается около 79 % суммарной нагрузки потребителей города, от котельных около 21%, в т.ч. от крупных котельных теплопроизводительностью более 100 Гкал/ч - 16 %.

Всего на территории города работают 94 котельных, из них муниципальных 31,

суммарной производительностью 462 Гкал/ч, ведомственных 63, производительностью 464 Гкал/ч.

Централизованная система теплоснабжения города сложилась, в основном, в 1955 - 1980 годы. Теплоснабжение города осуществляется:

- от Кузнецкой ТЭЦ (КТЭЦ) - районы: Кузнецкий, часть Орджоникидзевского, часть Центрального и часть Куйбышевского;

- от Западно-Сибирской ТЭЦ (ЗС ТЭЦ) - Заводской и Новоильинский районы;

- от Центральной ТЭЦ (ЦТЭЦ - бывшая ТЭЦ НКМК) – часть Центрального и часть Куйбышевского районов;

- от крупных муниципальных водогрейных котельных - Куйбышевской, Зыряновской, Абашевской, Байдаевской и других.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города представляет собой разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и передача ее до потребителя. Процесс передачи тепловой энергии от энергоисточника до потребителя осуществляется МП НГО «Сибирская Сбытовая Компания» (МП «ССК») - от ЗС ТЭЦ, КТЭЦ, ЦТЭЦ, АО «Межрегиональная теплосетевая компания» - от ЗС ТЭЦ, ООО «Тепловые сети Новокузнецка» (ООО «ТСН») – от КТЭЦ. Функциональная структура системы теплоснабжения представлена на рисунке 1.1.

Для графического описания функциональной структуры теплоснабжения г. Новокузнецка (с адресной привязкой на карте муниципального образования) применяется следующая классификация по зонам теплоснабжения:

- 1) Зоны действия источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- 2) Зоны действия муниципальных котельных;
- 3) Зоны действия ведомственных котельных;
- 4) Зоны действия индивидуальных источников теплоснабжения.

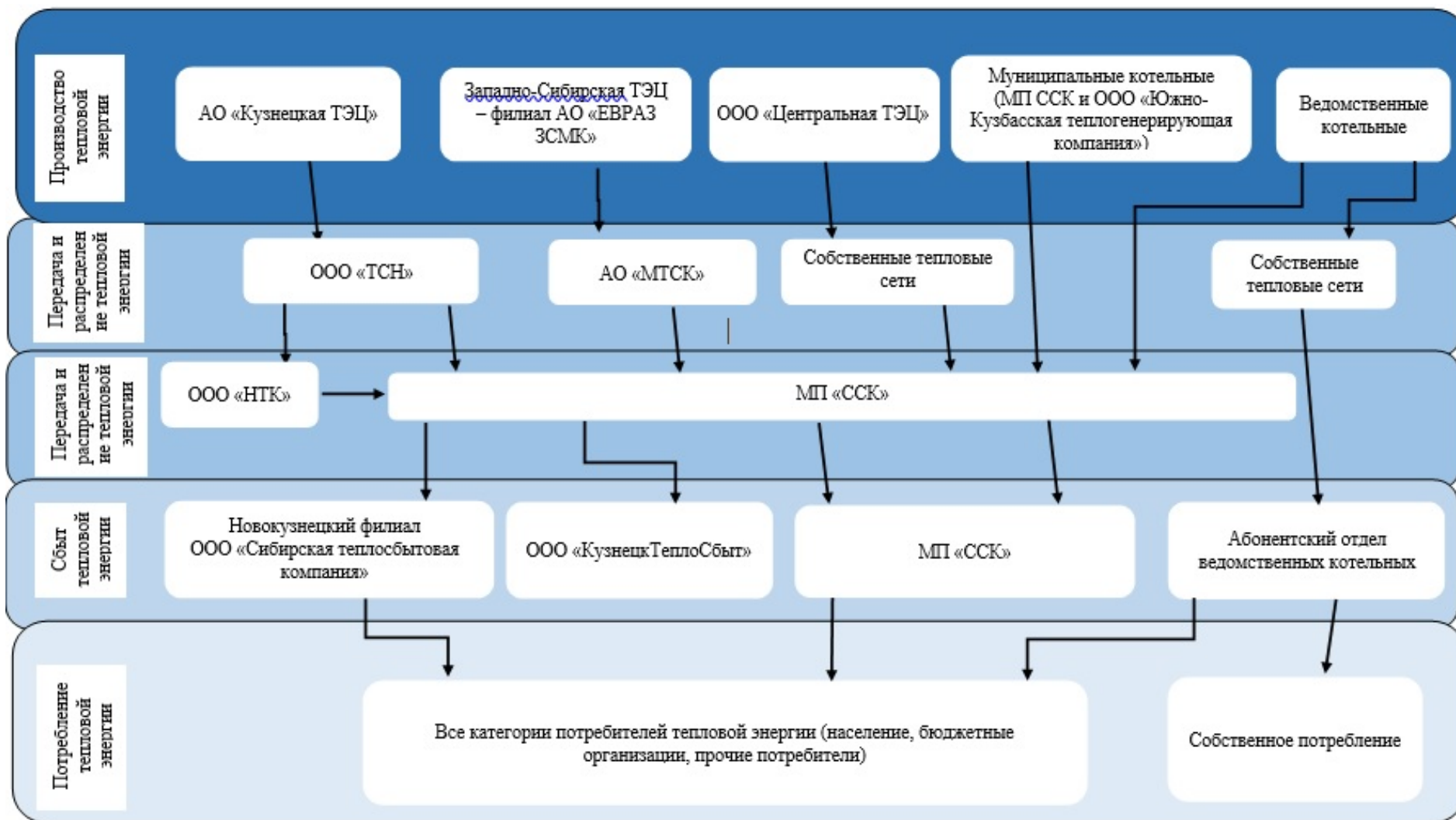


Рисунок 1-1 - Функциональная структура системы теплоснабжения г. Новокузнецка

Базовыми источниками теплоснабжения являются источники с комбинированной выработкой теплоты и электроэнергии - ТЭЦ, построенные на базе турбоагрегатов с регулируемыми отборами пара отопительных параметров. Теплота из этих отборов передается через рекуперативные пароводяные теплообменники к теплоносителю первого контура. Другая (незначительная) часть теплоты в виде водяного пара разных параметров передается по паровым сетям к технологическим потребителям.

В городе Новокузнецке сложилась открытая система теплоснабжения. И только в последние годы применяется подключение отдельных потребителей по закрытой схеме.

Теплоноситель по присоединенным магистральным тепловым сетям переносит теплоту к индивидуальным тепловым пунктам, а также к центральным тепловым пунктам, где происходит трансформация теплоты с расчетных параметров температуры 150/70°C до температуры 95/70°C для систем отопления, до 60°C для систем горячего водоснабжения, а также осуществляется подогрев холодной воды питьевого качества в узлах ввода, присоединенных по закрытой схеме.

Диспетчерское и технологическое управление магистральными тепловыми сетями в Заводском и Новоильинском районах от ЗС ТЭЦ осуществляет предприятие АО «МТСК», в Кузнецком, Орджоникидзе и, частично, в Центральном районах от КТЭЦ осуществляет предприятие ООО «ТСН». Остальные тепловые сети - магистральные от Центральной ТЭЦ, распределительные от ЗС ТЭЦ, КТЭЦ и ЦТЭЦ, а также тепловые сети от муниципальных котельных эксплуатирует муниципальное предприятие Новокузнецкого городского округа МП «ССК».

Предприятие АО «МТСК» осуществляет в соответствии с «ПТЭСиС» ведение тепловых и гидравлических режимов отпуска теплоты в тепловые сети по установленным законам регулирования отпуска теплоты от ЗС ТЭЦ, ООО «ТСН» - от КТЭЦ, а МП «ССК» - от ЦТЭЦ и от муниципальных котельных.

Отпуск тепловой энергии от ТЭЦ осуществляется по принятым проектным графикам 150- 70°C с температурной срезкой 125°C, приводящие к завышенным расходам воды. В ОЗП 2016-2017 гг. по ЗС ТЭЦ утвержден график со срезкой 115 °C. Отпуск тепловой энергии от котельных осуществляется по температурным графикам: 130/70, 110/70, 95/70°C и др.

Системы централизованного теплоснабжения города Новокузнецка имеют развитую сеть трубопроводов. Сложности в обеспечении гидравлического режима ряда потребителей города, возникают вследствие большой разности геодезических отметок (более 70 метров), а также протяженности (радиуса действия) тепловых сетей до отдельных зон СЦТ, достигающей более

10 км.

Сложный рельеф местности и протяженность тепломагистралей предопределили необходимость строительства подкачивающих насосных станций.

Базовыми для анализа существующего положения приняты исходные данные по отпуску и теплотреблению, полученные от эксплуатирующих организаций.

Условное деление города по зонам теплоснабжения, в данной работе принято в соответствии с отчетностью эксплуатирующих организаций:

Объединенная система централизованного теплоснабжения Заводского и Новоильинского районов от Западно-Сибирской ТЭЦ (ОАО «ЕВРАЗ»);

Объединенная система централизованного теплоснабжения Кузнецкого, Орджоникидзевского и частично Центрального и Куйбышевского районов от Кузнецкой ТЭЦ;

Система теплоснабжения части Центрального и Куйбышевского районов от Центральной ТЭЦ (ООО «Центральная ТЭЦ»);

Изолированные системы теплоснабжения от муниципальных котельных МП «ССК»:

— в Орджоникидзевском районе - котельные Байдаевская, Зыряновская, Абашевская и Притомская.

Промышленные котельные обеспечивают, в основном, собственные нужды предприятия и в теплоснабжении жилого сектора не участвуют.

Зоны эксплуатационной ответственности теплоснабжающих и теплосетевых компаний:

Границей раздела эксплуатационной ответственности тепловых сетей.

АО «Кузнецкая ТЭЦ» и ООО «ТСН» является внешнее ограждение территории Кузнецкой ТЭЦ. Магистральные тепловые сети обслуживает ООО «ТСН», распределительные тепловые сети обслуживает МП «Сибирская Сбытовая Компания» (МП «ССК») и частично ООО «ТСН».

Граница раздела эксплуатационной ответственности ООО «Центральная ТЭЦ» и МП «ССК» являются наружные стены тепловых камер ТК-бл (левая), ТК-бп (правая) со стороны ЦТЭЦ (письмо № 695 от 04.04.2014г). Теплотрассу от ТЭЦ до тепловых камер (до места установки датчиков расходомеров) обслуживает ООО «Центральная ТЭЦ», теплотрассу от стен ТК-бп и ТК-бл в сторону города обслуживает МП «ССК».

Границей раздела эксплуатационной ответственности от ЗС ТЭЦ - филиал АО "ЕВРАЗ ЗСМК" Является:

по Ильинскому тепловыводу:

1. ЗС ТЭЦ и ООО "Кузнецктеплосбыт" - ответные фланцы задвижек теплофикационных



выводов турбоагрегатов ст № 4-7 в главном корпусе второй очереди турбинного цеха ЗС ТЭЦ до стены турбинного цеха главного корпуса второй очереди.

2. ООО "Кузнецктеплосбыт" и АО "МТСК" - стена турбинного цеха 2-й очереди. Теплотрассу от стены турбинного цеха 2-й очереди через НЦО-6, НЦО-7 и далее в Новоильинский район обслуживает АО "МТСК".

по Заводскому тепловыводу:

1. ЗС ТЭЦ и ООО "КузнецкТеплоСбыт" - ответные фланцы задвижек теплофикационных выводов турбоагрегатов ст № 4-7 в главном корпусе второй очереди турбинного цеха ЗС ТЭЦ до стены турбинного цеха главного корпуса второй очереди. Теплотрассу от стены турбинного цеха 2-й очереди до НЦО-6 обслуживает ЗС ТЭЦ.

2. ЗС ТЭЦ и МП "ССК"- от НЦО-6 до т.А условной и от т. А условной до ТК-IV-11 обслуживает МП "ССК".

3. МП "ССК" и АО "МТСК" - от т А условной и далее в сторону Заводского района обслуживает АО "МТСК".

## **1.2. Описание деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций города Новокузнецка**

### **1.2.1 АО «Кузнецкая ТЭЦ»**

Акционерное общество «Кузнецкая ТЭЦ» создано в результате реорганизации ОАО «Кузбассэнерго» в 2012 году. Осуществляет свою деятельность на территории Кузбасса в г. Новокузнецке.

Кузнецкая ТЭЦ – один из главных теплоисточников крупнейшего города Кемеровской области – Новокузнецка. **Основными потребителями тепловой энергии ТЭЦ в горячей воде являются жилищнокоммунальный сектор Кузнецкого, Орджоникидзевского районов и часть Центрального района, 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 100 кгс/см<sup>2</sup>.

установленная электрическая мощность - 108 МВт, тепловая мощность - 976 Г кал/ч в том числе, по турбоагрегатам 397 Г кал/ч.

**Данные о месторасположении**

Площадка Кузнецкой ТЭЦ (КТЭЦ) расположена в юго-восточной части г. Новокузнецка на правом берегу р. Томь.

С западной стороны промплощадка ограничена цехами и сооружениями алюминиевого завода ОАО «Русал» и северной стороны промплощадка ограничена цехами и сооружениями ОАО «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) - 48 га, золоотвал № 2 (действующий) – 46,7 га.

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

### **Внешние коммуникации**

Внешнее сообщение Кузнецкой ТЭЦ осуществляется посредством железнодорожного и автомобильного транспорта.

Ближайшей железнодорожной станцией, связанной с промплощадкой ТЭЦ подъездным путем, является станция ОАО «РЖД» «Обнорская». Приемо-сдаточные операции осуществляются на промплощадке ТЭЦ или ст. «Обнорская».

На промплощадке принят принцип функционального зонирования территории с учетом технологических связей, санитарно-гигиенических, противопожарных требований, а также использование рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на станции.

На промплощадке предусмотрена сеть автомобильных дорог, а также проезд пожарных машин.

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.

## **1.2.2 Западно-Сибирская ТЭЦ – филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК»**

Строительство началось в 1958 году, 22 августа 1963 года введены в работу: турбоагрегат № 1 мощностью 60 МВт и котлы ст. № 1 и 2. В 1969 году была сдана первая очередь установленной мощностью 160 МВт, вторая очередь строительства началась в 1972 году, и в 1987 году ТЭЦ вышла на проектную мощность.

Предприятие энергетики Новокузнецка, находится на территории Западно-Сибирского металлургического комбината. Основным промышленным потребителем являлся Западно-Сибирский металлургический комбинат (около 42% производимой тепловой энергии),

остальная энергия идет на теплоснабжение жилых массивов Заводского и Новоильинского районов и расположенных на их территории предприятий и прилегающих к районам шахт. ОАО «Западно-Сибирская ТЭЦ» входит в структуру ООО «ЕвразХолдинг».

ЗС ТЭЦ - установленная электрическая мощность - 600 МВт, установленная тепловая мощность-1307,5 Гкал/ч в том числе, по турбоагрегатам 1021,5 Гкал/ч.

Основным видом деятельности компании на территории города Новокузнецка является производство тепловой и электрической энергии для нужд населения, бюджетных организаций и промышленных потребителей.

Западно-Сибирская ТЭЦ производит тепловую энергию и передает ее для дальнейшей транспортировки в магистральные и распределительные тепловые сети (собственность муниципалитетов), обслуживание которых осуществляют МП НГО «ССК» и частично АО «МТСК».

### 1.2.3 ООО «Центральная ТЭЦ»

ТЭЦ Центральная (ранее - ТЭЦ КМК, ТЭЦ ООО "ЕвразЭК", ТЭЦ НКМК, ТЭЦ Энергокомплекса) производит электроэнергию для предприятий промышленной площадки Новокузнецкого Metallургического Комбината. Потребителями тепловой энергии, вырабатываемой турбинами ТЭЦ, также являются Центральный и Куйбышевский районы г. Новокузнецка.

Строительство Теплоэлектроцентрали Кузнецкого металлургического комбината (ТЭЦ КМК) началось 15 июня 1930 года.

Первоначально в течении 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** годана станции были введены в эксплуатацию два турбогенератора собственных нужд №1 и №2 и два первых котла, с их помощью была дана электроэнергия для мотогенераторов доменного цеха и запуска эксгаустера коксовой батареи. **10 февраля 1932**

года следует считать датой, знаменующей начало постоянной работы промышленного значения, когда станция начала питать заводскую сеть.

Пуск других основных агрегатов станции состоялся:

- турбогенератор №3 – 24 МВт – **апрель 1932 года**;
- котел №3 – **июль 1932 года**;
- котел №4 – **апрель 1933 года**;
- турбогенератор №4 – 24 МВт – **сентябрь 1932 года**;
- турбогенератор №5 24 МВт – **август 1934**;
- котлы №5 и №6 – **1935 год**;
- турбогенератор №6 – 24 МВт – **1936 год**.

В 1936 году станция достигла проектной мощности в 108 МВт.

Топливом для котлов ТЭЦ в это время служат: Кузнецкий уголь, доменный и коксовый газы, нефть и коксовая мелочь.

Это была первая электростанция районного значения. На ее электроэнергию стали работать не только КМК и другие предприятия г. Сталинск (в те года так назывался Новокузнецк), но и шахты в городах Прокопьевск и Осинники, железные рудники в Темир-Тау и Тельбесе, а также агломерационная фабрика в поселке Мундыбаш. В тот период это была наиболее крупная ТЭЦ в стране. Оборудование для ТЭЦ было в основном поставлено из Германии и Франции. В связи с сооружением ТЭЦ в Кузбассе были построены электрические сети напряжением 35 и 110 кВ.

Установленная электрическая мощность - 100 МВт, установленная тепловая мощность - 1256 Гкал/ч в том числе, по турбоагрегатам 528 Гкал/ч.

### **История строительства Центральной ТЭЦ**

В **сентябре 1936 года** была построена линия электропередачи 110 кВ между городами Белово и Прокопьевск. С вводом в работу этой ВЛ-110 кВ Кемеровская ГРЭС и ТЭЦ КМК стали работать на общую электрическую сеть.

За время своего существования ТЭЦ претерпела множество изменений, направленных на ее усовершенствование

В **1941 году** введен в эксплуатацию котел №7; в **1943 году** – турбогенераторы №7, №8; в **1949 году** – котел №8.

В **1958 году** выведены из эксплуатации и демонтированы ТГ №1 и №2. Введен в эксплуатацию новый ТГ №1 мощностью 3,6 МВт.

В **1961 – 1962 годах** на ТЭЦ проводились работы по повышению трансформаторных мощностей и сооружению новой понизительной электроподстанции, а также работы по реконструкции Химводоочистки №1.

В **1963 году** введена в эксплуатацию Химводоочистка №2.

В **1974 году** введены в эксплуатацию два первых котла Пиковой водогрейной котельной (ПВК). В **1981 году** – водогрейные котлы №3 и №4.

В **1978 году** на ТЭЦ подведен природный газ и проведена реконструкция котлоагрегатов.

В **1983 году** введена в эксплуатацию Химводоочистка №3.

В **1992 году** выведен из эксплуатации и демонтирован ТГ №6.

В **1999 году** выведен из эксплуатации и демонтирован ТГ №8.

В **2000 году** выведен из эксплуатации и демонтирован ТГ №4.

В **2001 году** введен в эксплуатацию новый, вместо демонтированного в 1992 году, турбогенератор №6 мощностью 30 МВт.

В **2011 году** запущен новый турбогенератор №4, мощностью 30 МВт.

### **История управления ТЭЦ**

В **2002 году** в связи с реорганизацией КМК, ТЭЦ вышла из состава КМК в дочернее предприятие «КМК-Энерго», управляющая компания ООО «ЕвразХолдинг»

С **января 2005 года** ТЭЦ вошла в состав «Евро — Азиатской энергетической компании» (УК ООО «ЕвразХолдинг»)

С **1 марта 2010 года и по 30 июня 2011 года** ТЭЦ находилась в составе «Новокузнецкого металлургического комбината» (УК ООО «ЕвразХолдинг»)

**1 июля 2011 года** ТЭЦ и по **31 декабря 2012 года** ТЭЦ входила в состав ОАО «ЕВРАЗ ОБЪЕДИНЕННЫЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ КОМБИНАТ». (УК ООО «ЕвразХолдинг»)

С **1 января 2013 года** ТЭЦ выведена из состава «ЕВРАЗ – ЗСМК» в отдельное предприятие ООО «Центральная ТЭЦ», а с **13 сентября 2013 года** ООО «Центральная ТЭЦ» выведена из состава ЕВРАЗ и стала принадлежать ОАО «Оптовая Электрическая Компания», г. Волгоград.

С 27 июня 2015 года комплекс имущества ТЭЦ возвращен в ООО «Центральная ТЭЦ» (ИНН 4217148426), туда же снова переведены работники, на данном предприятии возобновлена деятельность по производству и продаже тепловой энергии.

#### **1.2.4 МП НГО «Сибирская сбытовая компания»**

Основными видами деятельности компании на территории города Новокузнецка являются:

- Передача и распределение тепловой энергии, перепродажа тепловой энергии от непосредственного производителя различным группам потребителей;
- Эксплуатация тепловых сетей, реконструкция, техническое перевооружение теплосетевых объектов;
- Диспетчерское управление и соблюдение режимов теплоснабжения и теплопотребления, устранение потерь при передаче тепловой энергии;
- Реализация инвестиционных программ по развитию систем теплоснабжения;
- Реализация программ по энергосбережению и эффективности использованию ресурсов в рамках устойчивого развития

Муниципального предприятия Новокузнецкого городского округа «Сибирская сбытовая компания» осуществляет производство тепловой энергии на следующих котельных:

**Табл.1.2.4-1 Котельные на обслуживании МП НГО «ССК»**

№ п/п	Наименование котельной	Адрес
1	Абашевская районная котельная	Ордж. р-н ул. Кавказская, 26
2	Байдаевская центральная котельная № 2	Ордж. р-н ул. Слесарная, 12
3	Зыряновская районная котельная	Ордж. р-н ул. Пархоменко, 110
4	Котельная пос. Притомский	Ордж. р-н Шоссе Притомское, 26
5	Котельная № 19	Ордж. р-н переулок Школьный, 1 <sup>а</sup>
6	Котельная № 72	Ордж. р-н ул. Фесковская, 99
7	Котельная УПК	Заводск. р-н проезд Томский, 11а корп. 1
8	Котельная ОРК «Таргай»	пос. Таргай
9	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	Центр. р-н ул. Земнухова, 43
10	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	Центр. р-н проезд Дагестанский, 14
11	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	Центр. р-н ул. Пинская, 43а
12	Куйбышевская центральная котельная	Куйбышевский р-н ул. Стволовая, 9
13	Котельная пос. Листвяги	Куйбышевский р-н ул. Суданская, 52
14	Котельная № 6	Куйбышевский р-н ул. 375 км, 34
15	Котельная Садопарковая	Куйбышевский р-н ул. Садопарковая, 20
16	Котельная №32 (БПОУ)	Куйбышевский р-н ул. Садопарковая, 32
17	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	Куйбышевский р-н ул. Кондомская, 10
18	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	Куйбышевский р-н ул. Спортивная, 11а
19	Котельная проф. «Бунгурский»	Куйбышевский р-н Профилакторий «Бунгурский»
20	Котельная «РТРС»	Куйбышевский р-н ул. Черемнова, 82
21	Оздоровительного лагеря «Голубь»	деревня Есауловка
22	Котельная школа № 1	Куйбышевский р-н ул. Пролетарская, 81
23	Котельная школа № 23	Куйбышевский р-н ул. Редаково, 104
24	Котельная школа № 37	Куйбышевский р-н ул. Варшавская, 1
25	Котельная школа № 43	Куйбышевский р-н ул. Жасминная, 8
26	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	г. Новокузнецк пос. Бунгур
27	Котельная школа № 16	Центр. Р-н ул. Громовой, 61
28	Котельная детского сада № 123	Куйбышевский р-н ул. Литейная, 82
29	Полосухинская	ул. Станционная, ст. Полосухинская
30	Кузнецкая крепость	Кузн. р-н ул. Водопадная, 19

Муниципальное предприятие Новокузнецкого городского округа МП «ССК» эксплуатирует магистральные тепловые сети от Центральной ТЭЦ, распределительные сети от ЗС ТЭЦ, КТЭЦ и ЦТЭЦ, а также тепловые сети от муниципальных котельных.

### **1.2.5 ООО «Южнокузбасская тепловая генерация»**

Организация на праве аренды эксплуатирует Новоильинскую газовую котельную, расположенную по адресу – пр. Авиаторов, 56<sup>а</sup>, квартал №13.

### **1.2.6 АО «Межрегиональная теплосетевая компания»**

Акционерное общество «Межрегиональная теплосетевая компания» создано в результате реорганизации ОАО «Кузбассэнерго» в 2012 г. Осуществляет деятельность по передаче

тепловой энергии и ГВС в Новокузнецке от Западно-Сибирской ТЭЦ. МТСК также обслуживает тепловые сети ООО «ТСН» от Кузнецкой ТЭЦ (Новокузнецк), ООО «БТТК» от Беловской ГРЭС (п. Инской Беловского городского округа), ООО «НТТК» от Томь-Усинской ГРЭС (п. Притомский Мысковского городского округа). Протяженность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации МТСК от ЗС ТЭЦ, составляет 98100 п. м (в однострубно́м исчислении).

Тепло и горячую воду МТСК поставляет жителям двух районов города – Заводского и Новоильинского.

### **1.2.7 ООО «Тепловые сети Новокузнецка»**

Общество с ограниченной ответственностью «Тепловые сети Новокузнецка» создано в 2015 году. Осуществляет деятельность по передаче тепловой энергии в воде и паре от Кузнецкой ТЭЦ. Эксплуатирует 77 284 п. м водяных тепловых сетей и 11 430 п. м паровых тепловых сетей.

Тепло и горячую воду ООО «ТСН» поставляет жителям пяти районов города – Кузнецкого, Орджоникидзевского, Центрального, Куйбышевского и Новобадаевского.



### **1.2.8 Ведомственные котельные**

Помимо крупных теплоснабжающих и теплосетевых организаций на территории города Новокузнецка свою деятельность осуществляет 63 организации, владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии (ведомственными котельными) и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которых осуществляется теплоснабжение потребителей. Для рассматриваемой категории организаций теплоснабжение не является основным видом деятельности.

Зоны действия ведомственных котельных незначительны. Тепловая энергия, вырабатываемая на ведомственных котельных, преимущественно расходуется на нужды собственных потребителей (административные и производственные корпуса, вспомогательные помещения, технологические процессы и пр.), часть тепловой энергии передается сторонним потребителям.

По данным на конец 2015 года на территории города Новокузнецка эксплуатируются 63 ведомственные котельные, суммарная установленная мощность которых составляет 464 Гкал/ч.

### **1.3. Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей**

Диспетчерское и технологическое управление магистральными тепловыми сетями в Заводском и Новоильинском районах от ЗС ТЭЦ осуществляет предприятие АО «Межрегиональная теплосетевая компания», в Кузнецком, Орджоникидзевском и, частично, в Центральном районах от КТЭЦ – ООО «ТСН». Остальные тепловые сети - магистральные от Центральной ТЭЦ, распределительные от ЗС ТЭЦ, КТЭЦ и ЦТЭЦ, а также тепловые сети от муниципальных котельных эксплуатирует муниципальное предприятие Новокузнецкого городского округа МП «Сибирская Сбытовая Компания».

### **1.4. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями**

Существующая структура договорных отношений между теплоснабжающими организациями г.Новокузнецка по данным МП «Сибирская сбытовая компания» представлена в следующем виде:

1. Организации, генерирующие тепловую энергию:
  - МП НГО «ССК» - осуществляет производство тепловой энергии от муниципальных котельных;
  - АО «Кузнецкая ТЭЦ» - осуществляет производство тепловой энергии от Кузнецкой ТЭЦ;
  - ООО «Центральная ТЭЦ» - осуществляет производство тепловой энергии от Центральной ТЭЦ;
  - ОАО «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат» - осуществляет производство тепловой энергии от Западно-Сибирской ТЭЦ.
2. Организации, покупающие тепловую энергию:
  - ООО «КузнецкТеплоСбыт» - осуществляет покупку тепловой энергии от Западно-Сибирской ТЭЦ.
3. Организации, осуществляющие транспорт тепловой энергии:
  - МП «ССК» осуществляет транспорт тепловой энергии от Западно-Сибирской ТЭЦ, Кузнецкой ТЭЦ, Центральной ТЭЦ и муниципальных котельных;
  - АО «МТСК» осуществляет передачу тепловой энергии от Западно-Сибирской ТЭЦ.
  - ООО «ТСН» осуществляет передачу тепловой энергии от Кузнецкой ТЭЦ.
4. Организации, обеспечивающие оплату услуг по передаче тепловой энергии от производителя до потребителей по тепловым сетям:
  - АО «МТСК» обеспечивает оплату услуг по передаче тепловой энергии от Кузнецкой ТЭЦ до потребителей по тепловым сетям ООО «ТСН», МП «ССК» и ООО «НТК» по агентскому договору с АО «Кузнецкая ТЭЦ».
  - ООО «КузнецкТеплоСбыт» - обеспечивает оплату услуг по передаче тепловой энергии от производителя до потребителя по тепловым сетям МП «ССК», АО «МТСК», ООО «ЭнергоСеть» и ООО «ТеплоСнаб» от «Западно-Сибирской ТЭЦ».
  - МП «ССК» обеспечивает оплату услуг по передаче тепловой энергии от Центральной ТЭЦ до потребителей по тепловым сетям МП «ССК».
5. Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла:
  - МП «ССК» - осуществляет диспетчерское и технологическое управление

- транспортом тепла от Центральной ТЭЦ и муниципальных котельных;
- ООО «ТСН» - осуществляет диспетчерское и технологическое управление транспортом тепла от Кузнецкой ТЭЦ
  - АО «МТСК» - осуществляет диспетчерское и технологическое управление транспортом тепла от Западно-Сибирской ТЭЦ.

Потребители, подключенные к тепловым сетям ведомственных котельных, заключают договор на покупку тепловой энергии, напрямую, с этими котельными, за исключением котельной ФКУ ЛИУ-16 УФСИН России по Кемеровской области и котельной ООО К "Новокузнецкий мелькомбинат" – указанные организации осуществляют продажу тепловой энергии МП НГО «ССК, которые, в свою очередь, реализуют её потребителям..

### **1.5. Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии**

Зоны действия ведомственных (промышленных) энергоисточников, в большинстве, составляют единое целое с предприятием, в основном, расположены на одной промплощадке. Отдельные предприятия, не имеющие своих источников тепла, и расположенные в зонах действия ближайших котельных заключают с ними договор на теплоснабжение - напрямую. В городе 61 ведомственная котельная, установленной тепловой мощностью 462 Гкал/ч, в том числе, в горячей воде 228 Гкал/ч, осуществляют теплоснабжение промышленных объектов. Присоединенная нагрузка - 213,3Гкал/ч, в том числе: в паре - 80,4т/ч, в горячей воде - 165,03Гкал/ч.

Электро котельные - 3шт., из них две муниципальных - музей «Кузнецкая крепость» тепловой мощностью 0,23Гкал/ч, присоединенной нагрузкой 0,21Гкал/ч и МУЗ КГБ №1 (с.Сосновка), соответственно 0,4 Гкал/ч и 0,15Гкал/ч.

Ведомственная электро котельная - шахты «Полосухинская» тепловой мощностью 2,47Гкал/ч и присоединенной нагрузкой - 1,74Гкал/ч.

### **1.6. Описание зон 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 теплоснабжения. Теплоснабжение индивидуальной жилой застройки

осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление или электроотопление

## **2. Источники тепловой энергии**

### **Изменения, произошедшие с утверждения базовой версии Схемы теплоснабжения**

С момента утверждения базовой версии Схемы теплоснабжения произошел ряд изменений, касающихся источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, а также источников тепловой энергии – котельных.

#### **Кузнецкая ТЭЦ**

1) В 2014 г. по ДПМ введена в эксплуатацию Новокузнецкая ГТЭС, которая не осуществляет выработку тепловой энергии. Проектный режим работы электростанции – 2000 ч/год.

2) В связи с исчерпанием паркового и индивидуального ресурса выведено из эксплуатации следующее оборудование:

- энергетический котел КПО3, введенный в эксплуатацию в 1946 г.;
- энергетический котел КПО4, введенный в эксплуатацию в 1946 г.

#### **Западно-Сибирская ТЭЦ**

По сравнению с базовым вариантом произошла корректировка в части выдачи тепловой мощности. На отопительный сезон 2016-2017 гг. утвержден новый температурный график отпуска тепловой энергии – 115/70°C.

#### **Центральная ТЭЦ**

Изменения по составу оборудования, схеме выдачи электрической и тепловой мощности не зафиксированы.

#### **Муниципальные котельные**

В 2016 г. МП «ССК» передало Новоильинскую газовую котельную на техническое обслуживание ООО «Южно-Кузбасская тепловая генерация».

### **Общие положения**

Теплоснабжение потребителей города осуществляется от четырех групп энергоисточников:

➤ источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – теплоэлектростанции (ТЭЦ):

- а) Кузнецкая ТЭЦ (АО «Кузнецкая ТЭЦ»);
- б) Западно-Сибирская ТЭЦ (филиал ОАО «ЗСМК ЕВРАЗ»);

в) Центральная ТЭЦ (принадлежность - ООО «Центральная ТЭЦ», бывшая ТЭЦ Новокузнецкого Metallургического Комбината);

➤ источники выработки тепловой энергии - муниципальные котельные МП «Сибирская сбытовая компания» и единственная газовая котельная на техническом обслуживании ООО «Южно-Кузбасская тепловая генерация»;

➤ источники выработки тепловой энергии - ведомственные котельные;

➤ электрочотельные.

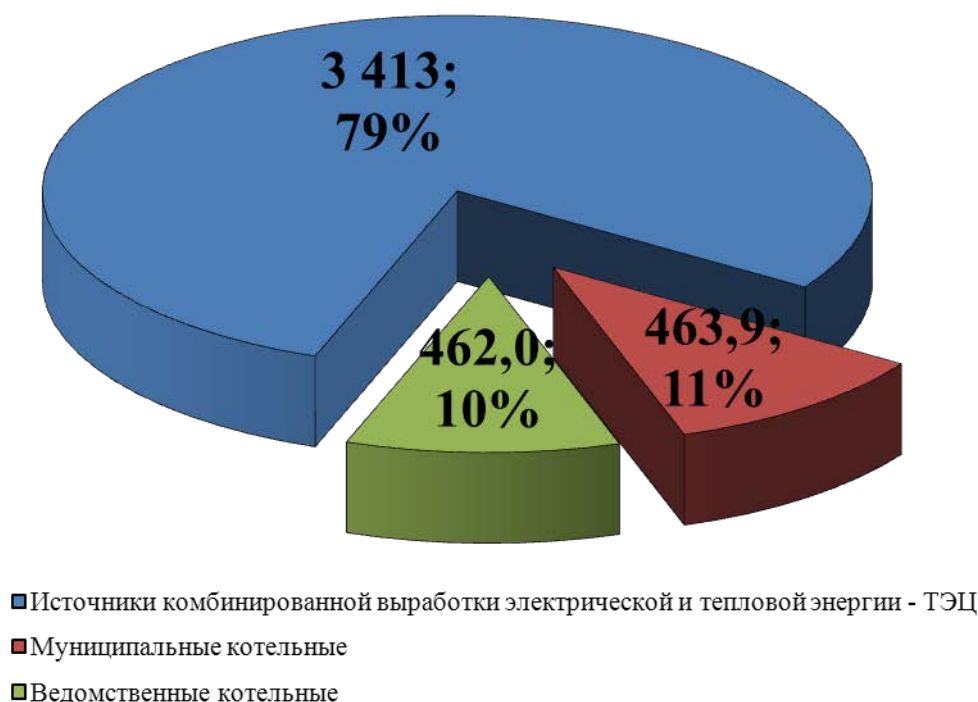
Местоположение основных энергоисточников г. Новокузнецка представлено на рисунке 2-1.



**Рисунок 2-1 Местоположение основных энергоисточников г. Новокузнецка**

Общая установленная тепловая мощность источников г. Новокузнецка, покрывающая потребности города в тепловой энергии по состоянию на 01.01.2016 г., составляет 4338 Гкал/ч.

Вклады в общую тепловую мощность города групп источников представлены на рисунке 2-2. Как видно, наибольший вклад в установленную мощность вносят источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ (около 79%).



**Рисунок 2-2 Вклады в общую тепловую мощность групп источников г. Новокузнецка**

## **2.1. Структура основного оборудования источников тепловой энергии**

### **2.1.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ**

В настоящее время комбинированная выработка электрической и тепловой энергии в г. Новокузнецке осуществляется от трех ТЭЦ:

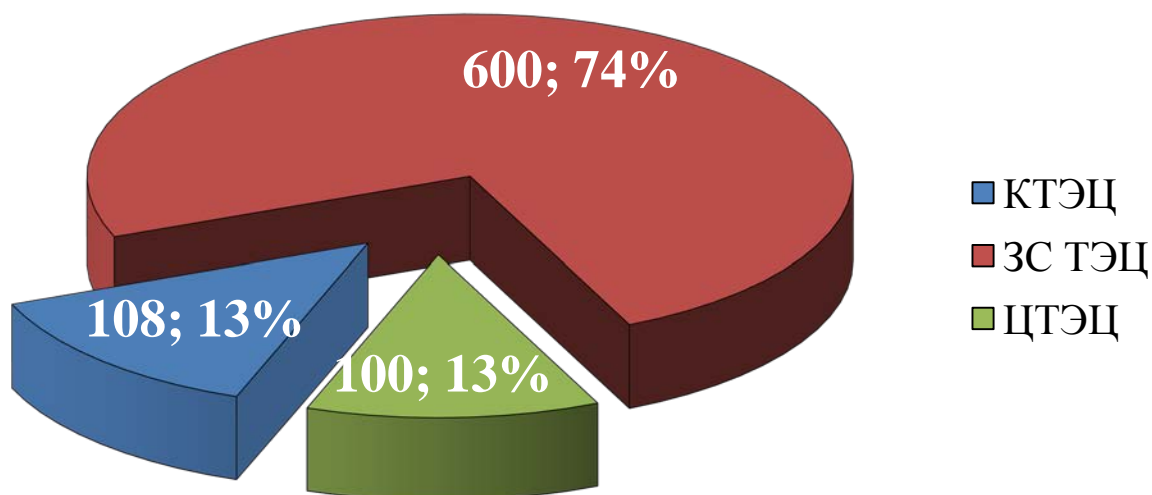
- Кузнецкая ТЭЦ (КТЭЦ) – АО «Кузнецкая ТЭЦ»;
- Западно Сибирская ТЭЦ (ЗС ТЭЦ) – структурное подразделение АО «ЕВРАЗ ЗСМК», расположена на территории объединенного ЗС Metallургического комбината в Заводском районе;
- Центральная ТЭЦ (ЦТЭЦ) – бывшая ТЭЦ НКМК – Новокузнецкого металлургического комбината, эксплуатационная ответственность – ООО «Центральная ТЭЦ».

Количество основного оборудования и мощность ТЭЦ г. Новокузнецка по состоянию на начало 2016 г. приведены в таблице 2.1.1-1 и на рисунке 2.1.1-1.



**Таблица 2.1.1-1 - Общая характеристика оборудования ТЭЦ г. Новокузнецка**

Теплоисточник	Количество турбин, шт.	Мощность турбин, МВт	Количество энергетических котлов	Паропроизводительность, т/час	Количество водогрейных котлов
КТЭЦ	7	108	8	1052	2
ЗС ТЭЦ	7	600	11	3360	0
ЦТЭЦ	6	100	8	1410	4
<b>Итого по ТЭЦ г. Новокузнецка:</b>	<b>20</b>	<b>808</b>	<b>27</b>	<b>5822</b>	<b>6</b>



**Рисунок 2.1.1-1 - Установленная электрическая мощность ТЭЦ г. Новокузнецка**

Как видно, наибольшая установленная мощность относится к ЗС ТЭЦ, что объясняется существенной величиной присоединенной электрической и тепловой нагрузки ЗСМК.

#### *Кузнецкая ТЭЦ и Новокузнецкая ГТЭС*

Кузнецкая ТЭЦ, включая водогрейную котельную на площадке ТЭЦ, расположена в юго-восточной части Кузнецкого района города на правом берегу р. Томь. Ситуационный план Кузнецкой ТЭЦ приведен на рисунке 2.1.1-2.

Строительство Кузнецкой ТЭЦ можно разделить на три периода:

Первый связан со строительством по проекту Ленинградского отделения «Теплоэлектропроект» главного корпуса ТЭЦ и сопутствующих ему зданий и сооружений который выполнялся пятью очередями:

- I-II очереди сооружались с 1941 по 1944 гг.;
- III очередь до 1948 года;
- IV очередь до 1952 года;
- V-VI очереди с 1952 по 1966 гг.

Второй период связан со строительством комплекса зданий и сооружений водогрейной котельной по проекту ОАО «Укрэнегропром» г. Киев с 1985 года:

- 1 очередь была завершена в 1988 г.;
- 2 очередь строительства приостановлена (расширение 3\*Е-160-1,4-250).

Третий период связан со строительством Новокузнецкой ГТЭС. Строительство началось 23 ноября 2011 г. 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. Из-за негабаритных размеров и веса (общий вес статора генератора и турбины превышает 370 тонн) транспортировка турбогруппы из Санкт-Петербурга в Новокузнецк осуществлялась по железной дороге более двух месяцев. 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.

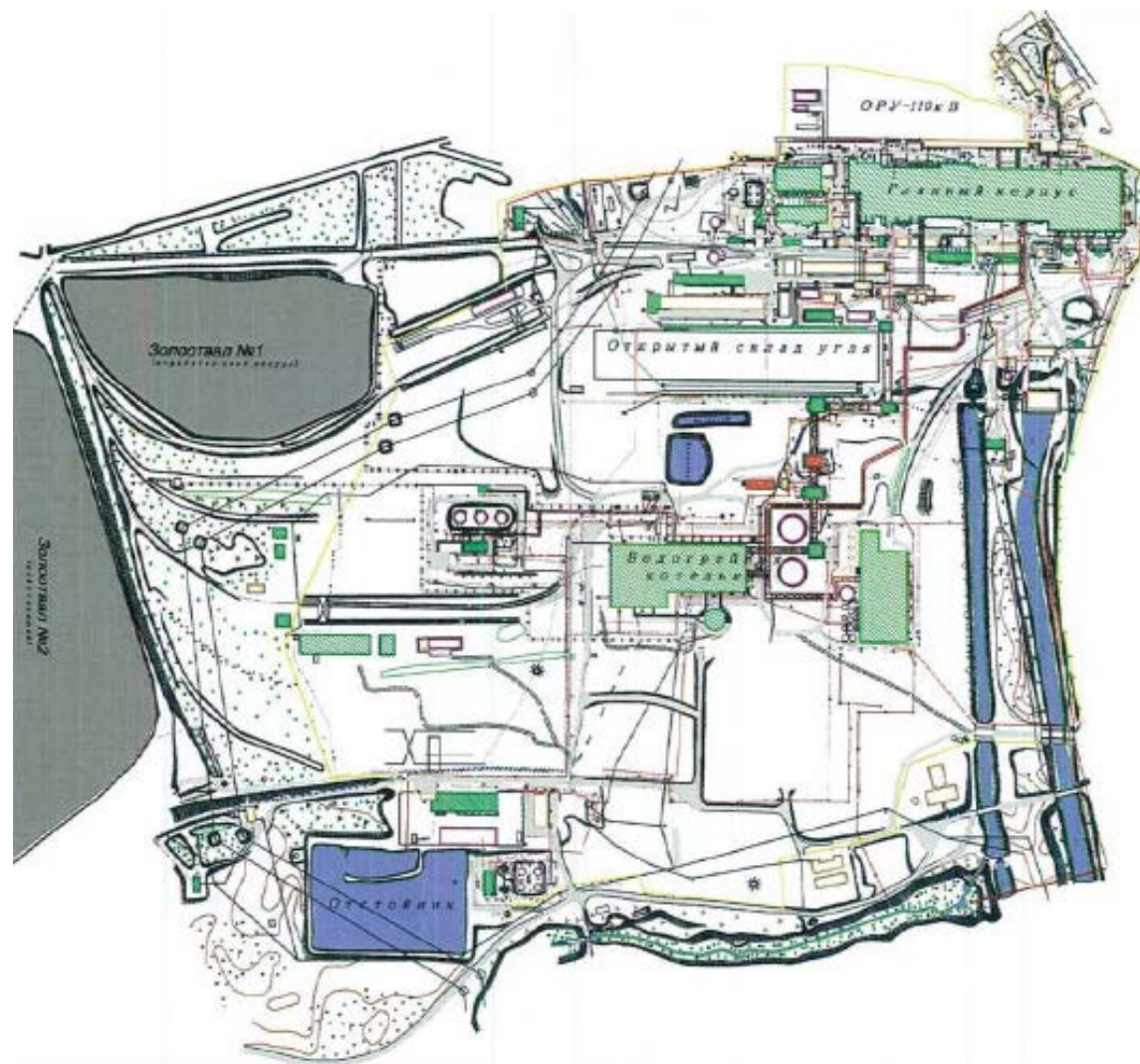


Рисунок 2.1.1-2 - Ситуационный план Кузнецкой ТЭЦ

Основным потребителем тепловой энергии от КТЭЦ в горячей воде является жилищно-коммунальный сектор Кузнецкого, Орджоникидзевского районов и часть Центрального района 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 100 кгс/см<sup>2</sup>.

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>.

Котельное оборудование, установленное на Кузнецкой ТЭЦ в главном корпусе и водогрейной котельной, приведено в таблице 2.1.1-2.

На площадке КТЭЦ расположена водогрейная котельная. В котельной установлены два паровых котла Е-160-1,4-250 с КПД 88,1 и 97,69%, работающие на угле, и два водогрейных котла КВТК-100-150 с КПД 94,32 и 93,31%, работающие на газе.

Информация по турбинному оборудованию КТЭЦ, установленному в главном корпусе и на ГТЭС, приведена в таблице 2.1.1-3.

Таблица 2.1.1-2 - Котельное оборудование КТЭЦ

Ст. №	Тип котла	Год ввода	Завод - изготовитель	Производительность, т/ч / Гкал/ч		Параметры	
				установленная	располагаемая	давление, кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С
<i>Энергетические котлы в главном корпусе</i>							
КП 05	Лопулько	1947	ИНОФ	68/-	68/-	64	488
КП 06	Лопулько	1947		68/-	68/-	64	488
КП 07	Лопулько	1947		68/-	68/-	64	488
КП 08	Лопулько	1948		68/-	68/-	64	488
КП 15	ТП-170	1954	ТКЗ	170/-	170/-	100	510
КП 16	ТП-170	1954	ТКЗ	170/-	170/-	100	510
КП 17	БКЗ-220-100Ф	1966	БКЗ	220/-	220/-	100	540
КП 18	БКЗ-220-100Ф	1969	БКЗ	220/-	220/-	100	540
<b>Итого:</b>				<b>1052/-</b>	<b>1052/-</b>		
<i>Водогрейные и паровые котлы в котельной</i>							
КВ 01	КВТК-100-150	1989	БКЗ	-/100	-/100	24	150
КВ 02	КВТК-100-150	1990	БКЗ	-/100	-/100	24	150
КТ 03	Е-160-1,4-250	1999	БКЗ	160/-	160/-	14	250
КТ 04	Е-160-1,4-250	2003	БКЗ	160/-	160/-	14	250
<b>Итого:</b>				<b>320/200</b>	<b>320/200</b>		

Таблица 2.1.1-3 - Турбоагрегаты КТЭЦ

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода	Завод - изготовитель	Единичная мощность		Начальные параметры пара		Расход пара на турбину, т/ч	Отпуск пара			
				электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	давление, кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С		противодавление		отборы	
									давление, кгс/см <sup>2</sup>	расход, т/ч	давление, кгс/см <sup>2</sup>	расход, т/ч
<i>Турбинное оборудование главного корпуса</i>												
3	Р-12-3,4/0,1	2008	КТЗ	12	41	29	400	73	1,2	73	-	-
4	Р-12-35/5м	1993	КТЗ	12	60	29	400	105	1,2	112	-	-
6	ПТР-30-2,9/0,6	2000	ЛМЗ	30	130	29	400	240	1,2	150	-	-
9	Р-12-90/18м	1996	КТЗ	10	81	90	510	135	15	126	-	-
11	Т-20-90	1954	БПСЗ	20	85	90	500	165	-	-	1,2	100
12	Р-12-8,8/3,1м-1	2006	КТЗ	12	-	90	540	195	31	190	-	-
13	Р-12-90/31м	2003	КТЗ	12	-	90	540	195	31	185	-	-
<b>Итого:</b>				<b>108</b>	<b>397</b>			<b>1108</b>		<b>836</b>		<b>100</b>

### *Западно-Сибирская ТЭЦ*

ЗС ТЭЦ расположена в северо-восточной части Заводского района города на правом берегу р. Томь. Ситуационный план ЗС ТЭЦ приведен на рисунке 2.1.1-3. ЗС ТЭЦ является филиалом ОАО «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);
- собственные нужды.

ТЭЦ работает, в основном, в базовом режиме по тепловому графику. Тепловая схема ТЭЦ с поперечными связями на давление пара 140 кгс/см<sup>2</sup>. На станции установлено 11 энергетических котлов и 7 турбин. Характеристика основного оборудования - котельного и турбинного, установленного на Западно-Сибирской ТЭЦ, приведена в таблицах 2.1.1-4 и 2.1.1-5 соответственно.

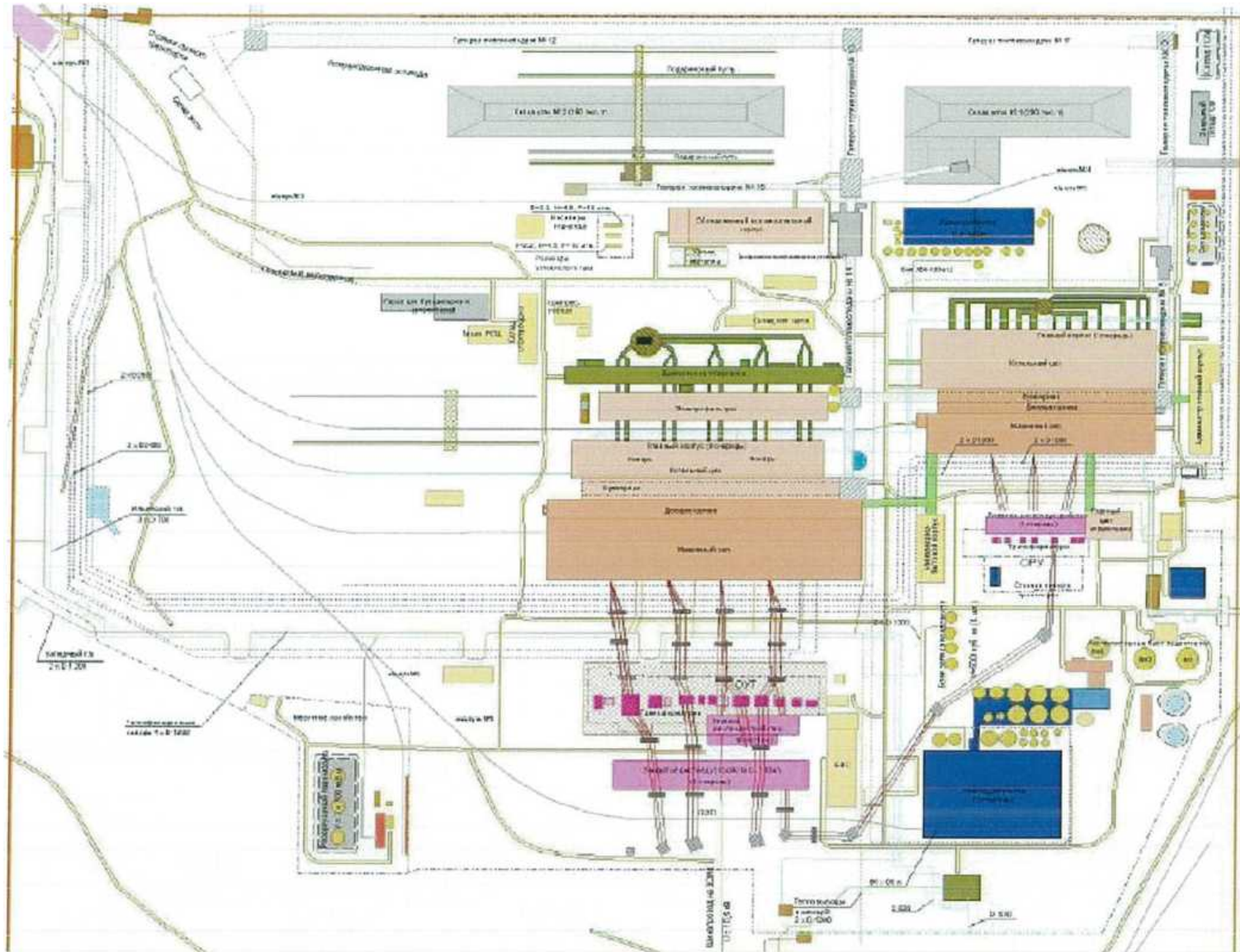


Рисунок 2.1.1-3 - Ситуационный план ЗС ТЭЦ

**Таблица 2.1.1-4 - Котельное оборудование ЗС ТЭЦ**

Ст. №	Тип котла	Год ввода	Завод - изготовитель	Производительность, т/ч / Гкал/ч		Параметры	
				установленная	располагаемая	давление, кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С
1	БКЗ-210-140-ФД	1963	Барнаульский котельный завод	210/124	210/124	140	550
2	БКЗ-210-140-ФД	1963		210/124	210/124	140	550
3	БКЗ-210-140-ФД	1964		210/124	210/124	140	550
4	БКЗ-210-140-ФД	1964		210/124	210/124	140	550
5	БКЗ-210-140-ФД	1966		210/124	210/124	140	550
6	БКЗ-210-140-ФД	1967		210/124	210/124	140	550
7	ТП-87-1	1972	«Красный котельщик» Таганрогский котельный з-д	420/248	420/248	140	545
8	ТП-87-1	1974		420/248	420/248	140	545
9	ТП-87-1	1977		420/248	420/248	140	545
10	ТП-87-1	1980		420/248	420/248	140	545
11	ТП-87-1	1983		420/248	420/248	140	545
<b>Итого:</b>				<b>3360/1984</b>	<b>3360/1984</b>		

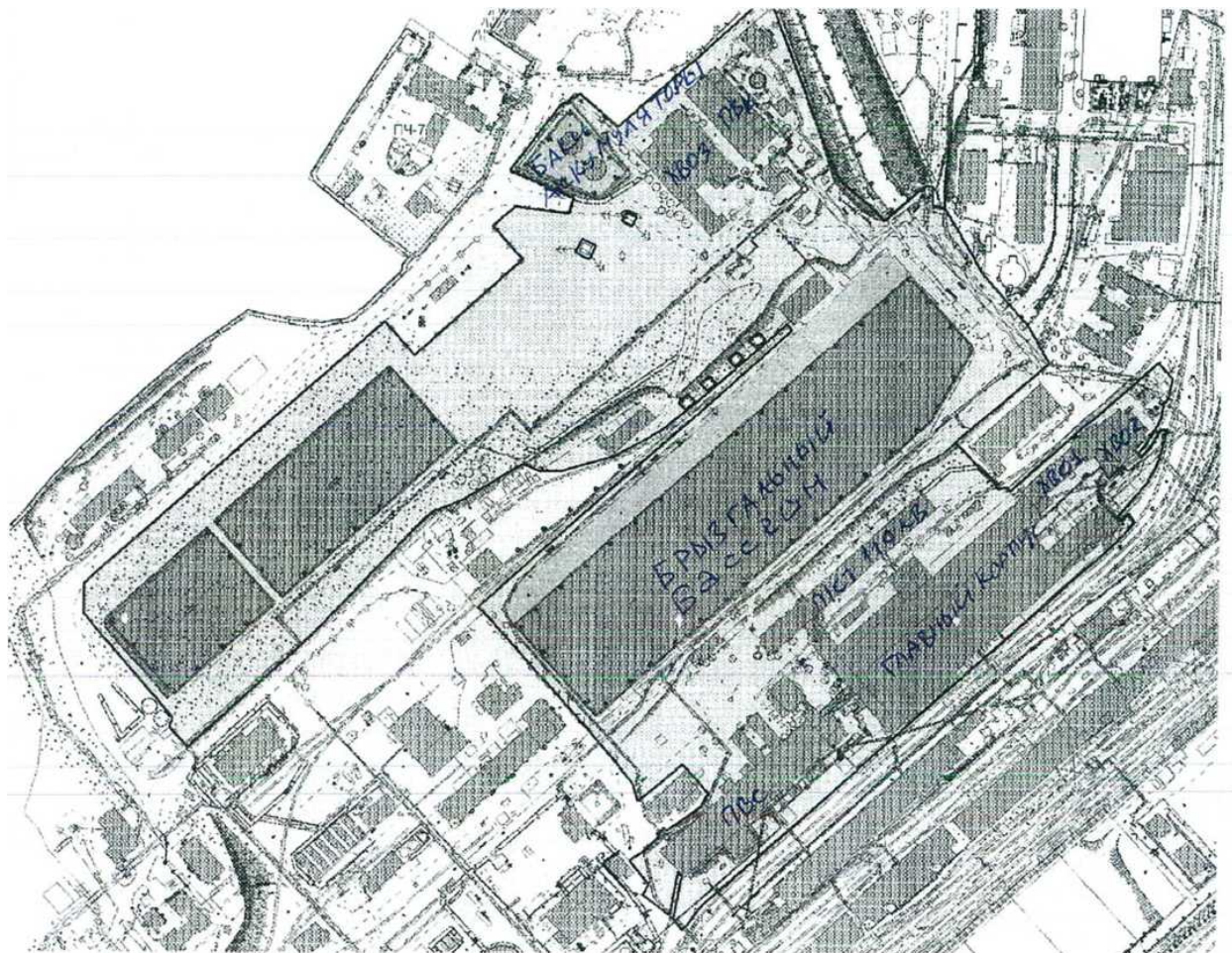
**Таблица 2.1.1.5 - Турбоагрегаты ЗС ТЭЦ**

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода	Завод - изготовитель	Единичная мощность		Начальные параметры пара		Расход пара на турбину, т/ч	Отпуск пара из отборов турбин			
				электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	давление, кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С		теплофикационные		производственные	
									давление, кгс/см <sup>2</sup>	расход, т/ч	давление, кгс/см <sup>2</sup>	расход, т/ч
1	ПТ-60/75- 130/13	1993	ЛМЗ	60	144	130	545	396	1,2÷2,5	44	13	100
2	Т-50/ 130	1963	ТМЗ	50	92,5	130	545	265	1,2÷2,6	92,5	-	-
3	Т-60-130	1996	ТМЗ	60	100	130	545	300	1,2÷2,7	100	-	-
4	Т-100/120-130-2	1972	ТМЗ	100	160	130	540	460	1,2÷2,8	160	-	-
5	Т-100/ 120-130-3	1974	ТМЗ	110	175	130	540	485	1,2÷2,9	175	-	-
6	Т-100/120-130-4	1983	ТМЗ	110	175	130	540	485	1,2÷2,10	175	-	-
7	Т-100/120-130-4	1987	ТМЗ	110	175	130	540	485	1,2÷2,11	175	-	-
<b>Итого:</b>				<b>600</b>	<b>1021,5</b>			<b>2876</b>		<b>921,5</b>		<b>100</b>



### **Центральная ТЭЦ**

Центральная ТЭЦ 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. Ситуационный план ЦТЭЦ приведен на рисунке 2.1.1-4.



**Рисунок 2.1.1-4 - Ситуационный план ЦТЭЦ**

Тепловая схема ТЭЦ с поперечными связями на давление 29 кгс/см<sup>2</sup>. На станции в главном корпусе установлено котельное и турбинное оборудование, приведенное в таблицах 2.1.1-6 и 2.1.1-7, а именно:

- турбоагрегаты на давление 29 кгс/см<sup>2</sup>;
- котельное оборудование: паровые котлы - 30 кгс/см<sup>2</sup>, 34 кгс/см<sup>2</sup> и водогрейные - 10-25 кгс/см<sup>2</sup>.

**Таблица 2.1.1-6 - Котельное оборудование ЦТЭЦ**

Ст. №	Тип котла	Год ввода	Завод - изготовитель	Производительность, т/ч / Гкал/ч		Параметры	
				установленная	располагаемая	давление, кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С
<i>Энергетические котлы в главном корпусе</i>							
1	Стерлинг	1932	Германия	150/-	130/-	30	425
2	Стерлинг	1932		150/-	130/-	30	425
3	Стерлинг	1932		150/-	120/-	30	410
4	Стерлинг	1933		150/-	130/-	30	425
5	Стерлинг	1935	ЛМЗ	210/-	150/-	34	425
6	Стерлинг	1935	ЛМЗ	200/-	150/-	34	425
7	КО-Ш-200	1941	ЛМЗ	200/-	120/-	34	425
8	ТО-3-200	1949	ТКЗ	200/-	180/-	34	410
<b>Итого:</b>				<b>1410/939,1</b>	<b>1110/739,3</b>		
<i>Водогрейные котлы в водогрейной котельной</i>							
KB01	ПТВМ-100	1974	Белгородский котельный з-д	-/100	-/80	7,5÷16	150
KB02	ПТВМ-100	1974		-/100	-/86	7,5÷16	150
KT03	ПТВМ-100	1980		-/100	-/84	7,5÷16	150
KT04	ПТВМ-100	1981		-/100	-/80	7,5÷16	150
<b>Итого:</b>				<b>-/400</b>	<b>-/330</b>		

**Таблица 2.1.1-7 - Турбоагрегаты ЦТЭЦ**

С т. №	Тип турбоагрегата	Год ввода	Завод - изготовитель	Единичная мощность		Начальные параметры пара		Общий расход пара на турбину, т/ч	Отпуск пара из отборов турбин			
				электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	давление, кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С		производственный пар		теплофикационный пар	
									расход, т/ч	теплопроизводительность, Гкал/ч	расход, т/ч	теплопроизводительность, Гкал/ч
1	Р-3-29 (АР 6-11)	1958	КТЗ	3	73,5	29	400÷410	100	100	73,5	0	0
3	Вумаг	1932	Германия	16	58,5	29		130	0	0	100	58,5
4	ПТ-29/35-2,9/1,0	2011	КТЗ	29	101,9	29		215	70	51,1	80	46
5	Вумаг	1934	Германия	15	57,5	29		140	0	0	100	57,5
6	ПР-30-2,9-2	2001	ЛМЗ	30	133,9	29		235	40	29,3	180	104,6
7	ПР-7-29	1943	ЛМЗ	7	118,7	29		170	140	101,1	30	17,6
<b>Итого:</b>				<b>100</b>	<b>544</b>			<b>990</b>	<b>350</b>	<b>255</b>	<b>490</b>	<b>284,2</b>

## 2.1.2. Муниципальные котельные

Перечень основного оборудования муниципальных котельных г. Новокузнецка представлен в таблице 2.1.2-1. На котельных применяется оборудование различных заводов изготовителей.

**Таблица 2.1.2-1 - Перечень основного оборудования, установленного на муниципальных котельных г. Новокузнецка**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования				
		№	марка котлов	год ввода в эксплуатацию	срок службы, лет	установленная мощность оборудования, Гкал/ч
1	Абашевская районная котельная	1	КВТС-20-150	1998	18	20
		2	КВТС-20-150	2009	7	20
		3	КВТС-20-150	1988	28	20
2	Байдаевская центральная котельная № 2	1	КВр-11,63-150	2009	7	10
		2	КВр-11,63-115	2010	6	10
		3	ВКС-240	1997	19	7
		4	КВр-11,63-150	2009	7	10
		5	ВКС-240	1993	23	7
		6	КВр-11,63-115	2009	7	10
		7	ВКС-300	1999	17	7
		8	ВКС-300	1997	19	7
3	Зыряновская районная котельная	1	КВТС-20	1997	19	20
		2	КВТС-20	1980	36	20
		3	КВТС-20	2008	8	20
		4	КВТС-20	1981	35	20
		5	КВТС-20	2009	7	20
		6	КВТС-20	1987	29	20
4	Котельная пос. Притомский	1	ВКС-240	1999	17	7,25
		2	ВКС-240	2000	16	7,25
		3	ВКС-240	2001	15	7,25
		4	КВр-11,63-150	2007	9	10
5	Котельная № 19	1	Братск-2	2000	16	0,7
		2	ВКС-4	2001	15	0,5
6	Котельная № 72	1	КВр-0,175	2010	6	0,15
		2	КВр-0,175	2010	6	0,15
7	Котельная УПК	1	ВКС-4	2000	16	0,5
		2	ВКС-4	2000	16	0,5
8	Котельная ОРК «Таргай»	1	КВм 1,2-95 (Гефест 1,2-95 ШП)	2013	3	1,032
		2	КВ-81 ШП	2006	10	0,75
9	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	1	ВКС-4 ШП	2000	16	0,8
		2	КВ-1,6-95 ШП	2008	8	1,6
		3	КВ-1,6-95 ШП	2008	8	1,6
		4	КВ-1,6-95 ШП	2009	7	1,6
10	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	1	КВм-2,5	2008	8	2,15
		2	КВ-1,6-95 ШП	2008	8	1,6
		3	КВ-1,6-95 ШП	2009	7	1,6
		4	КВ-1,6-95 ШП	2000	7	1,6
11	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	1	Гефест 04-95 ТР	2010	6	0,35
		2	Гефест 04-95 ТР	2010	6	0,35
12	Куйбышевская центральная котельная	1	КВТС-20-150	2004	12	20
		2	КВТС-20-150	2013	3	20
		3	КВТС-20-150	2008	8	20
		4	КВТС-20-150	2009	7	16,8
		5	КЕ-25-14С	2003	13	14

№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования				
		№	марка котлов	год ввода в эксплуатацию	срок службы, лет	установленная мощность оборудования, Гкал/ч
		6	КЕ-25-14С	2003	13	14
13	Котельная пос. Листвяги	1	ДКВР-6,5 (водогрейный режим)	2002	14	3
		2	ДКВР-6,5 (водогрейный режим)	2002	14	3
		3	КВр-7,56-150	2011	5	6,5
		4	КВр-7,56-150	2008	8	3
		5	ДКВР-6,5 (водогрейный режим) КВр-7,56-115	2013	3	6,5
14	Котельная № 6	1	Ланкаширский	1957	59	1
		2	Ланкаширский	1948	68	1
		3	Ланкаширский	1900	116	1
15	Котельная Садопарковая	1	Гефест 1,2-95 ШП	2010	6	1,032
		2	КВ-81 ШП	2008	8	0,75
		3	КВ-81	2000	16	0,75
16	Котельная №32 (БПОУ)	1	Гефест 1,8-95 ШП	2010	6	1,6
		2	Гефест 1,8-95 ШП	2010	6	1,6
17	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	1	НР-18	2002	14	0,5
		2	ВКС-4	2000	16	0,5
		3	Гефест 0,6-95 т.р.	2010	6	0,52
		4	Гефест 0,6-95 т.р.	2010	6	0,52
18	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1	Гефест 0,6-95 т.р.	2010	6	0,52
		2	Гефест 0,6-95	2010	6	0,52
		3	т.р.	1999	17	0,5
		4	ВКС-4 КВ-5	2000	10	0,35
19	Котельная проф. «Бунгурский»	1	Гефест 0,8-95 т.р.	2010	6	0,69
		2	Гефест 0,8-95 т.р.	2010	6	0,69
20	Котельная «РТРС»	1	Гефест 0,8-95 т.р.	2010	6	0,69
		2	Гефест 0,8-95 т.р.	2010	6	0,69
21	Оздоровительного лагеря «Голубь»	1	КВр-0,8к	2008	8	0,69
		2	КВр-0,8к	2008	8	0,69
22	Котельная школа № 1	1	ВКС 4-10	2000	16	1
		2	ВКС 4-10	2000	16	1
23	Котельная школа № 23	1	ВКС 4-10	2000	16	1
		2	ВКС 4-10	2000	16	1
24	Котельная школа № 37	1	КВр-0,8к	2008	8	0,69
		2	КВр-0,8к	2008	8	0,69
25	Котельная школа № 43	1	ВКС 4-10	2000	16	1
		2	ВКС 4-10	2000	16	1
26	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	1	ВКС 4-10	2000	16	1
		2	ВКС 4-10	2000	16	1
27	Котельная школа № 16	1	ВКС 4-6	2000	16	0,6
		2	ВКС 4-6	2000	16	0,6

№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования				
		№	марка котлов	год ввода в эксплуатацию	срок службы, лет	установленная мощность оборудования, Гкал/ч
28	Котельная детского сада № 123	1	КЧМ 5 К-0,3-30	2000	16	0,026
		2	КЧМ 5 К-0,3-30	2000	16	0,026
29	Новоильинская газовая котельная	1	Buderus Logano	2012	4	4,47
		2	Buderus Logano	2012	4	4,47
		3	Buderus Logano	2012	4	4,47
30	Полосухинская	1	КВр-1,12ОУР	2012	4	0,98
		2	КВр-1,12ОУР	2012	4	0,98
		3	КВ-0,02	2012	4	0,02
31	Кузнецкая крепость	1	ЭПО-108 (электрокотел)	2012	4	0,093
		2	ЭПО-108 (электрокотел)	2012	4	0,093
		3	ЭПО-108 (электрокотел)	2012	4	0,093
			ЭПО-108 (электрокотел)			
<b>ИТОГО по ЦТ на базе муниципальных котельных</b>		<b>95</b>				<b>463,9</b>

### 2.1.3. Ведомственные котельные

Сведения о структуре основного оборудования ведомственных котельных при актуализации Схемы теплоснабжения г. Новокузнецка не предоставлены.

## 2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

### 2.2.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ

Данные об установленной и располагаемой электрической и тепловой мощностях по КТЭЦ, ЗС ТЭЦ и ЦТЭЦ за отчетный 2015 год приняты по федеральной форме статистического наблюдения № 6-ТП и далее по тексту: из примечания (пункт 1) к форме федерального статистического наблюдения №6-ТП «Сведения о работе тепловой электростанции»: форму № 6-ТП предоставляют юридические лица (кроме субъектов малого предпринимательства) ЛО-энерго, ЛО-электростанции, ОГК (оптово генерирующие компании), ТГК (территориальные генерирующие компании), а также другие организации, имеющие электростанции мощностью 500 кВт и выше.

В форме № 6-ТП «Сведения о работе тепловой электростанции» информация об установленной и располагаемой тепловых мощностях источников теплоснабжения приведена в Разделе 1 «Общие сведения».

#### *Кузнецкая ТЭЦ*

Сведения об установленной мощности КТЭЦ представлены в таблице 2.2.1-1.

**Таблица 2.2.1-1 – Структура установленной мощности оборудования КТЭЦ**

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	108	108	108
Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	890	890	890
отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	60	60	60
производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	81	81	81
турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	231	231	231
встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	25	25	25
редукционно-охладительные установки, работающие на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	103	103	103
водогрейная котельная	Гкал/ч	390	390	390

Наибольшая доля установленной мощности оборудования КТЭЦ приходится на паросиловую часть. Мощность производственных отборов и противодавления значительно превышает мощность отопительных отборов, что объясняется исходной ориентированностью выработки тепловой энергии ТЭЦ на нужды промышленности. Существенную тепловую мощность имеет водогрейная котельная.

Изменений установленной мощности по сравнению с базовым годом разработки Схемы теплоснабжения не произошло.

#### ***Западно-Сибирская ТЭЦ***

Сведения об установленной мощности ЗСТЭЦ представлены в таблице 2.2.1-2.

**Таблица 2.2.1-2 – Структура установленной мощности оборудования ЗСТЭЦ**

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	600	600	600
Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	1308	1308	1308
отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	922	922	922
производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	100	100	100
турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	-	-	-
встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	-	-	-
редукционно-охладительные установки, работающие на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	286	286	286

Наибольшая доля установленной мощности оборудования ЗСТЭЦ приходится на теплофикационные турбоагрегаты. Часть тепловой энергии может отпускаться через редукционно-охладительные установки, работающие на пиковые подогреватели. Водогрейная котельная на территории ТЭЦ отсутствует.

Изменений установленной мощности по сравнению с базовым годом разработки Схемы теплоснабжения не произошло.

#### ***Центральная ТЭЦ***

Сведения об установленной мощности ЦТЭЦ представлены в таблице 2.2.1-3.

**Таблица 2.2.1-3 – Структура установленной мощности оборудования ЦТЭЦ**

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	100	100	100
Установленная тепловая мощность ТЭЦ по отпуску тепловой энергии (промпар+тепло горячей воды), в т.ч.	Гкал/ч	1215	1215	1215
по производственному пару	Гкал/ч	255	255	255
по отпуску тепловой энергии с бойлерной	Гкал/ч	394	394	394
по отпуску тепловой энергии с ХВО №2,3 (подпитка теплосети)	Гкал/ч	167	167	167
по отпуску тепловой энергии с котлов ПВК	Гкал/ч	400	400	400

Наибольшая доля установленной мощности оборудования ЦТЭЦ приходится на паросиловую часть. В настоящее время тепловая мощность существующей бойлерной ограничена, но в результате технических преобразований мощность может быть увеличена. Существенную мощность имеет действующая пиковая водогрейная котельная.

Изменений установленной мощности по сравнению с базовым годом разработки Схемы теплоснабжения не произошло.

### 2.2.2. Муниципальные котельные

Суммарная установленная мощность муниципальных котельных на территории г. Новокузнецка составляет 463,9 Гкал/ч. Сведения об установленной мощности теплогенерирующего оборудования котельных представлены в таблице 2.2.2-1.

**Таблица 2.2.2.1 - Сведения об установленной мощности теплогенерирующего оборудования муниципальных котельных**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования			
		№	марка котлов	установленная мощность оборудования, Гкал/ч	установленная мощность теплоисточника, Гкал/ч
1	Абашевская районная котельная	1	КВТС-20-150	20	60,0
		2	КВТС-20-150	20	
		3	КВТС-20-150	20	
2	Байдаевская центральная котельная № 2	1	КВр-11,63-150	10	68,0
		2	КВр-11,63-115	10	
		3	ВКС-240	7	
		4	КВр-11,63-150	10	
		5	ВКС-240	7	
		6	КВр-11,63-115	10	
		7	ВКС-300	7	
		8	ВКС-300	7	
3	Зыряновская районная котельная	1	КВТС-20	20	120,0
		2	КВТС-20	20	
		3	КВТС-20	20	
		4	КВТС-20	20	
		5	КВТС-20	20	
		6	КВТС-20	20	
4	Котельная пос. Притомский	1	ВКС-240	7,25	31,8
		2	ВКС-240	7,25	
		3	ВКС-240	7,25	
		4	КВр-11,63-150	10	
5	Котельная № 19	1	Братск-2	0,7	1,2

№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования			
		№	марка котлов	установленная мощность оборудования, Гкал/ч	установленная мощность теплоисточника, Гкал/ч
		2	ВКС-4	0,5	
6	Котельная № 72	1	КВр-0,175	0,15	0,3
		2	КВр-0,175	0,15	
7	Котельная УПК	1	ВКС-4	0,5	1,0
		2	ВКС-4	0,5	
8	Котельная ОРК «Таргай»	1	КВм 1,2-95 (Гефест 1,2-95 ШП)	1,032	1,8
		2	КВ-81 ШП	0,75	
9	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	1	ВКС-4 ШП	0,8	5,6
		2	КВ-1,6-95 ШП	1,6	
		3	КВ-1,6-95 ШП	1,6	
		4	КВ-1,6-95 ШП	1,6	
10	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	1	КВм-2,5	2,15	7,0
		2	КВ-1,6-95 ШП	1,6	
		3	КВ-1,6-95 ШП	1,6	
		4	КВ-1,6-95 ШП	1,6	
11	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	1	Гефест 04-95 ТР	0,35	0,7
		2	Гефест 04-95 ТР	0,35	
12	Куйбышевская центральная котельная	1	КВТС-20-150	20	104,8
		2	КВТС-20-150	20	
		3	КВТС-20-150	20	
		4	КВТС-20-150	16,8	
		5	КЕ-25-14С	14	
		6	КЕ-25-14С	14	
13	Котельная пос. Листвяги	1	ДКВР-6,5 (водогрейный режим)	3	18,5
		2	ДКВР-6,5 (водогрейный режим)	3	
		3	КВр-7,56-150	6,5	
		4	ДКВР-6,5 (водогрейный режим)	3	
		5	КВр-7,56-115	6,5	
14	Котельная № 6	1	Ланкаширский	1	3,0
		2	Ланкаширский	1	
		3	Ланкаширский	1	
15	Котельная Садопарковая	1	Гефест 1,2-95 ШП	1,032	2,5
		2	КВ-81 ШП	0,75	
		3	КВ-81	0,75	
16	Котельная №32 (БПОУ)	1	Гефест 1,8-95 ШП	1,6	3,2
		2	Гефест 1,8-95 ШП	1,6	
17	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	1	НР-18	0,5	2,0
		2	ВКС-4	0,5	
		3	Гефест 0,6-95 т.р.	0,52	
		4	Гефест 0,6-95 т.р.	0,52	
18	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1	Гефест 0,6-95 т.р.	0,52	1,9
		2	Гефест 0,6-95 т.р.	0,52	
		3	ВКС-4	0,5	
		4	КВ-5	0,35	
19	Котельная проф. «Бунгурский»	1	Гефест 0,8-95 т.р.	0,69	1,4
		2	Гефест 0,8-95 т.р.	0,69	



№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования			
		№	марка котлов	установленная мощность оборудования, Гкал/ч	установленная мощность теплоисточника, Гкал/ч
20	Котельная «РТРС»	1	Гефест 0,8-95 т.р.	0,69	1,4
		2	Гефест 0,8-95 т.р.	0,69	
21	Оздоровительного лагеря «Голубь»	1	КВр-0,8к	0,69	1,4
		2	КВр-0,8к	0,69	
22	Котельная школа № 1	1	ВКС 4-10	1	2,0
		2	ВКС 4-10	1	
23	Котельная школа № 23	1	ВКС 4-10	1	2,0
		2	ВКС 4-10	1	
24	Котельная школа № 37	1	КВр-0,8к	0,69	1,4
		2	КВр-0,8к	0,69	
25	Котельная школа № 43	1	ВКС 4-10	1	2,0
		2	ВКС 4-10	1	
26	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	1	ВКС 4-10	1	2,0
		2	ВКС 4-10	1	
27	Котельная школа № 16	1	ВКС 4-6	0,6	1,2
		2	ВКС 4-6	0,6	
28	Котельная детского сада № 123	1	КЧМ 5 К-0,3-30	0,026	0,1
		2	КЧМ 5 К-0,3-30	0,026	
29	Новоильинская газовая котельная	1	Buderus Logano	4,47	13,4
		2	Buderus Logano	4,47	
		3	Buderus Logano	4,47	
30	Полосухинская	1	КВр-1,12ОУР	0,98	2,0
		2	КВр-1,12ОУР	0,98	
		3	КВ-0,02	0,02	
31	Кузнецкая крепость	1	ЭПО-108 (электрокотел)	0,093	0,3
		2	ЭПО-108 (электрокотел)	0,093	
		3	ЭПО-108 (электрокотел)	0,093	
			ЭПО-108 (электрокотел)		
<b>ИТОГО по СЦТ на базе муниципальных котельных</b>		<b>95</b>		<b>463,9</b>	<b>463,9</b>

### 2.2.3. Ведомственные котельные

Сведения об установленной мощности ведомственных котельных при актуализации Схемы теплоснабжения не предоставлены. Суммарная установленная мощность ведомственных котельных на территории г. Новокузнецка составляет 462 Гкал/ч.

## 2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

*«Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;*

*Располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой 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.)».*

### **2.3.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ**

На Новокузнецких ТЭЦ имеются объемы мощности, не реализуемые по техническим причинам. Технические причины наличия ограничений различны.

#### **Кузнецкая ТЭЦ**

Сведения об установленной и располагаемой мощности КТЭЦ представлены в таблице 2.3.1-1.

**Таблица 2.3.1-1 – Установленная и располагаемая мощности оборудования КТЭЦ**

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	108	108	108
Установленная тепловая мощность ТЭЦ	Гкал/ч	890	890	890
Располагаемая электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	83,5	83,5	83,5
Располагаемая тепловая мощность ТЭЦ	Гкал/ч	855	855	855
Причина отличия установленной и располагаемой мощности		1) ограничения по качеству исходного топлива для котлов №5-8 2) ограничение по качеству питательной воды для котлов КВТК 100-150		

В настоящее время установленная мощность КТЭЦ отличается на 35 Гкал/ч от располагаемой тепловой мощности. Причины отличия следующие:

1) 7 Гкал/ч - ограничение по качеству исходного топлива для котлов №5-8; ограничение возникает при нагрузке более 65 т/ч на котел – поверхности нагрева начинают сильно шлаковаться. В связи с сильной зашлаковкой ухудшается интенсивность теплообмена. При эксплуатации котла свыше указанной нагрузки в течение 14 дней требуется останов котла, на что имеется соответствующее предписание. Учитывая данный факт, эксплуатация указанных котлов с максимальной нагрузкой не осуществляется.

2) 28 Гкал/ч - ограничение по качеству питательной воды для 2 водогрейных котлов КВТК 100-150, характерное для последних 3 лет. Установленное оборудование имеет ограничения по максимальной температуре воды на уровне 120°С, что связано с увеличенным значением карбонатного индекса. При температуре свыше 120°С происходит интенсивное отложение солей жесткости на поверхностях нагрева. Однако, по

данным производственно-технического отдела КТЭЦ, в последнее время качество исходной воды улучшилось, что позволяет увеличивать температуру на выходе из котла.

### ***Западно-Сибирская ТЭЦ***

Сведения об установленной и располагаемой мощности ЗСТЭЦ представлены в таблице 2.3.1-2.

**Таблица 2.3.1-2 – Установленная и располагаемая мощности оборудования ЗСТЭЦ**

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	600	600	600
Установленная тепловая мощность ТЭЦ	Гкал/ч	1308	1308	1308
Располагаемая электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	324,4	324,4	324,4
Располагаемая тепловая мощность ТЭЦ	Гкал/ч	1308	1308	1308
Причина отличия установленной и располагаемой мощности		недостаточная охлаждающая способность существующего пруда-охладителя		

Как видно, электрическая и тепловая располагаемая мощность отличается от значений установленной мощности. Причина отличия – недостаточная охлаждающая способность существующего пруда-охладителя.

### ***Центральная ТЭЦ***

Сведения об установленной и располагаемой мощности ЦТЭЦ представлены в таблице 2.3.1-3.

**Таблица 2.3.1-3 – Установленная и располагаемая мощности оборудования ЦТЭЦ**

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	100	100	100
Установленная тепловая мощность ТЭЦ по отпуску тепловой энергии (промпар+тепло горячей воды)	Гкал/ч	1215	1215	1215
Располагаемая электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	97	97	97
Располагаемая тепловая мощность ТЭЦ по отпуску тепловой энергии (промпар+тепло горячей воды)	Гкал/ч	805	805	805
Причина отличия установленной и располагаемой мощности		1) ПВК - недостаточная производительность вентиляторов перед горелками 2) Недостаточная производительность действующей бойлерной 3) Физический и моральный износ оборудования		

Как видно, электрическая и тепловая располагаемая мощность отличается от значений установленной мощности. При условии реконструкции существующего

основного и вспомогательного оборудования ЦТЭЦ возможно увеличение располагаемой тепловой мощности теплоисточника.

### 2.3.2. Муниципальные котельные

Износ основного и вспомогательного оборудования по большинству котельных малой производительности не позволяет в полной мере использовать установленную тепловую мощность. По экспертной оценке технические ограничения на крупных теплоисточниках минимальны или отсутствуют.

Для дальнейших расчетов принимается допущение, что значения располагаемой тепловой мощности соответствуют значениям установленной тепловой мощности, сведения представлены в таблице 2.3.2-1.

**Таблица 2.3.2-1 – Сведения об установленной и располагаемой мощности муниципальных котельных**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования		
		установленная мощность теплоисточника, Гкал/ч	располагаемая мощность теплоисточника, Гкал/ч	ограничения тепловой мощности, Гкал/ч
1	Абашевская районная котельная	60,0	60,0	0,00
2	Байдаевская центральная котельная № 2	68,0	68,0	0,00
3	Зыряновская районная котельная	120,0	120,0	0,00
4	Котельная пос. Притомский	31,8	31,8	0,00
5	Котельная № 19	1,2	1,2	0,00
6	Котельная № 72	0,3	0,3	0,00
7	Котельная УПК	1,0	1,0	0,00
8	Котельная ОРК «Таргай»	1,8	1,8	0,00
9	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	5,6	5,6	0,00
10	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	7,0	7,0	0,00
11	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,7	0,7	0,00
12	Куйбышевская центральная котельная	104,8	104,8	0,00
13	Котельная пос. Листвяги	18,5	18,5	0,00
14	Котельная № 6	3,0	3,0	0,00
15	Котельная Садопарковая	2,5	2,5	0,00
16	Котельная №32 (БПОУ)	3,2	3,2	0,00
17	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	2,0	2,0	0,00
18	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1,9	1,9	0,00
19	Котельная проф. «Бунгурский»	1,4	1,4	0,00
20	Котельная «РТРС»	1,4	1,4	0,00

№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования		
		установленная мощность теплоисточника, Гкал/ч	располагаемая мощность теплоисточника, Гкал/ч	ограничения тепловой мощности, Гкал/ч
21	Оздоровительного лагеря «Голубь»	1,4	1,4	0,00
22	Котельная школа № 1	2,0	2,0	0,00
23	Котельная школа № 23	2,0	2,0	0,00
24	Котельная школа № 37	1,4	1,4	0,00
25	Котельная школа № 43	2,0	2,0	0,00
26	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	2,0	2,0	0,00
27	Котельная школа № 16	1,2	1,2	0,00
28	Котельная детского сада № 123	0,1	0,1	0,00
29	Новоильинская газовая котельная	13,4	13,4	0,00
30	Полосухинская	2,0	2,0	0,00
31	Кузнецкая крепость	0,3	0,3	0,00
<b>ИТОГО по СЦТ на базе муниципальных котельных</b>		<b>463,9</b>	<b>463,9</b>	<b>0,00</b>

### 2.3.3. Ведомственные котельные

Сведения о располагаемой мощности ведомственных котельных при актуализации Схемы теплоснабжения не предоставлены.

## 2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности «нетто»

Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующее понятие:

*«Мощность источника тепловой энергии «нетто» - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды».*

Объемы потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности «нетто» представлены в таблице 2.4-1.

Таблица 2.4-1 - Сведения об установленной и располагаемой мощности котельных и тепловой мощности «нетто»

№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования			
		располагаемая мощность теплоисточника, Гкал/ч	собственные и хозяйственные нужды на выработку тепловой энергии, Гкал/ч	собственные и хоз. нужды, % к присоединенной нагрузке с учетом потерь в тепловых сетях	тепловая мощность «нетто», Гкал/ч
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>					
1	КТЭЦ	855	29,3	3,9%	825,7
2	ЗС ТЭЦ	1308	36,0*	3,7%	1271,5
3	ЦТЭЦ	805	10,3	2,2%	794,6
<b>ИТОГО по СЦТ на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ</b>		<b>2967</b>	<b>76</b>	<b>2,0%</b>	<b>2892</b>
<b>Муниципальные котельные</b>					
4	Абашевская районная котельная	60,0	1,171	3,0%	58,83
5	Байдаевская центральная котельная № 2	68,0	1,153	3,7%	66,84
6	Зыряновская районная котельная	120,0	2,044	3,6%	118,01
7	Котельная пос. Притомский	31,8	0,389	2,8%	31,41
8	Котельная № 19	1,2	0,018	3,7%	1,18
9	Котельная № 72	0,3	0,005	4,5%	0,29
10	Котельная УПК	1,0	0,013	3,4%	0,99
11	Котельная ОРК «Таргай»	1,8	0,035	4,3%	1,77
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	5,6	0,110	3,3%	5,49
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	7,0	0,098	3,1%	6,90
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,7	0,011	4,2%	0,69
15	Куйбышевская центральная котельная	104,8	1,412	2,6%	103,41
16	Котельная пос. Листвяги	18,5	0,204	2,6%	18,30
17	Котельная № 6	3,0	0,037	2,5%	2,96
18	Котельная Садопарковая	2,5	0,024	2,7%	2,48
19	Котельная №32 (БПОУ)	3,2	0,063	4,4%	3,14
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	2,0	0,021	2,9%	2,02
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1,9	0,003	4,0%	1,90

№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования			
		располагаемая мощность теплоисточника, Гкал/ч	собственные и хозяйственные нужды на выработку тепловой энергии, Гкал/ч	собственные и хоз. нужды, % к присоединенной нагрузке с учетом потерь в тепловых сетях	тепловая мощность «нетто», Гкал/ч
22	Котельная проф. «Бунгурский»	1,4	0,020	2,5%	1,38
23	Котельная «РТПС»	1,4	0,015	4,3%	1,39
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	1,4	0,010	4,5%	1,39
25	Котельная школа № 1	2,0	0,014	4,5%	1,99
26	Котельная школа № 23	2,0	0,009	3,3%	1,99
27	Котельная школа № 37	1,4	0,015	4,2%	1,37
28	Котельная школа № 43	2,0	0,010	3,0%	1,99
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	2,0	0,017	3,1%	1,98
30	Котельная школа № 16	1,2	0,007	2,6%	1,19
31	Котельная детского сада № 123	0,1	0,003	5,9%	0,05
32	Новоильинская газовая котельная	13,4	0,300	4,2%	13,10
33	Полосухинская	2,0	0,018	3,3%	1,98
34	Кузнецкая крепость	0,3	0,000	0,0%	0,30
<b>ИТОГО по СЦТ на базе муниципальных котельных</b>		<b>463,9</b>	<b>7,25</b>	<b>2,8%</b>	<b>456,6</b>

\* учитываются только собственные нужды ТЭЦ, связанные с производством тепловой энергии (собственные нужды ЗСМК в расчете тепловой мощности «нетто» не учитываются).

## **2.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса**

### **2.5.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ**

#### ***Кузнецкая ТЭЦ***

В таблицах 2.5.1-1 и 2.5.1-2 представлены сроки службы основного оборудования (котлоагрегаты и турбоагрегаты) КТЭЦ - ввод в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса.

Основное оборудование главного корпуса — турбоагрегаты (ст.№ 11) и котлы (ст.№ 06-08, 15-18). Турбинное оборудование КТЭЦ, кроме турбины Т-20-90 ст.№11, имеет год достижения паркового ресурса от 2036 до 2048 гг., т.е. могут работать продолжительное время, в т.ч. и в течение расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения – по 2032 г.

Индивидуальный ресурс котельного оборудования, с учётом продления сроков службы наступил (наступит) в 2018-2023 гг. Для продления паркового ресурса предполагается провести техническое диагностирование оборудования.

Ранее, в утвержденной Схеме теплоснабжения г. Новокузнецка (до 2030 года) 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».

При текущей актуализации Схемы 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 Разработчик схемы был проинформирован о данных намерениях ООО «СГК». Копия письма приведена в Приложении 1 к данной книге.

Согласно распоряжениям Правительства Российской Федерации № 2065-р от 15.10.2015 и № 1619-р от 29.07.2016, режим вынужденной генерации на всех турбоагрегатах Кузнецкой ТЭЦ продлен до 31 декабря 2020 года.

По состоянию на 2016 г. из эксплуатации выведено котельное оборудование ст. №№3, 4, на котлах 5-8 продлен срок службы оборудования. Ожидаемый период достижения нормативного/ назначенного срока службы (ресурса оборудования) составляет 2018-2029 гг.

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

- 1) Несогласованность со Схемой и программой развития ЕЭС РФ на 2016-2022 гг.
- 2) Источник функционирует в режиме вынужденной генерации, при выводе оборудования возникнет дефицит тепловой мощности в системе теплоснабжения от КТЭЦ.

**Таблица 2.5.1-1 - Срок службы котельного оборудования КТЭЦ**

Ст. №	Тип котла	Год ввода	Наработка на 01.01.2016, ч	Парковый ресурс		Индивидуальный ресурс		Дата и документ, разрешающий дальнейшую эксплуатацию
				расчетный срок службы, ч	год достижения	индивидуальный ресурс, ч	год достижения (разреш. срок)	
<i>Энергетические котлы в главном корпусе</i>								
КП 05	Лопульки	1947	350242	250000	1989	383000	2023	№ 402 от 18.12.2015г (ООО "СИБЭДЦ "ПСК" №68-ТУ-12891-2015 от 29.09.2015 ( на 50000 часов))
КП 06	Лопульки	1947	344683	250000	1990	362407	2020	№ 402 от 18.12.2015г (ООО "СИБЭДЦ "ПСК" №68-ТУ-12892-2015 от 29.09.2015 ( на 50000 часов))
КП 07	Лопульки	1947	291827	250000	1999	340285	2018	№ 402 от 18.12.2015г (ООО "СИБЭДЦ "ПСК" №68-ТУ-12893-2015 от 29.09.2015 ( на 50000 часов))
КП 08	Лопульки	1948	313465	250000	1996	362155	2029	№ 402 от 18.12.2015г (ООО "СИБЭДЦ "ПСК" №68-ТУ-12894-2015 от 29.09.2015 ( на 50000 часов))
КП 15	ТП-170	1954	403090	250000	1992	418245	2019	№ 402 от 18.12.2015г (ООО "СИБЭДЦ "ПСК" №68-ТУ-19519-2015 от 23.10.2015 ( на 17857 часов))
КП 16	ТП-170	1954	405757	250000	1992	436000	2021	№ 402 от 18.12.2015г (ООО "СИБЭДЦ "ПСК" №68-ТУ-08629-2015 от 23.10.2015 ( на 35000 часов))
КП 17	БКЗ-220-100Ф	1966	312316	300000	2014	344422	2020	№ 402 от 18.12.2015г (ООО "СИБЭДЦ "ПСК" №68-ТУ-16952-2015 от 29.09.2015 ( на 36000 часов))
КП 18	БКЗ-220-100Ф	1969	298464	300000	2016	345755	2023	№ 402 от 18.12.2015г (ООО "СИБЭДЦ "ПСК" №68-ТУ-15774-2015 от 29.09.2015 ( на 50000 часов))
<i>Водогрейные и паровые котлы в котельной</i>								
КВ 01	КВТК-100-150	1989	70659	50000	2005		2029	№ 18 от 27.01.2015 (ЗАО "НТЦ Экспертиза" № 68-ту-26489-2014 от 04.12.2014)
КВ 02	КВТК-100-150	1990	64090	50000	2006		2033	№ 18 от 27.01.2015 (ООО "Энергопром М" № 68-ту-29083-2010 от 20.10.2010)
КТ 03	Е-160-1,4-250	1999	24449	200000	2039		2039	-
КТ 04	Е-160-1,4-250	2003	24807	200000	2043		2043	-

**Таблица 2.5.1-2 - Срок службы турбинного оборудования КТЭЦ**

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода	Наработка на 01.01.2016 г., ч	Парковый ресурс		Индивидуальный ресурс		Дата и документ, разрешающий дальнейшую эксплуатацию
				расчетный срок службы, лет	год достижения	индивидуальный ресурс, ч	год достижения (разреш. срок)	
<i>Турбинное оборудование главного корпуса</i>								
3	P-12-3,4/0,1	2008	51540	40	2048			
4	P-12-35/5м	1993	148527	40	2033			
6	ПТР-30-2,9/0,6	2000	98761	40	2040			
9	P-12-90/18м	1996	153663	40	2036			
11	T-20-90	1954	404230	270 тыс. ч	1994	416805	2018	11.11.2015 «Сибтехэнерго»
12	P-12-8,8/3,1м-1	2006	62806	40	2046			
13	P-12-90/31м	2003	92660	40	2043			

### *Западно-Сибирская ТЭЦ*

В таблицах 2.5.1-3 и 2.5.1-4 представлены год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса энергетических котлов и турбоагрегатов ЗСТЭЦ.

Основное оборудование - турбоагрегаты (ст. № 02, 04, 05) и котлы (ст. №№ 01-08), установленные на Западно-Сибирской ТЭЦ в 1963 ч- 1974 гг., имеют большую наработку от 201 - 363 тыс. часов. Это значит, что данное оборудование морально и физически устарело, имеет недостаточно высокую экономичность и надежность, требует больших финансовых затрат на поддержание его в нормативном рабочем состоянии.

Индивидуальный ресурс оборудования, с учётом продления сроков службы наступит в 2014-2029 гг. Для продления паркового ресурса предполагается провести техническое диагностирование этого оборудования.

**Таблица 2.5.1-3 - Срок службы котельного оборудования ЗСТЭЦ**

Ст. №	Тип котла	Год ввода	Наработка на 01.01.2016 г., ч	Парковый ресурс		Индивидуальный ресурс		Дата и документ, разрешающий дальнейшую эксплуатацию
				расчетный срок службы, ч	год достижения	индивидуальный ресурс, ч	год достижения (разреш. срок)	
1	БКЗ-210-140-ФД	1963	319315	250000	2005	336317	2018	1. ЗАО "Кузбасс РИКЦ" №4242 КТ от 02.09.2004 г. 2. ООО "Энергопром-М" №205/2010 июль 2010 г. 3. ООО "Энергопром-М" №318/2014 от 17.11.2014 г.
2	БКЗ-210-140-ФД	1963	323533	250000	2005	345303	2018	1. ЗАО "Кузбасс РИКЦ" №4225 КТ от 08.12.2004 г. 2. ООО "Энергопром-М" №240/2011 от 19.01.2012 г. 3. ООО "Энергопром-М" №241/2015 от 13.10.2015 г.
3	БКЗ-210-140-ФД	1964	326796	250000	2004	346438	2018	1. ЗАО "Кузбасс РИКЦ" №4352 КТ от 02.11.2004 г. 2. ООО "Энергопром-М" №197/2011 от 30.11.2011 г. 3. ООО "Энергопром-М" №214/2015 от 09.09.2015 г.
4	БКЗ-210-140-ФД	1964	330961	250000	2004	351750	2018	1. ООО "Энергопром-М" №3/2012 от 16.01.2012 г. 2. ООО "Энергопром-М" №61/2014 от 05.12.2014 г.
5	БКЗ-210-140-ФД	1966	225203	250000	2019			-
6	БКЗ-210-140-ФД	1967	219038	250000	2020			-
7	ТП-87-1	1972	242818	300000	2024			-
8	ТП-87-1	1974	244679	300000	2024			-
9	ТП-87-1	1977	194108	300000	2043			-
10	ТП-87-1	1980	171737	300000	2041			-
11	ТП-87-1	1983	160622	300000	2042			-

**Таблица 2.5.1-4 - Срок службы турбинного оборудования ЗСТЭЦ**

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода	Парковый ресурс		Индивидуальный ресурс		Дата и документ, разрешающий дальнейшую эксплуатацию
			расчетный срок службы, тыс. ч	год достижения	индивидуальный ресурс, ч	год достижения (разреш. срок)	
1	ПТ-60/75- 130/13	1993	220000	2024			-
2	T-50/ 130	1963	220000	1993	415951	2019	ОАО "ВТИ" от 08.12.1989
3	T-60-130	1996	220000	2023			-
4	T-100/120-130-2	1972	220000	2003	329700	2019	ОАО "ВТИ" №04/154 от 03.02.2012 г.
5	T-100/ 120-130-3	1974	220000	2006	323599	2021	ОАО "ВТИ" №007/14 от 04.07.2014 г.
6	T-100/120-130-4	1983	220000	2016	263771	2023	ОАО "ВТИ" №005/15 от 20.08.2015 г.
7	T-100/120-130-4	1987	220000	2027			-

### ***Центральная ТЭЦ***

В таблицах 2.5.1-5 и 2.5.1-6 представлены данные по году ввода в эксплуатацию, наработке с начала эксплуатации и достижения паркового (индивидуального) ресурса энергетических котлов и турбоагрегатов Центральной ТЭЦ, работающей на газе.

Основное оборудование, установленное на Центральной ТЭЦ в 1932 - 1958 гг. имеет большую наработку:

- турбоагрегаты (ст. № 01, 03, 05, 07) от 440 до 589 тысяч часов;
- котлы (ст. № 01-08) от 477 до 645 тысячи часов, данное оборудование морально и физически устарело, недостаточно экономично и надежно, требует больших финансовых затрат на поддержание его в нормативном рабочем состоянии.

**Таблица 2.5.1-5 - Срок службы котельного оборудования ЦТЭЦ**

Ст. №	Тип котла	Год ввода	Наработка на 01.01.2016 г., ч	Парковый ресурс		Индивидуальный ресурс		Дата и документ, разрешающий дальнейшую эксплуатацию
				расчетный срок службы, ч	год достижения	индивидуальный ресурс, ч	год достижения (разреш. срок)	
<i>Энергетические котлы в главном корпусе</i>								
1	Стерлинг	1932	638237	236520 (27)	1959	139507	2017	Экспертиза в 2013-2016 гг. Замечаний нет
2	Стерлинг	1932	632260	236520 (27)	1959	180769	2017	Экспертиза в 2013-2016 гг. Замечаний нет
3	Стерлинг	1932	645775	236520 (27)	1959	189732	2019	Экспертиза в 2013-2016 гг. Замечаний нет
4	Стерлинг	1933	607399	236520 (27)	1960	261728	2019	Экспертиза в 2013-2016 гг. Замечаний нет
5	Стерлинг	1935	538136	236520 (27)	1962	4724	2020	Экспертиза в 2013-2016 гг. Замечаний нет
6	Стерлинг	1935	580448	236520 (27)	1962	151953	2017	Экспертиза в 2013-2016 гг. Замечаний нет
7	КО-Ш-200	1941	507125	236520 (27)	1968	168933	2019	Экспертиза в 2013-2016 гг. Замечаний нет
8	ТО-3-200	1949	477606	236520 (27)	1976	8561	2017	Экспертиза в 2013-2016 гг. Замечаний нет
<i>Водогрейные котлы в водогрейной котельной</i>								
КВ01	ПТВМ-100	1974		236520 (27)	2001			Экспертиза в 2013-2016 гг. Замечаний нет
КВ02	ПТВМ-100	1974		236520 (27)	2001			Экспертиза в 2013-2016 гг. Замечаний нет
КТ03	ПТВМ-100	1980		236520 (27)	2007			Экспертиза в 2013-2016 гг. Замечаний нет
КТ04	ПТВМ-100	1981		236520 (27)	2008			Экспертиза в 2013-2016 гг. Замечаний нет



**Таблица 2.5.1-6 - Срок службы турбинного оборудования ЦТЭЦ**

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода	Наработка на 01.01.2016 г., ч	Парковый ресурс		Индивидуальный ресурс		Дата и документ, разрешающий дальнейшую эксплуатацию
				расчетный срок службы, тыс. ч	год достижения	индивидуальный ресурс, ч	год достижения (разреш. срок)	
1	Р-3-29 (АР 6-11)	1958	440369	*	*	50000	2014	**
3	Вумаг	1932	525098	*	*	50000	2016	**
4	ПТ-29/35-2,9/1,0	2011	25166	*	*	50000	2051	**
5	Вумаг	1934	589268	*	*	50000	2016	**
6	ПР-30-2,9-2	2001	92465	*	*	50000	2041	**
7	ПР-7-29	1943	523189	*	*	50000	2014	**
<b>Итого:</b>								

\* - Согласно РД 10-262-98, РД153-34.1-17.421-98 "Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций" (п. 2.2.1), турбины с температурой свежего пара на входе менее 450 град. С, паркового ресурса не имеют.

\*\* - На основании заключений контроля металла проточной части и основных элементов турбин, выполняемых экспертными организациями, решение о возможности продления эксплуатации на срок до 50000 часов, принимается техническим руководителем ТЭЦ.

### **Типы и станционные номера теплофикационных агрегатов, не прошедших конкурентный отбор 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). В связи с чем, отсутствует возможность анализа работы указанных станций на оптовом рынке, в том числе на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения (Письмо Совет Рынка от 22.01.14 №СР-02/14-128).

#### **2.5.2. Муниципальные котельные**

В таблице 2.5.2-1 представлены сведения о годах ввода в эксплуатацию теплогенерирующего оборудования котельных. Сведения о наработке с начала эксплуатации, остаточном ресурсе (с учетом мероприятий по его продлению) и годам достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования отсутствуют.

В 2.5.2-1 представлены следующие сведения, касающиеся наработки основного теплогенерирующего оборудования муниципальных котельных:

- периоды ввода в эксплуатацию;
- фактическое количество отработанных лет по состоянию на 2016 г.

Ряд котельных эксплуатируется продолжительное время. Решения о необходимости проведения капитального ремонта или продления срока службы данного оборудования принимаются на основании технических освидетельствований и технического диагностирования проводимого в установленном порядке.

Необходимо отметить, что на данный момент котельное оборудование с выработанным парковым ресурсом, но прошедшее техническое освидетельствование и диагностирование, эксплуатируется в рабочем режиме.

При этом в ближайшее время может возникнуть необходимость в капитальном ремонте части котельного оборудования, превысившего нормативный срок службы.

**Таблица 2.5.2-1 - Срок службы основного оборудования муниципальных котельных**

№ в рамках ТСО	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования			
		№	марка котлов	год ввода в эксплуатацию	срок службы, лет
1	Абашевская районная котельная	1	КВТС-20-150	1998	18
		2	КВТС-20-150	2009	7
		3	КВТС-20-150	1988	28
2	Байдаевская центральная котельная № 2	1	КВр-11,63-150	2009	7
		2	КВр-11,63-115	2010	6
		3	ВКС-240	1997	19
		4	КВр-11,63-150	2009	7

№ в рамках ТСО	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования			
		№	марка котлов	год ввода в эксплуатацию	срок службы, лет
		5	ВКС-240	1993	23
		6	КВр-11,63-115	2009	7
		7	ВКС-300	1999	17
		8	ВКС-300	1997	19
3	Зырянская районная котельная	1	КВТС-20	1997	19
		2	КВТС-20	1980	36
		3	КВТС-20	2008	8
		4	КВТС-20	1981	35
		5	КВТС-20	2009	7
		6	КВТС-20	1987	29
4	Котельная пос. Притомский	1	ВКС-240	1999	17
		2	ВКС-240	2000	16
		3	ВКС-240	2001	15
		4	КВр-11,63-150	2007	9
5	Котельная № 19	1	Братск-2	2000	16
		2	ВКС-4	2001	15
6	Котельная № 72	1	КВр-0,175	2010	6
		2	КВр-0,175	2010	6
7	Котельная УПК	1	ВКС-4	2000	16
		2	ВКС-4	2000	16
8	Котельная ОРК «Таргай»	1	КВм 1,2-95 (Гефест 1,2-95 ШП)	2013	3
		2	КВ-81 ШП	2006	10
9	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	1	ВКС-4 ШП	2000	16
		2	КВ-1,6-95 ШП	2008	8
		3	КВ-1,6-95 ШП	2008	8
		4	КВ-1,6-95 ШП	2009	7
10	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	1	КВм-2,5	2008	8
		2	КВ-1,6-95 ШП	2008	8
		3	КВ-1,6-95 ШП	2009	7
		4	КВ-1,6-95 ШП	2000	7
11	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	1	Гефест 04-95 ТР	2010	6
		2	Гефест 04-95 ТР	2010	6
12	Куйбышевская центральная котельная	1	КВТС-20-150	2004	12
		2	КВТС-20-150	2013	3
		3	КВТС-20-150	2008	8
		4	КВТС-20-150	2009	7
		5	КЕ-25-14С	2003	13
		6	КЕ-25-14С	2003	13
13	Котельная пос. Листвяги	1	ДКВР-6,5 (водогрейный режим)	2002	14
		2	ДКВР-6,5	2002	14
		3	(водогрейный режим) КВр-7,56-150	2011	5
		4	ДКВР-6,5	2008	8
		5	(водогрейный режим) КВр-7,56-115	2013	3
14	Котельная № 6	1	Ланкаширский	1957	59
		2	Ланкаширский	1948	68
		3	Ланкаширский	1900	116
15	Котельная Садопарковая	1	Гефест 1,2-95 ШП	2010	6
		2	КВ-81 ШП	2008	8
		3	КВ-81	2000	16
16	Котельная №32 (БПОУ)	1	Гефест 1,8-95 ШП	2010	6
		2	Гефест 1,8-95 ШП	2010	6
17	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	1	НР-18	2002	14
		2	ВКС-4	2000	16
		3	Гефест 0,6-95 т.р.	2010	6

№ в рамках ТСО	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования			
		№	марка котлов	год ввода в эксплуатацию	срок службы, лет
		4	Гефест 0,6-95 т.р.	2010	6
18	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1	Гефест 0,6-95 т.р.	2010	6
		2	Гефест 0,6-95 т.р.	2010	6
		3	ВКС-4	1999	17
		4	КВ-5	2000	10
19	Котельная проф. «Бунгурский»	1	Гефест 0,8-95 т.р.	2010	6
		2	Гефест 0,8-95 т.р.	2010	6
20	Котельная «РТРС»	1	Гефест 0,8-95 т.р.	2010	6
		2	Гефест 0,8-95 т.р.	2010	6
21	Оздоровительного лагеря «Голубь»	1	КВр-0,8к	2008	8
		2	КВр-0,8к	2008	8
22	Котельная школа № 1	1	ВКС 4-10	2000	16
		2	ВКС 4-10	2000	16
23	Котельная школа № 23	1	ВКС 4-10	2000	16
		2	ВКС 4-10	2000	16
24	Котельная школа № 37	1	КВр-0,8к	2008	8
		2	КВр-0,8к	2008	8
25	Котельная школа № 43	1	ВКС 4-10	2000	16
		2	ВКС 4-10	2000	16
26	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	1	ВКС 4-10	2000	16
		2	ВКС 4-10	2000	16
27	Котельная школа № 16	1	ВКС 4-6	2000	16
		2	ВКС 4-6	2000	16
28	Котельная детского сада № 123	1	КЧМ 5 К-0,3-30	2000	16
		2	КЧМ 5 К-0,3-30	2000	16
29	Новоильинская газовая котельная	1	Buderus Logano	2012	4
		2	Buderus Logano	2012	4
		3	Buderus Logano	2012	4
30	Полосухинская	1	КВр-1,12ОУР	2012	4
		2	КВр-1,12ОУР	2012	4
		3	КВ-0,02	2012	4
31	Кузнецкая крепость	1	ЭПО-108 (электрокотел)	2012	4
		2	ЭПО-108	2012	4
		3	(электрокотел) ЭПО-108 (электрокотел)	2012	4

### 2.5.3. Ведомственные котельные

Сведения о сроках ввода в эксплуатацию основного теплогенерирующего оборудования ведомственных котельных не предоставлены.

## 2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

### *Кузнецкая ТЭЦ*

Тепловая энергия в горячей воде на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения отпускается по трем основным выводам (Кузнецкий, Орджоникидзевский,

Центральный), а также на хозяйственные нужды КТЭЦ и теплоснабжение предприятий, расположенных в зоне ТЭЦ.

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

Подогрев сетевой воды для отопления и горячего водоснабжения потребителей осуществляется в основных и пиковых бойлерах электростанции, сгруппированных в три группы БУ-1, БУ-2 и БУ-3, расположенные в главном корпусе, и водогрейной котельной (расположенной в отдельно стоящем здании), работающих изолированно по выдаче тепловой мощности, но связанных системой подпитки.

Пар промышленным потребителям отпускается следующих параметров: от 2,5÷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».

Пар давлением 1,2 кгс/см<sup>2</sup> от ТГ №№ 3, 4, 6, 11, а также РОУ 30/1,2 кгс/см<sup>2</sup> I и II очередей подается на основные бойлеры (ОБ) БУ-1,2,3, а также на ПУ ТС №2, №3, ПУ-1, деаэратор I - II очередей.

Пар давлением 7 кгс/см<sup>2</sup> от РУ 15/7 V- очереди и РОУ 30/7 V-очереди подается потребителям, а также на ПБ БУ и в деаэратор.

Пар давлением 15 кгс/см<sup>2</sup> от ТГ-9, 11 и РОУ 30/15 подается ПБ БУ №1 и БУ №2, на подогреватели высокого давления, потребителям, на коллектор ОВК, РУ 15/7 V- очереди и ПВДТГ-11.

Пар 60 кгс/см<sup>2</sup> от котлов 5-8 подается на РОУ 64/30.

Пар 100 кгс/см<sup>2</sup> от котлов 17 - 18 и 15 - 16 подается на ТГ - 9, 11, 12, 13 и БРОУ 100/30.

Принципиальная схема баланса пара Кузнецкой ТЭЦ приведена на рисунке ниже.

В таблице 2.6-1 приведены промышленные предприятия, использующие пар на технологические нужды.

**Таблица 2.6-1 – Перечень потребителей тепловой энергии в паре от КТЭЦ**

№ п/п	Наименование абонента	G, т/ч	Q, Гкал/ч	P, атм	t, °C
<b>Пар свыше 13 ата.(линия X/ф з-да)</b>					
1	ОАО "Кузнецкие ферросплавы"	8	5,6	14±5%	240±10
2	ООО "Фабрика "Знамя"	6	4,15	свыше 13	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:	30,5	21,18		
<b>Пар свыше 13 ата. (непосредственно от Куз.ТЭЦ)</b>					
1	ОАО "РУСАЛ Новокузнецк"	17	11,22	15±5%	240±10
	Итого:	17	11,22		
<b>Пар от 2,5 до 7 ата.(линия НКАЗ-П)</b>					

№ п/п	Наименование абонента	G, т/ч	Q, Гкал/ч	P, атм	t, °C
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		
	<b>ВСЕГО</b>	<b>85,5</b>	<b>58,975</b>		

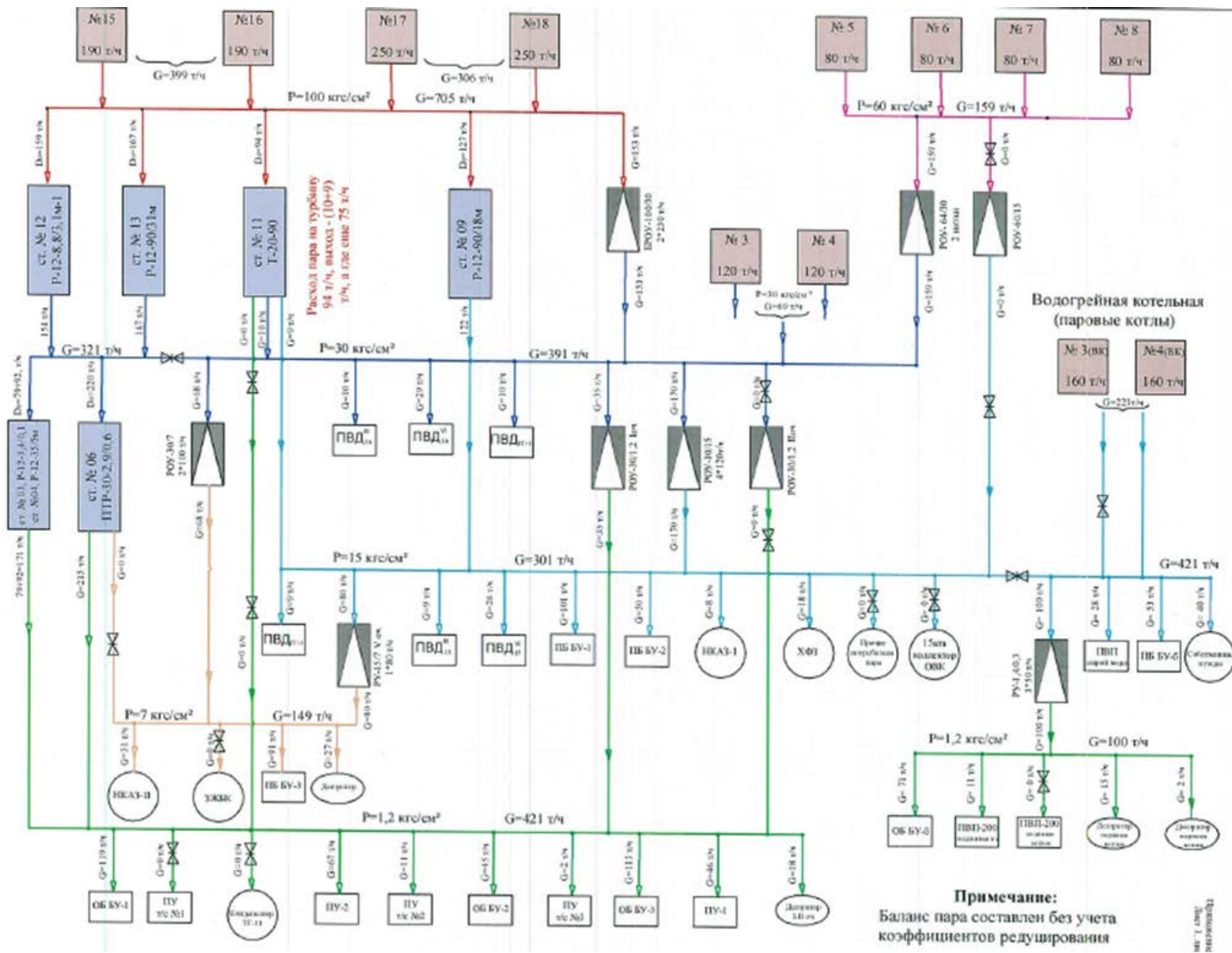


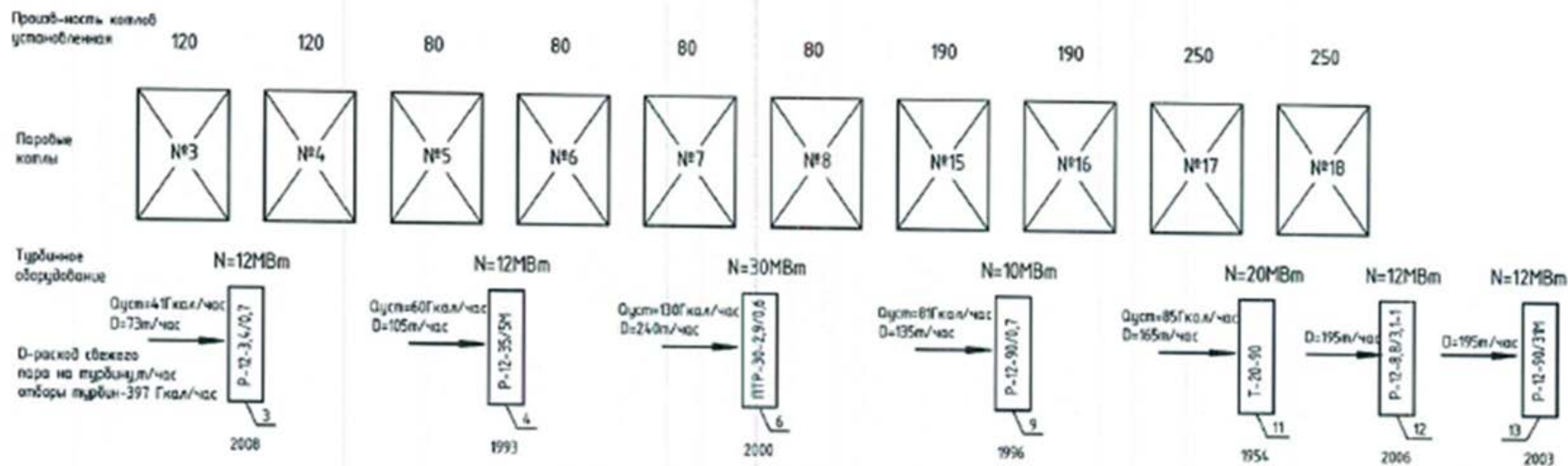
Рисунок 2.6-1 - Принципиальная схема баланса пара КТЭЦ

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.

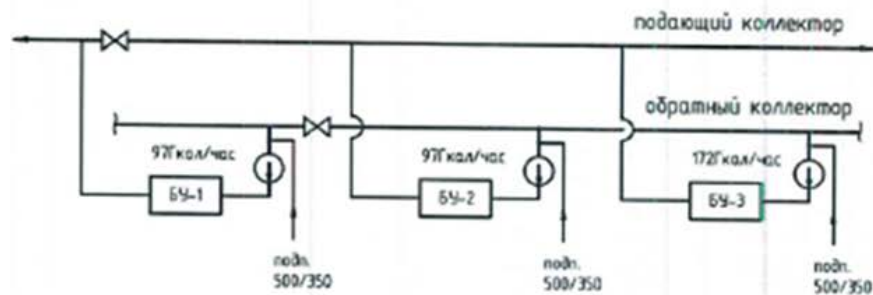
Принципиальная схема главного корпуса КТЭЦ приведена на рисунке 2.6-2, от водогрейной котельной – на рисунке 2.6-3.



### Состав оборудования Кузнецкой ТЭЦ



### Принципиальная схема выдачи тепловой мощности Кузнецкой ТЭЦ



### Котлы водогрейные и паровые Котельная КТЭЦ

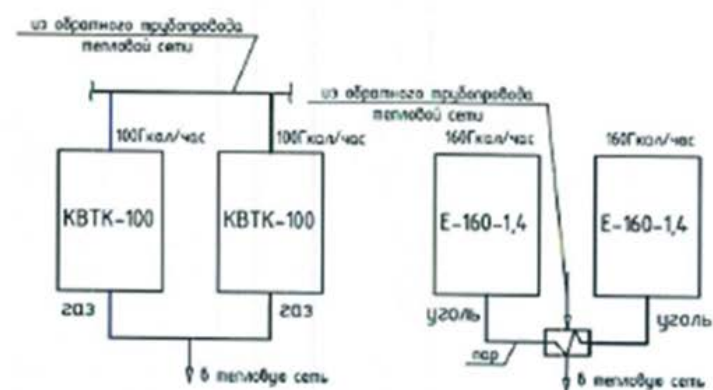
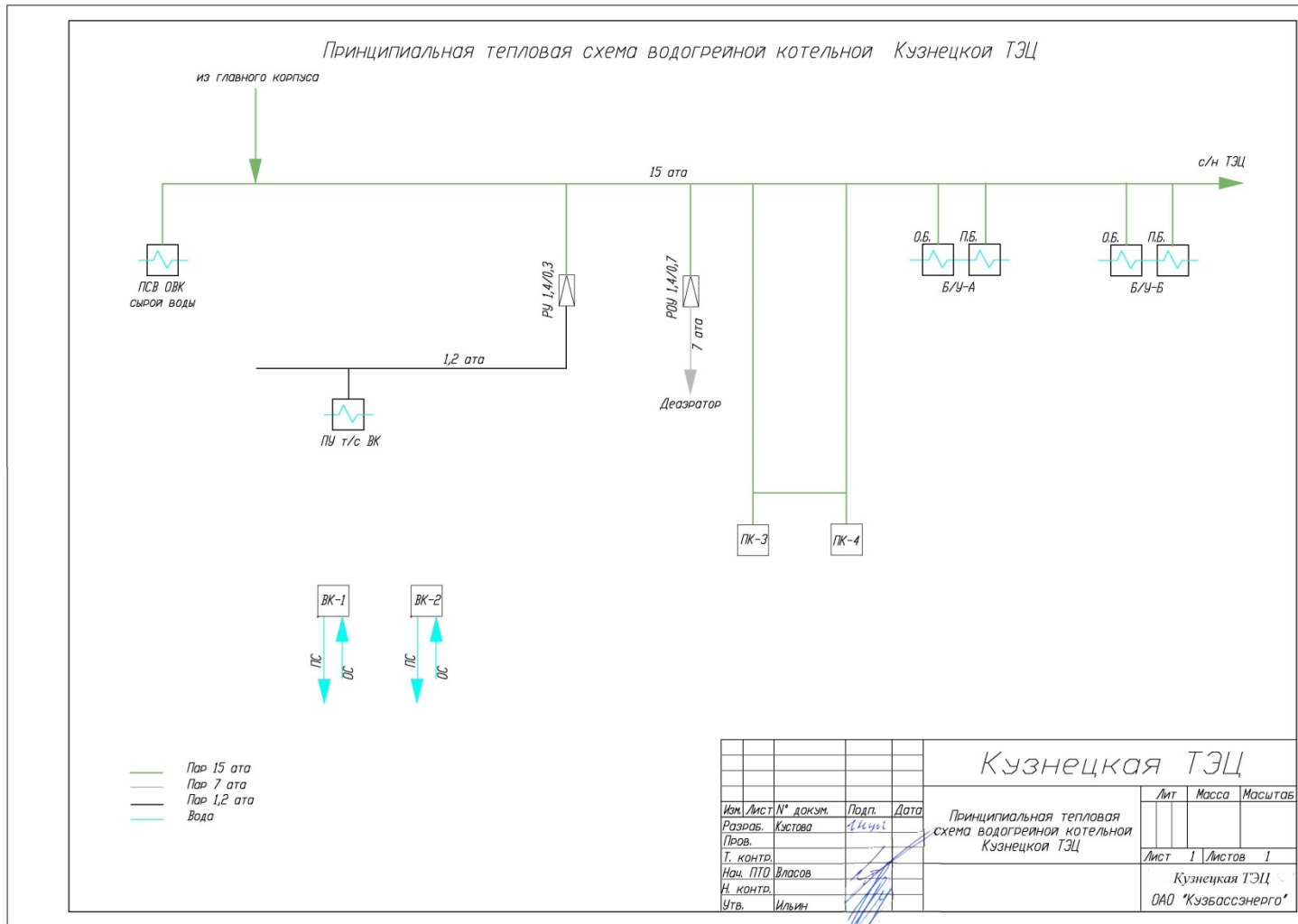


Рисунок 2.6.2 - Принципиальная схема выдачи тепловой мощности от КТЭЦ



**Рисунок 2.6.3 - Принципиальная тепловая схема водогрейной котельной КТЭЦ**

### *Западно-Сибирская 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 115°C.

На территории ОЗС Metallургического комбината расположены теплоисточники по производству пара на собственные нужды - паровоздухонагревательные 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.

Схема выдачи тепловой мощности от Западно-Сибирской ТЭЦ приведена на рисунке 2.6-4.

КПД	№1 БКЗ-210	№2 БКЗ-210	№3 БКЗ-210	№4 БКЗ-210	№5 БКЗ-210	№6 БКЗ-210	№7 ТП-87-1	№8 ТП-87-1	№9 ТП-87-1	№10 ТП-87-1	№11 ТП-87-1	Установлен паропроизводит.
-----	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	-------------	-------------	----------------------------

Произв-ть котлов	устан.	210	210	210	210	210	210	420	420	420	420	420	3360
	год ввода в экпл.	1963	1963	1964	1964	1966	1967	1972	1974	1977	1980	1982	т/час

Давление свежего пара 130 кгс/см<sup>2</sup> t=540-545°C

1993 1963 1996 1972 1974 1983 1987

Номинальный	№1 ПТ-60	№2 Т-50	№3 Т-60	№4 Т-100	№5 Т-110	№6 Т-110	№7 Т-50	Установлен. теплов. мощность	
Расход пара на турбины	396	265	300	460	485	485	485		2876 т/час
Тепл.мощн.-отборы	14,4	92,5	100	160	175	175	175		1021,5 Гкал/час

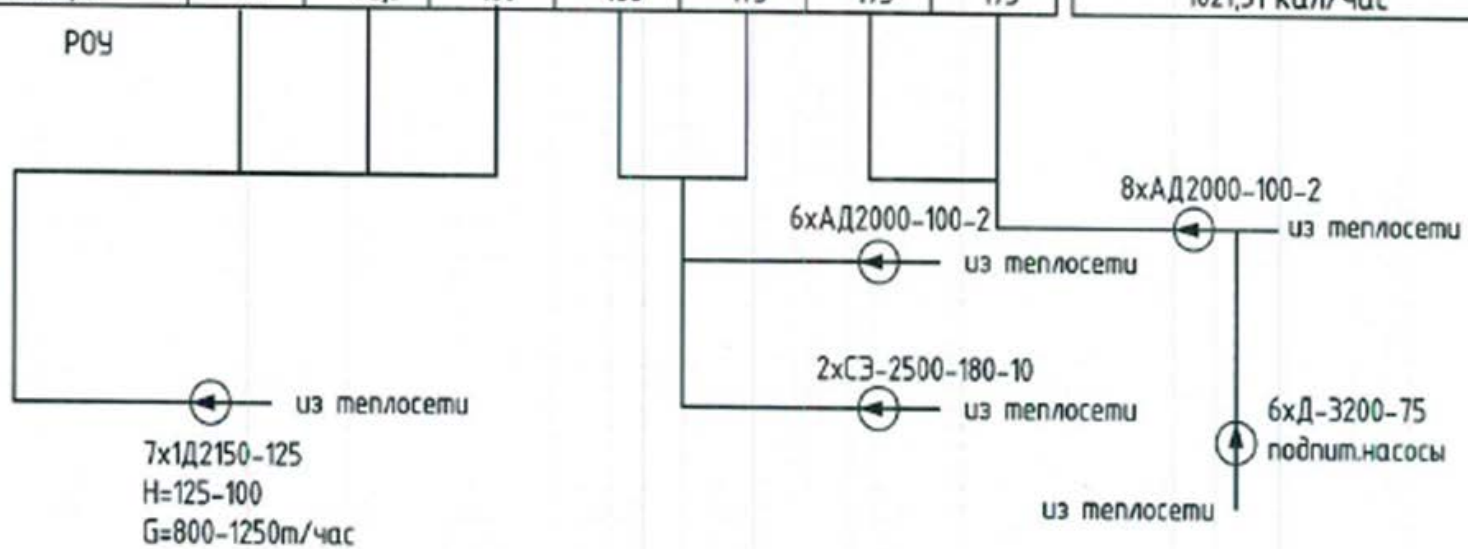


Рисунок 2.6-4 - Схема выдачи тепловой мощности ЗСТЭЦ

### Центральная 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 120°C. Пар промышленным потребителям отпускается параметрами 1,28÷2,5 кгс/см<sup>2</sup> и 2,5÷7 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 (ТЭЦ ОАО «НКМК») приведена на рисунке 2.6-5. В таблице 2.6-2 приведены технические характеристики основных и пиковых бойлеров.

**Таблица 2.6-2 - Технические характеристики основных и пиковых бойлеров**

Параметр	Единица измерения	Величина параметра			
		№1	№2	№3	№4
<b>Станционный номер</b>					
Тип		Основной	Основной	Основной	Пиковый
Маркировка		БО-550-3М	БО-550-3М	БО-550-3М	БП-500М
Место подключения по пару		Пар от ТГ №6,7 P= 1,2-3 ата, пар 2-го отбора ТГ №3,4,5 P=3 ата, от РОУ №6,7 P=3 ата			
Площадь поверхности нагрева	м <sup>2</sup>	550	550	550	500
Номинальная тепловая производительность	Гкал/ч	94,6	94,6	94,6	ПО
Номинальный расход греющего пара	т/ч	80	80	80	80
Максимальный нагрев сетевой воды	°С	103	103	103	ПО
Номинальное давление пара	кгс/см <sup>2</sup>	2	2	2	2
Номинальное давление сетевой воды	кгс/см <sup>2</sup>	7,0-7,5	7,0-7,5	7,0-7,5	7,0-7,5
Номинальный расход сетевой воды	т/ч	2200	2200	2200	2200

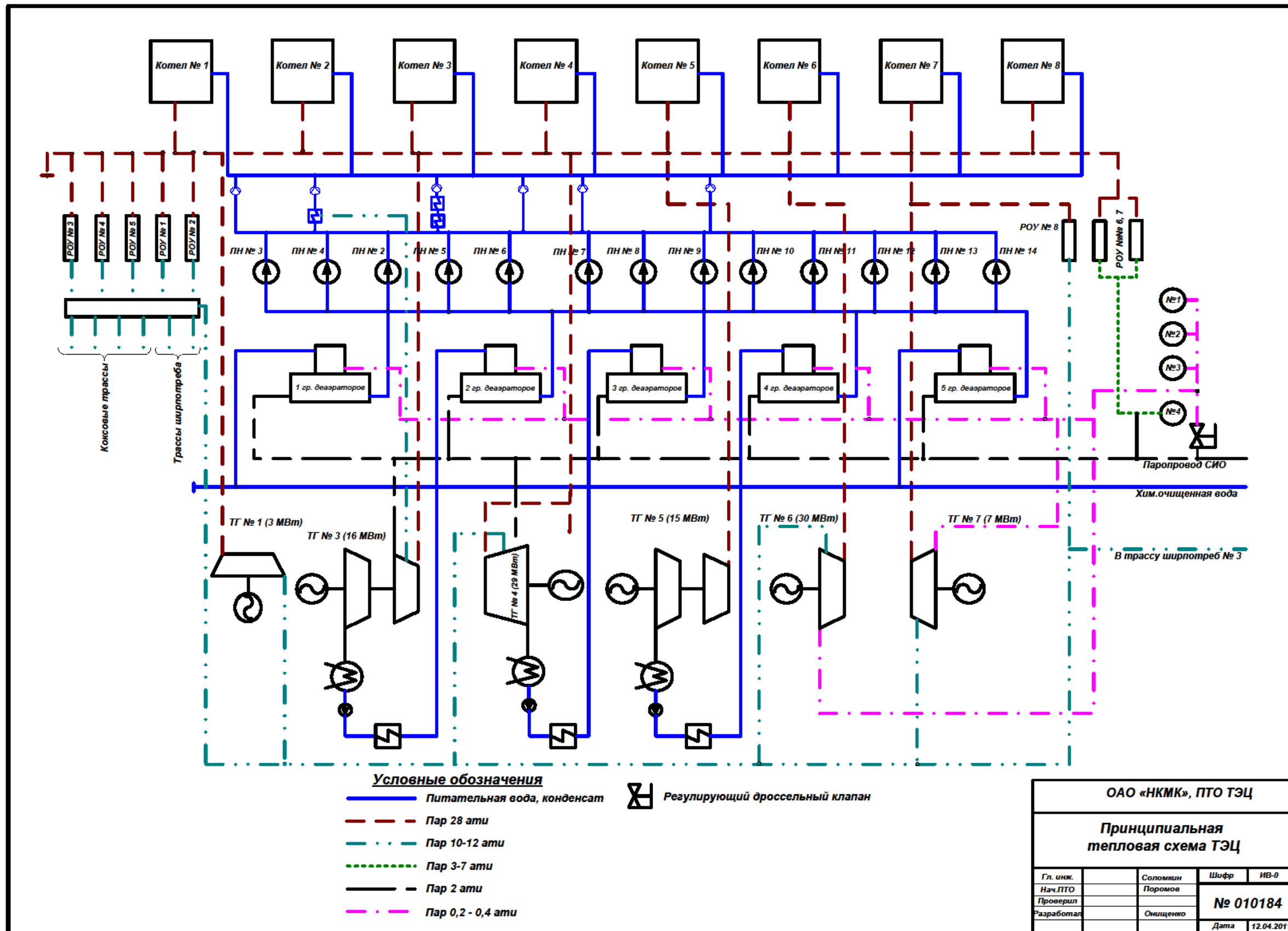


Рисунок 2.6-5 - Схема выдачи тепловой мощности ЦТЭЦ

## **2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя**

### **2.7.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ**

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.

Системы теплоснабжения г. Новокузнецка проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Проектный температурный график по зонам теплоснабжения от Новокузнецких ТЭЦ 150-70°C был выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 50-х годах прошлого века и действует до настоящего времени со «срезкой» при температурах теплоносителя ~ 115÷125°C.

Расчетные графики температур сетевой воды в отчетном 2015 году приведены:

- на рисунке 2.7.1-1 по Кузнецкой ТЭЦ;
- на рисунке 2.7.1-2 по Западно-Сибирской ТЭЦ;
- в таблице 2.7.1-1 по Центральной ТЭЦ.

СОГЛАСОВАНО:  
Заместитель главы  
Города Новокузнецка по ЖКХ



2016 г.

СОГЛАСОВАНО:  
Главный инженер  
АО «Кузнецкая ТЭЦ»

(А.С. Власов)

«    »    2016 г.

УТВЕРЖДАЮ:  
Главный инженер  
АО «Межрегиональная  
теплосетевая компания»

(К.А. Дьячков)

«    »    2016 г.

### Отопительный температурный график 150-70 °С со срезкой 125 °С

Наименование источника тепла: Кузнецкая ТЭЦ  
Отопительный сезон 2016-2017 гг.

Температура наружного воздуха °С	Относительный расход тепла на отопление	Температура сетевой воды в трубопроводе, °С			
		Подающем	Обратном	После узла смещения	С учетом ветра
1	2	3	4	5	6
10	0,29	70,0	46,7	54,0	70,0
9	0,30	70,0	46,3	53,7	70,0
8	0,30	70,0	46,0	53,5	70,0
7	0,31	70,0	45,5	53,2	70,0
6	0,31	70,0	45,1	52,9	70,0
5	0,32	70,0	44,7	52,6	70,0
4	0,32	70,0	44,3	52,3	70,0
3	0,33	70,0	43,8	52,0	70,0
2	0,33	70,0	43,3	51,7	70,0
1	0,34	70,0	42,9	51,4	70,0
0	0,34	70,0	42,6	51,1	70,0
-1	0,36	71,4	42,9	51,8	76,5
-2	0,37	73,6	43,7	53,0	78,9
-3	0,39	75,7	44,5	54,3	81,3
-4	0,41	77,9	45,3	55,5	83,7
-5	0,42	80,0	46,1	56,7	86,7
-6	0,44	82,2	46,9	58,0	88,4
-7	0,46	84,3	47,7	59,2	90,8
-8	0,47	86,5	48,5	60,4	93,1
-9	0,49	88,6	49,3	61,6	95,4
-10	0,51	90,7	50,0	62,7	97,8
-11	0,53	92,8	50,8	63,9	100,1
-12	0,54	94,9	51,5	65,1	102,4
-13	0,56	97,0	52,3	66,3	104,7
-14	0,58	99,1	53,0	67,4	107,0
-15	0,59	101,2	53,7	68,6	109,3
-16	0,61	103,3	54,5	69,7	111,6
-17	0,63	105,4	55,2	70,9	113,9
-18	0,64	107,4	55,9	72,0	116,2
-19	0,66	109,5	56,6	73,1	118,4
-20	0,68	111,6	57,3	74,3	120,7
-21	0,69	113,6	58,0	75,4	123,0
-22	0,71	115,7	58,7	76,5	125,0
-23	0,73	117,7	59,4	77,6	125,0
-24	0,75	119,8	60,1	78,7	125,0
-25	0,76	121,8	60,8	79,9	125,0
-26	0,78	123,8	61,5	81,0	125,0
-27	0,79	125,0	61,8	81,5	125,0
-28	0,80	125,0	61,1	81,0	125,0
-29	0,80	125,0	60,9	80,9	125,0
-30	0,81	125,0	60,5	80,6	125,0
-31	0,81	125,0	59,8	80,2	125,0
-32	0,82	125,0	59,4	79,9	125,0
-33	0,82	125,0	58,9	79,5	125,0
-34	0,83	125,0	58,4	79,2	125,0
-35	0,84	125,0	58,0	78,9	125,0
-36	0,84	125,0	57,5	78,6	125,0
-37	0,85	125,0	57,0	78,3	125,0
-38	0,85	125,0	56,6	78,0	125,0
-39	0,86	125,0	56,1	77,6	125,0

Температурный график на горячее водоснабжение в летний период

От 10°С и выше	-	80,0	80,0	-	-
----------------	---	------	------	---	---

Рисунок 2.7.1-1 - График температур сетевой воды в тепловых сетях от КТЭЦ





Температурный график регулирования отпуска тепла от 150 - 70<sup>0</sup>С от Западно-Сибирской ТЭЦ - филиал АО "ЕВРАЗ ЗСМК" на отопительный сезон 2016-2017гг., со срезкой на 115<sup>0</sup>С

Температура наружного воздуха, °С	Температура сетевой воды, °С			
	Подающий т/п	Обратный т/п	После узла смешения	С учетом ветра
8	70,0	51,3	53,5	70,0
7	70,0	50,1	53,2	70,0
6	70,0	49,8	52,9	70,0
5	70,0	49,1	52,6	70,0
4	70,0	48,8	52,3	70,0
3	70,0	48,2	52,0	70,0
2	70,0	47,6	51,7	70,0
1	70,0	46,8	51,4	70,0
0	70,0	46,6	51,1	70,0
1	71,4	46,8	51,8	76,5
2	73,6	47,8	53,0	78,9
3	75,7	48,8	54,3	81,3
4	77,9	49,8	55,5	83,7
5	80,0	50,8	56,7	86,7
6	82,2	51,8	58,0	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	97,0	58,4	66,3	104,7
14	99,1	59,4	67,4	107,0
15	101,2	60,3	68,5	108,3
16	103,3	61,2	69,6	110,6
17	105,4	62,1	70,7	111,7
18	107,4	63,0	71,8	113,0
19	109,5	63,9	72,9	115,0
20	111,6	64,8	74,0	115,0
21	113,6	65,7	75,1	115,0
22	115,0	66,6	76,2	115,0
23	115,0	67,5	77,3	115,0
24	115,0	68,3	78,4	115,0
25	115,0	69,2	79,5	115,0
26	115,0	70,0	80,6	115,0
27	115,0	70,0	81,3	115,0
28	115,0	68,9	81,0	115,0
29	115,0	67,7	80,7	115,0
30	115,0	66,6	80,3	115,0
31	115,0	65,4	80,0	115,0
32	115,0	64,2	79,9	115,0
33	115,0	63,0	79,7	115,0
34	115,0	61,9	79,5	115,0
35	115,0	60,7	79,3	115,0
36	115,0	60,0	79,3	115,0
37	115,0	59,9	78,9	115,0
38	115,0	59,5	78,8	115,0
39	115,0	59,4	78,6	115,0

Главный инженер  
Западно-Сибирская ТЭЦ  
филиал АО "ЕВРАЗ ЗСМК"

*В.Р. Амиров*  
В.Р. Амиров  
2016

«Кузнецкий  
Тепло  
Сбыт»  
Исполнительный директор  
«Кузнецкий ТеплоСбыт»  
*Р.А. Молчанов*  
Р.А. Молчанов  
2016

Рисунок 2.7.1-2 - График температур сетевой воды в тепловых сетях от ЗСТЭЦ

**Таблица 2.7.1-1 – Температурный график отпуска тепловой энергии от ЦТЭЦ**

Температура наружного воздуха $t_{нв}, ^\circ\text{C}$	Относительный расход тепла на отопление $Q_o^I / Q_o$	Температура воды в трубопроводе	
		в подающем на выходе с ТЭЦ $^\circ\text{C}$	в обратном на входе в ТЭЦ $^\circ\text{C}$
8	0,20	70	56
7	0,22	70	55
6	0,24	70	54
5	0,25	70	53
4	0,27	70	51
3	0,29	70	50
2	0,31	70	49
1	0,32	70	48
0	0,34	70	47
-1	0,36	71	47
-2	0,37	74	48
-3	0,39	76	49
-4	0,41	78	50
-5	0,42	80	51
-6	0,44	82	52
-7	0,46	84	53
-8	0,47	86	54
-9	0,49	89	55
-10	0,51	91	56
-11	0,53	93	57
-12	0,54	95	58
-13	0,56	97	59
-14	0,58	99	60
-15	0,59	101	61
-16	0,61	103	61
-17	0,63	105	62
-18	0,64	107	63
-19	0,66	109	64
-20	0,68	112	65
-21	0,69	114	66
-22	0,71	116	67
-23	0,73	118	68
-24	0,75	120	69
-25	0,76	122	70
-26	0,78	124	70
-27	0,80	125	70
-28	0,81	125	69
-29	0,83	125	68
-30	0,85	125	67
-31	0,86	125	66
-32	0,88	125	65
-33	0,90	125	63
-34	0,92	125	62
-35	0,93	125	61
-36	0,95	125	60
-37	0,97	125	59
-38	0,98	125	58
-39	1,00	125	56

Примечания:

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 относительного расхода сетевой воды на отопление.

**Параметры отпускаемого пара:**

- с коллекторов: Давление – 5,0 - 7,0 кгс/см<sup>2</sup>, Температура – 200 – 215  $^\circ\text{C}$
- у потребителя: Давление – 1,2 - 7,0 кгс/см<sup>2</sup>, Температура – 125 – 180  $^\circ\text{C}$

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 в разделе 5.5.2.

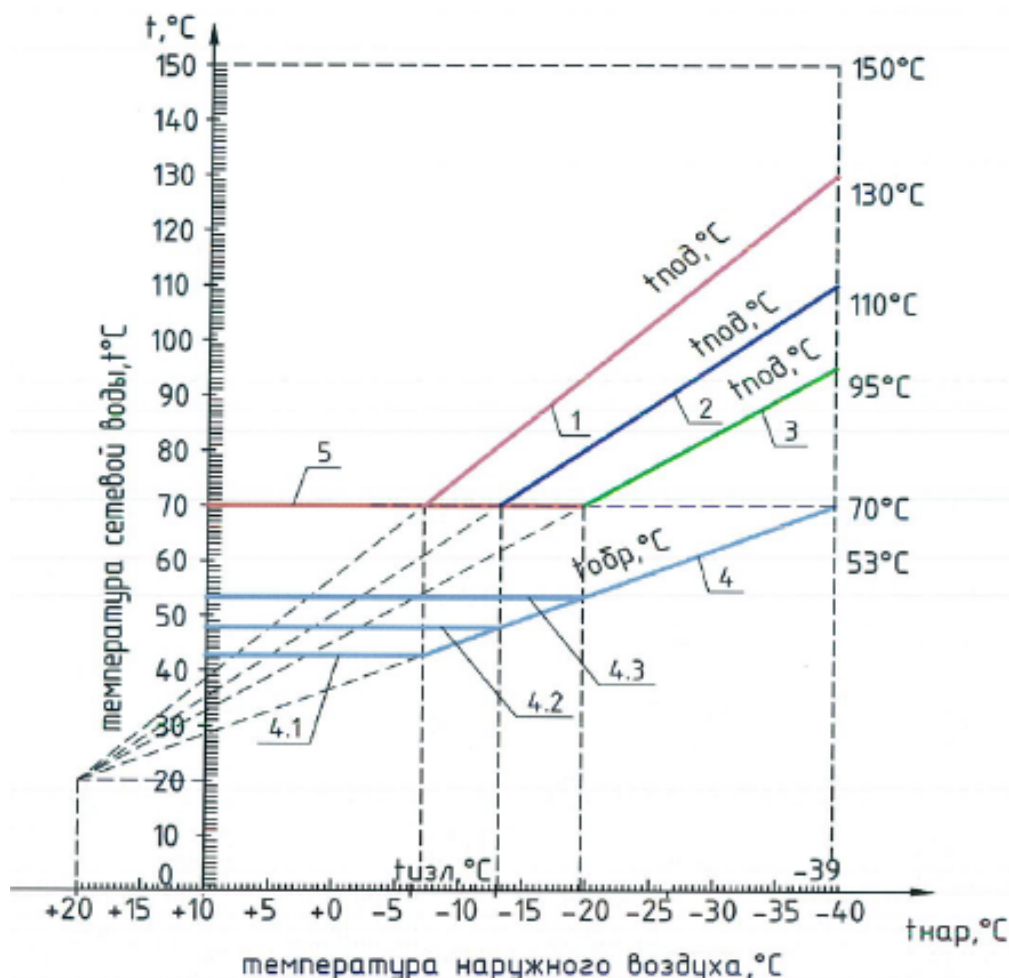
### **2.7.2. Муниципальные котельные**

На муниципальных котельных г. Новокузнецка, в основном применяются температурные графики 95-70°C, кроме котельных «Абашевская»: на участке от котельной до ЦТП график 130-70°C, после ЦТП - 95-70°C и «Куйбышевская» - температурный график 110-70 °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 на рисунке 2.7.2-1.



#### Условные обозначения

- 1 — в подающих трубопроводах: кот."Абашевская"
- 2 — в подающих трубопроводах кот."Куйбышевская"
- 3 — в подающих трубопроводах остальных муниципальных котельных
- 4 — в обратных трубопроводах:
  - 4.1— котельной "Абашевская"
  - 4.2— котельной "Куйбышевская"
  - 4.3— остальных муниципальных котельных
- 5 — регулирование подачи тепла местными пропусками в узлах ввода

**Рисунок 2.7.2-1 - График температур сетевой воды в тепловых сетях от муниципальных котельных**

#### 2.7.3. Ведомственные котельные

На ведомственных котельных используется центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Сведения о температурных режимах отпуска тепловой энергии не предоставлены.

## 2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

### 2.8.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ

#### *Базовые целевые показатели работы ТЭЦ г. Новокузнецка*

Среднегодовая загрузка оборудования ТЭЦ рассчитывается на основании статистической отчетности о работе тепловой электростанции по форме 6-ТП.

Базовые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии по КТЭЦ представлены в таблице 2.8.1-1.

**Таблица 2.8.1-1 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии по КТЭЦ**

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	108	108	108
Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	890	890	890
отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	60	60	60
производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	81	81	81
турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	231	231	231
встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	25	25	25
редукционно-охладительные установки, работающие на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	103	103	103
водогрейная котельная	Гкал/ч	390	390	390
Годовая выработка электроэнергии всего, в том числе	млн кВтч	572,788	585,562	587,137
в конденсационном режиме	млн кВтч	77,99	3,722	15,326
УРУТ на выработку электрической энергии	г.у.т/к Втч	-	-	-
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ, в том числе	г.у.т/к Втч	364,44	343,39	345,22
по конденсационному циклу	г.у.т./к Втч	465,89	548,08	461,36
по теплофикационному циклу	г.у.т./к Втч	344,01	341,91	341,4
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	-	-	-
Удельный расход электроэнергии на собственные нужды на отпуск тепловой энергии	кВтч/Гкал	54,09	50,68	50,73
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг.у.т/Гкал	174,07	166,09	164,94
Фактический часовой коэффициент теплофикации	б/р	-	-	-
Фактический годовой коэффициент теплофикации	б/р	0,641	0,740	0,713
Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	60,54	61,9	62,06
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	47,69	55,98	51,8

Базовые показатели эффективности производства и отпуска электроэнергии по КТЭЦ представлены в таблице 2.8.1.2.

**Таблица 2.8.1.2 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска электроэнергии по КТЭЦ**

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
Выработка электроэнергии всего, в т.ч.	млн. кВтч	572,788	585,562	587,137
на агрегатах паротурбинного цикла, в т.ч.	млн. кВтч	572,788	585,562	587,137
в теплофикационном режиме	млн. кВтч	494,798	581,84	571,811

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
в конденсационном режиме	млн. кВтч	77,99	3,722	15,326
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.	млн. кВтч	165,594	158,145	152,153
на выработку электроэнергии	млн. кВтч	46,889	44,104	42,517
на отпуск тепловой энергии	млн. кВтч	118,705	114,041	109,636
Выработка тепловой энергии в т.ч.	тыс. Гкал	2276,637	2335,255	2246,344
в паре	тыс. Гкал	-	-	-
в горячей воде	тыс. Гкал	-	-	-
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.	тыс. Гкал	81,857	84,816	85,278
в паре	тыс. Гкал	-	-	-
в горячей воде	тыс. Гкал	-	-	-
Выработка тепловой энергии в т.ч.	тыс. Гкал	2276,637	2335,255	2246,344
из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов	тыс. Гкал	1472,668	1732,495	1612,257
из котлов-утилизаторов газотурбинных агрегатов, в т.ч.:	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000
в режиме подтопки	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000
из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов парогазовых установок	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000
из пиковых водогрейных котлоагрегатов	тыс. Гкал	413,868	307,737	207,006
из РОУ	тыс. Гкал	390,101	295,023	427,081
Всего отпущено электрической энергии с шин ТЭЦ	млн. кВтч	407,194	427,417	434,984
Электропотребление, всего	млн. кВтч	165,594	158,145	152,153
Покупка электроэнергии	млн. кВтч	193,662	193,804	179,177
Отпуск электроэнергии на ОРЭМ	млн. кВтч	589,759	611,367	605,118
Отпущено тепловой энергии, в т.ч.	тыс. Гкал	2194,78	2250,439	2161,066
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	1406,518	1665,018	1540,498
из РОУ	тыс. Гкал	390,101	295,023	427,081
от пиковой котельной	тыс. Гкал	398,161	290,398	193,487
Всего отпущено тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в т.ч.	тыс. Гкал	2194,78	2250,439	2161,066
в паре	тыс. Гкал	207,929	200,408	197,03
в горячей воде	тыс. Гкал	1986,851	2050,031	1964,036
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. т.у.т.	530,434	520,55	506,617
природный газ	тыс. т.у.т.	8,125	0	0
сжиженный газ	тыс. т.у.т.	-	-	-
уголь	тыс. т.у.т.	521,485	519,532	505,733
мазут	тыс. т.у.т.	0,824	1,018	0,884
прочие виды топлива	тыс. т.у.т.	-	-	-
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:				
природный газ	млн м <sup>3</sup>	6,817	0	0
сжиженный газ	тыс. т	-	-	-
уголь	тыс. т	701,17	711,262	705,349
мазут	тыс. т	0,583	0,722	0,626
прочие виды топлива	тыс. т	-	-	-

Базовые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии по ЗСТЭЦ представлены в таблице 2.8.1.3.

**Таблица 2.8.1.3 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии по ЗСТЭЦ**

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	600	600	600
Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	1307,5	1307,5	1307,5
отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	921,5	921,5	921,5
производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	100	100	100
турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	-	-	-

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	-	-	-
редукционно-охладительные установки, работающие на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	286	286	286
УРУТ на выработку электрической энергии	г.у.т/кВтч	381,22	406,05	389,99
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ, в том числе:	г.у.т/кВтч	381,22	406,05	389,99
по конденсационному циклу	г.у.т/кВтч	451,15	480,33	468,39
по теплофикационному циклу	г.у.т/кВтч	258,59	290,48	247,06
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	157,98	162,26	159,02
Удельный расход электроэнергии на собственные нужды на отпуск тепловой энергии	кВтч/Гкал	55,45	55,54	58,02
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг.у.т/Гкал	158,14	162,42	159,19
Фактический часовой коэффициент теплофикации	б/р	-	-	-
Фактический годовой коэффициент теплофикации	б/р	0,966	0,933	0,950
Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	55,79	50,18	52,82
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	28,34	28,80	27,06

Базовые показатели эффективности производства и отпуска электроэнергии по ЗСТЭЦ представлены в таблице 2.8.1.4.

**Таблица 2.8.1.4 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска электроэнергии по ЗСТЭЦ**

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
Выработка электроэнергии всего, в т.ч.:	млн. кВтч	2932,449	2637,296	2776,037
на агрегатах паротурбинного цикла, в т.ч.	млн. кВтч	2932,449	2637,296	2776,037
в теплофикационном режиме	млн. кВтч	1142,061	1113,651	1066,036
в конденсационном режиме	млн. кВтч	1790,388	1523,645	1710,001
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	млн. кВтч	452,422	435,522	448,511
на выработку электроэнергии	млн. кВтч	311,799	292,406	308,050
на отпуск тепловой энергии	млн. кВтч	140,623	143,116	140,460
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	тыс. Гкал	2,626	2,608	2,628
в паре	тыс. Гкал	-	-	-
в горячей воде	тыс. Гкал	2,626	2,608	2,628
Всего отпущено электрической энергии с шин ТЭЦ	млн. кВтч	2480,027	2201,774	2327,526
Электропотребление, всего	млн. кВтч	2875,298	2626,820	2776,037
Покупка электроэнергии	млн. кВтч	48,850	50,680	51,260
Отпуск электроэнергии на ОРЭМ	млн. кВтч	-	-	-
Отпуск электроэнергии на розничный рынок	млн. кВтч	57,151	10,476	0
Отпущено тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	2536,038	2576,958	2421,06
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	2449,241	2403,749	2298,863
из РОУ	тыс. Гкал	59,85	144,653	95,156
от сетевых насосов	тыс. Гкал	26,947	28,556	27,041
от пиковой котельной	тыс. Гкал	-	-	-
Всего отпущено тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в т.ч.:	тыс. Гкал	2536,038	2576,958	2421,06
в паре	тыс. Гкал	5,464	11,415	24,491
в горячей воде	тыс. Гкал	2530,574	2565,543	2396,569
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. т.у.т.	1346,086	1312,15	1292,701
газ всего, в том числе:	тыс. т.у.т.	212,022	191,675	174,149
газ коксовый	тыс. т.у.т.	54,417	52,438	51,932
газ доменный	тыс. т.у.т.	157,605	139,237	122,217
сжиженный газ	тыс. т.у.т.	0	0	0
уголь	тыс. т.у.т.	1126,306	1113,989	1112,87

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
мазут	тыс. т.у.т.	7,758	6,486	5,682
прочие виды топлива	тыс. т.у.т.	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:				
газ всего, в том числе:	млн м <sup>3</sup>	1198,459	1066,439	946,391
газ коксовый	млн м <sup>3</sup>	95,231	91,768	90,881
газ доменный	млн м <sup>3</sup>	1103,228	974,671	855,51
сжиженный газ	тыс. т	-	-	-
уголь	тыс. т	1593,325	1601,675	1578,972
мазут	тыс. т	5,405	4,524	3,992
прочие виды топлива	тыс. т	-	-	-

Базовые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии по ЦТЭЦ представлены в таблице 2.8.1.5.

**Таблица 2.8.1.5 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии по ЦТЭЦ**

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	100	100	100
Установленная тепловая мощность ТЭЦ по отпуску тепловой энергии (промпар+тепло горячей воды), в т.ч.	Гкал/ч	1215	1215	1215
по производственному пару	Гкал/ч	255	255	255
по отпуску тепловой энергии с бойлерной	Гкал/ч	393,8	393,8	393,8
по отпуску тепловой энергии с ХВО №2,3 (подпитка теплосети)	Гкал/ч	166,5	166,5	166,5
по отпуску тепловой энергии с котлов ПВК	Гкал/ч	400	400	400
Годовая выработка электроэнергии всего, в том числе	млн кВтч	402,299	344,440	318,504
В конденсационном режиме	млн кВтч	112,470	83,759	73,652
УРУТ на выработку электрической энергии	г.у.т/к Втч	---	---	---
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ, в том числе	г.у.т/к Втч	315,4	334,7	329,7
по конденсационному циклу	г.у.т./к Втч	---	---	---
по теплофикационному циклу	г.у.т./к Втч	---	---	---
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	---	---	---
Удельный расход электроэнергии на собственные нужды на отпуск тепловой энергии	кВтч/Гкал	29,7	33,1	37,2
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг.у.т/Гкал	179,2	191,0	193,1
Фактический часовой коэффициент теплофикации	б/р	---	---	---
Фактический годовой коэффициент теплофикации	б/р	0,886	0,875	0,939
Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	0,46	0,39	0,36
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	0,22	0,19	0,14

Базовые показатели эффективности производства и отпуска электроэнергии по ЦТЭЦ представлены в таблице 2.8.1.6.

**Таблица 2.8.1.6 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска электроэнергии по ЦТЭЦ**

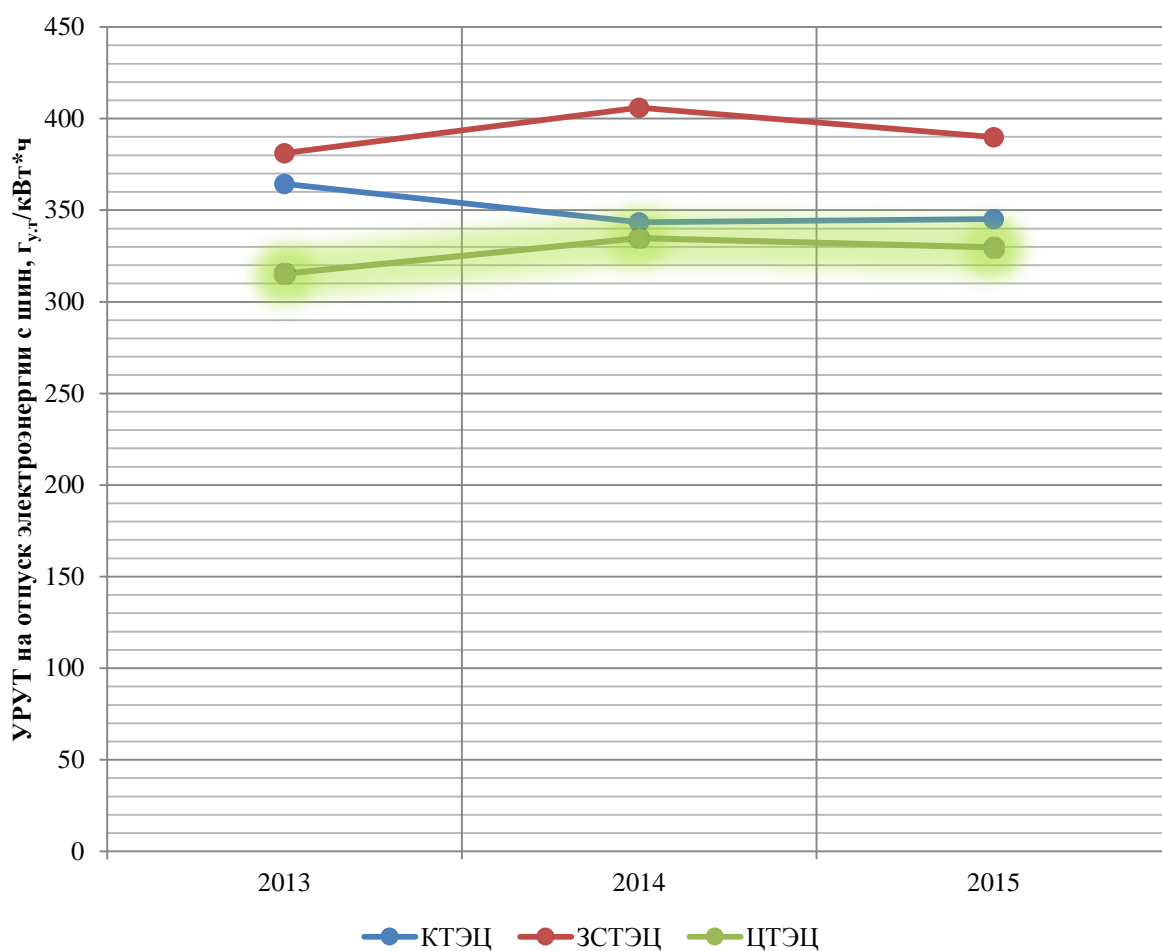
Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
Выработка электроэнергии всего, в т.ч.	млн. кВтч	402,299	344,440	318,504
на агрегатах паротурбинного цикла, в т.ч.	млн. кВтч	402,299	344,440	318,504



Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
в теплофикационном режиме	млн. кВтч	289,830	260,682	244,852
в конденсационном режиме	млн. кВтч	112,470	83,759	73,652
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.	млн. кВтч	87,640	83,656	70,770
на выработку электроэнергии	млн. кВтч	17,700	16,596	14,262
на отпуск тепловой энергии	млн. кВтч	69,940	67,060	56,508
Выработка тепловой энергии в т.ч.	тыс. Гкал	2362,359	2060,057	1549,908
в паре	тыс. Гкал	935,220	680,790	302,737
в горячей воде	тыс. Гкал	1427,139	1379,267	1247,172
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.	тыс. Гкал	11,148	32,929	32,627
в паре	тыс. Гкал	11,028	32,809	29,537
в горячей воде	тыс. Гкал	0,120	0,120	3,090
Всего отпущено электрической энергии с шин ТЭЦ	млн. кВтч	314,659	260,784	247,734
Электропотребление, всего	млн. кВтч	310,509	256,869	243,675
Покупка электроэнергии	млн. кВтч	0,000	0,000	0,000
Отпуск электроэнергии на ОРЭМ	млн. кВтч	0,000	0,000	0,000
Отпущено тепловой энергии, в т.ч.	тыс. Гкал	2351,211	2027,128	1517,282
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	2082,294	1773,296	1425,364
из РОУ	тыс. Гкал	117,692	92,146	2,834
от пиковой котельной	тыс. Гкал	151,225	161,686	89,084
Всего отпущено тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в т.ч.	тыс. Гкал	2351,211	2027,128	1517,282
в паре	тыс. Гкал	924,192	647,981	273,200
в горячей воде	тыс. Гкал	1427,019	1379,147	1244,082
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. т.у.т.	520,579	474,409	374,648
природный газ	тыс. т.у.т.	429,781	403,147	359,051
коксовый газ	тыс. т.у.т.	59,445	23,626	0,000
уголь	тыс. т.у.т.	30,324	46,908	14,916
мазут	тыс. т.у.т.	1,029	0,728	0,681
прочие виды топлива	тыс. т.у.т.	0,000	0,000	0,000
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:				
природный газ	млн м <sup>3</sup>	359,870	338,464	300,236
коксовый газ	млн м <sup>3</sup>	104,097	41,360	0,000
уголь	тыс. т	38,179	54,004	17,354
мазут	тыс. т	0,741	0,525	0,489
прочие виды топлива	тыс. т	0,000	0,000	0,000

Западно-Сибирская ТЭЦ и Центральная ТЭЦ являются объектами регулирования ГТП потребления с регулируемой нагрузкой: продажа электрической энергии и мощности генерирующим оборудованием данных станций на оптовом рынке не осуществляется. В связи с чем, отсутствует возможность анализа работы указанных станций на оптовом рынке, в том числе на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения г. Новокузнецка. Как видно из приведенных выше таблиц, расходы электроэнергии на собственные нужды станции практически не изменяются за рассматриваемый период.

На рисунке 2.8.1-1 представлено сравнение удельных расходов условного топлива на выработку электроэнергии по ТЭЦ г. Новокузнецка.



**Рисунок 2.8.1-1 – Удельные расходы условного топлива на выработку электроэнергии по ТЭЦ г. Новокузнецка**

Удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии на КТЭЦ и ЗСТЭЦ имеют значения более высокие по сравнению с ЦТЭЦ, в связи с приоритетностью сжигания газообразного топлива на производство электрической и тепловой энергии ЦТЭЦ.

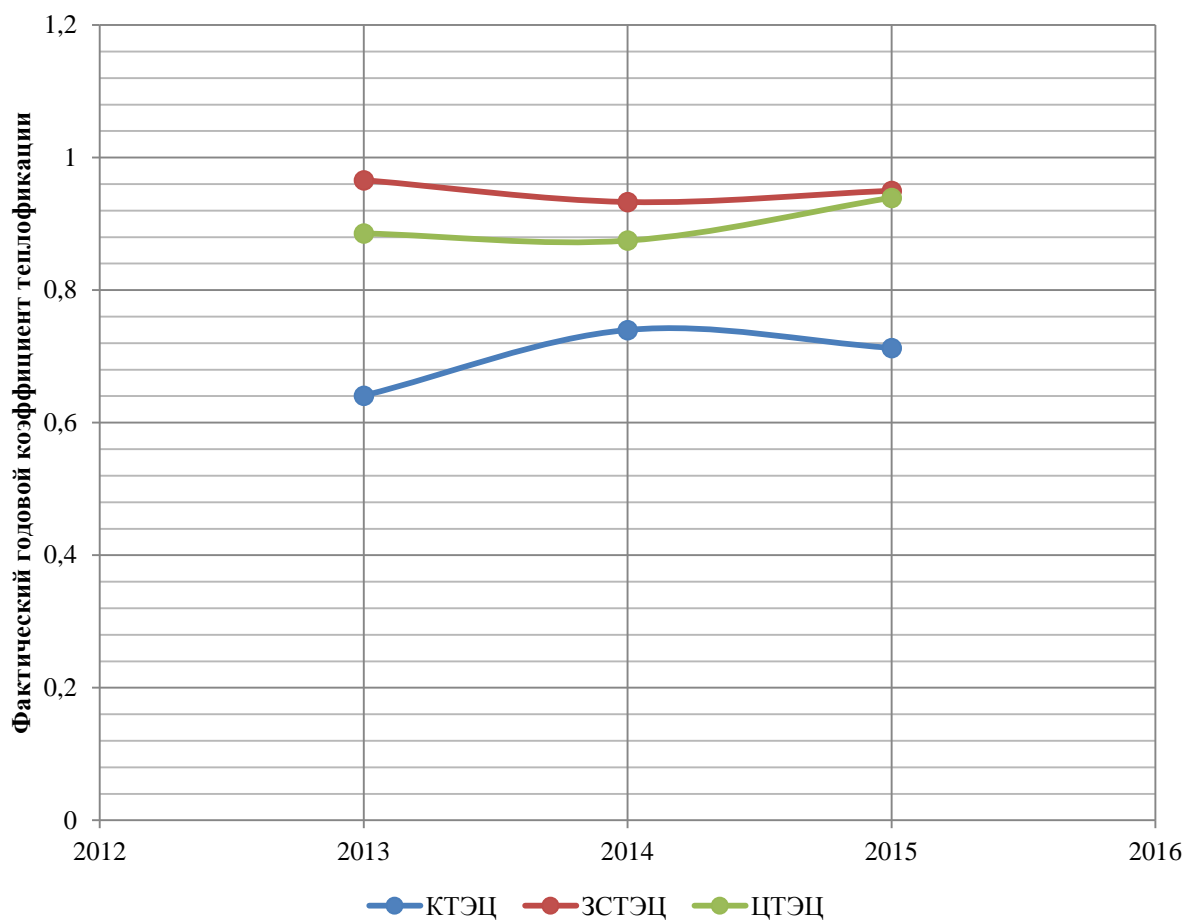
На рисунке 2.8.1-2 представлены удельные расходы условного топлива на отпуск в сеть тепловой энергии ТЭЦ г. Новокузнецка.

При анализе удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии от ТЭЦ прослеживается обратная тенденция, т.е. от ЗС ТЭЦ - низкие УРУТ, а от КТЭЦ и ЦТЭЦ - более высокие, что объясняется высокой степенью загрузки теплофикационного оборудования ЗС ТЭЦ, что отражено на рисунке 2.8.1-3.



**Рисунок 2.8.1.2 – Удельные расходы условного топлива на отпуск в сеть тепловой энергии по ТЭЦ г. Новокузнецка**

На рисунке 2.8.1-3 приведено сравнение фактических годовых коэффициентов теплофикации по ТЭЦ г. Новокузнецка.

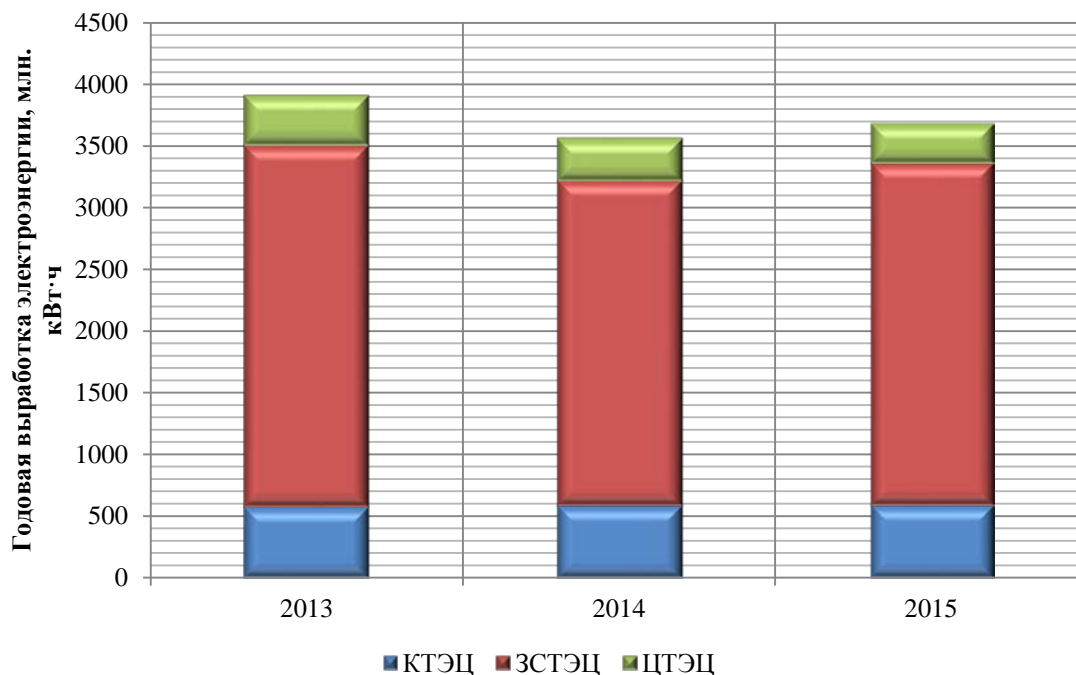


**Рисунок 2.8.1-3 – Фактические годовые коэффициенты теплофикации ТЭЦ г. Новокузнецка**

Как видно, наибольшую загрузку теплофикационного оборудования имеет ЗСТЭЦ. Значения по данному теплоисточнику ежегодно превышают 90%.

Наименьшую загрузку теплофикационного оборудования имеет КТЭЦ – значение коэффициента за рассматриваемый период находилось в пределах  $0,64 \div 0,74$ .

На рисунке 2.8.1-4 приведена суммарная выработка электроэнергии Новокузнецкими ТЭЦ за отчетный период 2013-2015 гг.



**Рисунок 2.8.1-4 – Годовая выработка электрической энергии ТЭЦ г. Новокузнецка**

Анализ данных приведенных на рисунке 2.8.1-4 показывает, что:

1. Максимальная выработка электроэнергии характерна ЗС ТЭЦ, обеспечивающая более 80% вырабатываемой на ТЭЦ г. Новокузнецка. Однако наибольшая доля вырабатываемой тепловой энергии расходуется на собственные промышленного предприятия – ЗС МК.

2. Наименьшее количество выработанной электроэнергии пришлось на 2014 г., что частично связано с вводом в эксплуатацию Новокузнецкой ГТЭС.

***Среднегодовая загрузка оборудования источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии***

Согласно инструкции по составлению статистической отчетности о работе тепловой электростанции (форма № 6-ТП - годовая), число часов использования среднегодовой установленной электрической мощности определяется путем деления умноженного на 1000 значения количества выработанной электрической энергии на значение среднегодовой установленной электрической мощности.

Число часов использования среднегодовой установленной тепловой мощности турбоагрегатов электростанций, объединенного подразделения рассчитывается по алгоритму:

$$\tau_r = \frac{\left( \sum_1^i Q_{\text{ти}} + \sum_1^j Q_{\text{отрj}} \right)}{Q_y^{\text{теп}}}$$

где  $r$  – количество теплофикационных агрегатов, шт.;

$q$  - количество конденсационных турбоагрегатов, шт.;

$Q_{\text{ти}}$  - отпуск тепла из отборов каждого из теплофикационных турбоагрегатов для обеспечения внешних потребителей и на собственные нужды электростанции, Гкал;

$Q_{\text{отрj}}$  - отпуск тепла из отборов каждого из конденсационных турбоагрегатов для обеспечения внешних потребителей, Гкал;

$Q_y^{\text{теп}}$  - среднегодовая установленная тепловая мощность турбоагрегатов электростанции, Гкал.

В таблице 2.8.1-7 представлена динамика изменения числа часов использования среднегодовой электрической и среднегодовой установленной тепловой мощности турбоагрегатов ТЭЦ г. Новокузнецка.

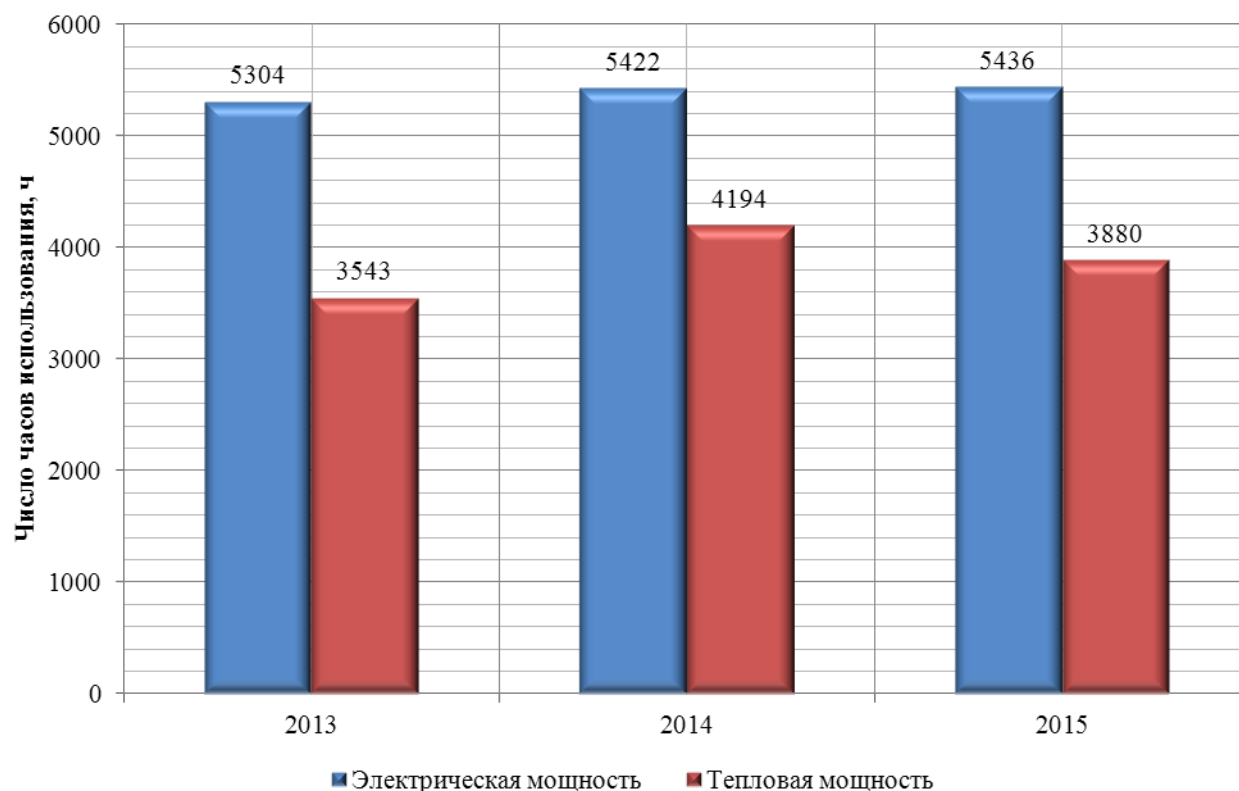
**Таблица 2.8.1-7 – Среднегодовая загрузка оборудования ТЭЦ за 2013-2015 гг.**

Вид мощности	Ежегодное число часов использования мощности, ч		
	2013	2014	2015
КТЭЦ			
Электрическая мощность	5304	5422	5436
Тепловая мощность	3543	4194	3880
ЗСТЭЦ			
Электрическая мощность	4887	4395	4627
Тепловая мощность	2658	2609	2495
ЦТЭЦ			
Электрическая мощность	4023	3444	3185
Тепловая мощность	3863	3290	2644

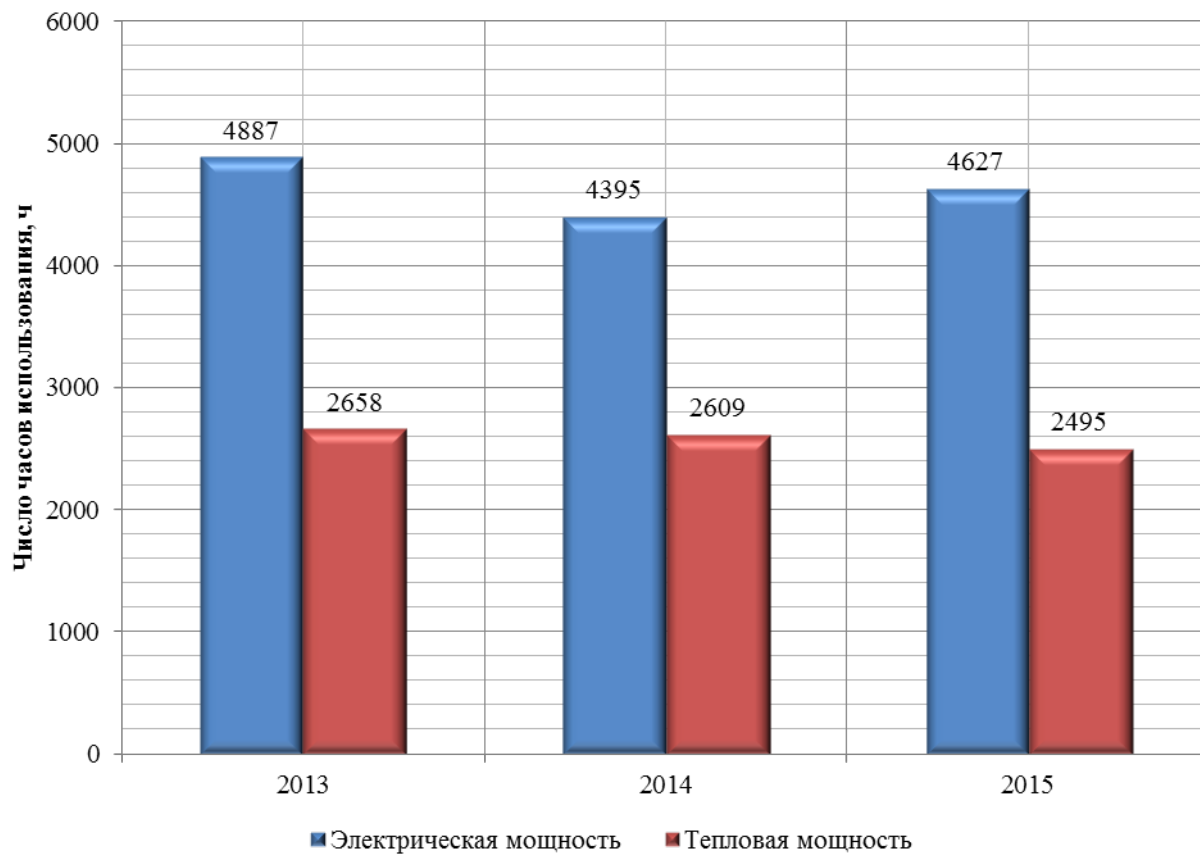
В графическом виде динамика представлена на рисунках 2.8.1-5 - 2.8.1-7.

Отличие числа часов использования электрической и тепловой мощности по КТЭЦ связано со значением коэффициента теплофикации, находящегося в диапазоне 0,64÷0,74 за рассматриваемый период.

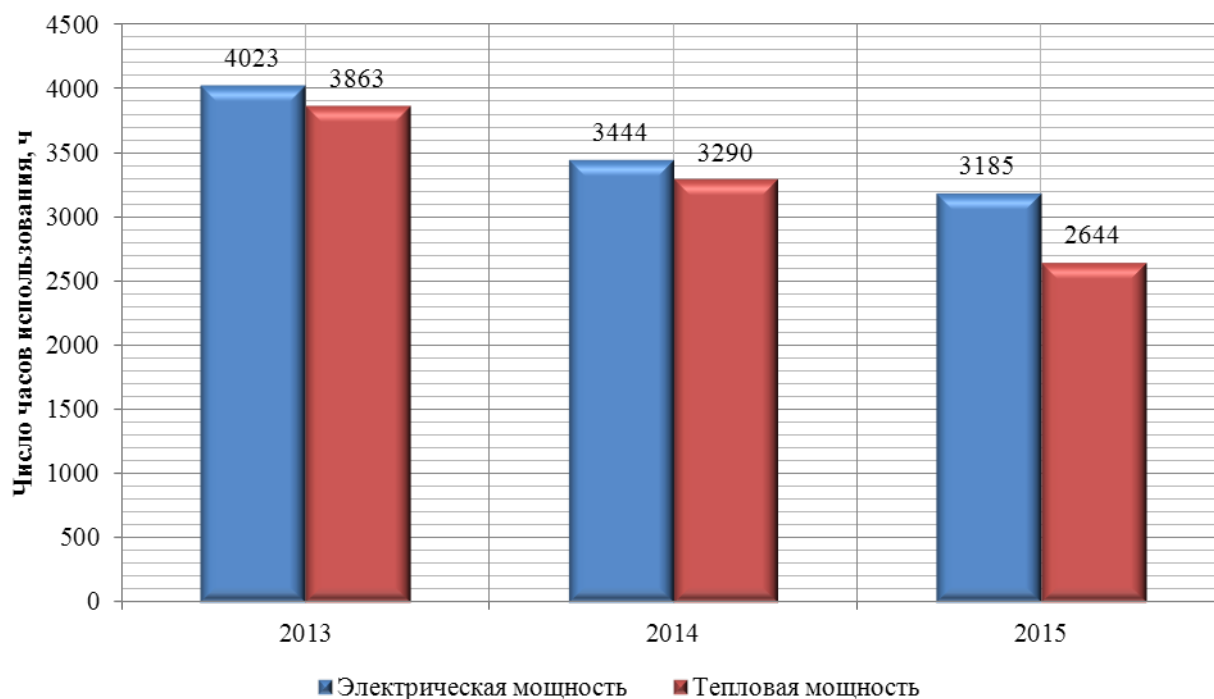
Существенное отличие часов использования электрической и тепловой мощности ЗСТЭЦ связано с отличающейся потребностью в электроэнергии и тепловой энергии присоединенных потребителей. Существующая промплощадка (основной потребитель) использует электроэнергию большее число часов в году по сравнению с числом часов использования тепловой энергии.



**Рисунок 2.8.1-5 - Среднегодовая загрузка оборудования КТЭЦ г. Новокузнецка**



**Рисунок 2.8.1-6 - Среднегодовая загрузка оборудования ЗСТЭЦ г. Новокузнецка**



**Рисунок 2.8.1-7 - Среднегодовая загрузка оборудования ЦТЭЦ г. Новокузнецка**

В связи с высоким значением коэффициента теплофикации ЦТЭЦ число часов использования тепловой мощности практически соответствует числу часов использования электрической мощности.

Число часов использования установленной тепловой мощности на Новокузнецких ТЭЦ, как правило, ниже числа часов использования установленной электрической мощности. Это связано с тем, что хотя все ТЭЦ работают, в основном, по тепловому графику с максимальным использованием теплофикационных отборов турбин в отопительный период, в летнее время увеличивается конденсационная выработка электроэнергии и снижается время использования установленной тепловой мощности.

### **2.8.2. Муниципальные котельные**

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

Среднегодовая загрузка оборудования источников муниципальных котельных представлена в таблице 2.8.2-1.

В подавляющем 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.



Как видно, наибольшую загрузку имеют котельные:

- Кузнецкая крепость (22,6% в базовом периоде);
- Котельная детского сада №123 (21,4% в базовом периоде).

Из числа крупных котельных (с присоединенной нагрузкой более 5 Гкал/ч) наибольшую загрузку имеет Абашевская районная котельная – 17,9% в базовом периоде.

**Таблица 2.8.2-1 - Среднегодовая загрузка муниципальных котельных и динамика её изменения**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Рабочая мощность источника, Гкал/ч			Среднегодовая загрузка оборудования, %		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015
1	Абашевская районная котельная	13,25	12,32	10,74	22,1%	20,5%	17,9%
2	Байдаевская центральная котельная № 2	11,87	11,45	10,56	17,5%	16,8%	15,5%
3	Зырянская районная котельная	21,21	22,47	19,95	17,7%	18,7%	16,6%
4	Котельная пос. Притомский	5,47	5,29	4,61	17,2%	16,6%	14,5%
5	Котельная № 19	0,15	0,13	0,09	12,4%	11,1%	7,7%
6	Котельная № 72	0,04	0,05	0,04	15,0%	17,2%	13,1%
7	Котельная УПК	0,17	0,13	0,11	17,1%	12,9%	10,9%
8	Котельная ОРК «Таргай»	0,43	0,42	0,40	23,9%	23,5%	22,4%
9	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	1,82	1,74	1,31	32,5%	31,2%	23,5%
10	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	1,72	1,47	1,30	24,5%	21,0%	18,5%
11	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,22	0,17	0,12	32,0%	24,4%	17,5%
12	Куйбышевская центральная котельная	17,96	16,06	14,00	17,1%	15,3%	13,4%
13	Котельная пос. Листвяги	3,19	2,53	2,26	17,2%	13,7%	12,2%
14	Котельная № 6	0,39	0,36	0,28	12,8%	12,1%	9,4%
15	Котельная Садопарковая	0,38	0,32	0,30	15,1%	12,8%	12,1%
16	Котельная №32 (БПОУ)	0,78	0,54	0,43	24,4%	17,0%	13,4%
17	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	0,34	0,34	0,35	16,8%	16,5%	16,9%
18	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	0,52	0,48	0,49	27,1%	25,1%	25,7%
19	Котельная проф. «Бунгурский»	0,34	0,26	0,23	24,0%	18,6%	16,3%
20	Котельная «РТРС»	0,13	0,14	0,13	9,2%	10,0%	9,6%
21	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,10	0,12	0,14	6,8%	8,4%	10,3%
22	Котельная школа № 1	0,06	0,13	0,10	2,8%	6,4%	5,0%
23	Котельная школа № 23	0,05	0,09	0,08	2,3%	4,6%	4,2%
24	Котельная школа № 37	0,05	0,12	0,11	3,9%	9,0%	8,3%
25	Котельная школа № 43	0,05	0,15	0,10	2,4%	7,4%	4,8%
26	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	0,04	0,07	0,03	1,8%	3,4%	1,6%
27	Котельная школа № 16	0,03	0,08	0,07	2,1%	6,4%	6,0%
28	Котельная детского сада № 123	0,01	0,02	0,01	12,7%	33,8%	21,4%
29	Новоильинская газовая котельная	0,38	1,26	1,14	2,8%	9,4%	8,5%
30	Полосухинская	0,12	0,32	0,33	5,8%	15,9%	16,5%
31	Кузнецкая крепость	0,07	0,08	0,07	22,8%	26,9%	22,6%
<b>ИТОГО по муниципальным котельным</b>		<b>81,29</b>	<b>79,13</b>	<b>69,90</b>	<b>17,5%</b>	<b>17,1%</b>	<b>15,1%</b>

### 2.8.3. Ведомственные котельные

Сведения о среднегодовой загрузке оборудования ведомственных котельных не предоставлены.

## **2.9. Способы учета тепловой энергии, отпущенной от источников в тепловые сети**

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 г. Новокузнецка.

В соответствии с п. 4, 5 ст. 19 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

*«4. Ввод в эксплуатацию источников тепловой энергии и подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющих установок новых потребителей без оборудования точек учета приборами учета согласно правилам коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя не допускаются. Приборы учета устанавливаются собственниками вводимых в эксплуатацию источников тепловой энергии или теплопотребляющих установок и эксплуатируются ими самостоятельно либо по договору оказания услуг коммерческого учета, заключенному со специализированной организацией. Приборы учета во вводимых в эксплуатацию многоквартирных домах устанавливаются застройщиками за свой счет до получения разрешения на ввод многоквартирного дома в эксплуатацию.*

*5. 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».*

Отсутствие приборов технического и коммерческого учета тепловой энергии, как на источниках, так и у ряда потребителей, не позволяет оценить фактическую выработку тепловой энергии источником и фактическое потребление тепловой энергии каждым жилым домом. Установка приборов учета на источниках тепловой энергии и у потребителей позволит производить оплату за фактически потребленную тепловую энергию и правильно оценивать тепловые потери в тепловых сетях и тепловые характеристики ограждающих конструкций.

## 2.9.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ

### *Кузнецкая ТЭЦ*

Информационно-измерительный комплекс (АВК-1) предназначен для организации коммерческого учета массы и тепловой энергии воды и пара на Кузнецкой ТЭЦ г. Новокузнецка, 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, PMS-131, TST-10.

### *Западно-Сибирская ТЭЦ*

Учет отпуска тепла в паровые сети осуществляется на основании обработки диаграмм с самопишущих приборов, регистрирующих параметры (давление и температура) и расходы теплоносителя (пара). Отпуск тепловой энергии с паром осуществляется из производственного отбора ТГ ст.№1 ГТТ-60/75-130/13 и РОУ-140/13ата для технологических нужд ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК». Других присоединенных потребителей к паровым сетям ЗС ТЭЦ не имеет.

Учет отпуска тепла в водяные сети, осуществляется системой коммерческого учета тепловой энергии «Информационно-измерительный комплекс «Западно-Сибирская ТЭЦ» (АВК- 6).

### *Центральная ТЭЦ*

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

Учет тепла по выводам - Ширпотреба № 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 комплексом приборов учета с тепловычислителем СПТ 961 «ВЗЛЕТ».

### **Таблица 2.9.1-1 - 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	Расходомер-счетчик электромагнитный	Взлет ЭМ

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО ГОРОД ТЮМЕНЬ НА ПЕРИОД 2017-2032 ГГ.  
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ  
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование узла учета	Наименование средств измерений (СИ) и технических устройств	Тип СИ и технических устройств
	энергии "ХВО-2" (старая нитка)	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
		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	ДИСК-250

№ п/п	Наименование узла учета	Наименование средств измерений (СИ) и технических устройств	Тип СИ и технических устройств
		температуры	
		Диафрагма камерная	ДКС10-350-А/Б-1

### **2.9.2. Муниципальные котельные**

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. На котельных средней и малой мощности, в основном, установлены манометры и термометры.

Все средства измерения проходят регулярную поверку.

### **2.9.3. Ведомственные котельные**

Сведения о способах учета тепловой энергии на ведомственных котельных не предоставлены.

## **2.10. 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.

### 2.10.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ

Технологические сбои в работе станций случались, в основном, из-за повреждений и зашлакованности экранных труб, пароперегревателей, воздухоподогревателей, повреждений трубопроводов котлов, поломки вспомогательного котельного оборудования и прочее.

В таблице 2.10.1-1 представлена статистика технологических сбоев в работе основного оборудования ТЭЦ города Новокузнецка за период 2011-2015 гг.

**Таблица 2.10.1-1 – Сведения о ежегодном количестве инцидентов и аварий на источниках тепловой энергии, шт./год**

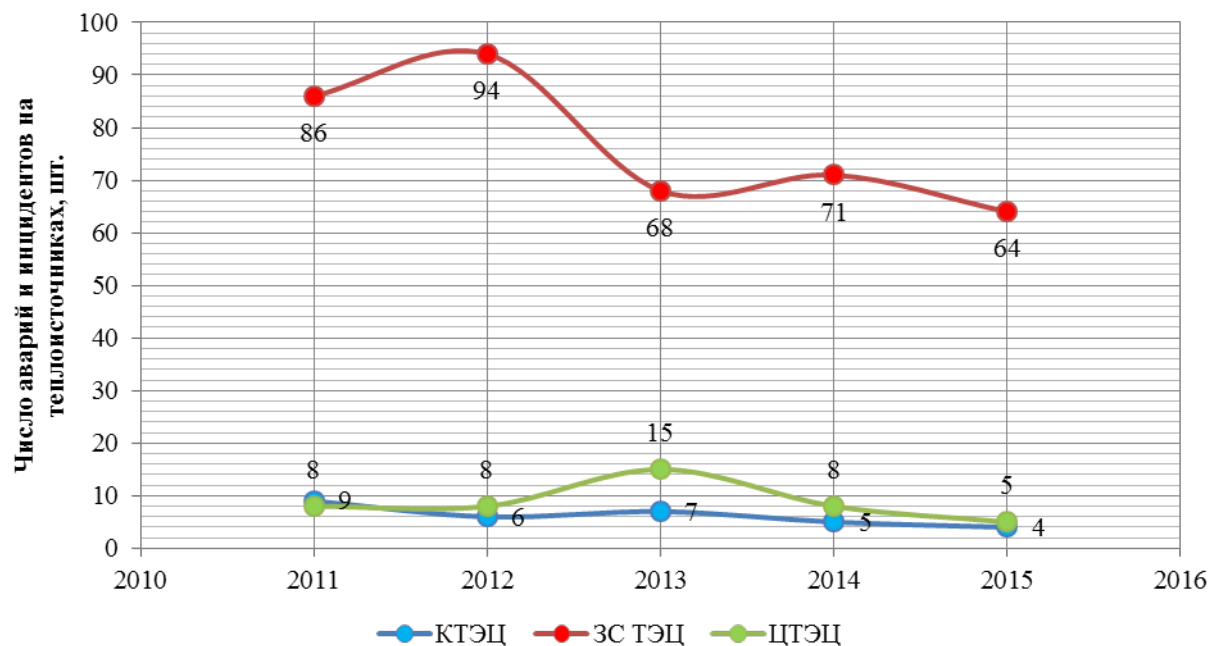
Наименование ТЭЦ	2011		2012		2013		2014		2015		Всего	
	Количество аварий	Количество инцидентов	Количество аварий	Количество инцидентов	Количество аварий	Количество инцидентов	Количество аварий	Количество инцидентов	Количество аварий	Количество инцидентов	Количество аварий	Количество инцидентов
КТЭЦ	0	9	0	6	0	7	0	5	0	4	0	31
ЗС ТЭЦ	3	83	1	93	1	67	1	70	0	64	6	377
ЦТЭЦ	0	8	0	8	0	15	0	8	0	5	0	44
<b>Итого:</b>	<b>3</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>107</b>	<b>1</b>	<b>89</b>	<b>1</b>	<b>83</b>	<b>0</b>	<b>73</b>	<b>6</b>	<b>452</b>

Анализ таблицы 2.10.1.1 показывает, что за прошедший пятилетний период на КТЭЦ и ЦТЭЦ аварий в работе основного оборудования ТЭЦ не наблюдалось.

На ЗС ТЭЦ, начиная с 2011 г. по 2015 г., произошло 6 аварий и 377 инцидентов, что могло привести к нарушениям в режимах теплоснабжения потребителей и невыполнению договорных обязательств по отпуску тепловой энергии.

По данным ТЭЦ г. Новокузнецка технологические сбои в работе основного оборудования, произошедшие на теплоэлектростанциях за рассматриваемый период, не приводили к значительной остановке отпуска и ограничению подачи тепловой энергии и снижению качества теплоносителя. После выяснения причин в кратчайшие сроки принимались меры по устранению нарушений и дальнейшее восстановление заданного электрического и теплового режимов станций.

На рисунке 2.10.1-1 представлена динамика возникновения аварий и инцидентов по ТЭЦ г. Новокузнецка. В целом прослеживается динамика сокращения числа аварий и инцидентов в 2013-2015 гг. по сравнению с уровнем 2011-2012 гг.



**Рисунок 2.10.1-1 - Динамика изменения аварий и инцидентов на ТЭЦ г. Новокузнецка**

### 2.10.2. Муниципальные котельные

По данным теплоснабжающей организации на крупных муниципальных котельных за отчетный период 2011-2015 гг. составлена статистика технологических сбоев и отказов в работе основного оборудования, которая приведена в таблице 2.10.2.1.

**Таблица 2.10.2.1 - Статистика технологических нарушений в работе муниципальных котельных г. Новокузнецка**

Теплоисточник	Число аварий и инцидентов на котельных, шт.				
	2011	2012	2013	2014	2015
Муниципальные котельные	9	9	4	8	12

Технологические нарушения не приводили к ограничению отпуска тепловой энергии от котельных и снижению качества теплоносителя. После выяснения причин в кратчайшие сроки принимались меры для устранения нарушений и восстановления заданного режима работы оборудования.

### 2.10.3. Ведомственные котельные

Сведения о наличии технологических инцидентов и аварий на ведомственных котельных за 2011-2015 гг. не предоставлены.

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

В соответствии с информацией, предоставленной теплоснабжающими организациями для актуализации Схемы теплоснабжения г. Новокузнецка, предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников теплоснабжения отсутствуют.



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

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

К теплосетевым организациям на территории города Новокузнецка относятся:

- АО «МТСК» - организация осуществляет транспортировку тепловой энергии от Западно-Сибирской ТЭЦ. На балансе организации находятся магистральные и, частично, распределительные сети от Западно-Сибирской ТЭЦ;
- ООО «ТСН» - организация осуществляет транспортировку тепловой энергии от Кузнецкой ТЭЦ. На балансе организации находятся магистральные и, частично, распределительные сети от Кузнецкой ТЭЦ;
- МП НГО «ССК» - в границах эксплуатационной ответственности организации находятся значительная часть распределительных и внутриквартальных тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ, все распределительные сети от Центральной ТЭЦ, и распределительные сети Западно-Сибирской ТЭЦ, а также тепловые сети от муниципальных котельных, расположенных на территории города. Кроме того, организация эксплуатирует часть магистральных сетей от Центральной ТЭЦ и Западно-Сибирской ТЭЦ.

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

Протяженность тепловых сетей г. Новокузнецка от ТЭЦ и муниципальных котельных составит порядка 646 103м при этом большая часть тепловых сетей проложена диаметром менее 200 мм, что говорит о разветвленной системе распределительных сетей.

#### **3.1.1 Кузнецкая ТЭЦ**

Снабжает теплом в горячей воде Кузнецкий район, Юго-Восточную часть Центрального района и часть Орджоникидзевского района 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 2хДу 700мм до коллекторной №1, расположенной за пределами ТЭЦ и далее в Кузнецкий и Центральный районы;

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

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

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

Существует технологическая возможность перераспределять потоки теплоносителя на коллекторной № 1.

Пар промышленным потребителям отпускается следующих параметров: от 2,5 до 7кгс/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 1000мм, протяженностью 1174м.

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 250мм.

Кроме того, секционирующие задвижки 2Ду 1000мм с перемычками 2Ду 300мм 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 КТЭЦ приведены в таблице 3.1.1-1.

**Таблица 3.1.1-1 Сведения по тепловым сетям КТЭЦ**

Наименование	КТЭЦ:
Район теплоснабжения	Центральный.
	Кузнецкий.
	Орджоникидзевский
	Новобайдаевский
	Куйбышевский
Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	731
Протяженность тепловых сетей, м (в 2-х тр. исчислении), в том числе:	227191
- магистральных	56093
- распределительных (Ди менее 300 мм)	171098
Вид прокладки:	25590
- надземная, м	201601
- подземная, м	
Материальная характеристика сети, м <sup>2</sup>	109402,4
Удельная материальная характеристика сети, м <sup>2</sup> /Гкал/ч	149,9
Вид грунта	Глина, суглинок. Водонасы ще и мы й.
Количество тепловых узлов, шт.	1952
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.
Теплоснабжающие организации:	
- магистральные тепловые сети	ООО «ТСН»
- распределительные тепловые сети	ООО «ТСН», МП «Сибирская Сбытовая Компания»

### 3.1.2 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. Тепловые выводы с ТЭЦ проложены надземно. В настоящее время к ЗС ТЭЦ подключен и Новоильинский район.

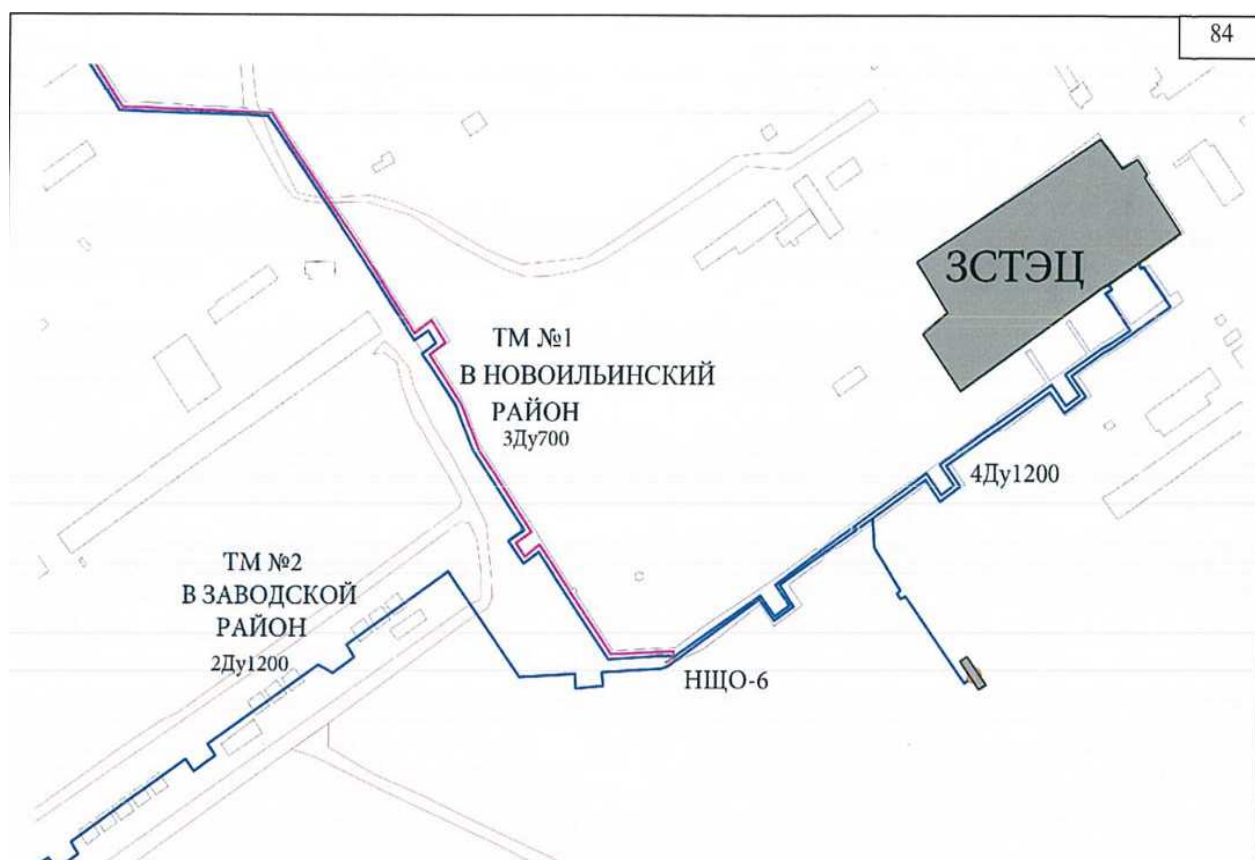
Транспорт тепловой энергии от ЗС ТЭЦ в Новоильинский и Заводской районы осуществляется по тепло магистралям диаметром головных участков 4Ду 1200мм (два подающих и два обратных) протяженностью около 500м от коллекторов главного корпуса и далее до НЦО- 6 (неподвижная щитовая опора).

В районе НЦО-6 один из подающих трубопроводов Ду 1200мм за счет устройства перехода на 700мм и врезки второго трубопровода диаметром 700мм превращается в два подающих трубопровода диаметром по 700мм. В обратный трубопровод Ду 1200мм врезается также трубопровод 1х 700мм. Таким образом, тепломагистраль состоящая из 3х трубопроводов диаметром 700мм (два подающих, один обратный) после НЦО-6

используется для теплоснабжения Новоильинского района. На тепло магистрали 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 1200мм от ЗС ТЭЦ проходит до т. «А»<sub>усл</sub> (в районе автодорожной развязки на въезде в Заводской район), далее по тепломагистралям диаметрами головного участка 2хДу 700мм и 2хДу 800мм проходит в Заводской район.

Выводы тепломагистралей от ЗСТЭЦ приведены на рисунке 1.3.2-1.



**Рисунок 3.1.2-1 - Выводы тепломагистралей от ЗСТЭЦ**

Сведения по тепловым сетям ЗС ТЭЦ приведены в таблице 3.1.2-1.

**Таблица 3.1.2-1 Сведения по тепловым сетям ЗС ТЭЦ**

Наименование	ЗС ТЭЦ	ТМ №1	ТМ №2
Район теплоснабжения	Заводской.	Новоильинский	Заводской
	Новоильинский		
Подключенная тепловая	568*	259	309
Протяженность тепловых сетей, м (в 2-х тр. исчислении), в том	188486	94689	93797
	- магистральных	28139	24191
	- распределительных (Ду менее	136155	66550

Наименование	ЗС ТЭЦ	ТМ №1	ТМ№2
Вид прокладки:			
- надземная, м	24232	11653	12579
- подземная, м	164254	83036	81218
Материальная характеристика	98838,6	49189,9	49648,7
Удельная материальная характеристика сети, м <sup>2</sup> /Гкал/ч	174	189,9	160,7
Вид грунта	Глина, суглинок, Сухой и влажный. Песок, супесь, сухой водонасыщенный.	Преимущественно глина суглинок, сухой. Отдельные участки песок, супесь, сухой. Глина, суглинок, влажный.	Преимущественно песок, супесь, сухой. Отдельные участки Глина суглинок сухой и влажный. Песок, супесь, водонасыщенный.
Количество тепловых узлов, шт.	1786	901	885
Тип изоляции	Маты и плиты минераловатные марки 75. ГИТУ. 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.
Теплоснабжающие организации:			
- магистральные тепловые сети	АО «Межрегиональная теплосетевая компания»		
— распределительные	МП «Сибирская Сбытовая Компания»		

### 3.1.3 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 2-м тепломагистралям 2х2Ду700мм соединенным между собой перемычками, до тепловой камеры ТК-6, расположенной вне территории ЦТЭЦ. На участках обратных трубопроводах между главным корпусом ТЭЦ и ТК-6 построена насосная подкачивающая станция «Подкачка».

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

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

- тепломагистраль Л диаметром 2хДу700 доходит до ТК-8.

В ТК-8 тепломагистраль П и Л делятся на три тепломагистральи:

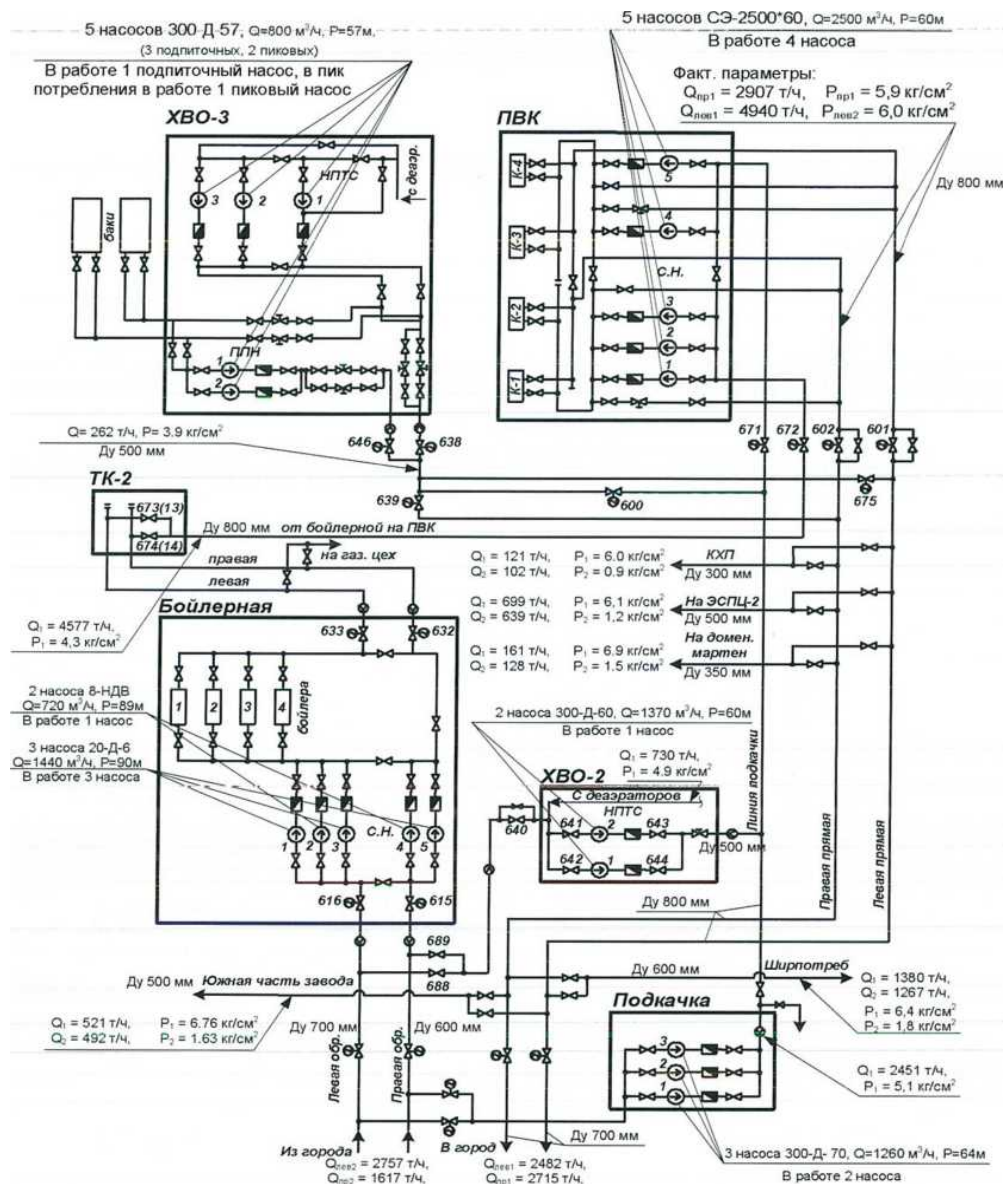
- 2хДу700 проходит по ул.Курако до ул.Бардина ;

- 2хДу700 проходит по ул.Орджоникидзе до проспекта Metallургов;

- 2хДу400 проходит по проспекту Строителей также до проспекта Metallургов, далее по ул.Фестивальной до ул.ДОЗ.

Сведения по тепловым сетям ЦТЭЦ приведены в таблице 3.1.3-1

Принципиальная схема выдачи тепловой мощности от ЦТЭЦ приведена на рисунке 3.1.3-1.



**Рисунок 3.1.3-1 - Принципиальная схема выдачи тепловой мощности от ЦТЭЦ**

**Таблица 3.1.3-1 Сведения по тепловым сетям ЦТЭЦ**

Наименование	ЦТЭЦ	ТМ №1 (по ул. Курако)	ТМ№2 (по ул. Строителей)
Район теплоснабжения	Центральный (Юго-Западная часть)	Центральный, КуЛбышевский ( ул. Курако, ДОЗ ул.Кольцевая. 15)	Центральный ( ул. Строителей, ул. Сеченова, ул. Циолковского,21)
Подключенная тепловая нагрузка. Г кал/ч	514	338	176
Протяженность тепловых сетей, м (в 2- х тр. исчислении), в том числе:	122663	81251	41412
- магистральных	24311	16765	7546
— распределительных (Диу менее 300 мм)	98352	64486	33866
Вид прокладки:			
- надземная, м	2907	2289	618
- подземная, м	119756	78962	40794
Материальная характеристика сети,	46733,3	30342,1	16391,2
Удельная материальная характеристика сети. м'/Гкал/ч	90,9	89,8	93,1
Вид грунта	Глина, суглинок. Водонасыщенный	Глина, суглинок. Водонасыщенный	Глина, суглинок. Водонасыщенный
Количество тепловых узлов, шт.	1251	808	443
Тип изоляции	1 Неимущественно маты минераловатные	Преимущественно маты мипераловатные прошивные марки 100	Маты минераловатные прошивные марки 100
Тип компенсации	П-образные компенсаторы, углы поворота трасс	П-образные компенсаторы, углы поворота трасс	П-образные компенсаторы, углы поворота трасс
Теплоснабжающие организации	МП «Сибирская Сбытовая Компания»		

### 3.1.4 Муниципальные котельные

Снабжают теплом локальные районы. Выдача тепловой мощности от муниципальных котельных осуществляется горячей водой по двухтрубным тепловым сетям по температурным графикам 95-70°C, кроме котельных «Куйбышевская» - 110-70°C и «Абашевская» 130-70°C до ЦТП, после ЦТП - 95-70°C.

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 котельной Куйбышевской, осуществляющей ГВС по отдельному трубопроводу по «тупиковой» схеме.

Прокладка тепловых сетей от муниципальных котельных, в основном, 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.

В электронной модели тепловых сетей от муниципальных котельных: Зыряновская, Абашевская, Байдаевская, Куйбышевская, Притомская и Листвяги - разработанной с использованием программного комплекса "ZULU"<sup>11</sup> (см. Книгу 3) приведена информация по участкам тепловых сетей, а именно: 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 муниципальным тепловым сетям от котельных МП «Сибирская Сбытовая Компания» представлены в таблице 3.1.4-1.



**Таблица 3.1.4-1 - Сведения по муниципальным тепловым сетям от котельных МП «Сибирская Сбытовая Компания»**

Наименование котельной	Зона действия котельной (административный район)	Способ подключения систем ГВС	Температурный график отпуска тепловой энергии, °С	Протяженность магистральных тепловых сетей, м (0 300мм и	Протяженность рас предел ител ьн ых тепловых сетей, м	Количество тепловых узлов, шт.	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
Абагур Лесной-1	Центральный	Закрытая	95/70		3141	105	2,89
Абагур Лесной-2	Центральный	Закрытая	95/70		3896	68	2,75
Абагур Лесной-3	Центральный	Закрытая	95/70		494	8	0,22
Разъезд Абагуровский-1	Куйбышевский	открытая	95/70		710	17	0,62
Разъезд Абагуровский-2		открытая	95/70		911,5	11	1,14
Проф. Бунгурский	Куйбышевский	открытая	95/70	-	1342	17	0,52
Котельная №6	Куйбышевский	открытая	95/70	-	507	11	1,42
КЦК	Куйбышевский	открытая	110/70	4842	30659	251	51,45
Котельная п. Листвяги	Куйбышевский	открытая	95/70	915	5325	73	6,1
Садопарк	Куйбышевский	открытая	95/70	-	629	20	0,8
Котельная РТРС	Куйбышевский	открытая	95/70	-	104	4	0,37
Котельная №32	Куйбышевский	открытая	95/70	-	951	11	1,09
АРК	Орджоникидзевский	Закрытая	130/70*	5382	20560	155	32,9
БЦК	Орджоникидзевский	открытая	95/70	2629	9653	187	32,81
ЗРК	Орджоникидзевский	открытая	95/70	4088	15015	271	58,79
Котельная №72	Орджоникидзевский	Закрытая	95/70	-	14	1	0,12
Котельная №19	Орджоникидзевский	Закрытая	95/70	-	137,5	1	0,52
Котельная п.Притомский	Орджоникидзевский	открытая	95/70	2820	5874	70	12,68
Кузнецкая крепость	Кузнецкий	Закрытая	95/70	-	126,5	1	0,21
Котельная УПК	Заводской	открытая	95/70	-	91	1	0,36
<b>Итого:</b>				<b>20676</b>	<b>100470</b>	<b>1178</b>	<b>209,07</b>

Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Электронные и бумажные карты-схемы тепловых сетей теплоснабжающих и теплосетевых организаций Новокузнецкого городского округа в зонах действия источников тепловой энергии разработаны в Книге 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

Электронная схема систем теплоснабжения Новокузнецкого городского округа разработана в ГИС Zulu с использованием расширения ZuluThermo.

### **3.2. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и 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 г. Новокузнецка от ТЭЦ и муниципальных котельных составит порядка 646 103м при этом большая часть тепловых сетей проложена диаметром менее 200 мм, что говорит о разветвленной системе распределительных сетей.

Распределение тепловых сетей по источникам теплоснабжения приведено на рисунке:

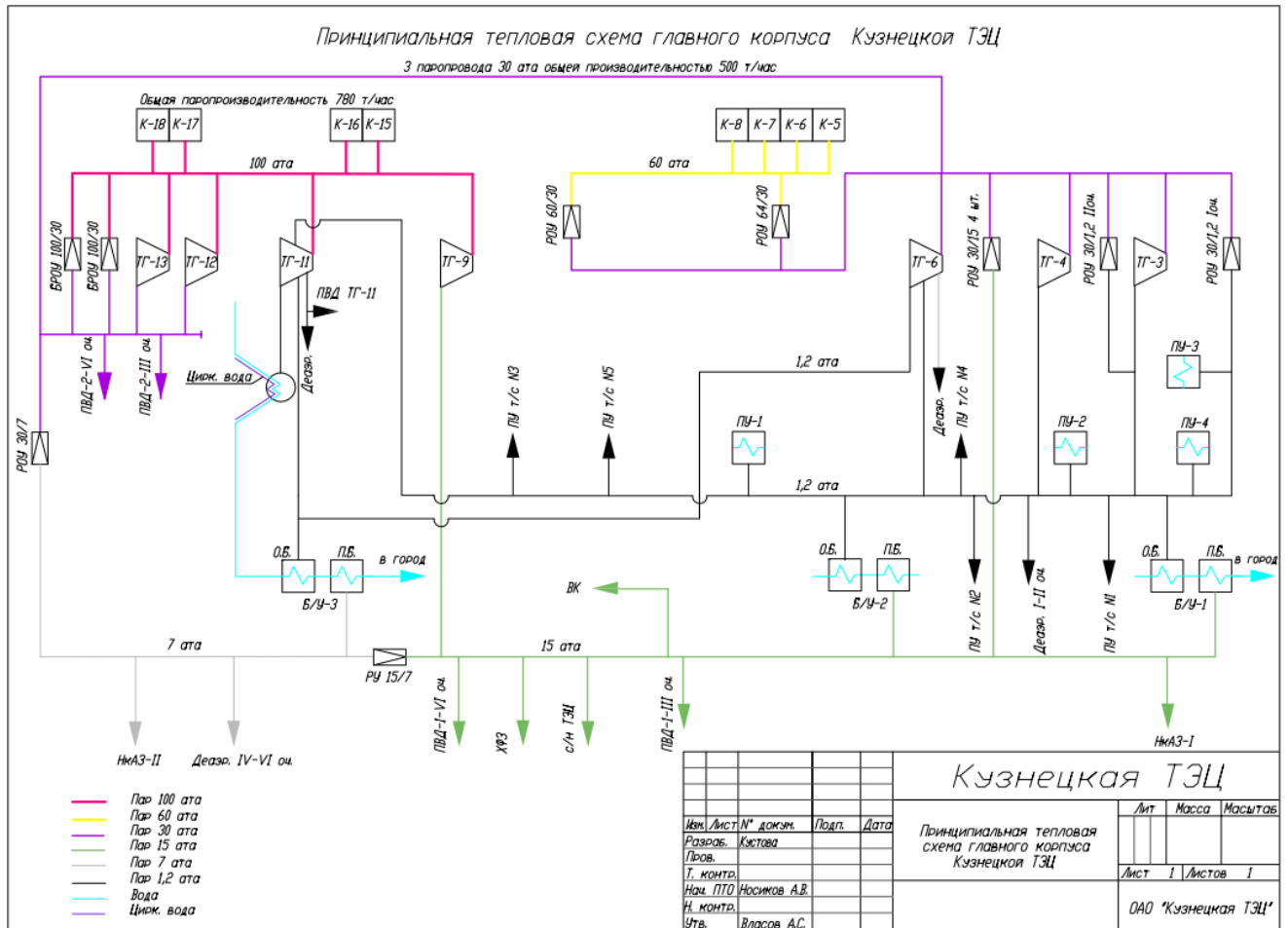
- Кузнецкая ТЭЦ - 25%
- Западно-Сибирская ТЭЦ - 44%
- Центральная ТЭЦ - 18%
- Муниципальные котельные - 7%
- Ведомственные котельные - 6%



Рисунок 3.3-1 - Распределение тепловых сетей по источникам теплоснабжения

### 3.2.1 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. Больше половины тепловых сетей от КТЭЦ проложены диаметром менее 200 мм, что говорит о разветвленной системе квартальных сетей.



**Рисунок 3.3.1-1 - Принципиальная схема выдачи тепловой мощности от главного корпуса КТЭЦ и водогрейной котельной на площадке ТЭЦ**

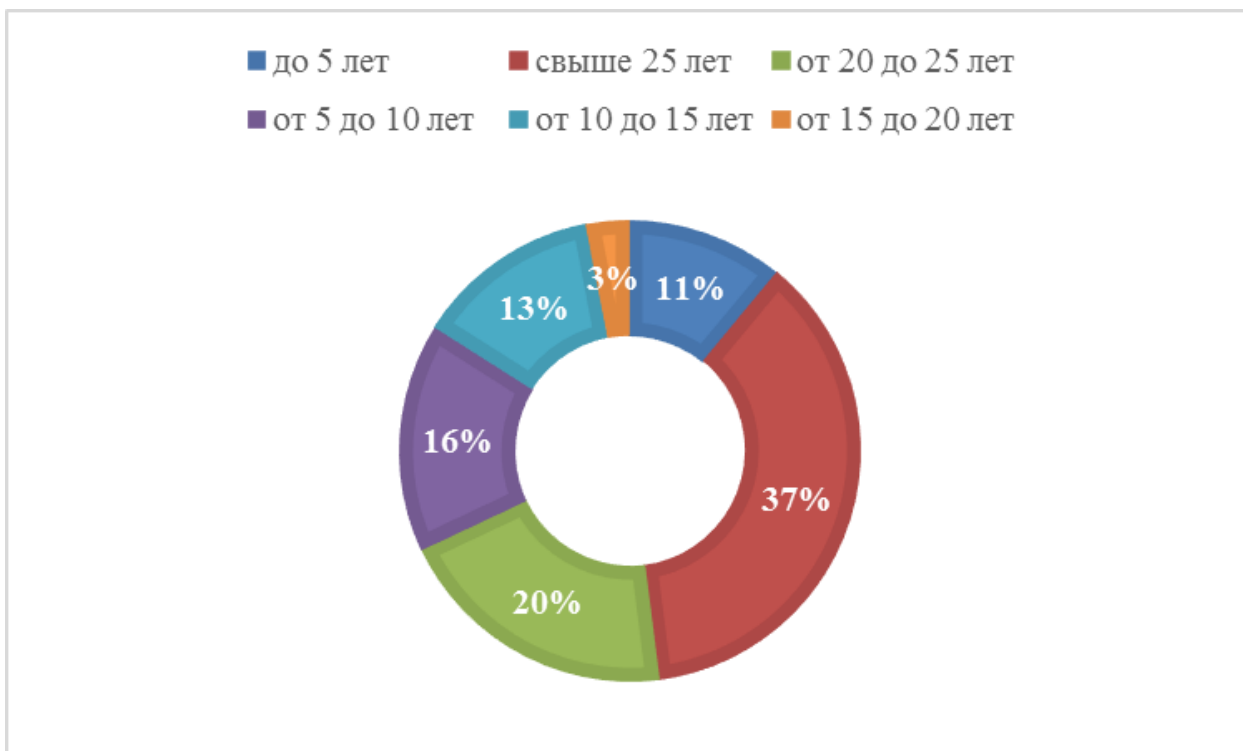
Параметры сетей Кузнецкой ТЭЦ по протяженности, материальной характеристике и типу изоляции приведены ниже в таблице 3.3.1-1

**Таблица 3.3.1-1 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей**

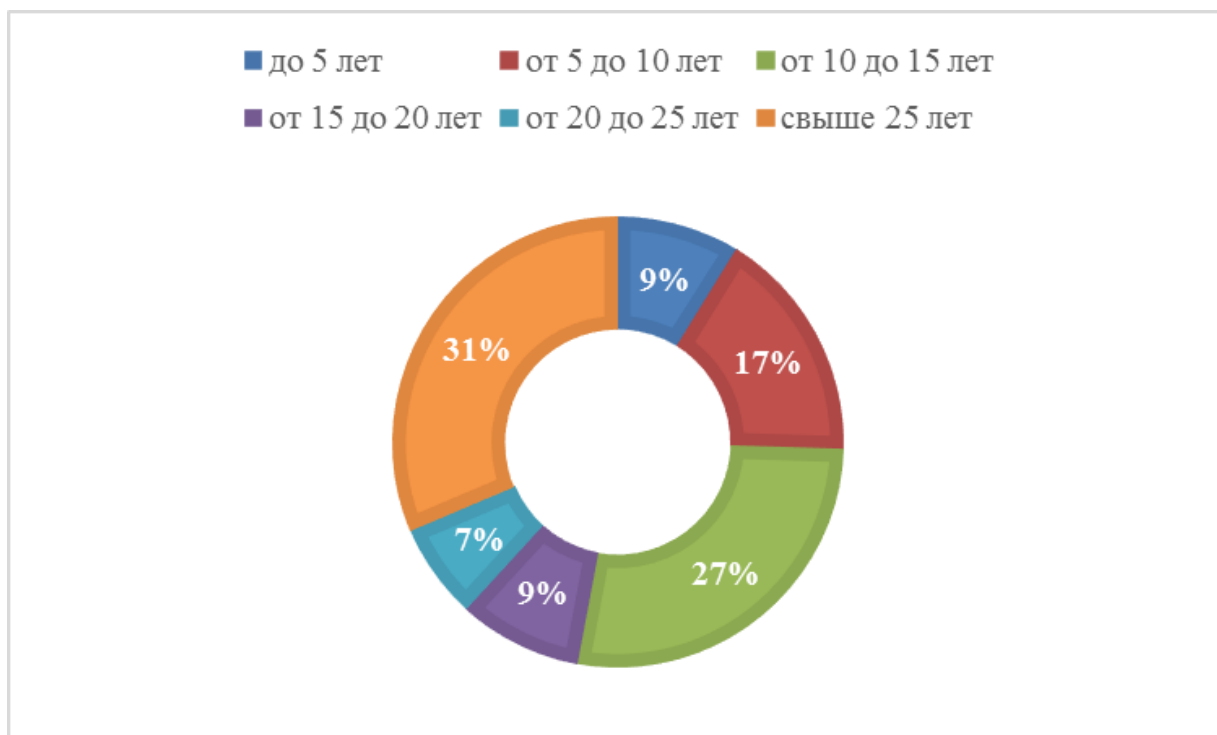
Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
1000	8093,4	10950,3	4889,4	3204	Маты и плиты из минеральной ваты марки
800	2362,7	3874,9	-	2362,7	Маты минераловатные прошивные марки 100
700	14064	20252,2	10771,4	3292,6	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. ППУ. Маты
600	146,8	185	-	146,8	Маты и плиты из минеральной ваты марки

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м2	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
500	2899	3067,2	-	2899	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Маты
400	4226,9	3601,3	1070,5	3156,4	Преимущественно маты и шпты из минеральной ваты марки 75. Маты минераловатные прошивные марки 100.
350	485	365,7	-	485	Преимущественно маты минераловатные
300	5530,1	3594,6	-	5530,1	Преимущественно маты минераловатные прошивные марки 100.
250	3975	2170,3	-	3975	Преимущественно маты минераловатные прошивные марки 100.
200	14796,6	6480,9	-	14796,6	Преимущественно маты минераловатные прошивные марки 100.
150	13426,1	4269,5	-	13426,1	Преимущественно маты минераловатные прошивные марки 100.
125	1941,3	516,4	-	1941,3	Маты минераловатные прошивные марки 100.
100	29917,5	6462,2	-	29917,5	Преимущественно маты минераловатные прошивные марки 100.
80	8523,4	1517,2	-	8523,4	Маты минераловатные прошивные марки 100.
70	7424,3	1128,5	-	7424,3	Маты минераловатные прошивные марки 100.
50	8404,2	958,1	-	8404,2	Маты минераловатные прошивные марки 100.
40	534,2	48,1	-	534,2	Маты минераловатные прошивные марки 100.
32	417,5	31,7	-	417,5	Маты минераловатные прошивные марки 100.
<b>Итого:</b>	<b>127168</b>	<b>69473,9</b>	<b>16731,3</b>	<b>110436,7</b>	-

Распределение магистральных и распределительных тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунках 3.3.1-2, 3.



**Рисунок 3.3.1-2** Распределение магистральных тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию



**Рисунок 3.3.1-3** Распределение распределительных тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию

Как видно из рисунков 3.3.1-2, 3 срок эксплуатации тепловых сетей (более 30%) превышает 25 лет.

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

### 3.2.2 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. Больше половины тепловых сетей от ЗСТЭЦ проложены диаметром менее 200 мм, что говорит о разветвленной системе квартальных сетей.

Параметры сетей Западно-Сибирской ТЭЦ по протяженности, материальной характеристике и типу изоляции приведены ниже в таблицах 3.3.2-1,2,3

**Таблица 3.3.2-1 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от ЗСТЭЦ в Новоильинский район (ТМ №1) по диаметрам трубопроводов**

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м2	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
1200	608,3	1484,2	608,3	-	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
1000	504,9	1020,1	504,9	-	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
800	4673,9	7665,2		4673,9	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
700	12440,6	13425,9	9786,9	2653,7	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
500	3928,1	4155,9	-	3928,1	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
400	3440,9	2931,7	-	3440,9	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Маты и плиты стекловатные марки 50.
350	1122,1	846,1	752,9	369,2	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
300	1420,4	923,3	-	1420,4	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
250	4020,9	2195,4	-	4020,9	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
200	8759	3836,4	-	8759	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м2	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
150	10637,9	3382,9	-	10637,9	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ,
125	2881,2	766,4	-	2881,2	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
100	8483,7	1832,5	-	8483,7	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ, маты и плиты стекловатные марки 50.
80	13837,3	2463	-	13837,3	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ, маты и плиты стекловатные марки 50,75.
70	7487,1	1138	-	7487,1	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ, маты и плиты стекловатные марки 50, маты минераловатные марки 125.
50	8069,6	919,9	-	8069,6	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Маты и плиты стекловатные марки 50
40	905,6	81,5	-	905,6	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
32	1467,4	111,5	-	1467,4	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
<b>Итого</b>	<b>94688,9</b>	<b>49179,9</b>	<b>11653</b>	<b>83035,9</b>	-

**Таблица 3.3.2-2 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от ЗСТЭЦ в Заводской район (ТМ №2) по диаметрам трубопроводов**

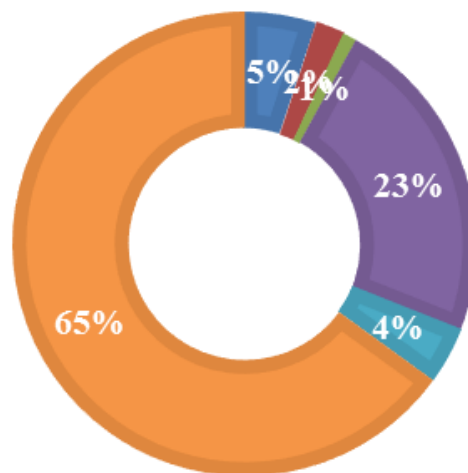
Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м2	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
1200	3250,1	7930,1	3250,1	-	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
800	486,5	797,8	486,5	-	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
700	10011,2	14416,2	6787,1	3224,1	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.
600	945,8	1191,7	34,7	911,1	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки маты минераловатные марки 100.
500	3820,4	4041,9	77,9	3742,5	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.
450	156	149,1	-	156	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
400	1762	1501,2	162,3	1599,7	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
350	77,5	58,5	-	77,5	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.



300	3682	2393,3	325,9	3356,1	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
250	2405	1313,1	-	2405	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
200	7315,4	3204,2	579,1	6736,3	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки маты и плиты стекловатные марки
150	13892,2	4417,7	714,7	13177,5	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
125	2816,1	749,1	-	2816,1	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
100	15926,4	3440,1	160,8	15765,6	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
80	10714,1	1907,1	-	10714,1	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
70	7101,7	1079,5	-	7101,7	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
50	8910,1	1015,8	-	8910,1	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
40	175,9	15,8	-	175,9	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
32	348,5	26,5	-	348,5	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
<b>Итого:</b>	<b>93796,9</b>	<b>49648,7</b>	<b>12579,1</b>	<b>81217,8</b>	-

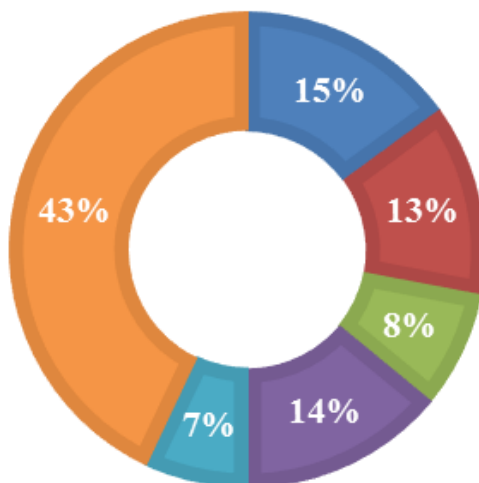
Распределение магистральных и распределительных тепловых сетей от Западно-Сибирской ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунках 3.3.2-1,2.

■ до 5 лет      ■ от 5 до 10 лет      ■ от 10 до 15 лет  
 ■ от 15 до 20 лет      ■ от 20 до 25 лет      ■ свыше 25 лет



**Рисунок 3.3.2-1 - Распределение магистральных тепловых сетей от Западно-Сибирской ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию**

■ до 5 лет      ■ от 5 до 10 лет      ■ от 10 до 15 лет  
■ от 15 до 20 лет      ■ от 20 до 25 лет      ■ свыше 25 лет



**Рисунок 3.3.2-2 - Распределение магистральных тепловых сетей от Западно-Сибирской ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию**

Как видно из рисунков срок эксплуатации основной доли магистральных и распределительных тепловых сетей от ЗС ТЭЦ превышает 25 лет.

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

### 3.2.3 Центральная ТЭЦ

Основная доля трубопроводов тепловых сетей проложена подземным способом. Компенсация тепловых удлинений магистральных трубопроводов от ЦТЭЦ преимущественно ЕИ-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.

Большая часть тепловых сетей от ЦТЭЦ проложена диаметром менее 200 мм, что говорит о разветвленной системе квартальных сетей.

Параметры сетей Центральной ТЭЦ по протяженности, материальной характеристике и типу изоляции приведены ниже в таблицах 3.3.2-1,2,3

**Таблица 3.3.3-1 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от ЦТЭЦ ТМ№1 по диаметрам трубопроводов**

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м2	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
800	25,9	4	-	25,9	Маты минераловатные прошивные марки 100.
700	1358	1955,5	361,7	996,3	Маты минераловатные прошивные марки 100.
600	448,3	564,9	-	448,3	Маты минераловатные прошивные марки 100.
500	2864,6	3030,7	-	2864,6	Маты минераловатные прошивные марки 100.
450	94,7	90,5	-	94,7	Маты минераловатные прошивные марки 100.
400	3893,2	3317	-	3893,2	Маты минераловатные прошивные марки 100.
350	1192,5	899,2	296,6	895,9	Маты минераловатные прошивные марки 100.
300	6888,3	4477,4	1347	5541,3	Маты минераловатные прошивные марки 100.
250	1229,3	671,2	-	1229,3	Маты минераловатные прошивные марки 100.
200	8409,3	3683,3	-	8409,3	Маты минераловатные прошивные марки 100.
150	12077,4	3840,6	137,4	11940	Маты минераловатные прошивные марки 100.
125	1896	504,3	-	1896	Маты минераловатные прошивные марки 100.
100	20645,6	4459,4	147	20498,6	Преимущественно маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из
80	6222,4	1107,6	-	6222,4	Преимущественно маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из
70	4067,2	618,2	-	4067,2	Преимущественно маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из
50	8335,9	950,3	-	8335,9	Преимущественно маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из
40	556,1	50	-	556,1	Преимущественно маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
32	1046,9	79,6	-	1046,9	Преимущественно маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из
<b>Итого:</b>	<b>81251,4</b>	<b>30342,1</b>	<b>2289,5</b>	<b>78961,8</b>	-

**Таблица 3.3.3-1 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от ЦТЭЦ ТМ №2 по диаметрам трубопроводов**

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
800	15,4	25,2	-	15,39	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
700	2085,4	3003	275,6	1809,8	Маты минераловатные прошивные марки 100.
500	474,6	502,1	-	474,6	Маты минераловатные прошивные марки 100.
400	3603,2	3069,9	-	3603,2	Маты минераловатные прошивные марки 100.
350	326,3	246	-	326,3	Маты минераловатные прошивные марки 100.
300	1041,2	676,8	-	1041,2	Маты минераловатные прошивные марки 100.
250	2887,8	1576,7	342	2545,8	Маты минераловатные прошивные марки 100.
200	2769,1	1212,9	-	2769,1	Маты минераловатные прошивные марки 100.
150	6514,7	2071,7	-	6514,7	Маты минераловатные прошивные марки 100.
125	1320,8	351,3	-	1320,8	Маты минераловатные прошивные марки 100.
100	8910,5	1924,7	-	8910,5	Маты минераловатные прошивные марки 100.
80	4784,3	851,6	-	4784,3	Маты минераловатные прошивные марки 100.
70	3234	491,6	-	3234	Маты минераловатные прошивные марки 100.
50	3273,7	373,2	-	3273,7	Маты минераловатные прошивные марки 100.
40	107,8	9,7	-	107,8	Маты минераловатные прошивные марки 100.
32	63,2	4,8	-	63,2	Маты минераловатные прошивные марки 100.
<b>Итого:</b>	<b>41411,9</b>	<b>16391,2</b>	<b>617,5</b>	<b>40794,4</b>	-

### 3.2.4 Сведения по наиболее крупным муниципальным котельным МП «ССК»

#### 3.2.4.1 Куйбышевская центральная котельная

Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет порядка 35,5 км. Тепловые сети от котельной - четырехтрубные, компенсация тепловых удлинений трубопроводов - П-образные и сальниковые компенсаторы. Тип тепловой изоляции трубопроводов - минматы, участки трубопроводов, построенные с 2006г. по 2011г. - скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Материальная характеристика тепловых сетей приведена в таблице 3.3.4.1-1. Годы ввода тепловых сетей от КЦК в эксплуатацию приведены ниже:

- 1974 - 1978г.г. ~ 29%;
- 1980 - 1989г.г. ~ 60%;
- 1990г., 1997г. ~ 1%;
- 2001 - 2010г.г. ~10%.

**Таблица 3.3.4.1-1 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Куйбышевской котельной по диаметрам трубопроводов**

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м2	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
500	819,7	867,3	606,2	213,5	Маты минераловатные прошивные марки 100. Отдельные участки ППУ.
400	580,8	494,9	-	580,8	Маты минераловатные прошивные марки 100
350	1899,7	1432,4	-	1899,7	Маты минераловатные прошивные марки 100
300	1541,5	1002	165,7	1375,9	Маты минераловатные прошивные марки 100. Отдельные участки ППУ.
250	1323,1	722,4	-	1323,1	Маты минераловатные прошивные марки 100
200	2971,4	1301,5	-	2971,4	Маты минераловатные прошивные марки 100. Отдельные участки ППУ.
150	4255,7	1353,3	186,4	4069,3	Маты минераловатные прошивные марки 100. Отдельные участки ППУ.
125	176,3	46,9	-	176,3	Маты минераловатные прошивные марки 100
100	9206,5	1988,6	356,9	8849,6	Маты минераловатные прошивные марки 100. Отдельные участки ППУ.
80	4078,5	726	-	4078,5	Маты минераловатные прошивные марки 100. Отдельные участки ППУ.
70	1398,8	212,6	-	1398,8	Маты минераловатные прошивные марки 100. Отдельные участки ППУ.
50	6594,8	751,8	-	6594,8	Маты минераловатные прошивные марки 100. Отдельные участки ППУ.
40	654,4	58,9	-	654,4	Маты минераловатные прошивные марки 100

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
<b>Итого:</b>	<b>35501,3</b>	<b>10958,5</b>	<b>1315,1</b>	<b>34186,</b>	-

### 3.2.4.2 Зырянская районная котельная

Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет порядка 19 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 с 2005г. по 2011г. - скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Материальная характеристика тепловых сетей приведена в таблице 3.3.4.2-1.

Годы ввода тепловых сетей от ЗРК в эксплуатацию:

- 1950 - 1959г.г. ~ 9%;
- 1961 - 1969г.г. ~ 7%;
- 1970 - 1978г.г. ~ 24%;
- 1980 - 1988г.г. ~ 16%;
- 1990г. - 1999г. ~ 29%;
- 2001 -2011г.г. ~ 15%

**Таблица 3.3.4.2-1 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Зырянской котельной по диаметрам трубопроводов**

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
500	1402	1483,3	-	1402	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
400	1019,3	868,5	-	1019,3	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.
350	144	108,6	-	144	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.
300	1523,1	990	-	1523,1	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.
250	1051,8	574,3	-	1051,8	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
200	3352,1	1468,2	1218,8	2133,4	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.
150	2105	669,4	-	2105	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
125	93,6	24,9	-	93,6	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
100	5085,4	1098,5	-	5085,4	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки
80	1159,2	206,3	-	1159,2	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки
70	541,7	82,3	-	541,7	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
50	1529,1	174,3	-	1529,1	Преимущественно маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки
40	56,9	5,1	-	56,9	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
32	40,56	3,1	-	40,56	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
<b>Итого:</b>	<b>19103,8</b>	<b>7756,8</b>	<b>1218,8</b>	<b>17885,1</b>	-

### 3.2.4.3 Байдаевская центральная котельная

Общая протяженность магистральных тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет порядка 12км. 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 с 2004г. по 2011г. - скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Материальная характеристика тепловых сетей приведена в таблице 3.3.4.3-1.

Годы ввода тепловых сетей от БЦК в эксплуатацию

- 1949г. 1959г. - 8,5%;
- 1963г. 1968г. - 31%;
- 1970г. 1979г. – 16%;
- 1985г. 1989г. – 2,5%;
- 1990г. 1998г. – 13%;
- 2001г. 2010г. – 29%.

**Таблица 3.3.4.3-1 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Байдаевской котельной по диаметрам трубопроводов**

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м2	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
500	450,7	476,8	-	450,7	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.
400	1184,4	1009,1	-	1184,4	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.
350	214,4	161,7	-	214,4	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
300	779,5	506,6	-	779,5	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
250	362,9	198,1	-	362,9	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.
200	884,3	387,3	-	884,3	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ГПУ.
150	1842,8	586	-	1842,8	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.
125	316,4	84,2	-	316,4	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
100	4265,3	921,3	-	4265,3	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.
80	625,7	111,4	-	625,7	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.
70	174,2	26,5	-	174,2	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.
50	1171,5	133,5	-	1171,5	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные участки ППУ.
40	9,8	0,9	-	9,8	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
<b>Итого:</b>	<b>12281,9</b>	<b>4603,5</b>		<b>12281,9</b>	-

#### 3.2.4.4 Абашевская районная котельная

Общая протяженность тепловых сетей от котельной до потребителей в двухтрубном исчислении составляет порядка 26км. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов П-образными компенсаторами и углами поворота трасс. Тип тепловой изоляции трубопроводов - минматы, участки трубопроводов, построенные с 2004г. по 2011г. - скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Материальная характеристика тепловых сетей приведена в таблице 3.3.4.4-1.

Г оды ввода тепловых сетей от АРК в эксплуатацию:



- 1974г. ~ 0,3%;
- 1989 - 1991г.г. ~ 80%;
- 1996 - 1999г.г. ~ 1,2%;
- 2001 -2011г.г.~ 18,5%

**Таблица 3.3.4.4-1 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Абашевской котельной по диаметрам трубопроводов**

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м2	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
700	27,7	39,9	16,5	11,2	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
500	304,1	321,7	-	304,1	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
450	57,8	55,3	-	57,8	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
400	3658,3	2927,6	1257,3	2401	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные
350	70	52,8	-	70	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
300	2074,4	966	-	2074,4	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные
250	621	339,1	-	621	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные
200	2557,1	789,2	-	2557,1	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные
150	4277,5	1496,4	-	4277,5	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные
125	363,8	96,8	-	363,8	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
100	4460,7	1156,1	-	4460,7	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные
80	2446,8	424,9	-	2446,8	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные
70	1122,3	170,6	-	1122,3	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
50	3528,9	414,1	-	3528,9	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные
40	275,8	35,2	-	275,8	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные
32	95,4	13,8	-	95,4	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Отдельные
<b>Итого:</b>	<b>25941,6</b>	<b>9299,4</b>	<b>1273,7</b>	<b>24667,9</b>	-

### **3.2.4.5 Котельная п. Листвяги**

Общая протяженность тепловых сетей 6,2км в двухтрубном исчислении. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов - П-образные компенсаторы и углы поворота трасс. Тип

тепловой изоляции трубопроводов - минматы, участки трубопроводов, построенные с 2004г. По 2009г. - скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Материальная характеристика тепловых сетей приведена в таблице 3.3.4.5-1.

Г оды ввода тепловых сетей кот. Листвяги в эксплуатацию:

- 1961 - 1964г. ~ 4%;
- 1980 - 1987г.г. ~ 13%;
- 1990- 1995г.г. ~ 63%;
- 2001 - 2009г.г. ~ 20%.

**Таблица 3.3.4.5-1 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от котельной Листвяги по диаметрам трубопроводов**

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м2	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
300	915	594,8	585,6	329,4	Маты минераловатные прошивные марки 100
250	654,1	357,1	127	527,1	Маты минераловатные прошивные марки 100. Отдельные участки ППУ.
200	1010	442,4	791,2	218,8	Маты минераловатные прошивные марки 100. Отдельные участки ППУ.
150	509,4	162	376	133,4	Маты минераловатные прошивные марки 100. Отдельные участки ППУ.
125	37	9,8	-	37	Маты минераловатные прошивные марки 100
100	1006,2	217,3	-	1006,2	Маты минераловатные прошивные марки 100. Отдельные участки ППУ.
80	610,4	108,7	286	324,4	Маты минераловатные прошивные марки 100. Отдельные участки ППУ.
70	204,1	31	-	204,1	Маты минераловатные прошивные марки 100
50	1293,8	147,5	215,6	1078,2	Маты минераловатные прошивные марки 100. Отдельные участки ППУ.
Итого:	<b>6239,9</b>	<b>2070,6</b>	<b>2381,3</b>	<b>3858,6</b>	-

### 3.2.4.6 Котельная Притомская

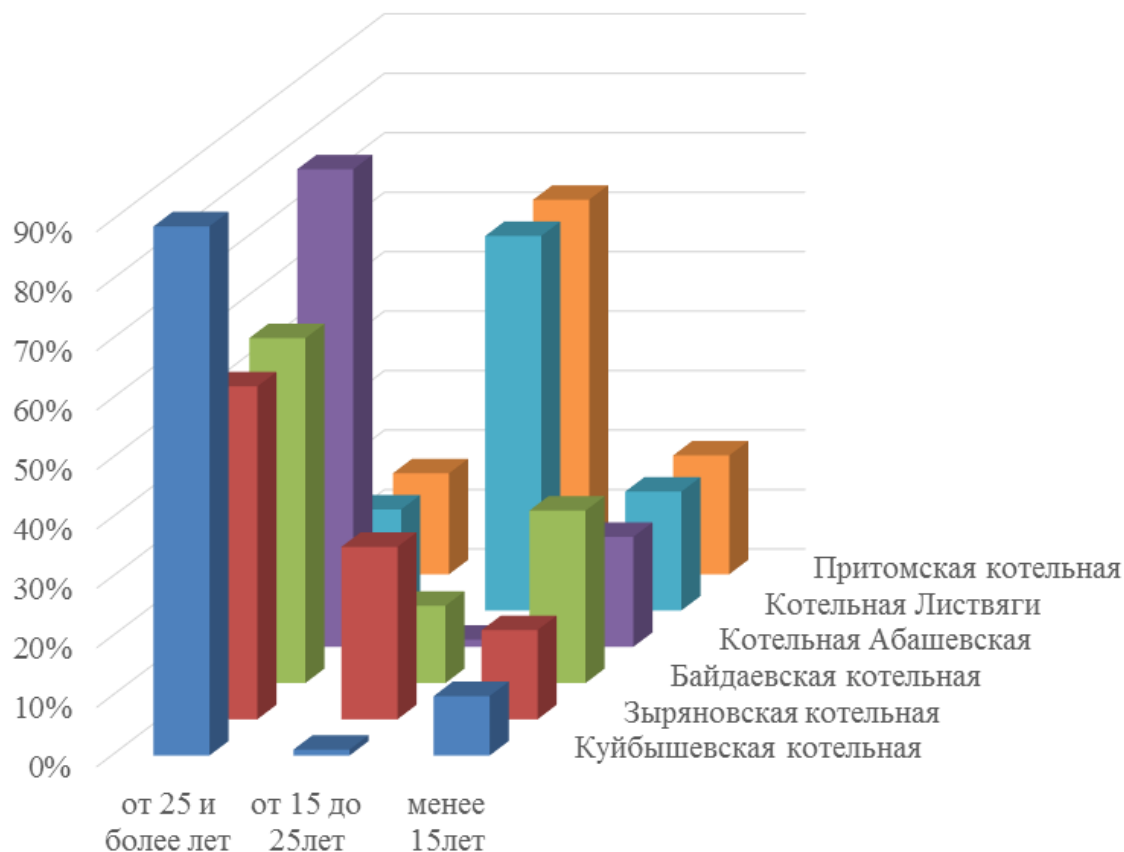
Общая протяженность тепловых сетей 8,7 км в двухтрубном исчислении. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов - П-образные компенсаторы и углы поворота трасс. Тип тепловой изоляции трубопроводов - минматы. Материальная характеристика тепловых сетей приведена в таблице 3.3.4.6-1.

**Таблица 3.3.4.6.1-1 – Распределение протяженности и материальной**

**характеристики тепловых сетей от котельной Притомская по диаметрам трубопроводов**

Диаметр, мм	Протяженность участка, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Прокладка		Тип изоляции
			надземная, м	подземная, м	
400	2017,7	1719,1	2017,7	-	Маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
300	802,2	521,5	802,2	-	Маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
200	124,4	54,5	-	124,4	Маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
150	725,3	230,6	-	725,3	Маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
125	365,1	97,1	-	365,1	Маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
100	1433,4	309,6	-	1433,4	Маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
80	1027,8	182,9	-	1027,8	Маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
70	538,6	81,9	-	538,6	Маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
50	1540	175,6	-	1540	Маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и плиты из минеральной ваты марки 75.
40	119,8	10,8	-	119,8	Маты минераловатные прошивные марки 100. Маты и типы из минеральной ваты марки 75.
<b>Итого:</b>	<b>8694,3</b>	<b>3383,6</b>	<b>2820</b>	<b>5874,3</b>	-

Распределение тепловых сетей от наиболее крупных котельных МП ССК, по срокам ввода в эксплуатацию приведено на рисунке 3.3.4-1.



**Рисунок 3.3.4-1 - Распределение тепловых сетей от наиболее крупных котельных МП ССК по срокам ввода в эксплуатацию**

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

В качестве запорной арматуры на тепловых сетях используются стальные задвижки. Ввиду незначительного гидравлического сопротивления задвижек - обычно они выбираются на 1, 2 типоразмера меньше трубопроводов. Кроме задвижек в качестве спускных устройств - воздушников и спускников - применены вентили.

### **3.4. 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 приямки для сбора воды.

Принципиальные схемы оборудования тепловых камер на магистральных тепловых сетях приведены в электронной модели тепловых сетей. Всего на тепловых сетях построено 6453 камеры, в т.ч.:

- от КТЭЦ - 2067шт.,
- от ЗС ТЭЦ- 1999шт.,
- от ЦТЭЦ- 1262шт.,
- от котельной Куйбышевской - 342шт.,
- от котельной Байдаевская - 117шт.,
- от котельной Зыряновская - 186шт.,
- от котельной Абашевская - 354шт.,
- от котельной Притомская - 69шт.,
- от котельной Листвяги - 57шт.

Что касается павильонов, то в городе на тепловых сетях построено 11 павильонов.

В качестве регулирующих устройств установлены в насосных станциях 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

### **3.5. 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. Расчетная 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 технических ограничений на источнике, неправильного подбора дроссельных шайб и др. Обычно отпуск тепла от ТЭЦ осуществляется по температурному графику 150-70°C со срезкой. Например, на КТЭЦ - срезка на уровне 125°C, по ЦТЭЦ - на уровне 120°C. Срезка по ЗС ТЭЦ в ОЗП 2016 – 2017 гг. утверждена 115°C.

Следует отметить, что согласно п.7.11. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» срезка по температурным графикам не допускается.

На муниципальных котельных г. Новокузнецка, в основном применяются температурные

графики 95-70°С кроме, котельных «Абашевская»: на участке от котельной до ЦТП график 130- 70°С и после ЦТП - 95-70°С и «Куйбышевская» - температурный график 110-70 °С.

Таблица 3.5-1 - ОЗП сентябрь 2015 г – май 2016 г

Месяц	Магистраль	Задание			Факт			Отклонение: факт - задание				3 Факт	
		Температура наружного воздуха	Температура сетевой воды		Температура наружного воздуха	Температура сетевой воды		Температура сетевой воды				Давление сетевой воды	
			в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе		в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе	в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе	в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе	в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе
Сентябрь 2015г.	Западный т/вывод	+0	70,0	52,07	+13,3	69,87	49,75	-0,13	-0,2%	-2,32	-4,5%	10,92	3,19
	Ильинский т/вывод	+0	70,0	52,07	+13,3	70,86	50,25	0,86	1,2%	-1,82	-3,5%	11,16	3,91
Октябрь 2015г.	Западный т/вывод	+3,7	70,6	51,59	+7,8	71,15	50,42	0,55	0,8%	-1,17	-2,3%	11,20	3,11
	Ильинский т/вывод	+3,7	70,6	51,59	+7,8	70,31	46,84	-0,29	-0,4%	-4,75	-9,2%	11,46	3,82
Ноябрь 2015г.	Западный т/вывод	-8,0	86,3	53,55	-5,5	85,99	55,37	-0,31	-0,4%	1,82	3,4%	11,14	3,11
	Ильинский т/вывод	-8,0	86,3	53,55	-5,5	86,25	51,57	-0,05	-0,1%	-1,98	-3,7%	11,42	3,79
Декабрь 2015г.	Западный т/вывод	-5,6	81,3	51,37	-3,4	80,85	52,75	-0,45	-0,6%	1,38	2,7%	11,22	3,01
	Ильинский т/вывод	-5,6	81,3	51,37	-3,4	81,19	49,32	-0,11	-0,1%	-2,05	-4,0%	11,52	3,69
Январь 2016г.	Западный т/вывод	-17,7	106,73	62,71	-15,9	106,66	63,97	-0,07	-0,1%	1,26	2,0%	11,22	3,09
	Ильинский т/вывод	-17,7	106,73	62,71	-15,9	106,59	58,89	-0,14	-0,1%	-3,82	-6,1%	11,48	3,78
Февраль 2016г.	Западный т/вывод	-7,5	85,66	53,47	-5,4	85,74	55,18	0,08	0,1%	1,71	3,2%	11,36	3,03
	Ильинский т/вывод	-7,5	85,66	53,47	-5,4	86,15	51,39	0,49	0,6%	-2,08	-3,9%	11,62	3,71
Март 2016г.	Западный т/вывод	-1,3	75,06	49,94	+2,5	74,41	50,13	-0,65	-0,9%	0,19	0,4%	11,33	3,02
	Ильинский т/вывод	-1,3	75,06	49,94	+2,5	75,01	47,24	-0,05	-0,1%	-2,7	-5,4%	11,59	3,70

Месяц	Магистраль	Задание			Факт			Отклонение: факт - задание				3 Факт	
		Температура наружного воздуха	Температура сетевой воды		Температура наружного воздуха	Температура сетевой воды		Температура сетевой воды				Давление сетевой воды	
			в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе		в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе	в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе	в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе	в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе
Апрель 2016г.	Западный т/вывод	+6,1	70,0	53,74	+13,0	69,02	49,66	-0,98	-1,4%	-4,08	-7,6%	11,44	3,0
	Ильинский т/вывод	+6,1	70,0	53,74	+13,0	69,70	46,94	-0,3	-0,4%	-6,8	-12,7%	11,66	3,73
Май 2016г.	Западный т/вывод	+6,4	70,0	54,07	+16,2	69,03	50,35	-0,97	-1,4%	-3,72	-6,9%	11,37	3,02
	Ильинский т/вывод	+6,4	70,0	54,07	+16,2	69,54	47,92	-0,46	-0,7%	-6,15	-11,4%	11,57	3,81
	ЗСМК	-	65,0	53,0	+16,2	65,07	55,82	0,07	0,1%	2,82	5,3%	11,04	3,21
<b>Итого за ОЗП 015-2016 (сент 2015-май 2016)</b>	<b>Западный т/вывод</b>	<b>-2,66</b>	<b>79,52</b>	<b>53,61</b>	<b>2,51</b>	<b>79,19</b>	<b>53,06</b>	<b>-0,33</b>	<b>-0,4%</b>	<b>-0,55</b>	<b>-1,0%</b>	<b>10,24</b>	<b>3,16</b>
	<b>Ильинский т/вывод</b>	<b>-2,66</b>	<b>79,52</b>	<b>53,61</b>	<b>2,51</b>	<b>79,51</b>	<b>50,04</b>	<b>-0,01</b>	<b>-0,01%</b>	<b>-3,57</b>	<b>-6,7%</b>	<b>11,40</b>	<b>3,69</b>
	<b>ЗСМК</b>	<b>-</b>	<b>66,81</b>	<b>51,23</b>	<b>2,51</b>	<b>68,77</b>	<b>54,87</b>	<b>1,96</b>	<b>2,9%</b>	<b>3,64</b>	<b>7,1%</b>	<b>10,72</b>	<b>3,25</b>

Отклонение фактической температуры воды по прямому трубопроводу по Западному и Ильинскому тепловыводам за ОЗП 2015-2016г.г. не превышало допустимый допуск (+, - 3 %) и составило по Западному т/выводу за ОЗП 2015-2016 - - 0,33 оС (- 0,4 % от задания), по Ильинскому - -0,01 оС (- 0,01 % от задания)

Отклонение фактической температуры воды по обратному трубопроводу по Западному и Ильинскому тепловыводам за ОЗП 2015-2016г.г. не превышало допустимый допуск + 5 % (снижение температуры обратной сетевой воды против задания не лимитировано).



### **3.6. 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».*

В целом можно отметить, что фактические температурные графики отпуска тепловой энергии на нужды отопления имеют меньший наклон по сравнению с утвержденным графиком. При положительных значениях температуры наружного воздуха имеет место превышение значений температуры как прямого, так и обратного теплоносителя.

### **3.7. 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, ЗС ТЭЦ 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 статистический 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 ZULU в тепловые сети г.Новокузнецка и освоении его у эксплуатирующих организаций появится возможность моделирования ежегодно расчетные режимы, 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 2021, 2027 и 2032 гг., то расчет диаметров трубопроводов 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 Приложении к Книге 3 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения.

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

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 более 25 лет отработало тепловых сетей по ТЭЦ протяженностью 170 280 м, по крупным муниципальным котельным 51 155 м.

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 «МТСК» не превышает 36 часов. Утечки теплоносителя своевременно выявляются и устраняются службой эксплуатации тепловых сетей АО «МТСК». 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.

МП «ССК» 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.

### 3.9. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Потребители тепловой энергии по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- первая категория - потребители, в отношении которых не допускается перерывов в подаче тепловой энергии и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений, предусмотренных техническими регламентами и иными обязательными требованиями;
- вторая категория - потребители, в отношении которых допускается снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:
  - жилых и общественных зданий до 12 °С;
  - промышленных зданий до 8 °С;
- третья категория - остальные потребители.

При аварийных ситуациях на источнике тепловой энергии или в тепловых сетях в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться (если иные режимы не предусмотрены договором теплоснабжения):

–подача тепловой энергии (теплоносителя) в полном объеме потребителям первой категории;

–подача тепловой энергии (теплоносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице 3.9-1;

–согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;

–согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;

–среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

**Таблица 3.9-1 – Допустимое снижение подачи тепловой энергии**

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t °С				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи тепловой энергии, %, до	78	84	87	89	91

Все ТСО своевременно осуществляют устранение аварийных ситуаций на тепловых сетях, входящих в эксплуатационную ответственность организаций.

### **3.10. 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.

#### **3.10.1 Методы технической диагностики, используемые теплосетевыми организациями на территории Новокузнецкого городского округа**

**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 теплопроводов.

Как показывает опыт, метод гидравлических испытаний позволяет выявить около 75-80% мест утечек на тепловых сетях теплоснабжающих организаций. 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 устанавливают 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, переложённые участки.

### **3.10.2 Методы технической диагностики, не нашедшие применения теплосетевыми организациями Новокузнецкого городского округа**

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 диагностики.** Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод новый 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.

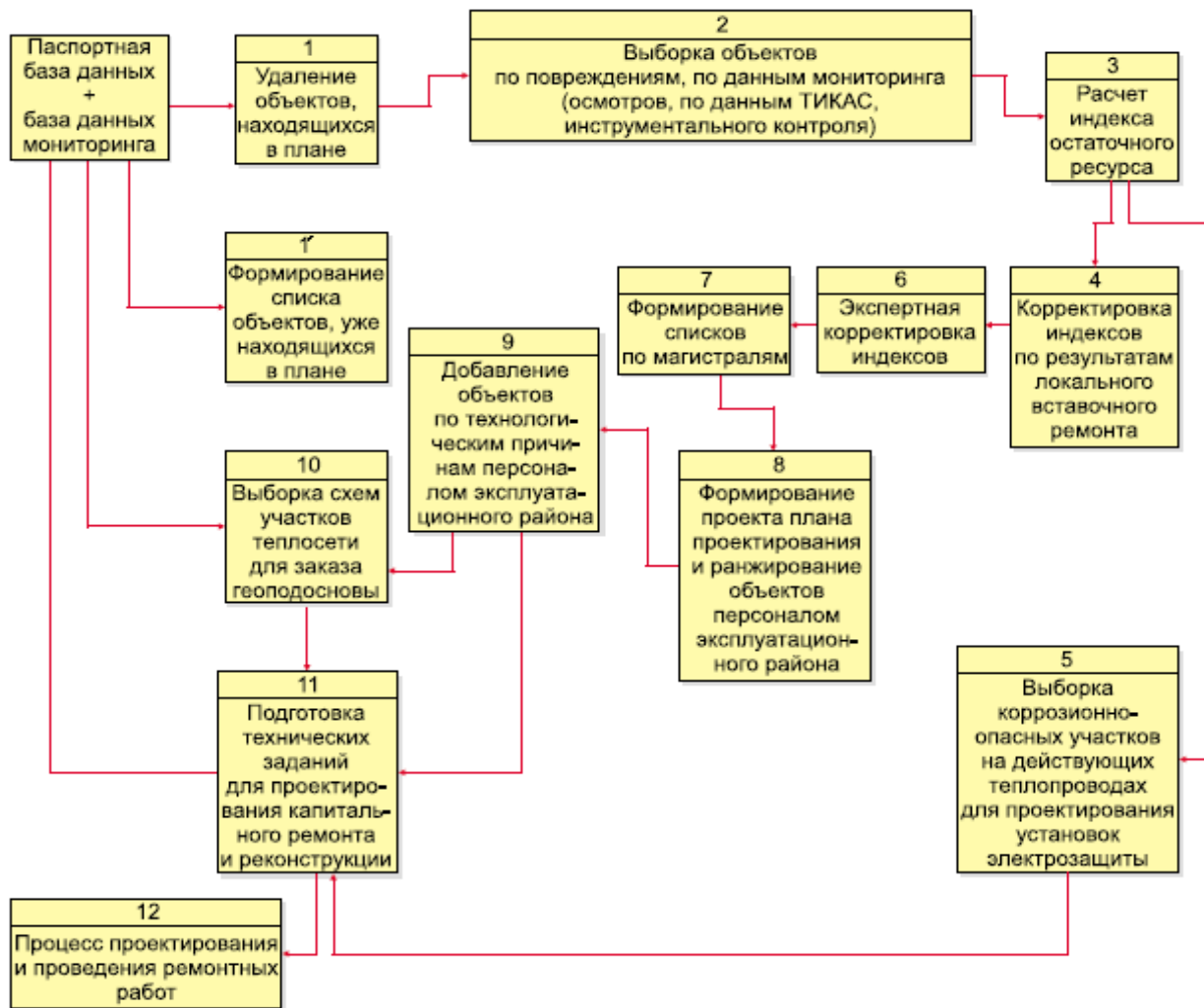
**Метод акустической эмиссии.** Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих тепловых сетях имеет ограниченную область использования.

**Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне.** 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.

**Метод магнитной памяти металла.** Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом тепловой сети. 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 перекладок** на основе данных мониторинга состояния прокладок ТС представлена на рисунке 3.10.2-1.



**Рисунок 3.10.2-1 – Схема формирования плана проектирования и переключений**

Для поддержания надежного теплоснабжения Новокузнецкого городского округа 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.

### **3.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей**

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительного-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться отдельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;



- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному давлению, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается техническим руководителем, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного значения.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплоснабжения.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее, чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплоснабжения производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек — задвижками в камерах на

ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктов систем теплоснабжения.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплоснабжения с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный (или близкий к полному) ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает технический руководитель.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта

### **3.12. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Данные по нормативным тепловым потерям теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях ОАО «МТСК» за период с 2013 по 2016гг. приведены в таблице 1.3.35

**Таблица 3.12-1 - Нормативы технологических потерь**

Год	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденных уполномоченным органом (тыс.Гкал)			
	по тепловым сетям от Куз ТЭЦ (вода)	по тепловым сетям от Куз ТЭЦ (пар)	по тепловым сетям от ЗС ТЭЦ	ВСЕГО
2013	115810	5492	132200	<b>253502</b>
2014	166646	5584	133868	<b>306098</b>
2015	123240	5589	130724	<b>259553</b>
2016	118197	5601	131051	<b>254848</b>

## **Определение нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии с использованием нормативных энергетических характеристик тепловых сетей**

1. Энергетические характеристики работы водяных тепловых сетей каждой системы теплоснабжения разрабатываются по следующим показателям:

- потери сетевой воды;
- потери тепловой энергии;
- удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу расчетной присоединенной тепловой нагрузки потребителей;
- разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах (или температура сетевой воды в обратных трубопроводах);
- удельный расход электроэнергии на единицу отпущенной тепловой энергии от источника теплоснабжения (далее - удельный расход электроэнергии).

2. При разработке нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии используются технически обоснованные энергетические характеристики (потери сетевой воды, потери тепловой энергии, удельный расход электроэнергии).

Энергетическая характеристика тепловой сети по показателю "потери сетевой воды" устанавливает зависимость технически обоснованных потерь теплоносителя на транспорт и распределение от источника тепловой энергии до потребителей от характеристик и режима работы системы теплоснабжения. При расчете норматива технологических потерь теплоносителя используется значение энергетической характеристики по показателю "потери сетевой воды" только в части тепловых сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации.

Энергетическая характеристика тепловой сети по показателю "тепловые потери" устанавливает зависимость технологических затрат тепловой энергии на ее транспорт и распределение от источника тепловой энергии до границы балансовой принадлежности тепловых сетей от температурного режима работы тепловых сетей и внешних климатических факторов при заданной схеме и конструктивных характеристиках тепловых сетей.

Гидравлическая энергетическая характеристика тепловой сети (энергетическая характеристика по показателю "удельный расход электроэнергии") устанавливает зависимость от температуры наружного воздуха в течение отопительного сезона отношения нормируемого часового среднесуточного расхода электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии в тепловых сетях к нормируемому среднесуточному отпуску тепловой энергии от источников тепловой энергии.

3. К каждой энергетической характеристике прилагается пояснительная записка с перечнем необходимых исходных данных и краткой характеристикой системы теплоснабжения, отражающая результаты пересмотра (разработки) нормативной энергетической характеристики в виде таблиц и графиков. Каждый лист нормативных характеристик, содержащий графические зависимости показателей, подписывается руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети.

На титульном листе предусматриваются подписи должностных лиц организаций, указываются срок действия энергетических характеристик и количество сброшюрованных листов.

4. Срок действия энергетических характеристик устанавливается в зависимости от степени их проработки и достоверности исходных материалов, но не превышает пяти лет.

5. Пересмотр энергетических характеристик (частичный или в полном объеме) производится:

- при истечении срока действия нормативных характеристик;
- при изменении нормативно-технических документов;
- по результатам энергетического обследования тепловых сетей, если выявлены отступления от требований нормативных документов.

Кроме того, пересмотр энергетических характеристик тепловых сетей производится в связи с произошедшими изменениями приведенных ниже условий работы тепловой сети и системы теплоснабжения более пределов, указанных ниже:

- по показателю "потери сетевой воды":
- при изменении объемов трубопроводов тепловых сетей на 5%;
- при изменении объемов внутренних систем теплоснабжения на 5%;
- по показателю "тепловые потери":
- при изменении тепловых потерь по результатам очередных испытаний на 5% по сравнению с результатами предыдущих испытаний;
- при изменении материальной характеристики тепловых сетей на 5%;
- при изменении эксплуатационного температурного графика отпуска тепловой энергии;
- по показателям "удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу присоединенной тепловой нагрузки потребителей" и "разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах":
- при изменении эксплуатационного температурного графика отпуска тепловой энергии;
- при изменении суммарных договорных нагрузок на 5%;

– при изменении тепловых потерь в тепловых сетях, требующих пересмотра соответствующей энергетической характеристики;

– по показателю "удельный расход электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии":

– при изменении количества насосных станций или ЦТП в тепловой сети на балансе энергоснабжающей (теплосетевой) организации, в случае, если электрическая мощность электродвигателей насосов во вновь подключенных или снятых с баланса насосных станциях и ЦТП изменилась на 5% от суммарной нормируемой электрической мощности; то же относится к изменению производительности (или количества) насосов при неизменном количестве насосных станций и ЦТП;

– при изменении эксплуатационного температурного графика отпуска тепловой энергии;

– при изменении условий работы насосных станций и ЦТП (автоматизация, изменение диаметров рабочих колес насосных агрегатов, изменение расходов и напоров сетевой воды), если суммарная электрическая мощность электрооборудования изменяется на 5%;

– при пересмотре энергетической характеристики по одному из показателей проводится корректировка энергетических характеристик по другим показателям, по которым в результате указанного пересмотра произошло изменение условий или исходных данных (если взаимосвязь между показателями обусловлена положениями методики разработки энергетических характеристик).

6. Корректировка показателей технологических потерь при передаче тепловой энергии с расчетной присоединенной тепловой нагрузкой 50 Гкал/ч (58 МВт) и выше для периода регулирования осуществляется приведением утвержденных нормативных энергетических характеристик к прогнозируемым условиям периода регулирования.

7. Расчет ожидаемых значений показателя "потери сетевой воды" в части тепловых сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, на период регулирования при планируемых изменениях объемов тепловых сетей ожидаемые значения показателя "потери сетевой воды" допускается определять по формуле:

$$G_{\text{псв}}^{\text{план}} = G_{\text{псв}}^{\text{норм}} \cdot \frac{\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{план}}}{\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{норм}}} \quad (1)$$

где  $G_{\text{псв}}^{\text{план}}$  - ожидаемые годовые потери сетевой воды на период регулирования, м<sup>3</sup>;

$G_{\text{псв}}^{\text{норм}}$  - годовые потери сетевой воды в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, в соответствии с энергетическими характеристиками, м<sup>3</sup>;

$\Sigma V_{\text{ср.г}}^{\text{план}}$  - ожидаемый суммарный среднегодовой объем тепловых сетей, м<sup>3</sup>;

$\Sigma V_{\text{ср.г}}^{\text{норм}}$  - суммарный среднегодовой объем тепловых сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, принятый при разработке энергетических характеристик, м<sup>3</sup>.

8. Расчет ожидаемых значений показателя "тепловые потери" на период регулирования при планируемых изменениях материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации, а также среднегодовых значений температуры теплоносителя и окружающей среды (наружного воздуха или грунта при изменении глубины заложения теплопроводов) на предстоящий период регулирования в размерах, не превышающих указанных в пункте 5 настоящей Инструкции, рекомендуется производить отдельно по видам тепловых потерь (через теплоизоляционные конструкции и с потерями сетевой воды). При этом планируемые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции трубопроводов тепловых сетей определяются отдельно для надземной и подземной прокладки.

8.1. Расчет ожидаемых на период регулирования среднегодовых тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции тепловых сетей осуществляется по формулам:

для участков подземной прокладки:

$$Q_{\text{тп. подз}}^{\text{план}} = Q_{\text{тп. подз}}^{\text{норм}} \cdot \frac{\Sigma M_{\text{подз}}^{\text{план}} \cdot \left( \frac{t_{\text{г.ср.г}}^{\text{план}} + t_{\text{о.ср.г}}^{\text{план}}}{2} - t_{\text{гр.ср.г}}^{\text{план}} \right)}{\Sigma M_{\text{подзг}}^{\text{норм}} \cdot \left( \frac{t_{\text{п.ср.г}}^{\text{норм}} + t_{\text{о.ср.г}}^{\text{норм}}}{2} - t_{\text{гр.ср.г}}^{\text{норм}} \right)} \quad (2)$$

где  $Q_{\text{тп. подз}}^{\text{план}}$  - ожидаемые на период регулирования среднегодовые тепловые потери через изоляцию по участкам подземной прокладки, Гкал/ч;

$Q_{\text{тп. подз}}^{\text{норм}}$  - нормативные (в соответствии с энергетическими характеристиками) среднегодовые тепловые потери через изоляцию по участкам подземной прокладки, Гкал/ч;

$\Sigma M_{\text{подз}}^{\text{план}}$  - ожидаемая на период регулирования суммарная материальная характеристика участков тепловых сетей подземной прокладки, м<sup>2</sup>;

$\Sigma M_{\text{подзг}}^{\text{норм}}$  - суммарная материальная характеристика участков тепловых сетей подземной прокладки на момент разработки энергетических характеристик, м<sup>2</sup>;

$t_{\text{п.ср.г}}^{\text{план}}, t_{\text{о.ср.г}}^{\text{план}}, t_{\text{гр.ср.г}}^{\text{план}}$  - ожидаемые на период регулирования среднегодовые температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах и грунта на средней глубине заложения теплопроводов, °С;



$t_{п.ср.г}^{норм}, t_{о.ср.г}^{норм}, t_{гр.ср.г}^{норм}$  - среднегодовые температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах, и грунта на средней глубине заложения теплопроводов, принятые при разработке энергетических характеристик, °С;

для участков надземной прокладки:

(раздельно по подающим и обратным трубопроводам)

$$Q_{тп. надз}^{план} = Q_{тп. надз}^{норм} \cdot \frac{\sum M_{надз}^{план} \cdot \left( \frac{t_{п.ср.г}^{план} + t_{о.ср.г}^{план}}{2} - t_{н.в.ср.г}^{план} \right)}{\sum M_{надз}^{норм} \cdot \left( \frac{t_{п.ср.г}^{норм} + t_{о.ср.г}^{норм}}{2} - t_{н.в.ср.г}^{норм} \right)} \quad (3)$$

где  $Q_{тп. надз}^{план}$  - ожидаемые на период регулирования среднегодовые тепловые потери через изоляцию по участкам надземной прокладки суммарно по подающим и обратным трубопроводам, Гкал/ч;

$Q_{тп. надз}^{норм}$  - нормативные (в соответствии с энергетическими характеристиками) среднегодовые тепловые потери через изоляцию по участкам надземной прокладки суммарно по подающим и обратным трубопроводам, Гкал/ч;

$\sum M_{надз}^{план}$  - ожидаемая на период регулирования суммарная материальная характеристика участков тепловых сетей надземной прокладки, м<sup>2</sup>;

$\sum M_{надз}^{норм}$  - суммарная материальная характеристика участков тепловых сетей надземной прокладки на момент разработки энергетической характеристики, м<sup>2</sup>;

$t_{н.в.ср.г}^{план}$  - ожидаемая на период регулирования среднегодовая температура наружного воздуха, °С;

$t_{н.в.ср.г}^{норм}$  - среднегодовая температура наружного воздуха, принятая при составлении энергетических характеристик, °С.

8.2. Расчет ожидаемых на период регулирования среднегодовых тепловых потерь с потерями сетевой воды осуществляется по формуле:

$$Q_{тп. псв}^{план} = C \cdot \rho_{ср} \cdot \frac{G_{тп. псв}^{план}}{n_{год. раб}} \cdot (bt_{п.ср.г}^{план} + (1-b)t_{о.ср.г}^{план} - t_{х.ср.г}^{план}) \cdot 10^{-6} \quad (4)$$

где  $Q_{тп. псв}^{план}$  - ожидаемые на период регулирования среднегодовые тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал/ч;

$C$  - удельная теплоемкость сетевой воды, принимаемая равной 1 ккал/кг °С;

$\rho_{\text{ср}}$  - среднегодовая плотность воды, определяемая при среднем значении ожидаемых в период регулирования среднегодовых температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах, кг/м<sup>3</sup>;

$Q_{\text{тп.псв}}^{\text{план}}$  - ожидаемые на период регулирования годовые потери сетевой воды в тепловых сетях, эксплуатируемых теплосетевой организацией;

$n_{\text{год.раб}}$  - ожидаемая на период регулирования продолжительность работы тепловой сети в году, ч;

$t_{\text{х.ср.г}}^{\text{план}}$  - ожидаемая на период регулирования среднегодовая температура холодной воды, поступающей на источник тепловой энергии для подготовки и использования в качестве подпитки тепловой сети, °С.

8.3. Ожидаемые на период регулирования суммарные среднегодовые тепловые потери, Гкал/ч, определяются по формуле:

$$Q_{\text{тп}}^{\text{план}} = Q_{\text{тп.подз}}^{\text{план}} + Q_{\text{тп.надз}}^{\text{план}} + Q_{\text{тп.псв}}^{\text{план}} \quad (5)$$

9. Расчет ожидаемых на период регулирования значений показателя «удельный расход электроэнергии».

При планируемых на период регулирования изменениях влияющих факторов ожидаемые значения показателя «удельный расход электроэнергии» определяются для каждой из характерных температур наружного воздуха, принятых при разработке энергетических характеристик. С целью упрощения расчетов допускается определение планируемого на период регулирования удельного расхода электроэнергии только при температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома утвержденного температурного графика. В этом случае значения планируемого показателя "удельный расход электроэнергии" при других характерных температурах наружного воздуха строятся на нормативном графике параллельно линии изменения нормативного показателя на одинаковом расстоянии, соответствующем расстоянию между значениями нормативного и ожидаемого удельного расхода электроэнергии в точке излома.

Значение планируемого на период регулирования удельного расхода электроэнергии в точке излома температурного графика  $\mathcal{E}_{\text{и}}^{\text{план}}$ , кВт·ч/Гкал, определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{и}}^{\text{план}} = \frac{W_{\text{тс}}^{\text{план}}}{Q_{\text{ст}}^{\text{план}}} \quad (6)$$

где:

$W_{\text{ТС}}^{\text{план}}$  - ожидаемая на период регулирования суммарная электрическая мощность, используемая при транспорте и распределении тепловой энергии, при температуре наружного воздуха, соответствующей излому температурного графика, кВт.

Для расчета суммарной электрической мощности всех электродвигателей насосов различного назначения, участвующих в транспорте и распределении тепловой энергии, рекомендуется использовать формулы, приведенные в действующих методиках по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии и определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей.

### **3.13. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии**

Данные по тепловым потерям теплоносителя и тепловой энергии на тепловых сетях МП «ССК» от источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии и от муниципальных котельных представлены за период с 2013 по 2016 гг. приведены в таблице 3.13-1.

Таблица 3.13-1 - Данные по тепловым потерям теплоносителя и тепловой энергии на тепловых сетях МП «ССК»

N п/п	Наименование системы теплоснабжения	2013г.			2014г.			2015г.			2016г.		
		Годовые затраты и потери теплоносителя, м3/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал/год	Годовые затраты электроэнергии, кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносителя, тыс. м3/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, тыс. Гкал/год	Годовые затраты электроэнергии, кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносителя, тыс. м3/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, тыс. Гкал/год	Годовые затраты электроэнергии, кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносителя, тыс. м3/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, тыс. Гкал/год	Годовые затраты электроэнергии, кВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	ООО "Центральная ТЭЦ"	291174	108680	2154751	298671	107359	1101472	285177,862	102110,402	1101472	209417,628	99143,107	1101472
2	ЗСТЭЦ	86387	97172	840574	173405	113212	345948	176135,190	113416,463	345948	175944,834	110736,593	345948
3	Кузнецкая ТЭЦ	205817	184292	1442177	217021	167722	166843	217317,580	165238,766	166843	217153,866	159944,755	166843
4	Ведомственные котельные	363	585	-	585	992	-	593	926	-	614,453	906,827	-
	ДТВу-3 (бывш. ТЧ-15 ОАО "РЖД")	233	359		297	500		260	379		281,075	360,736	
	ФКУ ЛИУ 16	73	161		72	170		44	69		43,988	68,658	
	ОАО "Новокузнецкий хладокомбинат"	17	31		15	33		15	26		14,888	25,927	
	ОАО "Новокузнецкий комбинат хлебопрод."	40	34		39	36		33	25		32,580	25,142	
	УМГШО				47	63		20	59		20,749	59,463	
	Школа №83				4	9		Снесена			Снесена		
	ПМС-2				13	13		12	12		12,193	11,485	
	ОАО "Разрез Бунгурский"				10	16		9	13		8,826	13,273	
	ОАО "Мечта-НК"				88	153		200	343		200,154	342,143	
5	Котельные	154664	85100	2545900	158155	85597	2615553	160453	82663,000	2615553	159792,684	81432,439	2615553
	Абагур-Лесной-1	1955	1257		1983	1329		1987	1230		1987,873	1061,242	
	Абагур-Лесной-2	1100	1888		1103	1985		945	1250		945,193	1090,670	
	Абагур-	86	217		54	90		53	83		53,097	72,768	

N п/п	Наименование системы теплоснабжен ия	2013г.			2014г.			2015г.			2016г.		
		Годовые затраты и потери теплоносител я, м3/год	Годовы е затраты и потери тепловой энергии , Гкал/го д	Годовые затраты электроэнергии, кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносител я, тыс. м3/год	Годовы е затраты и потери тепловой энергии , тыс. Гкал/го д	Годовые затраты электроэнергии , кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносител я, тыс. м3/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, тыс. Гкал/год	Годовые затраты электроэнергии , кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносител я, тыс. м3/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, тыс. Гкал/год	Годовые затраты электроэнергии , кВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Лесной-3												
	р. Абагур-1	120	324		259	469		259	492		262,159	353,891	
	р. Абагур-2	325	325		331	351		324	344		323,833	343,035	
	АРК (до ЦТП)	6966	2977		6975	3005		7424	2961		6991,105	2782,460	
	АРК (после ЦТП)	29254	15610	2545900	28681	15368	2615553	28525	14772	2615553	28514,798	14736,548	2615553
	БЦК	20607	10176		20959	10216		21337	10391		21337,106	10251,355	
	проф. Бунгурский	406	797		401	792		401	791		327,608	616,423	
	ЗРК	34872	19752		32569	17773		32734	17369		32792,681	17296,122	
	Котельная №72	2	8		2	8		2	8		1,968	8,226	
	Котельная №19	71	43		71	45		70	42		70,149	36,301	
	Котельная №6	171	183		176	189		176	182		162,622	142,326	
	Куз. Крепость	25	23		25	24		19	21		19,248	20,626	
	КЦК	36629	19242		39005	19258		41479	18372		41359,156	18373,773	
	Листвяги	6152	2465		5944	2457		6081	2476		6080,540	2465,803	
	Притомский (до ЦТП)	10413	3857		10651	3973		14692	7886		14691,700	7863,667	
	Притомский (после ЦТП)	3950	4133		3783	4205							
	Садопарк	252	340		253	357		339	299		339,233	297,968	
	Таргай	850	876		890	667		720	890		722,143	909,299	
	УПК	23	45		44	75		44	74		33,933	61,126	
	РТРС	30	36		30	39		30	39		30,280	39,415	
	ДОЦ Голубь	64	90		60	83		59	84		59,389	83,851	
	Котельная №32	341	436		414	544		407	522		406,893	521,088	
	Котельная шк№1				9	21		20	30		20,325	30,175	
	Котельная шк№23				30	67		29	54		28,765	53,324	
	Котельная шк№43				15	26		31	48		30,811	47,556	
	Котельная шк№37				11	18		27	30		27,240	29,832	
	Котельная шк№16				7	16		24	36		24,387	36,208	

N п/п	Наименование системы теплоснабже ния	2013г.			2014г.			2015г.			2016г.		
		Годовые затраты и потери теплоносител я, м3/год	Годовы е затраты и потери теплого й энергии , Гкал/го д	Годовые затраты электроэнерги и, кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносител я, тыс. м3/год	Годовы е затраты и потери теплого й энергии , тыс. Гкал/го д	Годовые затраты электроэнерги и, кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносител я, тыс. м3/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, тыс. Гкал/год	Годовые затраты электроэнерги и, кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносител я, тыс. м3/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, тыс. Гкал/год	Годовые затраты электроэнерги и, кВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Газовая котельная МЧС				3268	1716		1831	1161		1830,918	1159,229	
	Котельная Полосухино				137	384		272	522		234,927	421,776	
	Котельная интернат №66				15	48		110	204		82,604	226,356	
6	<b>Итого:</b>	<b>738405</b>	<b>475829</b>	<b>6983402</b>	<b>847837</b>	<b>474882</b>	<b>4229816</b>	<b>839676,632</b>	<b>464354,6</b>	<b>4229816</b>	<b>762923,465</b>	<b>452163,7</b>	<b>4229816</b>

Данные по тепловым потерям теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях (эксплуатирующая организация АО «МТСК») от источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии представлены за период с 2013 по 2015 гг. приведены в таблице 3.13-2.

**Таблица 3.13-2 - Данные по тепловым потерям теплоносителя и тепловой энергии на тепловых сетях АО «МТСК»**

Год	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденных уполномоченным органом (тыс.Гкал)				Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии (тыс. Гкал)			
	по тепловым сетям от Куз ТЭЦ (вода)	по тепловым сетям от Куз ТЭЦ (пар)	по тепловым сетям от ЗС ТЭЦ	ВСЕГО	по тепловым сетям от Куз ТЭЦ (вода)	по тепловым сетям от Куз ТЭЦ (пар)	по тепловым сетям от ЗС ТЭЦ	ВСЕГО
2013	115810	5492	132200	<b>253502</b>	119512	49675	131353	<b>300540</b>
2014	166646	5584	133868	<b>306098</b>	174334	57084	133868	<b>365286</b>
2015	123240	5589	130724	<b>259553</b>	171860	34057	130724	<b>336641</b>
2016	118197	5601	131051	<b>254848</b>	-	-	-	-

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

В рассматриваемый период предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети ОАО «НТК», МП «ССК», АО «МТСК» и ООО «ТСН» не выдавались

### **3.15. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, 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 3.15-1,2,3

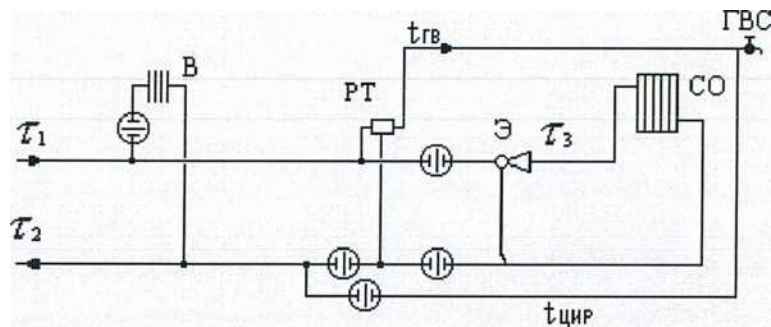


Рисунок 3.15-1 - Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и элеваторным присоединением систем отопления (СО)

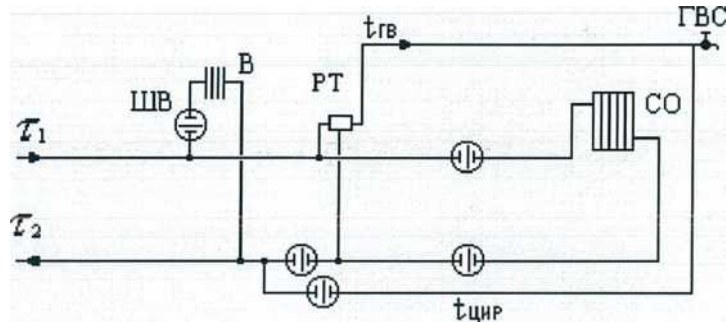


Рисунок 3.15-2 - Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением СО

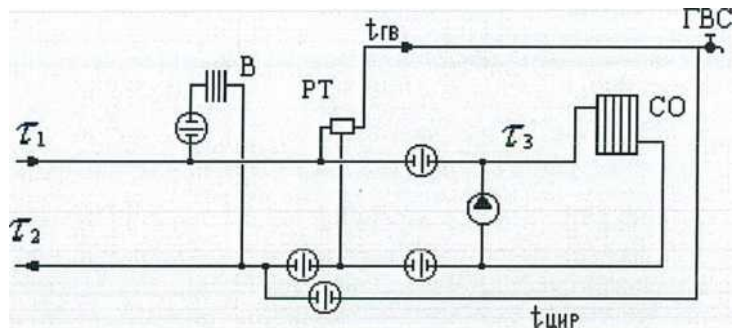


Рисунок 3.15-3 - Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО



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

В соответствии с п. 5 ст. 13 Федерального закона от 23.11.2009 г. №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»:

*«До 1 июля 2012 года собственники жилых домов, за исключением указанных в части 6 настоящей статьи, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления в силу настоящего Федерального закона, обязаны обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых воды, тепловой энергии, электрической энергии, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета используемых воды, электрической энергии».*

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);
3. 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 обратом 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 ТЭЦ приведены в таблице 3.16-1. Сведения о наличие коммерческого приборного учета тепловой энергии у потребителей тепла от Центральной ТЭЦ и котельных города приведены в таблице 3.16-2.

**Таблица 3.16-1 - Наличие приборов учета тепловой энергии у потребителей тепла в зоне влияния КТЭЦ**

Категория потребителей	Всего	Установлено	%
Жилой фонд	891	189	21
Бюджетные организации	106	98	92
Прочие	98	86	88
<b>Всего:</b>	<b>1095</b>	<b>373</b>	<b>34</b>

**Таблица 3.16-2 - Наличие приборов учета тепловой энергии у потребителей тепла от ЦТЭЦ и котельных города**

Категория потребителей	от ЦТЭЦ	от котельных
Жилой фонд	111	42
Муниципальный/бюджет	100	111
Областной/бюджет	6	4
Федеральный/бюджет	46	8
Прочие	229	73
<b>Всего:</b>	<b>492</b>	<b>238</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 теплоснабжения и трубопроводов его участка тепловой сети.

В соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об

энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» установку общедомовых приборов учета необходимо произвести для всех объектов, максимальное потребление которых составляет не менее 0,2 Гкал/час.

Для всех объектов капитального строительства с максимальной тепловой нагрузкой не менее 0,2 Гкал/ч в границах Новокузнецкого городского округа требуется установка приборов учета потребляемой тепловой энергии.

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. Адресная программа по установке приборов учета тепловой энергии приведена в приложении 2.

Затраты на реализацию программных мероприятий вместе с проектно-монтажными работами на 2-х трубную систему приведены ниже в таблице 3.16-3

**Таблица 3.16-3 - Затраты на реализацию мероприятий по установке приборов учета тепловой энергии**

Мероприятие	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	Итого
Установка УУТЭ	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.

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

Оперативно-диспетчерская служба АО «МТСК» работает круглосуточно. С 8— до 17- диспетчер руководит оперативными бригадами двух теплосетевых районов г. Новокузнецка для производства отключений. В выходные дни и в ночное время в оперативном подчинении у диспетчера - 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 радиии. 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

### **3.18. 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 «Межрегиональная теплосетевая компания» (МТК).

На распределительных тепловых сетях города работают - 12 насосных станций (ПНС) (ПНС-11, ПНС-12, ПНС-15 эксплуатирует ООО «ТСН», ПНС-16 – АО «МТСК», остальные - МП «ССК», ООО «НТК») и 12 центральных тепловых пунктов (ЦТП).

На ПНС-11 и ПНС-15 установлены Информационно Управляющие Измерительные Комплексы «TREI». Информационно Управляющий Измерительный Комплекс осуществляет функцию измерительного комплекса. 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 ООО «ТСН» и машинисту ПНС.

Система технологических защит на ПНС ООО «ТСН» и АО «МТСК» 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.

### **3.19. 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 оборудования ПНС ООО «ТСН» и АО «МТСК» и сетей ООО «ТСН» 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 2013г. 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 сработает предупредительная сигнализация.

7. При аварийном отключении работающего электродвигателя сетевого насоса, автоматически включается резервный.

Технологическая схема ПНС-11 приведена на рисунке 1.3.14 (Книга 1, глава 1.3.2).

#### *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.

Технологическая схема ПНС-15 приведена на рисунке 1.3.16 (Книга 1, глава 1.3.2).

#### *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 сработает 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.

### **3.20. 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 (бесхозяйные 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».

Бесхозяйные тепловые сети на территории Новокузнецкого городского округа не выявлены.

## 4. Зоны действия источников тепловой энергии

### 4.1 Зона действия Кузнецкой ТЭЦ

Выдача тепловой мощности от КТЭЦ запроектирована в горячей воде и в паре. Транспорт тепловой энергии осуществляется по тепло магистралям от бойлерных установок №1 диаметром 2хДу 700мм, №№2,3 диаметром по 2хДу 600мм и пиковой водогрейной котельной диаметром 2хДу 1000мм 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 ОАО «РУСАЛ Новокузнецк».

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 ОАО «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, Аллюминиевая, 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.

В таблице 4.1-1 приведен перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Кузнецкой ТЭЦ.

**Таблица 4.1-1 - перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Кузнецкой ТЭЦ**

Конечный потребитель (адрес)
Кузнецкий район

<b>Конечный потребитель (адрес)</b>
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)
Картасская, 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. ГKB №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 Зона действия Западно-Сибирской ТЭЦ филиала ОАО «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 1200мм, протяженностью около 500м. Далее три тепломагистралы диаметром 700 (две подающих и одна обратная) идут на Новоильинский район и две диаметром 1200 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, Маховая;

2. Новоильинский район - жилищно-коммунальный сектор и ряд промышленных предприятий в границах улиц: Косыгина, Космонавтов, Олимпийская, проспект Архитекторов, проспект Авиаторов, Чернышова, Звездова, проспект Мира.

В таблице 4.2-1 приведен перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Западно-сибирской ТЭЦ.

**Таблица 4.2-1 – перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Западно-сибирской ТЭЦ**

Потребитель (адрес)
<i>Заводской район</i>
Бел градская, 7
Первостроителей, 13
Чекистов проезд, 13
Горьковская, 67
40 лет ВЛКСМ, 116/Б
Мориса Тореза 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
Звездова 6, 42

### 4.3 Зона действия Центральной ТЭЦ

В таблице 4.3-1 приведен перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Центральной ТЭЦ

**Таблица 4.3-1 – перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Центральной ТЭЦ**

Конечный потребитель (адрес)
Рудокопровая, 28

Конечный потребитель (адрес)
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

#### 4.4 Зоны действия котельных

*Муниципальные котельные* снабжают теплом локальные районы небольшого радиуса действия.

Выдача тепловой мощности от муниципальных котельных осуществляется по двухтрубным тепловым сетям по открытой схеме. Общая протяженность магистральных тепловых сетей в двухтрубном исчислении около 19,2км.

В таблице 4.4-2 приведены зоны действия наиболее крупных муниципальных котельных г. Новокузнецка

**Таблица 4.4-1 - зоны действия наиболее крупных муниципальных котельных г.**

#### **Новокузнецка**

№ пп	Наименование котельной	Район тепловых сетей
1	Куйбышевская центральная	Куйбышевский р-н: ул.Челюскина, Соломиной, К.Маркса, Димитрова и1 Мая
2	Зырянская районная	Орджоникидзевский р-н: ул.Новаторов, Дузенко, Зырянская, Пржевальского, Радищева, Пархоменко, Скоростная, Уютная
3	Байдаевская Центральная	Орджоникидзевский р-н: ул. Мурманская, Рубцовская, Черняховского, Разведчиков, Славгородская
4	Абашевская районная	Орджоникидзевский р-н: ул.Кавказская, Маркшейдерская, Кольская, Юбилейная, Пушкина
5	Притомская	Орджоникидзевский р-н: пос.Притомский: ул.Интернетная, Дорстроевская, О Дундича
6	Листвяги	Куйбышевский р-н пос.Листвяги

Радиус действия прочих муниципальных котельных незначителен, а некоторые из них встроенные, т.е. обслуживают конкретно данный объект (школы, д/сады), суммарной нагрузкой 2,81 Гкал/ч.

*Ведомственные котельные* снабжают теплом промышленные предприятия.

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 - 213,3Гкал/ч, в том числе: в паре - 80,4т/ч и в горячей воде - 165,03Гкал/ч.

Ведомственная электростанция шахты «Полосухинская» тепловой мощностью 2,47Гкал/ч и присоединенной нагрузкой - 1,74Гкал/ч обеспечивает собственные нужды шахты.

#### **4.5 Определение эффективного радиуса теплоснабжения**

С целью решения указанной задачи была рассмотрена методика определения радиуса эффективного теплоснабжения, разработанная НП «Российское теплоснабжение» и размещенная на общедоступном интернет-ресурсе «Ростепло.Ру» по адресу: [http://www.rosteplo.ru/Npb\\_files/sto\\_1806.zip](http://www.rosteplo.ru/Npb_files/sto_1806.zip). В соответствии с данными, приведенными на том же портале (<http://www.rosteplo.ru/news.php?zag=1464943089>), указанная методика получила одобрение Экспертного совета при Минстрое России.

В соответствии с одним из основных положений указанной методики, вывод о попадании объекта возможного перспективного присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается исходя из следующего условия: отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию тепломагистрали к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В противном случае рассматриваемый объект не попадает в границы радиуса эффективного теплоснабжения и присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения является нецелесообразным.

Изложенный принцип, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, был использован при определении целесообразности переключения потребителей котельных на обслуживание от ТЭЦ, а также при оценке эффективности подключения перспективных потребителей к СЦТ от существующих источников тепловой энергии

(мощности). Все решения по развитию СЦТ города, принятые в рекомендованном сценарии, разработаны с учетом указанного принципа.

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

### **5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха**

#### **5.1.1. Договорное теплоснабжение при расчетных температурах наружного воздуха**

Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетной температуре наружного воздуха представлено в электронной модели тепловых сетей, выполненной в ППК ZuluThermo 7.0 в электронном виде на планшетах съемки города в М 1:500.

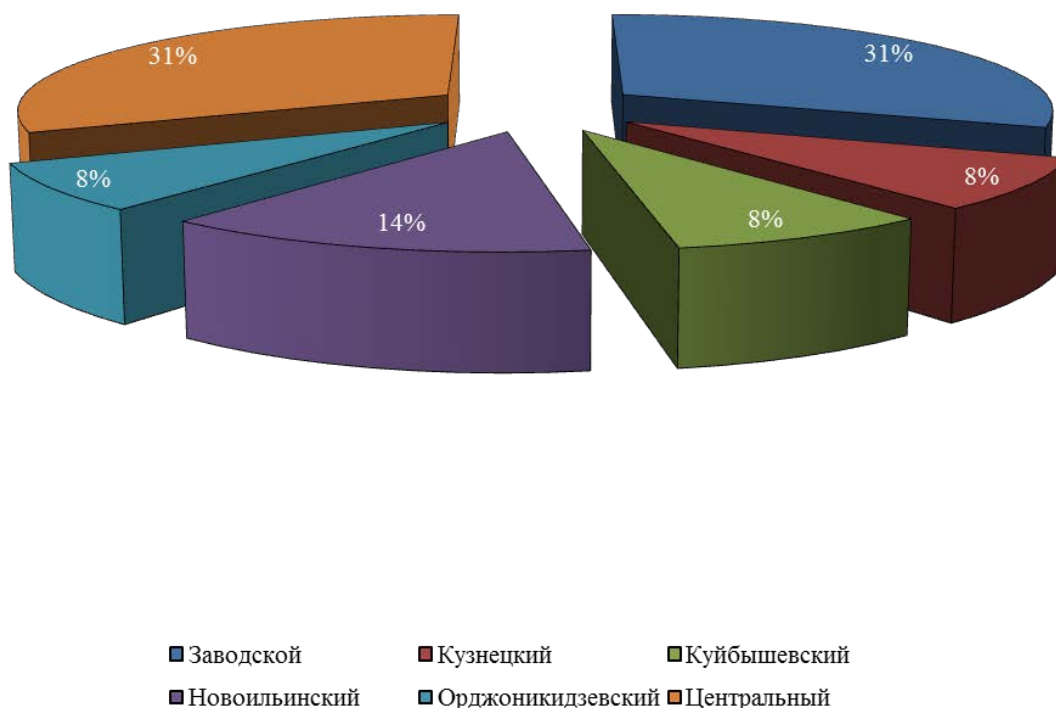
По состоянию на текущий год в состав муниципального образования входит 6 административных районов, являющимися единицами территориального деления.

Договорные значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха представлены в таблице 5.1.1-1 и на рисунке 5.1.1-1.

Значения договорного потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (кадастровые кварталы), при расчетных температурах наружного воздуха представлено в Приложении 1.

**Таблица 5.1.1-1 - Значения потребления тепловой энергии по договорам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха**

Район	Договорная присоединенная нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч			
	отопление и вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	технология в паре	СУММА
Заводской	816	50	116	982
Кузнецкий	188	17	68	271
Куйбышевский	244	21	0	267
Новоильинский	407	25	0	437
Орджоникидзевский	227	20	0	249
Центральный	775	70	167	1007
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>	<b>2656</b>	<b>205</b>	<b>351</b>	<b>3212</b>



**Рисунок 5.1.1-1 - Распределение договорного теплоснабжения при расчетных температурах наружного воздуха по единицам территориального деления по состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения – 2015 г.**

Как видно, наибольшее потребление тепловой энергии характерно для 2 районов:

- Центральный – 31% повышенный интерес для постоянного проживания жителей города, и, как следствие, высокие значения тепловой нагрузки жилищно-коммунального сектора;

- Заводской – 31% в связи с существенной потребностью в тепловой энергии промышленными предприятиями.

#### **5.1.2. Фактическое теплотребление при расчетных температурах наружного воздуха**

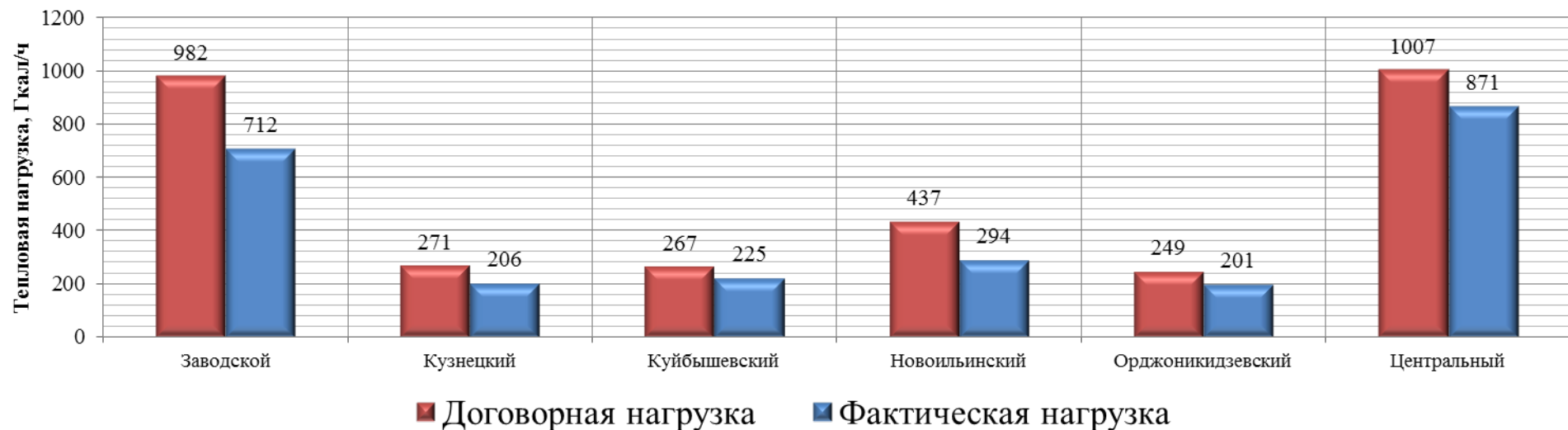
В разделе 5.4.2 представлена оценка фактического теплотребления при расчетных температурах наружного воздуха в зоне действия источников тепловой энергии, расчетные значения в разрезе единиц территориального деления представлены в таблице 5.1.2-1 и на рисунке 5.1.2-1.

Значения фактического потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (кадастровые кварталы) при расчетных температурах наружного воздуха представлено в Приложении 1.



**Таблица 5.1.2-1 - Значения потребления тепловой энергии по договорам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха**

Район	Отношение фактической и договорной нагрузки по варианту №2, принимаемое для дальнейших расчетов				Фактическая присоединенная нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч			
	отопление и вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	технология в паре	среднее в целом по СЦТ	отопление и вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	технология в паре	СУММА
Заводской	67%	68%	110%	72%	551	34	127	712
Кузнецкий	77%	78%	69%	76%	145	14	47	206
Куйбышевский	84%	93%	100%	84%	205	20	0	225
Новоильинский	68%	69%	100%	67%	277	17	0	294
Орджоникидзевский	81%	82%	100%	81%	185	17	0	201
Центральный	81%	89%	110%	87%	625	63	183	871
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>	<b>83%</b>	<b>86%</b>	<b>64%</b>	<b>81%</b>	<b>2202</b>	<b>177</b>	<b>226</b>	<b>2604</b>



**Рисунок 5.1.2-1 - Отношение договорного и фактического теплопотребления при расчетных температурах наружного воздуха по единицам территориального деления по состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения – 2015 г.**

## **5.2. Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии**

Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии г. Новокузнецка не зафиксированы.

## **5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом представлены в таблице 5.3-1.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (кадастровые кварталы) за отопительный период и за год в целом представлены в приложении 1.

**Таблица 5.3-1 – Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

<b>Район</b>	<b>Полезный отпуск, Гкал</b>	<b>Полезный отпуск (горячая вода), Гкал</b>	<b>Полезный отпуск промышленным потребителям (пар), Гкал</b>	<b>Потребление тепловой энергии за отопительный период, Гкал</b>
Заводской	1511721	1493572	20258	909431
Кузнецкий	531048	474621	162973	422529
Куйбышевский	487344	299015	0	487348
Новоильинский	680137	652925	0	414774
Орджоникидзевский	882948	513150	0	699523
Центральный	2217605	1973188	225977	1828385
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>	<b>5773373</b>	<b>5316943</b>	<b>409208</b>	<b>4526083</b>

## 5.4. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии

### 5.4.1. Договорное теплоснабжение при расчетных температурах наружного воздуха

Общая договорная тепловая нагрузка потребителей г. Новокузнецка по состоянию на 2016 г. (при среднечасовой нагрузке ГВС), включая промышленных потребителей, составляет 3212 Гкал/ч. По состоянию на базовый период разработки величина составляла 3148,5 Гкал/ч, т.е. за 3 года произошло увеличение на 63,5 Гкал/ч (2%).

Сведения о значениях потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии представлены в таблице 5.4.1-1. Сведения о присоединенных нагрузках представлены для конечных потребителей, что отличается от нагрузки на коллекторах теплоисточников на величину потерь тепловой энергии в тепловых сетях.

**Таблица 5.4.1-1 – Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Договорная присоединенная нагрузка конечных потребителей, Гкал/ч			
		отопление и вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	технология в паре	СУММА
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>					
1	КТЭЦ	714,0	62,1	59,0	835,0
2	ЗС ТЭЦ	1148,7	66,7	100,0	1315,4
3	ЦТЭЦ	442,0	38,2	143,9	624,1
<b>ИТОГО по СЦТ на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ</b>		<b>2305</b>	<b>167</b>	<b>303</b>	<b>2775</b>
<b>Муниципальные котельные</b>					
4	Абашевская районная котельная	34,53	2,01	0,00	36,54
5	Байдаевская центральная котельная № 2	31,72	2,76	0,00	34,48
6	Зыряновская районная котельная	53,38	5,41	0,00	58,79
7	Котельная пос. Притомский	12,75	0,88	0,00	13,63
8	Котельная № 19	0,44	0,01	0,00	0,45
9	Котельная № 72	0,10	0,01	0,00	0,11
10	Котельная УПК	0,33	0,02	0,00	0,35
11	Котельная ОРК «Таргай»	0,53	0,07	0,00	0,59
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	2,71	0,00	0,00	2,71
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	2,56	0,00	0,00	2,56
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,23	0,00	0,00	0,23
15	Куйбышевская центральная котельная	48,24	3,21	0,00	51,45

№ п/п	Наименование теплоисточника	Договорная присоединенная нагрузка конечных потребителей, Гкал/ч			
		отопление и вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	технология в паре	СУММА
16	Котельная пос. Листвяги	5,93	0,18	0,00	6,10
17	Котельная № 6	1,34	0,04	0,00	1,38
18	Котельная Садопарковая	0,77	0,02	0,00	0,79
19	Котельная №32 (БПОУ)	1,09	0,14	0,00	1,23
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	0,57	0,03	0,00	0,59
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	0,02	0,06	0,00	0,08
22	Котельная проф. «Бунгурский»	0,44	0,04	0,00	0,48
23	Котельная «РТРС»	0,31	0,03	0,00	0,34
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,19	0,02	0,00	0,21
25	Котельная школа № 1	0,29	0,01	0,00	0,31
26	Котельная школа № 23	0,24	0,01	0,00	0,24
27	Котельная школа № 37	0,32	0,02	0,00	0,34
28	Котельная школа № 43	0,30	0,01	0,00	0,31
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	0,44	0,01	0,00	0,45
30	Котельная школа № 16	0,23	0,01	0,00	0,24
31	Котельная детского сада № 123	0,03	0,01	0,00	0,05
32	Новоильинская газовая котельная	5,73	0,59	0,00	6,31
33	Полосухинская	0,42	0,02	0,00	0,44
34	Кузнецкая крепость	0,21	0,00	0,00	0,21
<b>ИТОГО по СЦТ на базе муниципальных котельных</b>		<b>206,40</b>	<b>15,61</b>	<b>0,00</b>	<b>222,01</b>
<b>ИТОГО по СЦТ на базе ведомственных котельных</b>		<b>143,4</b>	<b>21,6</b>	<b>48,3</b>	<b>213,3</b>
<b>Электрокотельные</b>		<b>1,7</b>	<b>0,4</b>	<b>0,0</b>	<b>2,1</b>
<b>ИТОГО по ТСО</b>		<b>2656</b>	<b>205</b>	<b>351</b>	<b>3212</b>

Тепловая нагрузка ГВС составляет около 7,7% от общей присоединенной нагрузки. Отличительной особенностью г. Новокузнецка является наличие развитой промышленности. На нужды промышленных объектов вырабатывается пар различных параметров.

В настоящее время в городе Новокузнецке действует порядка 200 крупных и средних промышленных предприятий различных отраслей промышленности.

Город 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 металлургического 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%.

В таблице 5.4.1-2 приведены тепловые нагрузки промышленных предприятий г. Новокузнецка.

**Таблица 5.4.1-2 – Тепловые нагрузки промышленных предприятий г. Новокузнецка**

Районы	Пар, т/ч	В горячей воде, Гкал/ч			Суммарная нагрузка, Гкал/ч
		Q <sub>от+в</sub>	Q <sub>ГВС<sup>ср</sup></sub>	Q <sub>s</sub>	
Центральный	211,8	210,8	24	234,8	361,88
Куйбышевский	2,26	77,87	2,98	80,85	82,21
Заводской	2,9	860,8	54,2	915	916,74
Новоильинский	0	16,84	0,21	17,05	17,05
Кузнецкий	78,3	136,44	2,71	139,15	186,13
Орджоникидзевский	16,2	28,43	14,47	42,9	52,62
<b>Всего:</b>	<b>311,46</b>	<b>1331,18</b>	<b>98,57</b>	<b>1429,75</b>	<b>1616,63</b>

Наиболее крупные предприятия г. Новокузнецка приведены в таблице 5.4.1-3.

**Таблица 5.4.1-3 – Наиболее крупные промышленные предприятия г. Новокузнецка**

Районы	Пар, т/ч	В горячей воде, Гкал/ч			Суммарная нагрузка, Гкал/ч
		Q <sub>от+в</sub>	Q <sub>ГВС<sup>ср</sup></sub>	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>Новоильинский</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	13,8	8,4	0	8,4	16,68
«НЗРМК им.Н.Е.Крюкова», ОАО	1,5	13,25	0,07	13,32	14,22
Органика, ОАО	15	17,4	0,01	17,41	26,41
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

Районы	Пар, т/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>	
Шахта «Абашевская», ОАО ОУК «Южжубассуголь»	-	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>

#### 5.4.2. Фактическое теплотребление при расчетных температурах наружного воздуха, на основании достигнутого максимума тепловой нагрузки

По результатам анализа работы ТЭЦ и крупных котельных (с величиной присоединенной нагрузки потребителей свыше 5 Гкал/ч) было выявлено, что фактический отпуск тепловой энергии в сеть, как правило, значительно отличается от нормативных показателей, рассчитанных в соответствии с договорами теплоснабжения. Наиболее вероятными причинами сложившейся ситуации могут являться следующие: внедрение энергосберегающих мероприятий, в отдельных случаях - разрегулированность системы теплоснабжения, необеспечение нормативных гидравлических и температурных режимов, адаптация существующих зданий к текущим теплогидравлическим режимам.

Оценка фактических нагрузок потребителей произведена на основании данных о фактическом отпуске тепловой энергии в сеть (суточные ведомости отпуска тепловой энергии в сеть за 2013-2015 гг.), величине нормативных и фактических потерь тепловой энергии в сетях теплосетевых организаций.

Для сравнения оценка фактического теплотребления выполнена по 2 вариантам:

1) По регрессии, полученной на основании фактических режимов отпуска тепловой энергии в сеть (на графиках представлена синим цветом). Расчетная фактическая нагрузка определяется, исходя из следующих допущений:

А) фактическая нагрузка в течение всего диапазона температур наружного воздуха представляет собой линейную зависимость;

Б) «перетопы» и «недотопы» в системе теплоснабжения отсутствуют.

2) На основании усредненного теплотребления при фактических температурах наружного воздуха за рассматриваемый период (на графиках представлена зеленым цветом). При данном варианте расчета также необходимо отметить допущения:

А) фактическая нагрузка в течение всего диапазона температур наружного воздуха прямо пропорциональна договорной нагрузке и изменяется по линейной зависимости;

Б) при расчетной температуре наружного воздуха источник теплоснабжения не будет иметь технических ограничений по отпуску тепловой энергии в тепловую сеть, в соответствии с фактической нагрузкой.

Оба способа для каждой системы теплоснабжения представлены в графическом виде.

#### **5.4.2.1. Кузнецкая ТЭЦ**

Теплоснабжающей организацией предоставлены сведения о фактическом ежедневном отпуске тепловой энергии с коллекторов теплоисточника. Оценка фактических нагрузок произведена для потребителей тепловой энергии в горячей воде.

На рисунке 5.4.2.1-1 представлено сравнение фактического и утвержденного температурного графика в рассматриваемой системе теплоснабжения. Как видно, температура воды в обратном трубопроводе отличается от значений согласно утвержденному температурному графику, что связано с разрегулированностью системы теплоснабжения и, как следствие, недостаточном теплосъеме у потребителей. Фактическая температура воды в прямом трубопроводе в целом соответствует температуре согласно утвержденному температурному графику. Фактический температурный график за базовый период - 116/ 70,2.

Расчетным путем определены значения ежедневного полезного отпуска тепловой энергии по всем потребителям рассматриваемой системы теплоснабжения. На основании расчетных величин построена зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха, которая представлена на рисунке 5.4.2.1-2.

По результатам анализа графиков выявлено, что при стоянии расчетных температур наружного воздуха фактические нагрузки потребителей были бы ниже договорных значений.

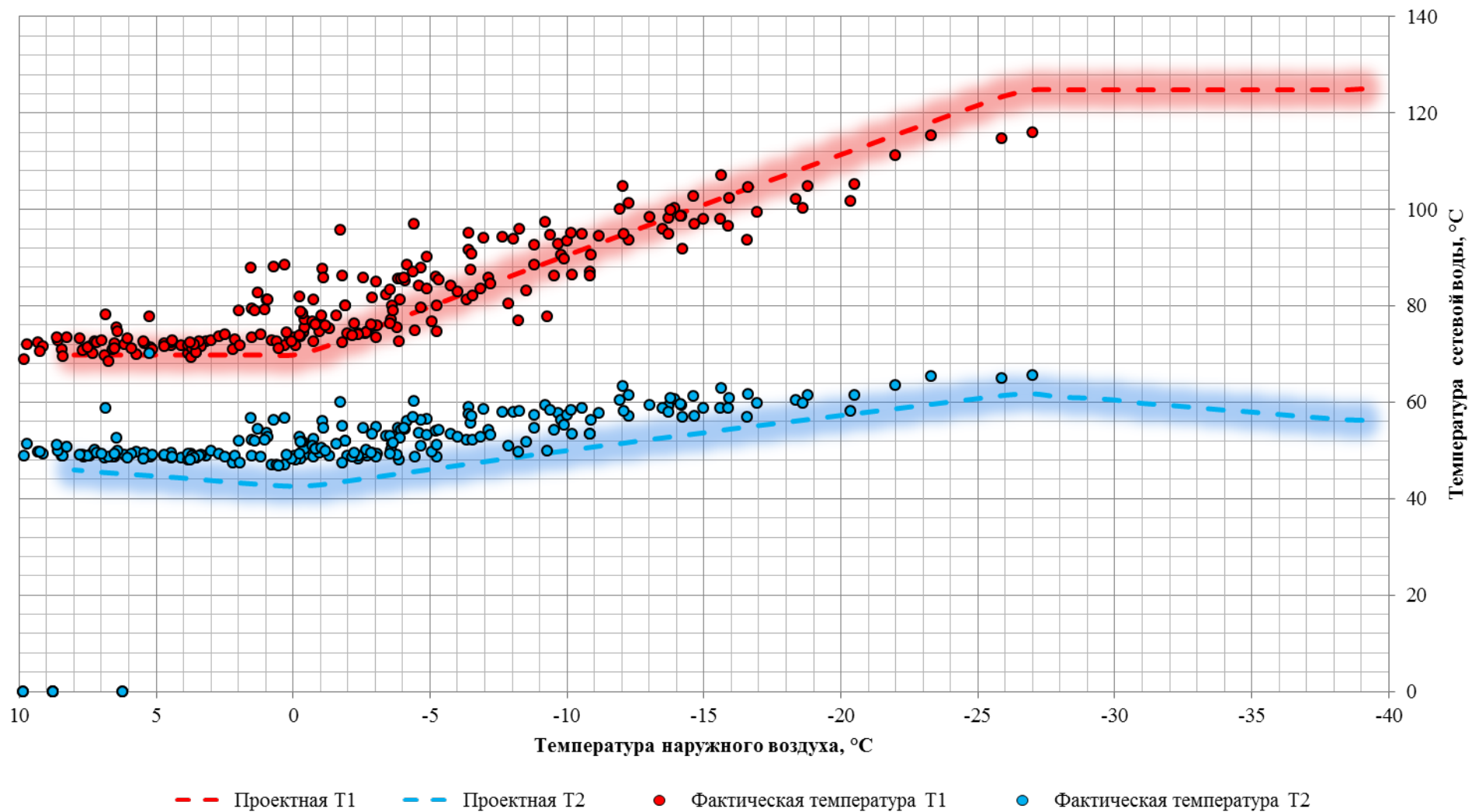


Рисунок 5.4.2.1-1 - Фактический и утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии



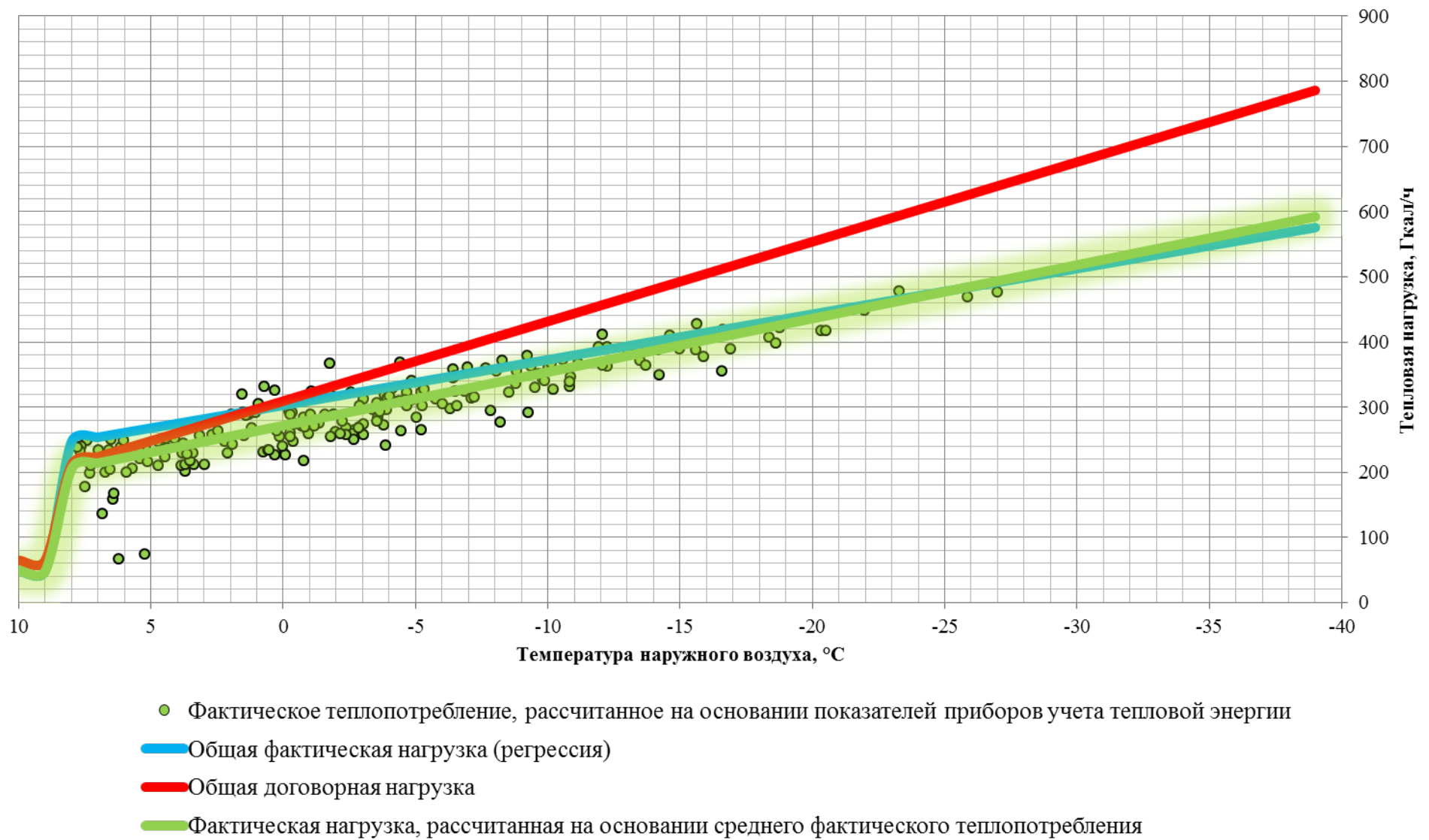


Рисунок 5.4.2.1-2 - Зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха

#### **5.4.2.2. Западно-Сибирская ТЭЦ**

Теплоснабжающей организацией предоставлены сведения о фактическом ежедневном отпуске тепловой энергии с коллекторов теплоисточника.

Учитывая потери в тепловых сетях, расчетным путем определены значения ежедневного полезного отпуска тепловой энергии по всем потребителям рассматриваемой системы теплоснабжения. На основании расчетных величин построена зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха, которая представлена на рисунке 5.4.2.2-1.

По результатам анализа графиков выявлено, что при стоянии расчетных температур наружного воздуха фактические нагрузки потребителей были бы ниже договорных значений.

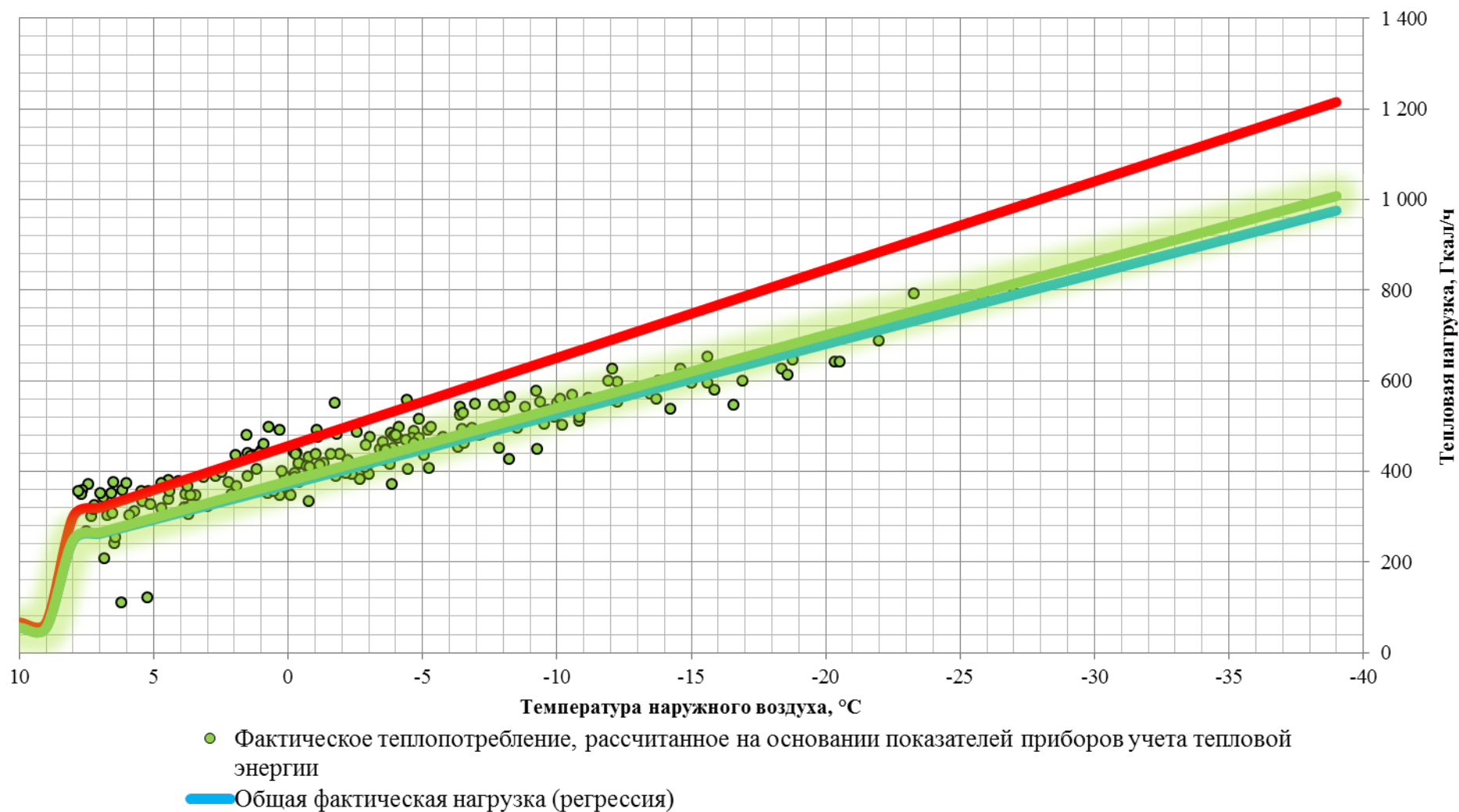


Рисунок 5.4.2.2-1 - Зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха

### 5.4.2.3. Центральная ТЭЦ

Теплоснабжающей организацией предоставлены сведения о фактическом ежедневном отпуске тепловой энергии с коллекторов теплоисточника.

Учитывая потери в тепловых сетях, расчетным путем определены значения ежедневного полезного отпуска тепловой энергии по всем потребителям рассматриваемой системы теплоснабжения. На основании расчетных величин построена зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха, которая представлена на рисунке 5.4.2.3-1.

По результатам анализа графиков выявлено, что при стоянии расчетных температур наружного воздуха фактические нагрузки потребителей были бы ниже договорных значений.

Следует отметить, что фактическая технологическая нагрузка также отличается от договорной и за 2013-2015 гг. имеет тенденцию к снижению, о чем свидетельствует снижение отпуска в сеть от ЦТЭЦ. Среднегодовые значения составили:

- в 2013 г. – 105,5 Гкал/ч;
- в 2014 г. – 73,97 Гкал/ч;
- в 2015 г. – 31,19 Гкал/ч.

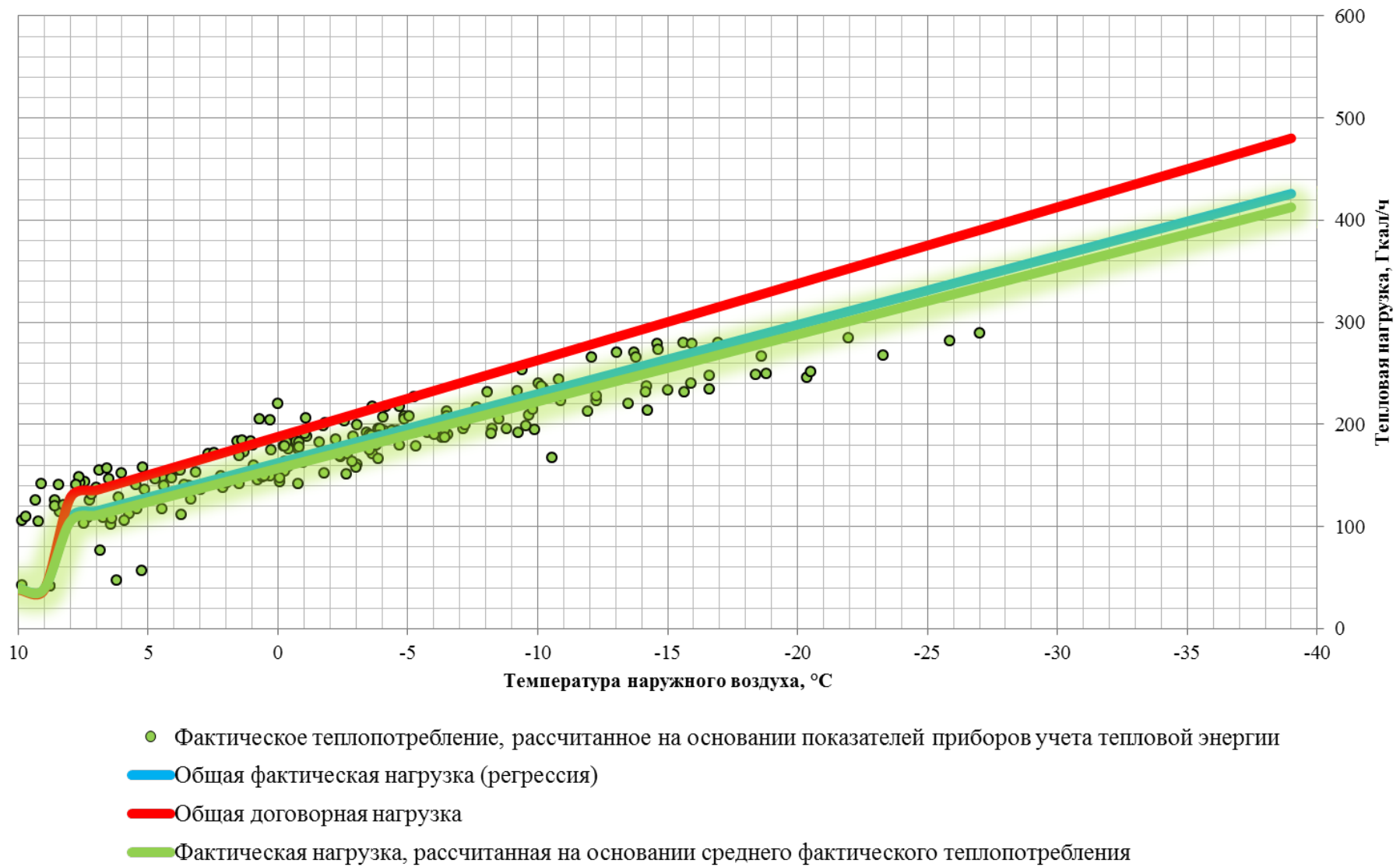


Рисунок 5.4.2.3-1 - Зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха

#### **5.4.2.4. Абашевская районная котельная**

Теплоснабжающей организацией предоставлены сведения о фактическом ежедневном отпуске тепловой энергии с коллекторов теплоисточника.

На рисунке 5.4.2.4-1 представлено сравнение фактического и утвержденного температурного графика в рассматриваемой системе теплоснабжения. Температура воды в прямом трубопроводе в диапазоне температур наружного воздуха более  $-17^{\circ}\text{C}$ , как правило, завышена, что обусловлено несоответствием температуры сетевой воды в обратном трубопроводе. Последнее связано с разрегулированностью системы теплоснабжения и, как следствие, недостаточном теплосъеме у потребителей. Для сохранения нормативных параметров температурного режима в отапливаемых зданиях теплоснабжающая организация вынуждена завышать температуру в прямом трубопроводе. Фактический температурный график за базовый период - 117,5/ 79,2.

Расчетным путем определены значения ежедневного полезного отпуска тепловой энергии по всем потребителям рассматриваемой системы теплоснабжения. На основании расчетных величин построена зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха, которая представлена на рисунке 5.4.2.4-2.

По результатам анализа графиков выявлено, что при стоянии расчетных температур наружного воздуха фактические нагрузки потребителей были бы ниже договорных значений.

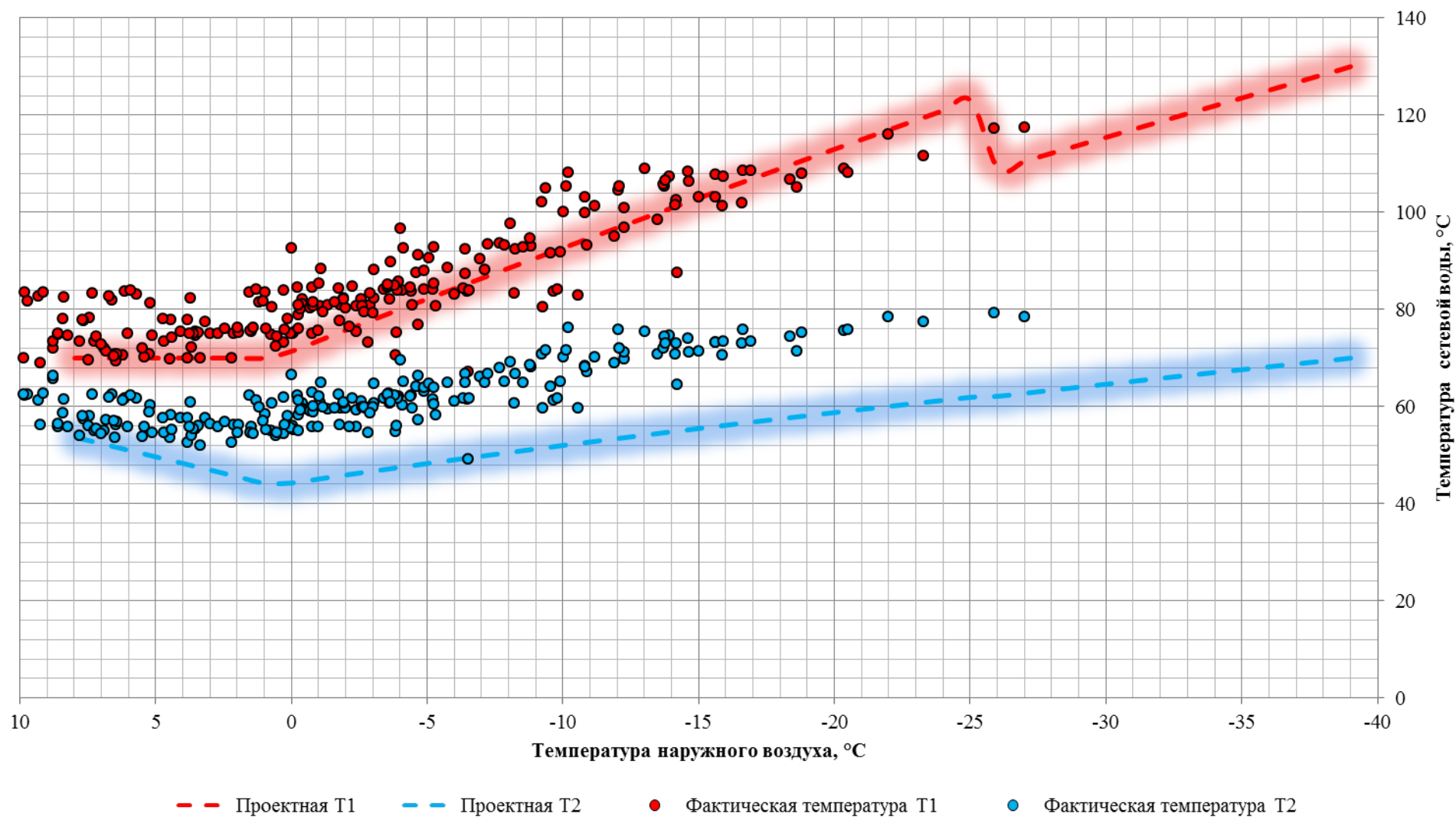


Рисунок 5.4.2.4-1 - Фактический и утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии

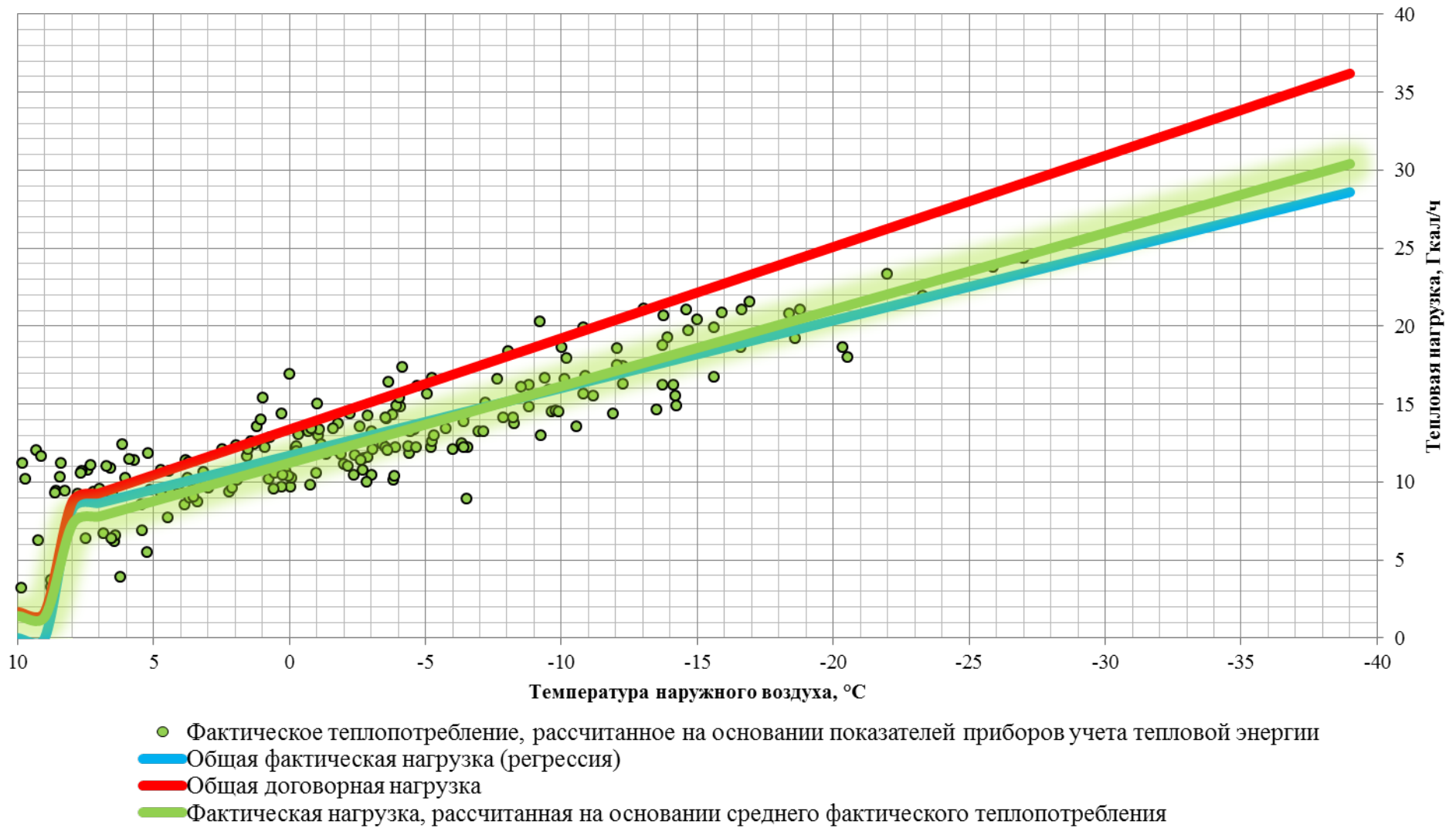


Рисунок 5.4.2.4-2 - Зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха



#### **5.4.2.5. Байдаевская центральная котельная**

Теплоснабжающей организацией предоставлены сведения о фактическом ежедневном отпуске тепловой энергии с коллекторов теплоисточника.

На рисунке 5.4.2.5-1 представлено сравнение фактического и утвержденного температурного графика в рассматриваемой системе теплоснабжения. В целом температура сетевой воды в прямом трубопроводе соответствует утвержденному температурному графику. При этом значения фактических температур в обратном трубопроводе отличаются от проектных существенно. Характерная «полка» температурного графика возникает при температурах наружного воздуха более  $-9^{\circ}\text{C}$ , согласно утвержденному графику значение должно составлять  $-12^{\circ}\text{C}$ .

Расчетным путем определены значения ежедневного полезного отпуска тепловой энергии по всем потребителям рассматриваемой системы теплоснабжения. На основании расчетных величин построена зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха, которая представлена на рисунке 5.4.2.5-2.

По результатам анализа графиков выявлено, что при стоянии расчетных температур наружного воздуха фактические нагрузки потребителей были бы ниже договорных значений.

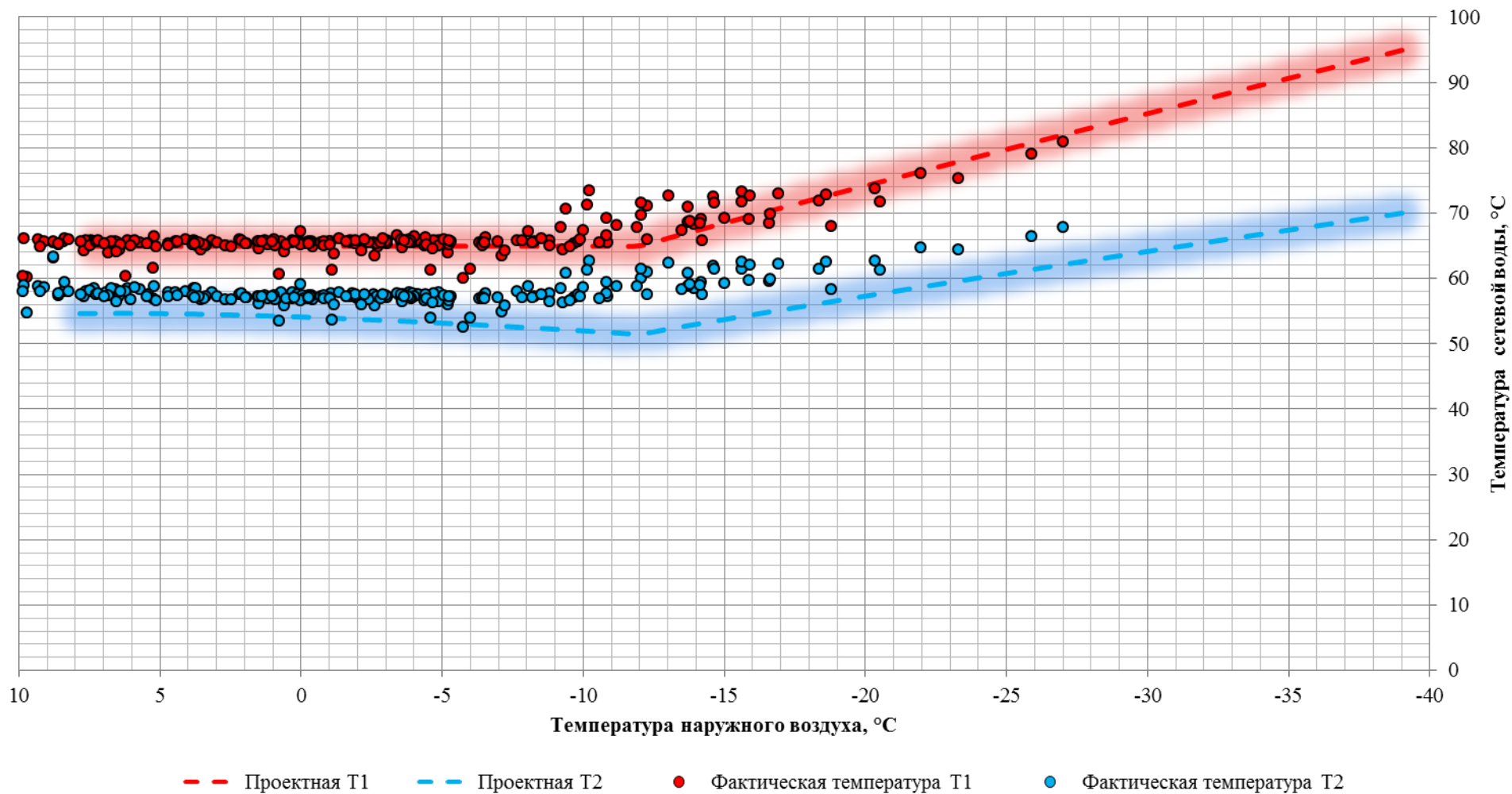


Рисунок 5.4.2.5-1 - Фактический и утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии

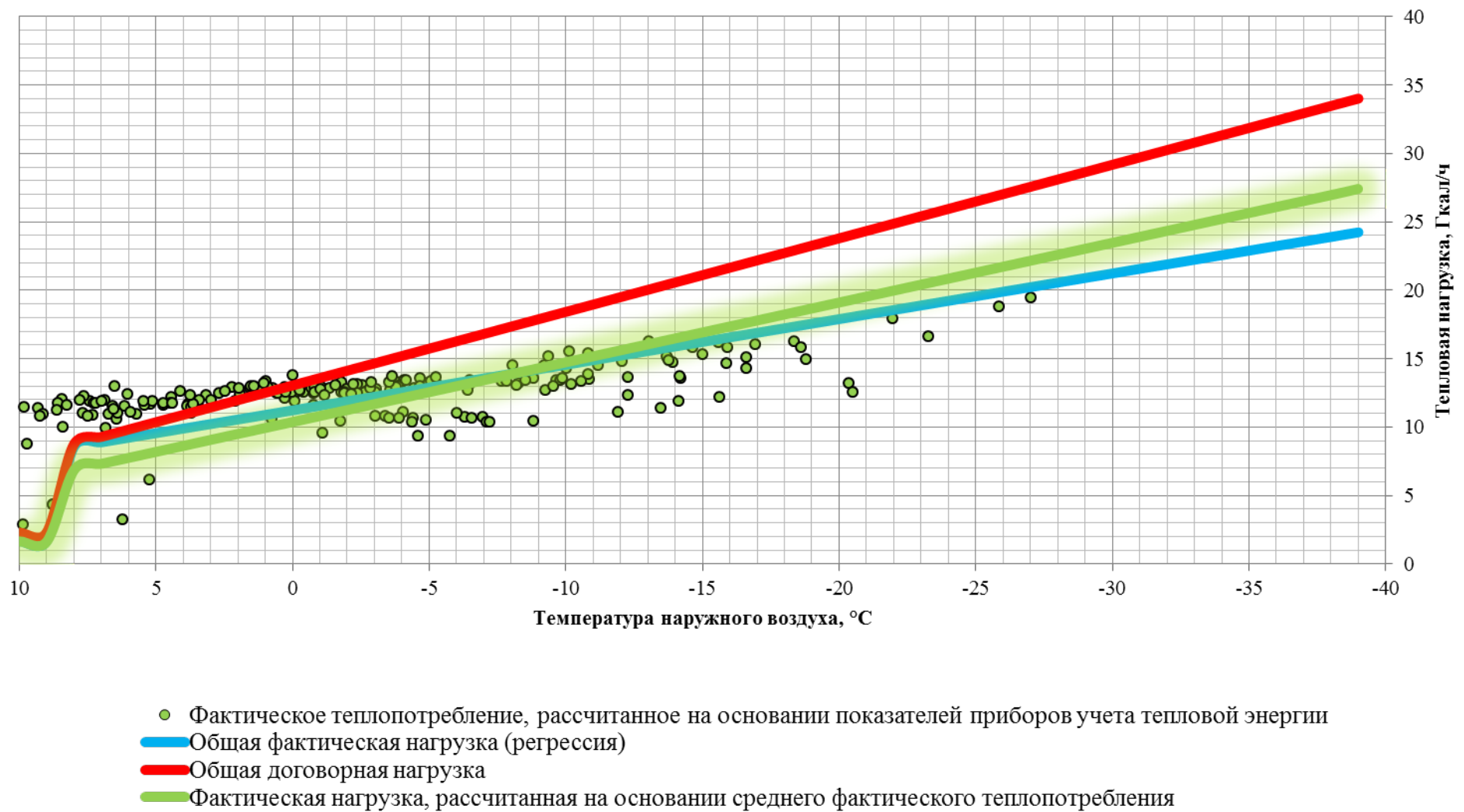


Рисунок 5.4.2.5-2 - Зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха

#### **5.4.2.6. Зыряновская районная котельная**

Теплоснабжающей организацией предоставлены сведения о фактическом ежедневном отпуске тепловой энергии с коллекторов теплоисточника.

На рисунке 5.4.2.6-1 представлено сравнение фактического и утвержденного температурного графика в рассматриваемой системе теплоснабжения. В целом температура сетевой воды в прямом трубопроводе соответствует утвержденному температурному графику. При этом значения фактических температур в обратном трубопроводе отличаются от проектных существенно. Характерная «полка» температурного графика возникает при температурах наружного воздуха более  $-9^{\circ}\text{C}$ , хотя согласно утвержденному графику значение должно составлять  $-12^{\circ}\text{C}$ .

Расчетным путем определены значения ежедневного полезного отпуска тепловой энергии по всем потребителям рассматриваемой системы теплоснабжения. На основании расчетных величин построена зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха, которая представлена на рисунке 5.4.2.6-2.

По результатам анализа графиков выявлено, что при стоянии расчетных температур наружного воздуха фактические нагрузки потребителей были бы ниже договорных значений.

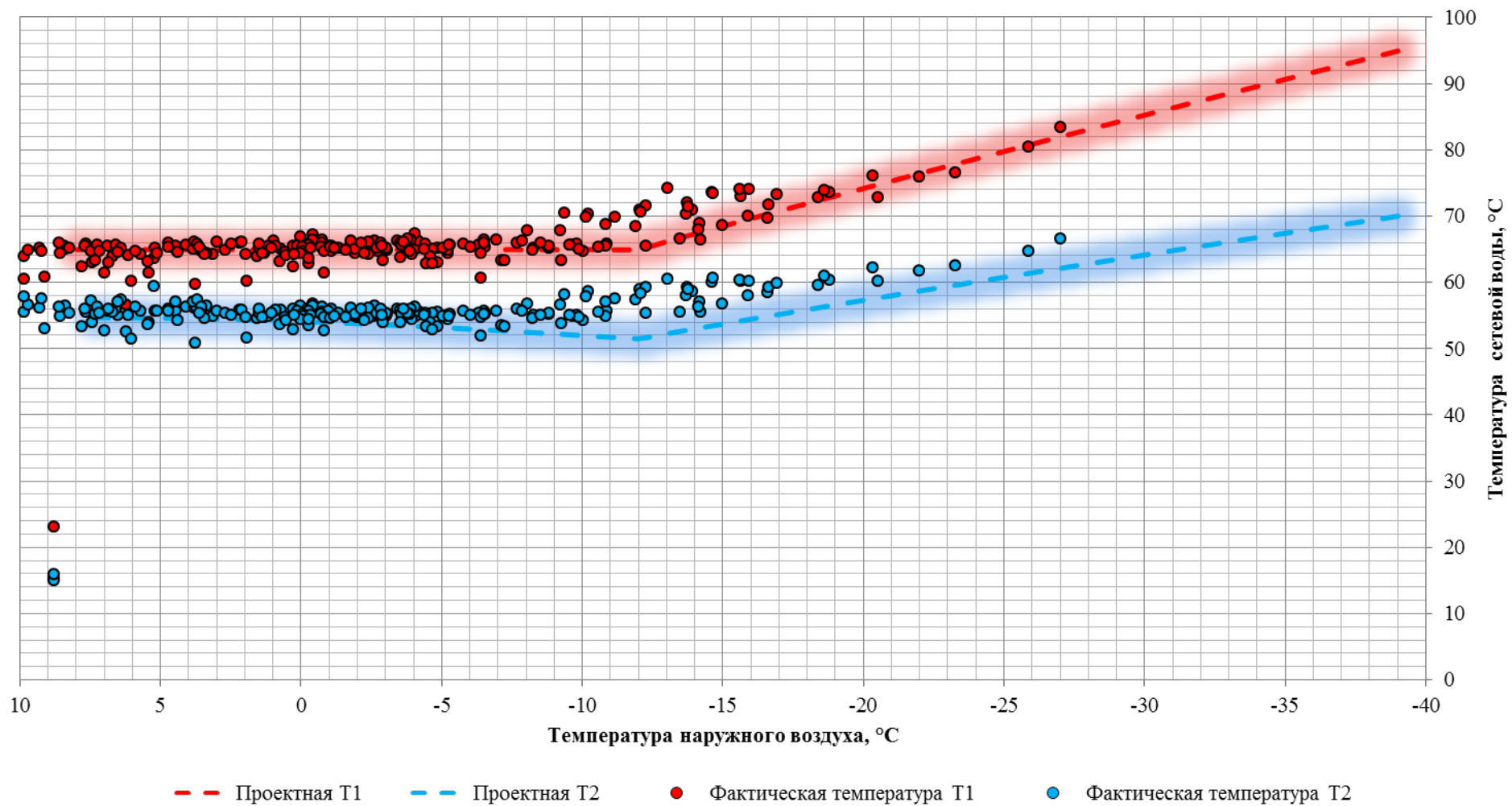


Рисунок 5.4.2.6-1 - Фактический и утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии

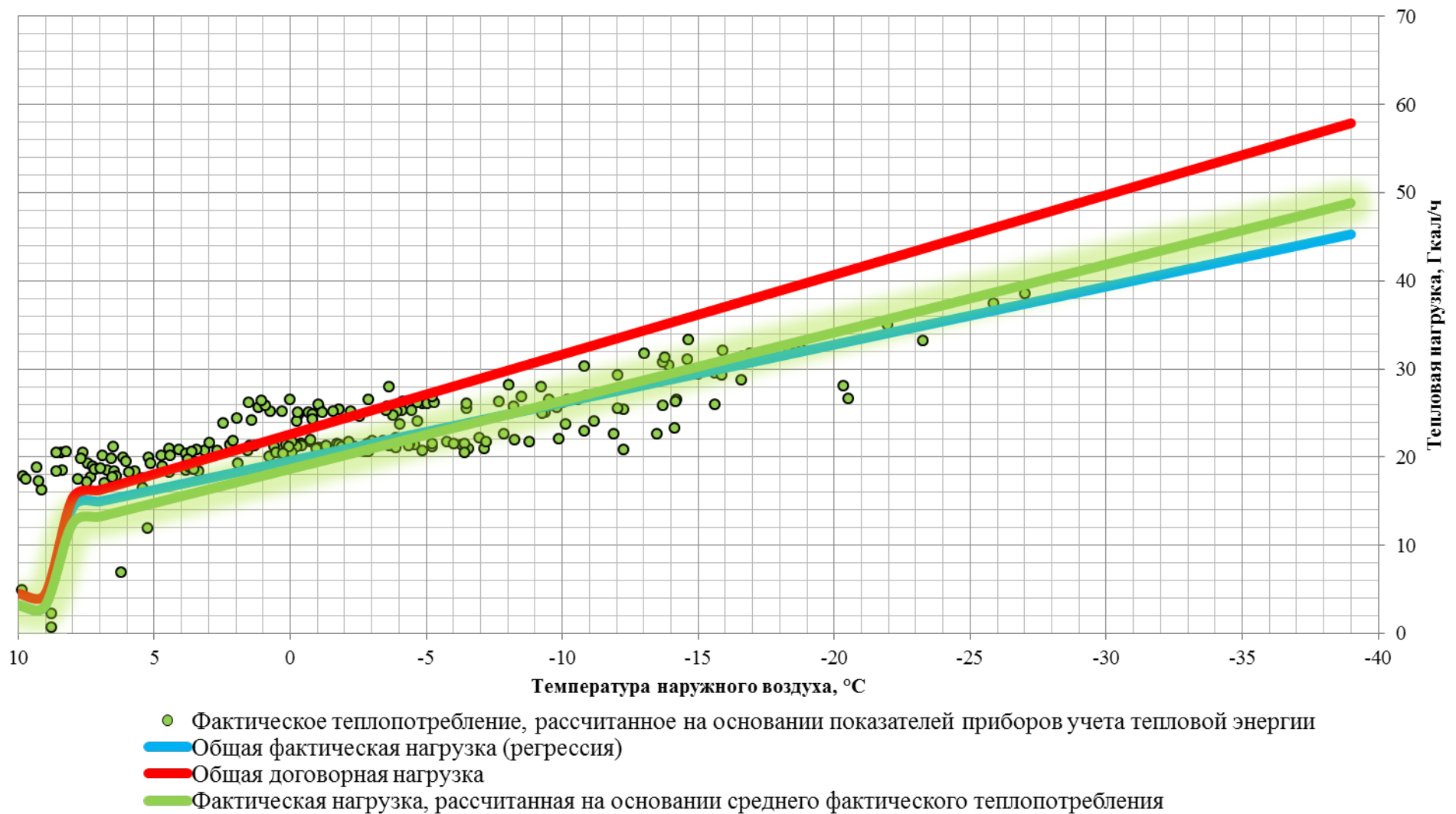


Рисунок 5.4.2.6-2 - Зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха

#### **5.4.2.7. Куйбышевская центральная котельная**

Теплоснабжающей организацией предоставлены сведения о фактическом ежедневном отпуске тепловой энергии с коллекторов теплоисточника.

На рисунке 5.4.2.7-1 представлено сравнение фактического и утвержденного температурного графика в рассматриваемой системе теплоснабжения. Температура воды в прямом трубопроводе, как правило, завышена, что обусловлено несоответствием температуры сетевой воды в обратном трубопроводе. Последнее связано с разрегулированностью системы теплоснабжения и, как следствие, недостаточном теплосъеме у потребителей. Для сохранения нормативных параметров температурного режима в отапливаемых зданиях теплоснабжающая организация вынуждена завышать температуру в прямом трубопроводе. Фактический температурный график за базовый период – 92,8/ 67,5.

Расчетным путем определены значения ежедневного полезного отпуска тепловой энергии по всем потребителям рассматриваемой системы теплоснабжения. На основании расчетных величин построена зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха, которая представлена на рисунке 5.4.2.7-2.

По результатам анализа графиков выявлено, что при стоянии расчетных температур наружного воздуха фактические нагрузки потребителей были бы ниже договорных значений.

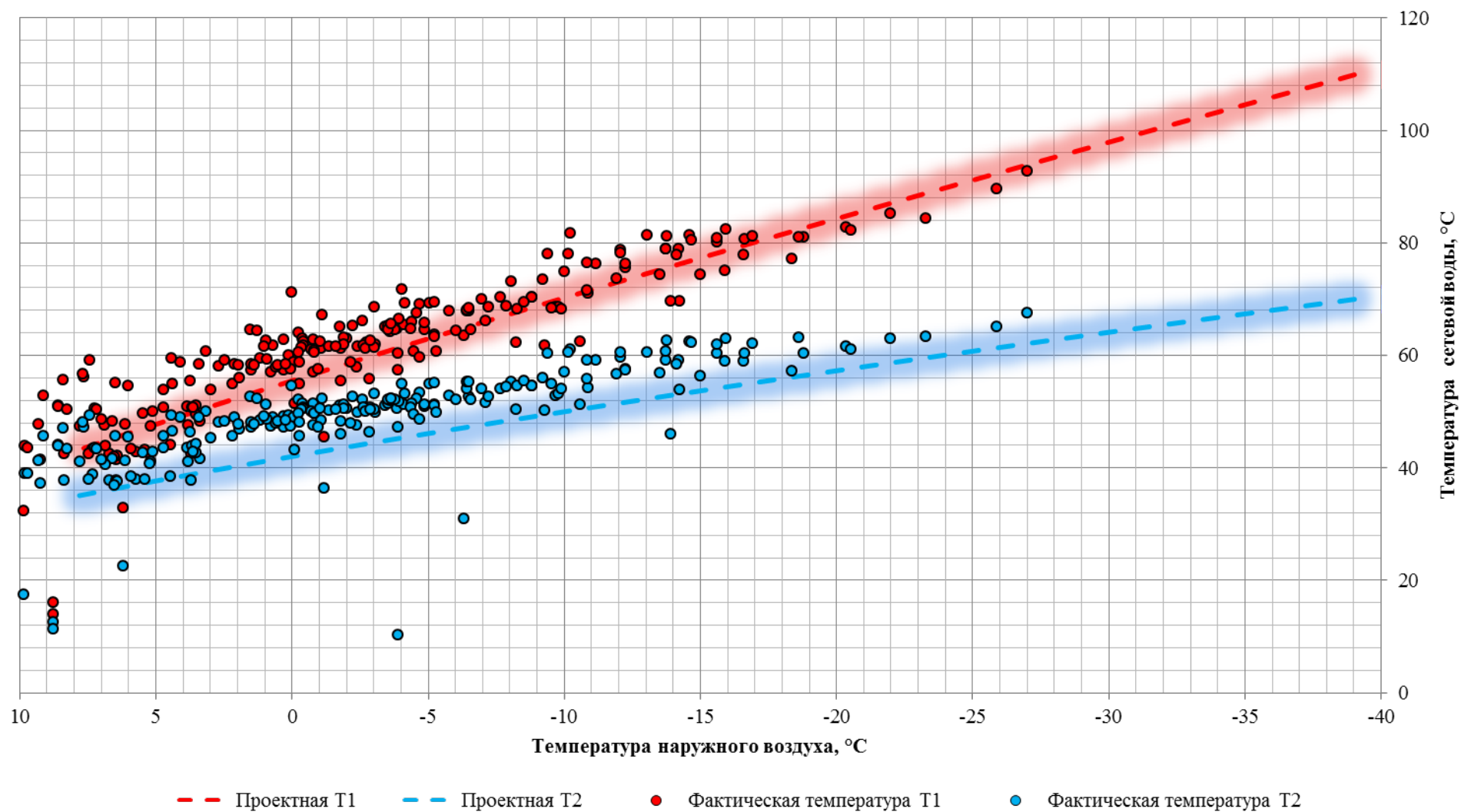


Рисунок 5.4.2.7-1 - Фактический и утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии



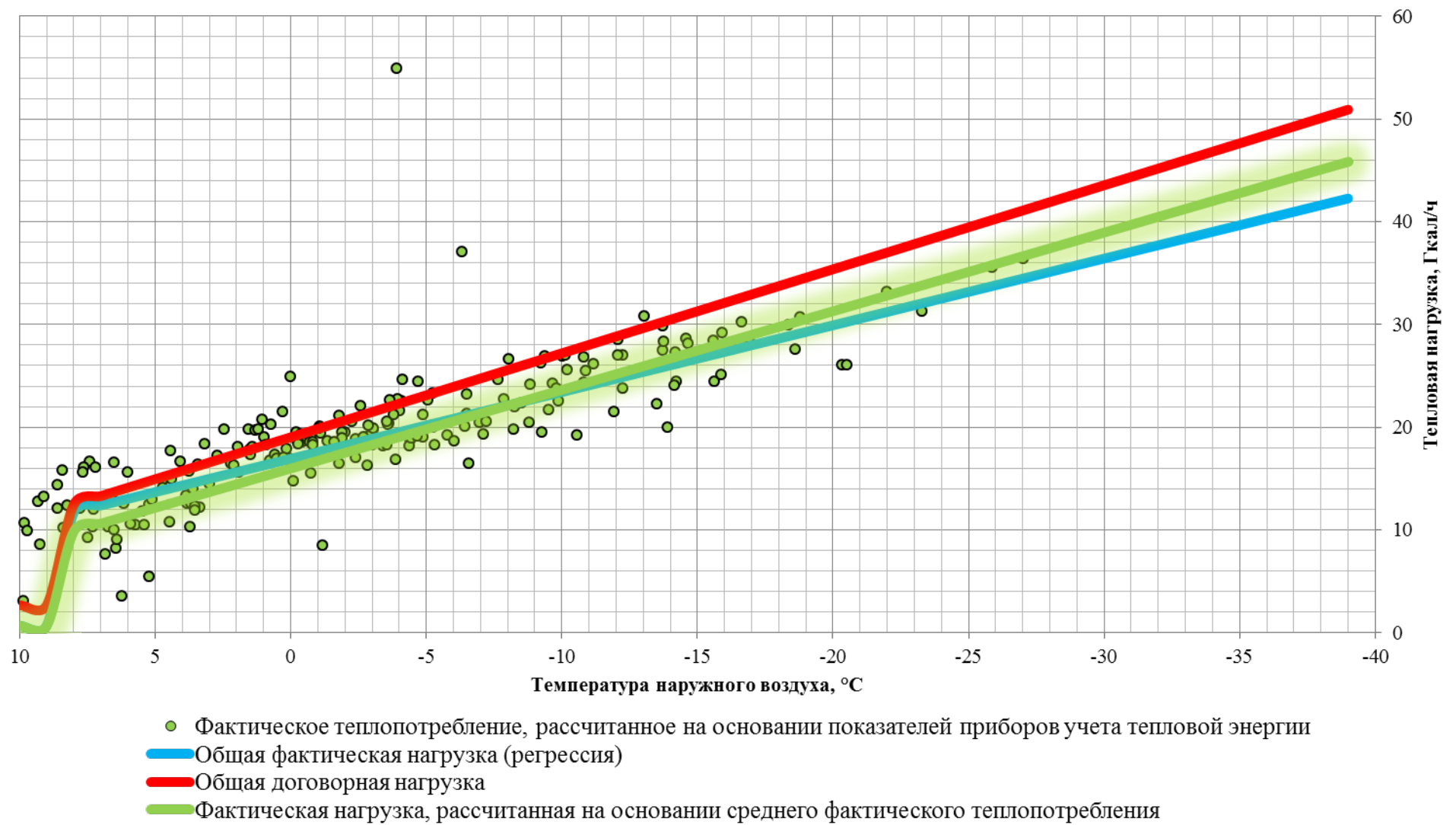


Рисунок 5.4.2.7-2 - Зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха

#### **5.4.2.8. Котельная пос. Листвяги**

Теплоснабжающей организацией предоставлены сведения о фактическом ежедневном отпуске тепловой энергии с коллекторов теплоисточника.

На рисунке 5.4.2.8-1 представлено сравнение фактического и утвержденного температурного графика в рассматриваемой системе теплоснабжения. В целом температура сетевой воды в прямом трубопроводе соответствует утвержденному температурному графику. При этом значения фактических температур в обратном трубопроводе отличаются от проектных существенно. Характерная «полка» температурного графика возникает при температурах наружного воздуха более  $-9^{\circ}\text{C}$ , согласно утвержденному графику значение должно составлять  $-12^{\circ}\text{C}$ .

Расчетным путем определены значения ежедневного полезного отпуска тепловой энергии по всем потребителям рассматриваемой системы теплоснабжения. На основании расчетных величин построена зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха, которая представлена на рисунке 5.4.2.8-2.

По результатам анализа графиков выявлено, что при стоянии расчетных температур наружного воздуха фактические нагрузки потребителей были бы выше договорных значений. Рассматриваемый случай является нехарактерным. Аналогичная ситуация возникает только в локальных системах теплоснабжения, образованных на базе котельных малой мощности.

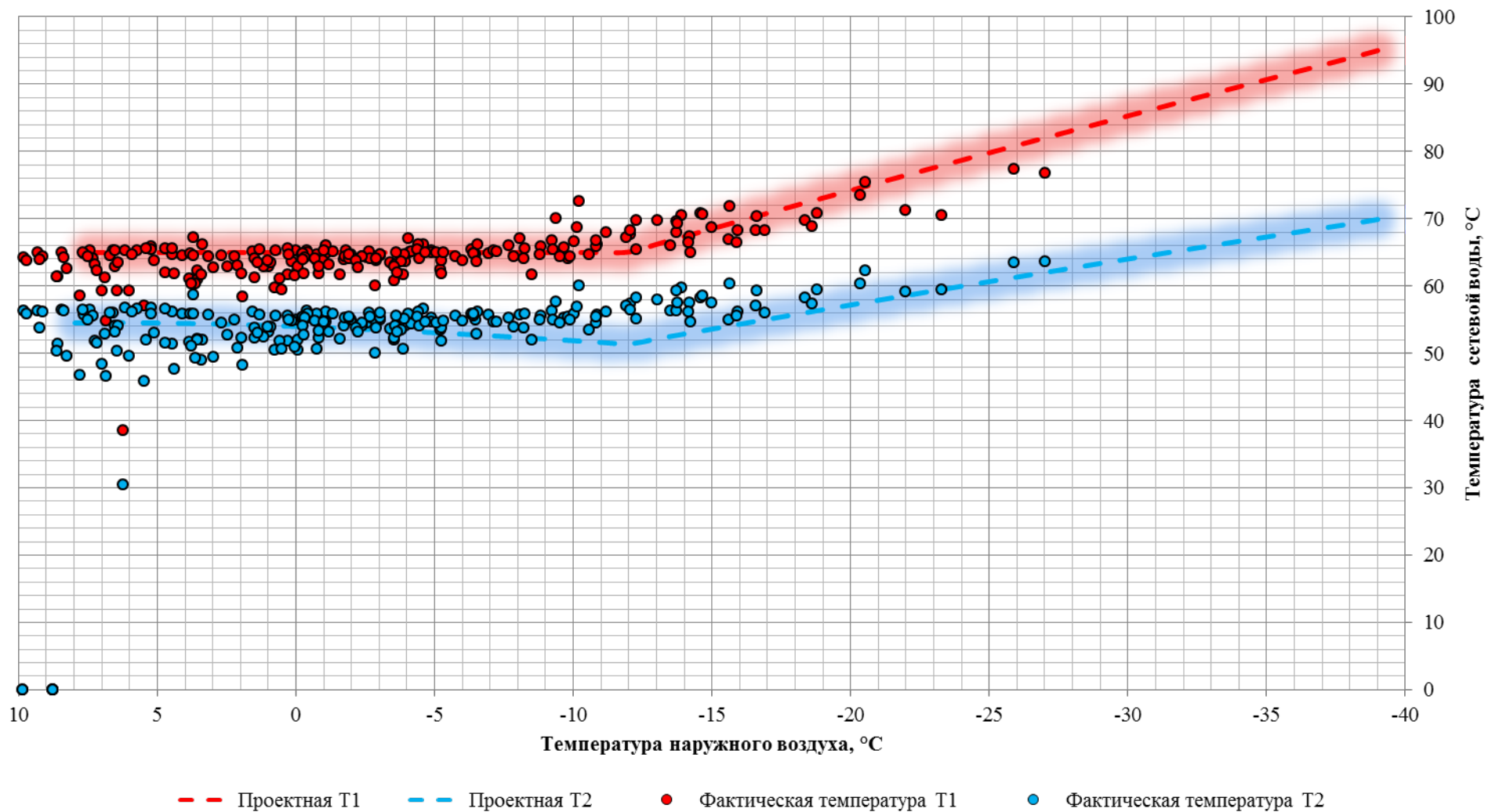


Рисунок 5.4.2.8-1 - Фактический и утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии

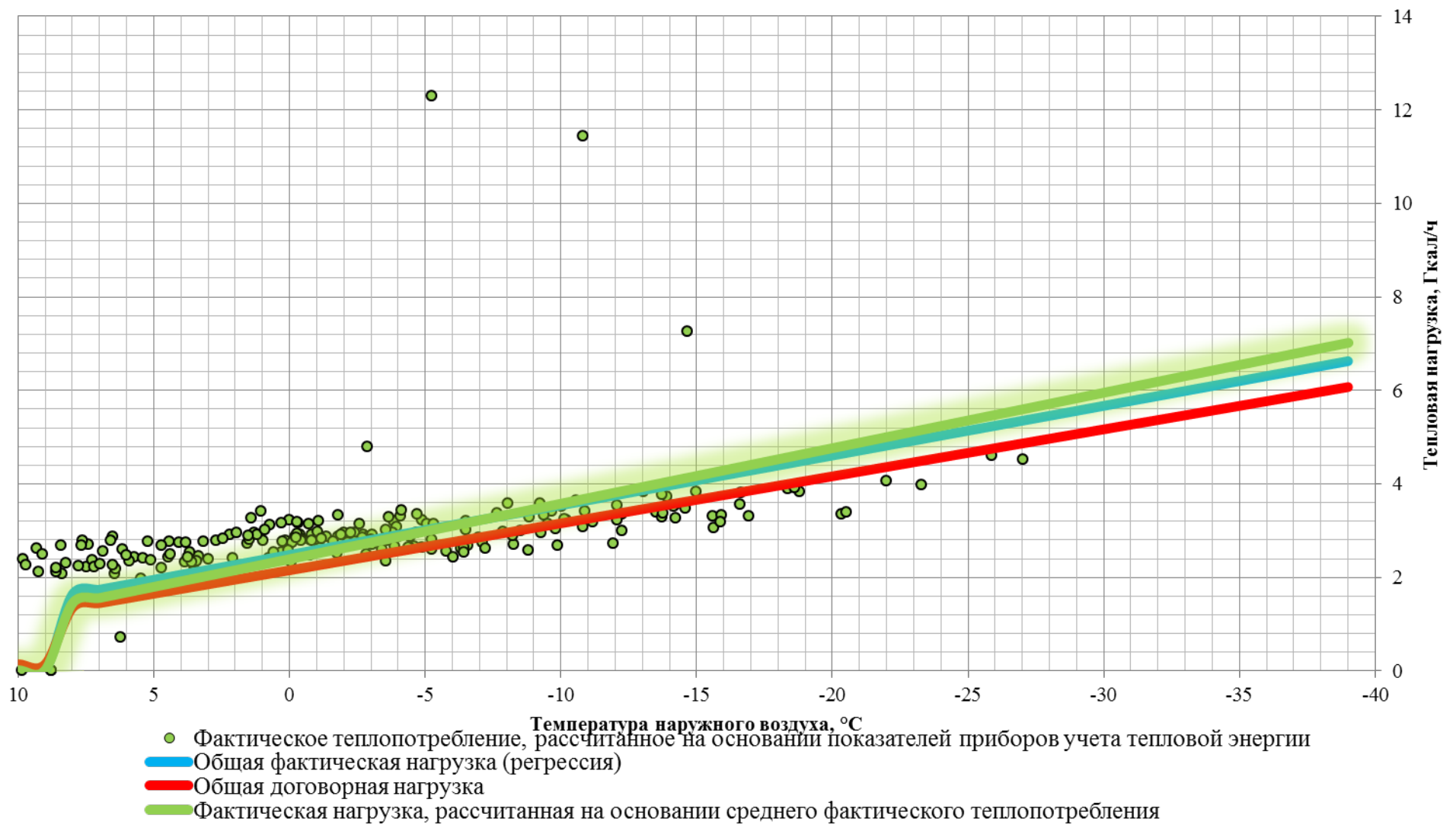


Рисунок 5.4.2.8-2 - Зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха

#### **5.4.2.9. Котельная п. Притомский**

Теплоснабжающей организацией предоставлены сведения о фактическом ежедневном отпуске тепловой энергии с коллекторов теплоисточника.

На рисунке 5.4.2.9-1 представлено сравнение фактического и утвержденного температурного графика в рассматриваемой системе теплоснабжения. В целом температура сетевой воды в прямом трубопроводе соответствует утвержденному температурному графику. При этом значения фактических температур в обратном трубопроводе отличаются от проектных существенно. Характерная «полка» температурного графика возникает при температурах наружного воздуха более  $-9^{\circ}\text{C}$ , согласно утвержденному графику значение должно составлять  $-12^{\circ}\text{C}$ .

Расчетным путем определены значения ежедневного полезного отпуска тепловой энергии по всем потребителям рассматриваемой системы теплоснабжения. На основании расчетных величин построена зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха, которая представлена на рисунке 5.4.2.9-2.

По результатам анализа графиков выявлено, что при стоянии расчетных температур наружного воздуха фактические нагрузки потребителей были бы ниже договорных значений.

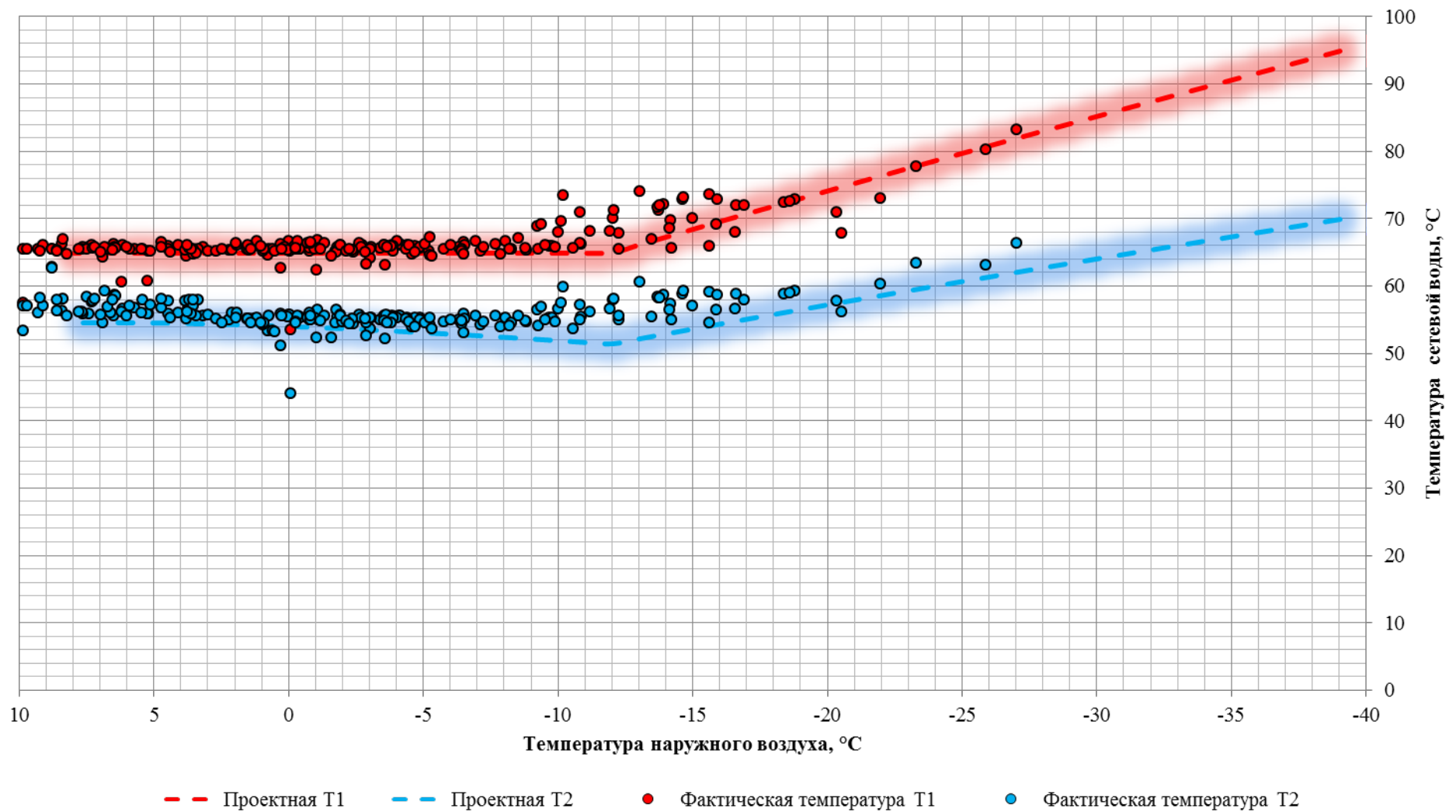


Рисунок 5.4.2.9-1 - Фактический и утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии

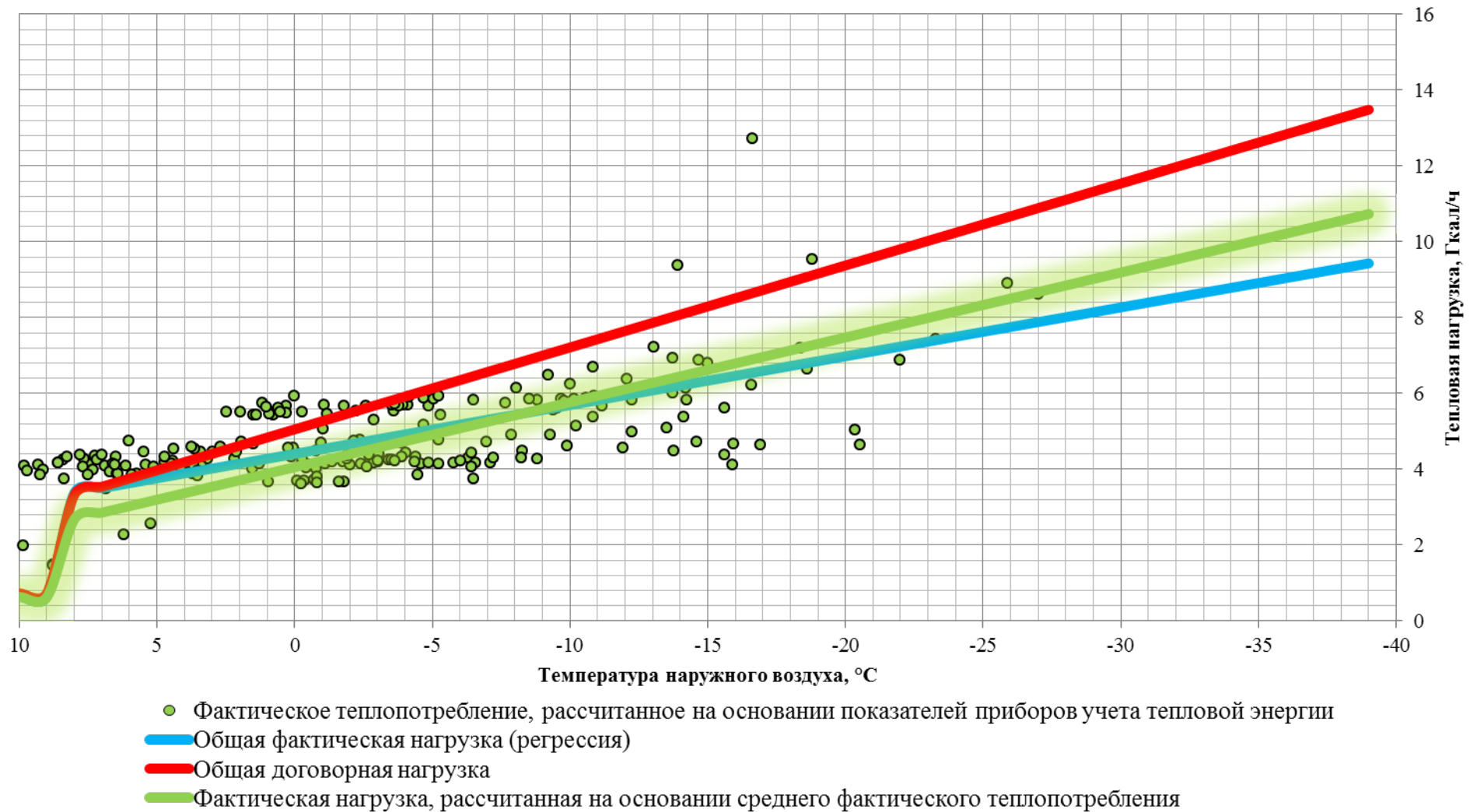


Рисунок 5.4.2.9-2 - Зависимость величины фактической нагрузки потребителей от температуры наружного воздуха

#### **5.4.2.10. Выводы по результатам оценки фактических нагрузок потребителей по величинам достигнутого максимума**

По результатам оценки фактической потребности в тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения нагрузка, определенная в соответствии с вариантом №2 имеет больше преимуществ и обладает наибольшей достоверностью по следующим причинам:

1) Нет уверенности, что потребители тепловой энергии во всем диапазоне температур наружного воздуха не имеют «перетопов» и «недотопов». Необходимо документальное подтверждение об отсутствии жалоб потребителей;

2) Наклон полученной регрессии невозможно подтвердить никаким образом кроме энергетического обследования зданий и сооружений, что представляет собой отдельную работу и не реализуемо в рамках разработки/ актуализации Схемы теплоснабжения г. Новокузнецка.

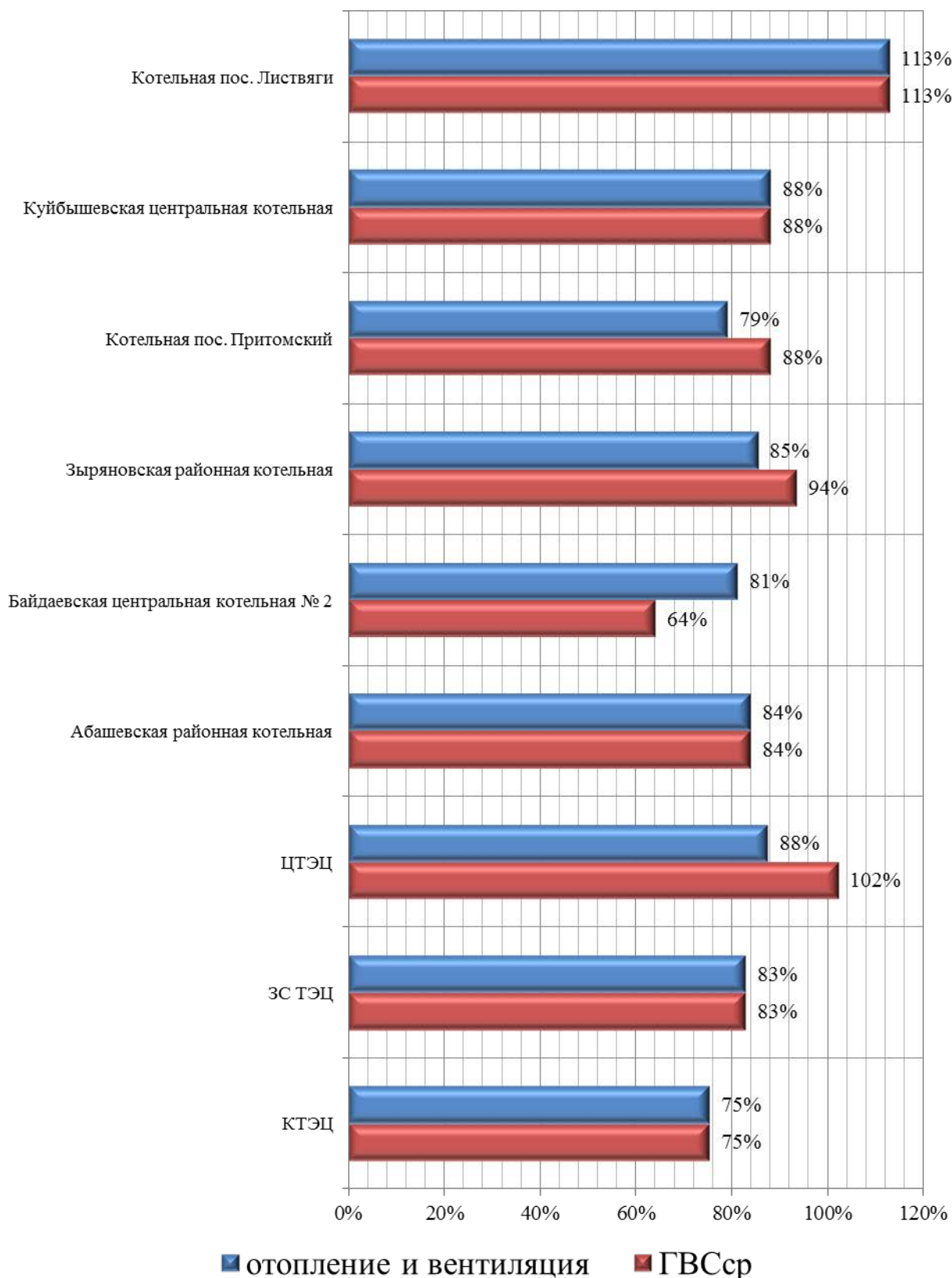
Учитывая инерционность систем теплоснабжения и непродолжительность часов стояния расчетных температур наружного воздуха можно предположить, что при таких температурах теплоснабжение потребителей тепловой энергии, если и приведет к ограничениям, то они будут несущественными.

Принимая во внимания описанные недостатки варианта №1 оценки фактических нагрузок, в дальнейшем при определении фактической нагрузки расчет производится по варианту №2 – согласно средней среднему фактическому теплоснабжению (зеленая линия на представленных графиках).

#### **5.4.3. Сводные договорные и фактические тепловые нагрузки в системах теплоснабжения г. Новокузнецка**

На рисунке 5.4.3-1 и в таблице 5.4.3-1 представлена сводная информация о договорных и фактических нагрузках в системах теплоснабжения.





**Рисунок 5.4.3-1 – Отношение фактических и договорных нагрузок потребителей**

В целом по городу фактическая тепловая нагрузка составляет около 81% от договорных значений.

**Таблица 5.4.3-1 – Сведения об отличии фактических и договорных нагрузок по системам централизованного теплоснабжения г. Новокузнецка**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Отношение фактической и договорной нагрузки по варианту №2, принимаемое для дальнейших расчетов				Фактическая присоединенная нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч			
		отопление и вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	технология в паре	среднее в целом по СЦТ	отопление и вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	технология в паре	СУММА
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>									
1	КТЭЦ	75%	75%	63%	74%	537,8	46,7	37,2	621,7
2	ЗС ТЭЦ	83%	83%	79%	83%	952,3	55,3	78,6	1086,2
3	ЦТЭЦ	88%	102%	43%	78%	386,9	39,1	61,9	487,9
<b>ИТОГО по СЦТ на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ</b>		<b>81%</b>	<b>85%</b>	<b>59%</b>	<b>79%</b>	<b>1877</b>	<b>141</b>	<b>178</b>	<b>2196</b>
<b>Муниципальные котельные</b>									
4	Абашевская районная котельная	84%	84%	100%	84%	29,0	1,7	0,0	30,68
5	Байдаевская центральная котельная № 2	81%	64%	100%	80%	25,8	1,8	0,0	27,52
6	Зырянская районная котельная	85%	94%	100%	86%	45,6	5,1	0,0	50,70
7	Котельная пос. Притомский	79%	88%	100%	80%	10,1	0,8	0,0	10,88
8	Котельная № 19	100%	100%	100%	100%	0,44	0,01	0,00	0,45
9	Котельная № 72	100%	100%	100%	100%	0,10	0,01	0,00	0,11
10	Котельная УПК	100%	100%	100%	100%	0,33	0,02	0,00	0,35
11	Котельная ОРК «Таргай»	100%	100%	100%	100%	0,53	0,07	0,00	0,59
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	100%	100%	100%	100%	2,71	0,00	0,00	2,71
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	100%	100%	100%	100%	2,56	0,00	0,00	2,56
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	100%	100%	100%	100%	0,23	0,00	0,00	0,23
15	Куйбышевская центральная котельная	88%	88%	100%	88%	42,5	2,8	0,0	45,32
16	Котельная пос. Листвяги	113%	113%	100%	113%	6,7	0,2	0,0	6,89
17	Котельная № 6	100%	100%	100%	100%	1,34	0,04	0,00	1,38
18	Котельная Садопарковая	100%	100%	100%	100%	0,77	0,02	0,00	0,79
19	Котельная №32 (БПОУ)	100%	100%	100%	100%	1,09	0,14	0,00	1,23
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	100%	100%	100%	100%	0,57	0,03	0,00	0,59
21	Котельная № 2 п. Разъезд-	100%	100%	100%	100%	0,02	0,06	0,00	0,08

№ п/п	Наименование теплоисточника	Отношение фактической и договорной нагрузки по варианту №2, принимаемое для дальнейших расчетов				Фактическая присоединенная нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч			
		отопление и вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	технология в паре	среднее в целом по СЦТ	отопление и вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	технология в паре	СУММА
	Абагуровский								
22	Котельная проф. «Бунгурский»	100%	100%	100%	100%	0,44	0,04	0,00	0,48
23	Котельная «РПРС»	100%	100%	100%	100%	0,31	0,03	0,00	0,34
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	100%	100%	100%	100%	0,19	0,02	0,00	0,21
25	Котельная школа № 1	100%	100%	100%	100%	0,29	0,01	0,00	0,31
26	Котельная школа № 23	100%	100%	100%	100%	0,24	0,01	0,00	0,24
27	Котельная школа № 37	100%	100%	100%	100%	0,32	0,02	0,00	0,34
28	Котельная школа № 43	100%	100%	100%	100%	0,30	0,01	0,00	0,31
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	100%	100%	100%	100%	0,44	0,01	0,00	0,45
30	Котельная школа № 16	100%	100%	100%	100%	0,23	0,01	0,00	0,24
31	Котельная детского сада № 123	100%	100%	100%	100%	0,03	0,01	0,00	0,05
32	Новоильинская газовая котельная	100%	100%	100%	100%	5,73	0,59	0,00	6,31
33	Полосухинская	100%	100%	100%	100%	0,42	0,02	0,00	0,44
34	Кузнецкая крепость	100%	100%	100%	100%	0,21	0,00	0,00	0,21
<b>ИТОГО по СЦТ на базе муниципальных котельных</b>		<b>87%</b>	<b>86%</b>	<b>100%</b>	<b>87%</b>	<b>179,52</b>	<b>13,48</b>	<b>0,00</b>	<b>193,00</b>
<b>ИТОГО по СЦТ на базе ведомственных котельных</b>		<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>143,4</b>	<b>21,6</b>	<b>48,3</b>	<b>213,3</b>
<b>Электрокотельные</b>		<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>1,7</b>	<b>0,4</b>	<b>0,0</b>	<b>2,1</b>
<b>ИТОГО по ТСО</b>		<b>83%</b>	<b>86%</b>	<b>64%</b>	<b>81%</b>	<b>2202</b>	<b>177</b>	<b>226</b>	<b>2604</b>

В соответствии с действующими рекомендациями Министерства энергетики, для составления перспективных балансов тепловой энергии, в том числе и для оценки инвестиционного планирования по развитию систем централизованного теплоснабжения в качестве базовых нагрузок применяются фактические нагрузки потребителей, рассчитанные на основании фактических сведений по отпуску тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ и крупных котельных за 2013-2015 гг.

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

В настоящее время в г. Новокузнецке действуют нормативы отопления, утвержденные Приказом Департамента жилищно-коммунального и дорожного комплекса Кемеровской области от 23.12.2014 г. №120, представленные в таблице 5.5-1.

**Таблица 5.5-1 – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Новокузнецкого городского округа в жилых помещениях многоквартирных домов или жилых домах при отсутствии приборов учета, в отопительный период продолжительностью 9 месяцев, включая неполные месяцы отопительного периода, определенные с применением метода аналогов при заданной вероятности объема выборки, равной 0,85 с учетом технических параметров и климатических особенностей**

№ п/п	Категории многоквартирных домов и жилых домов	Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях (Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома) *
1.	Многokвартирные дома, в том числе общежития квартирного, секционного и коридорного типа, жилые дома строительным объемом менее 5000 кубических метров	0,0327
2.	Многokвартирные дома, в том числе общежития квартирного, секционного и коридорного типа, жилые дома строительным объемом от 5000 кубических метров до 10000 кубических метров	0,0272
3.	Многokвартирные дома, в том числе общежития квартирного, секционного и коридорного типа, жилые дома строительным объемом от 10000 кубических метров	0,0235

В таблице 5.5-2 представлены сведения о фактическом потреблении холодной и горячей воды потребителями г. Новокузнецка, источник – сведения, размещенные в открытом доступе на сайте Федеральной службы государственной статистики: <http://www.gks.ru>. Здесь же представлено сравнение фактического и нормативного потребления коммунальных ресурсов за 2013-2015 гг.

Нормативы потребления горячей и холодной воды представлены в соответствии с Приказом Департамента жилищно-коммунального и дорожного комплекса Кемеровской области от 23.12.2014 г. №104.

Из сравнения фактических и нормативных показателей следуют выводы:

1) Фактическое потребление горячей воды, как правило, ниже действующего норматива. Превышение нормативного значения на 0,3% отмечено в 2013 г. Учитывая

наметившееся направление экономии финансовых средств потребителей за счет сокращения потребления горячей воды, в перспективе следует ожидать снижения удельного норматива.

2) Фактическое потребление холодной воды населением за ретроспективный период превышает нормативное значение. Наибольшее потребление холодной воды отмечено в 2014 г., которое превысило на 47,1% нынешний норматив. За базовый период фактическое потребление сократилось до нормативного значения (отличие составило 0,01 м<sup>3</sup>/мес. или 0,1%). По холодной воде в перспективе, учитывая опыт крупных городов на территории Российской Федерации, следует ожидать снижения фактического потребления.

**Таблица 5.5-2 – Сравнительный анализ фактического и нормативного месячного потребления холодной и горячей воды для потребителей г. Новокузнецка**

Показатели	Единица измерения	Фактические сведения			Утвержденный норматив			Отличие, %		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
Удельная величина потребления горячей воды в многоквартирных домах на одного проживающего	м <sup>3</sup> /год	40,55	29,4	38,33						
Удельная величина потребления холодной воды в многоквартирных домах на одного проживающего	м <sup>3</sup> /год	63,9	88,44	60,2						
Удельная величина потребления горячей воды муниципальными бюджетными учреждениями на одного человека населения	м <sup>3</sup> /год	2,68	2,58	2,52						
Удельная величина потребления холодной воды муниципальными бюджетными учреждениями на одного человека населения	м <sup>3</sup> /год	4,1	3,8	3,85						
Удельная величина потребления горячей воды в многоквартирных домах на одного проживающего	м <sup>3</sup> /мес.	3,38	2,45	3,19	3,37	3,37	3,37	0,3%	-27,3%	-5,2%
Удельная величина потребления холодной воды в многоквартирных домах на одного проживающего	м <sup>3</sup> /мес.	5,33	7,37	5,02	5,01	5,01	5,01	6,3%	47,1%	0,1%
Удельная величина потребления горячей воды муниципальными бюджетными учреждениями на одного человека населения	м <sup>3</sup> /мес.	0,22	0,22	0,21						
Удельная величина потребления холодной воды муниципальными бюджетными учреждениями на одного человека населения	м <sup>3</sup> /мес.	0,34	0,32	0,32						

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

### **6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в сетях и присоединенной тепловой нагрузки**

Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

*«Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;*

*Располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой 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.);*

*Мощность источника тепловой энергии «нетто» - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды».*

Как отмечалось в разделе 5.4, фактические значения тепловых нагрузок, рассчитанные на основании сведений достигнутого максимума выработки тепловой энергии, несколько отличаются от значений согласно договорам теплоснабжения с потребителями. Следовательно, целесообразно произвести анализ существующих балансов в системе теплоснабжения с учетом договорных и фактических нагрузок

Балансы располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто» и присоединенной договорной нагрузки с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях представлены в таблице 6.1-1.

Балансы располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто» и присоединенной фактической нагрузки с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях представлены в таблице 6.1-2.

Таблица 6.1-1 - Балансы тепловой мощности по системам централизованного теплоснабжения с учетом договорных нагрузок

№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования			Договорная присоединенная нагрузка с учетом потерь мощности в тепловых сетях, Гкал/ч			Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности «нетто» с учетом договорных нагрузок, Гкал/ч			Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности «нетто» с учетом договорных нагрузок, %		
		располагаемая мощность теплоисточника в горячей воде, Гкал/ч	располагаемая мощность теплоисточника в паре, Гкал/ч	тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	горячая вода	пар	ВСЕГО	горячая вода	пар	в целом	горячая вода	пар	в целом
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>													
1	КТЭЦ	810	45	825,7	848,8	59,0	907,7	-38,77	-13,97	-82,04	-5%	-31%	-10%
2	ЗС ТЭЦ	1208	100	1271,5	1264,9	100,0	1364,9	-57,42	0,00	-93,42	-5%	0%	-7%
3	ЦТЭЦ	550,2	254,7	794,6	556,5	143,9	700,4	-6,32	110,80	94,20	-1%	44%	12%
<b>ИТОГО по СЦТ на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ</b>		<b>2568</b>	<b>400</b>	<b>2892</b>	<b>2670</b>	<b>303</b>	<b>2973</b>	<b>-102,5</b>	<b>96,8</b>	<b>-81,3</b>	<b>-4%</b>	<b>24%</b>	<b>-3%</b>
<b>Муниципальные котельные</b>													
4	Абашевская районная котельная	60,00	0,00	58,83	45,73	0,00	45,73	14,27	0,00	13,10	24%	0%	22%
5	Байдаевская центральная котельная № 2	68,00	0,00	66,85	39,24	0,00	39,24	28,76	0,00	27,60	42%	0%	41%
6	Зыряновская районная котельная	120,00	0,00	117,96	65,91	0,00	65,91	54,09	0,00	52,04	45%	0%	44%
7	Котельная пос. Притомский	31,80	0,00	31,41	17,25	0,00	17,25	14,55	0,00	14,16	46%	0%	45%
8	Котельная № 19	1,20	0,00	1,18	0,48	0,00	0,48	0,72	0,00	0,70	60%	0%	59%
9	Котельная № 72	0,30	0,00	0,29	0,12	0,00	0,12	0,18	0,00	0,18	61%	0%	61%
10	Котельная УПК	1,00	0,00	0,99	0,38	0,00	0,38	0,62	0,00	0,61	62%	0%	62%
11	Котельная ОРК «Таргай»	1,80	0,00	1,77	0,81	0,00	0,81	0,99	0,00	0,95	55%	0%	54%
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	5,60	0,00	5,49	3,29	0,00	3,29	2,31	0,00	2,20	41%	0%	40%
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	7,00	0,00	6,90	3,13	0,00	3,13	3,87	0,00	3,77	55%	0%	55%
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,70	0,00	0,69	0,27	0,00	0,27	0,43	0,00	0,42	62%	0%	62%
15	Куйбышевская центральная котельная	104,80	0,00	103,39	61,28	0,00	61,28	43,52	0,00	42,11	42%	0%	41%
16	Котельная пос. Листвяги	18,50	0,00	18,30	7,04	0,00	7,04	11,46	0,00	11,25	62%	0%	62%
17	Котельная № 6	3,00	0,00	2,96	1,49	0,00	1,49	1,51	0,00	1,47	50%	0%	50%
18	Котельная Садопарковая	2,50	0,00	2,48	0,90	0,00	0,90	1,60	0,00	1,58	64%	0%	64%
19	Котельная №32 (БПОУ)	3,20	0,00	3,14	1,45	0,00	1,45	1,75	0,00	1,69	55%	0%	54%
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	2,04	0,00	2,02	0,72	0,00	0,72	1,32	0,00	1,30	65%	0%	64%
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1,90	0,00	1,90	0,09	0,00	0,09	1,81	0,00	1,81	95%	0%	95%
22	Котельная проф. «Бунгурский»	1,40	0,00	1,38	0,82	0,00	0,82	0,58	0,00	0,56	41%	0%	40%
23	Котельная «РТРС»	1,40	0,00	1,39	0,35	0,00	0,35	1,05	0,00	1,03	75%	0%	75%
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	1,40	0,00	1,39	0,23	0,00	0,23	1,17	0,00	1,16	83%	0%	83%
25	Котельная школа № 1	2,00	0,00	1,99	0,32	0,00	0,32	1,68	0,00	1,67	84%	0%	84%
26	Котельная школа № 23	2,00	0,00	1,99	0,26	0,00	0,26	1,74	0,00	1,73	87%	0%	87%
27	Котельная школа № 37	1,38	0,00	1,37	0,35	0,00	0,35	1,03	0,00	1,01	74%	0%	74%
28	Котельная школа № 43	2,00	0,00	1,99	0,33	0,00	0,33	1,67	0,00	1,66	83%	0%	83%
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	2,00	0,00	1,98	0,56	0,00	0,56	1,44	0,00	1,43	72%	0%	72%
30	Котельная школа № 16	1,20	0,00	1,19	0,25	0,00	0,25	0,95	0,00	0,94	79%	0%	79%
31	Котельная детского сада № 123	0,05	0,00	0,05	0,05	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	9%	0%	4%
32	Новоильинская газовая котельная	13,40	0,00	13,10	7,20	0,00	7,20	6,20	0,00	5,91	46%	0%	45%
33	Полосухинская	2,00	0,00	1,98	0,55	0,00	0,55	1,45	0,00	1,43	73%	0%	72%
34	Кузнецкая крепость	0,30	0,00	0,30	0,23	0,00	0,23	0,07	0,00	0,07	24%	0%	24%
<b>ИТОГО по СЦТ на базе муниципальных котельных</b>		<b>463,87</b>	<b>0,00</b>	<b>456,6</b>	<b>261,1</b>	<b>0,0</b>	<b>261,1</b>	<b>202,79</b>	<b>0,00</b>	<b>195,54</b>	<b>44%</b>	<b>0%</b>	<b>43%</b>



**Таблица 6.1-2 - Балансы тепловой мощности по системам централизованного теплоснабжения с учетом фактических нагрузок**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования			Фактическая присоединенная нагрузка с учетом потерь мощности в тепловых сетях, Гкал/ч			Резерв (+), дефицит (-) мощности котельных «нетто» с учетом фактических нагрузок, Гкал/ч			Резерв (+), дефицит (-) мощности котельных «нетто» с учетом фактических нагрузок, %		
		располагаемая мощность теплоисточника в горячей воде, Гкал/ч	располагаемая мощность теплоисточника в паре, Гкал/ч	тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	горячая вода	пар	ВСЕГО	горячая вода	пар	в целом	горячая вода	пар	в целом
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>													
1	КТЭЦ	810	45	825,7	646,8	45,0	691,8	163,18	0,00	133,88	20%	0%	16%
2	ЗС ТЭЦ	1208	100	1271,5	1135,1	95,0	1230,1	72,41	5,00	41,41	6%	5%	3%
3	ЦТЭЦ	550,2	254,7	794,6	478,0	74,8	552,9	72,19	179,85	241,76	13%	71%	30%
<b>ИТОГО по СЦТ на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - ТЭЦ</b>		<b>2568</b>	<b>400</b>	<b>2892</b>	<b>2260</b>	<b>215</b>	<b>2475</b>	<b>307,8</b>	<b>184,9</b>	<b>417,1</b>	<b>12%</b>	<b>46%</b>	<b>14%</b>
<b>Муниципальные котельные</b>													
4	Абашевская районная котельная	60,00	0,00	58,83	38,40	0,00	38,40	21,60	0,00	20,43	36%	0%	35%
5	Байдаевская центральная котельная № 2	68,00	0,00	66,85	31,33	0,00	31,33	36,67	0,00	35,52	54%	0%	53%
6	Зыряновская районная котельная	120,00	0,00	117,96	56,84	0,00	56,84	63,16	0,00	61,11	53%	0%	52%
7	Котельная пос. Притомский	31,80	0,00	31,41	13,76	0,00	13,76	18,04	0,00	17,65	57%	0%	56%
8	Котельная № 19	1,20	0,00	1,18	0,48	0,00	0,48	0,72	0,00	0,70	60%	0%	59%
9	Котельная № 72	0,30	0,00	0,29	0,12	0,00	0,12	0,18	0,00	0,18	61%	0%	61%
10	Котельная УПК	1,00	0,00	0,99	0,38	0,00	0,38	0,62	0,00	0,61	62%	0%	62%
11	Котельная ОРК «Таргай»	1,80	0,00	1,77	0,81	0,00	0,81	0,99	0,00	0,95	55%	0%	54%
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	5,60	0,00	5,49	3,29	0,00	3,29	2,31	0,00	2,20	41%	0%	40%
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	7,00	0,00	6,90	3,13	0,00	3,13	3,87	0,00	3,77	55%	0%	55%
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,70	0,00	0,69	0,27	0,00	0,27	0,43	0,00	0,42	62%	0%	62%
15	Куйбышевская центральная котельная	104,80	0,00	103,39	53,97	0,00	53,97	50,83	0,00	49,42	49%	0%	48%
16	Котельная пос. Листвяги	18,50	0,00	18,30	7,95	0,00	7,95	10,55	0,00	10,34	57%	0%	57%
17	Котельная № 6	3,00	0,00	2,96	1,49	0,00	1,49	1,51	0,00	1,47	50%	0%	50%
18	Котельная Садопарковая	2,50	0,00	2,48	0,90	0,00	0,90	1,60	0,00	1,58	64%	0%	64%
19	Котельная №32 (БПОУ)	3,20	0,00	3,14	1,45	0,00	1,45	1,75	0,00	1,69	55%	0%	54%
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	2,04	0,00	2,02	0,72	0,00	0,72	1,32	0,00	1,30	65%	0%	64%
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1,90	0,00	1,90	0,09	0,00	0,09	1,81	0,00	1,81	95%	0%	95%
22	Котельная проф. «Бунгурский»	1,40	0,00	1,38	0,82	0,00	0,82	0,58	0,00	0,56	41%	0%	40%
23	Котельная «РТРС»	1,40	0,00	1,39	0,35	0,00	0,35	1,05	0,00	1,03	75%	0%	75%
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	1,40	0,00	1,39	0,23	0,00	0,23	1,17	0,00	1,16	83%	0%	83%
25	Котельная школа № 1	2,00	0,00	1,99	0,32	0,00	0,32	1,68	0,00	1,67	84%	0%	84%
26	Котельная школа № 23	2,00	0,00	1,99	0,26	0,00	0,26	1,74	0,00	1,73	87%	0%	87%
27	Котельная школа № 37	1,38	0,00	1,37	0,35	0,00	0,35	1,03	0,00	1,01	74%	0%	74%
28	Котельная школа № 43	2,00	0,00	1,99	0,33	0,00	0,33	1,67	0,00	1,66	83%	0%	83%
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	2,00	0,00	1,98	0,56	0,00	0,56	1,44	0,00	1,43	72%	0%	72%
30	Котельная школа № 16	1,20	0,00	1,19	0,25	0,00	0,25	0,95	0,00	0,94	79%	0%	79%
31	Котельная детского сада № 123	0,05	0,00	0,05	0,05	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	9%	0%	4%
32	Новоильинская газовая котельная	13,40	0,00	13,10	7,20	0,00	7,20	6,20	0,00	5,91	46%	0%	45%
33	Полосухинская	2,00	0,00	1,98	0,55	0,00	0,55	1,45	0,00	1,43	73%	0%	72%
34	Кузнецкая крепость	0,30	0,00	0,30	0,23	0,00	0,23	0,07	0,00	0,07	24%	0%	24%
<b>ИТОГО по СЦТ на базе муниципальных котельных</b>		<b>463,87</b>	<b>0,00</b>	<b>456,6</b>	<b>226,9</b>	<b>0,0</b>	<b>226,9</b>	<b>237,00</b>	<b>0,00</b>	<b>229,75</b>	<b>51%</b>	<b>0%</b>	<b>50%</b>

## **6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности «нетто»**

1. При рассмотрении существующих балансов тепловой энергии по договорным нагрузкам дефициты тепловой мощности характерны для систем централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ г. Новокузнецка. По системам теплоснабжения на базе муниципальных и ведомственных котельных будут характерны достаточные резервы тепловой мощности. Наибольший дефицит тепловой мощности 82,04 (10%) характерен СЦТ от КТЭЦ.

2. При учете фактических нагрузок во всех системах теплоснабжения отмечен резерв тепловой мощности, достаточный для качественного и надежного теплоснабжения потребителей. По остальным системам теплоснабжения резервы тепловой мощности «нетто» являются достаточными для качественного и надежного теплоснабжения потребителей.

## **6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю**

Системы централизованного теплоснабжения г. Новокузнецка 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 КТЭЦ, 115°C по ЗС ТЭЦ, по ЦТЭЦ. Температурные графики по отпуску тепла от теплоисточников ежегодно разрабатываются и согласовываются по КТЭЦ, ЗС ТЭЦ и ЦТЭЦ и утверждаются теплосетевыми организациями г. Новокузнецка.

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 главе 1.3 Книги 1, рис. 1.3.4;

- 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 6.3-1 - 6.3-2.

**Таблица 6.3-1 – 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	11,0	2,5
КТЭЦ, БУ-2	11,8	2,5
КТЭЦ, БУ-3	12,0	2,1
ВК	10,6	3,1
ВСЕГО		

**Таблица 6.3-2 – 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	4,5	9,0	3,5	13,5
ПНС-15	7,5	8,8	2,8	4,6

### *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 6.3-3 - 6.3-4.

**Таблица 6.3-3 – 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	11,5	3,7
Новоильинский р-н	11,5	3,7
<b>ВСЕГО</b>		

**Таблица 6.3-4 – 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	9,8	12,5	4,5	9,5

### **Центральная ТЭЦ**

Располагаемый напор на тепловой выводе от ЦТЭЦ составляет 60 м. в ст. Давление в подающем трубопроводе – 89 м. в. ст, в обратном – 29 м в. ст.

От тепловых камер ТК- 6п (подача Ду700мм , обратка Ду600мм) и ТК-6л (2Ду700мм) 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 1453м с удельными потерями до ТК-16 более 8 мм/м, скоростью 1,9 м/сек с давлением в обратном трубопроводе 35м.вод.ст., что позволяет присоединение потребителей по зависимой схеме.

От ТК-8 по ул. Курако магистраль по ул. Орджоникидзе диаметром головного участка 2Ду700мм, протяженностью 2101м до ТК-12 по ул. Metallургов диаметром 2Ду700мм с удельными линейными потерями 6 мм/м, скоростью 1,6м/сек и давлением в обратном трубопроводе в пределах 37м. вод,ст., что позволяет подключение потребителей по зависимой схеме.

От ТК-8 по ул. Курако магистраль по улице Строителей диаметром головного участка 2Ду400мм и далее по ул. Строителей и Фестивальная средним диаметром 400мм протяженностью 2475м с удельными линейными потерями в пределах 10 мм/м, скоростью в пределах 1,6 м/сек с давлением в обратном трубопроводе в пределах 32м, что позволяет присоединение потребителей по зависимой схеме.

#### **6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

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 фактической нагрузке. Анализ функционирования систем теплоснабжения от КТЭЦ и ЗСТЭЦ свидетельствует, что влияние дефицита тепловой мощности на качество теплоснабжения конечных потребителей несущественно. В графическом виде балансы тепловой мощности представлены на рисунках 6.4-1 и 6.4-2.

ЦТЭЦ, несмотря на наличие технических ограничений по выдаче тепловой мощности, имеет резерв по фактической нагрузке 241,76 Гкал/ч, что составляет 30% от тепловой мощности «нетто».



Рисунок 6.4-1 – Баланс тепловой энергии в системе теплоснабжения на базе КТЭЦ



Рисунок 6.4-2 – Баланс тепловой энергии в системе теплоснабжения на базе ЗСТЭЦ



## **6.5. Резервы тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности «нетто» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

Все источники тепловой энергии по состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения имеют достаточные резервы тепловой мощности «нетто» по фактической присоединенной нагрузке. Расширение технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности «нетто» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности не требуется.

## **7. Балансы теплоносителя**

### **7.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей**

Источником холодного водоснабжения источников тепловой энергии, расположенных в административных границах Новокузнецкого городского округа, является городская водопровод (для КузТЭЦ — собственный водозабор из р. Томь).

#### **7.1.1. Кузнецкая ТЭЦ**

Химический цех Кузнецкой ТЭЦ состоит из 2-х отдельно стоящих самостоятельных зданий.

В одном здании (ХВО) находятся две схемы обработки воды:

1. Схема обработки воды для подпитки теплосети с предварительной коагуляцией и доочисткой механическими фильтрами, далее – одноступенчатое Na – катионирование, подкисление серной кислотой, декарбонизация и корректирующее подщелачивание.

2. Схема подготовки воды для подпитки котлов- 2-х ступенчатое обессоливание с предварительной коагуляцией и доочисткой в механических фильтрах.

Схема 2-х ступенчатого обессоливания состоит из Н и ОН фильтров первой и второй ступеней с промежуточной декарбонизацией перед ОН фильрами II ступени и далее амминирование.

Во втором здании (ОВК-1) находится две схемы обработки воды:

1. Схема обработки воды для подпитки теплосети аналогична уже существующей с предварительной коагуляцией и доочисткой в механических фильтрах, далее подкисление серной кислотой с одноступенчатым Na – катионированием и декарбонизацией.

Вторая схема для подпитки котлов состоит из двухступенчатого умягчения в Na – катионитовых фильтрах.

Сырая вода для химцеха (ХВО) подается из турбинного цеха со сбросного водовода насосами сырой воды Т- 25- 30 °С по двум трубопроводам и далее обрабатывается по выше описанным схемам.

Сырая вода для химцеха (ОВК-!) подается от напорных трубопроводов насосной 2-го подъема по двум трубопроводам с Т наружного воздуха на три подогревателя сырой воды, где она нагревается до температуры 30 – 35<sup>0</sup>С и далее обрабатывается описанным выше

Производительность химводоочистки в здании ХВО (главный корпус) и ОВК-1 (объединенный вспомогательный корпус рядом с водогрейной котельной) в отопительный период - 2500 т/ч, в паводок, в летний период - 1800 т/ч.

Оборудование водоподготовительной установки - фильтры механические и Na-катионитовые.

На станции установлено 3 бака-аккумулятора: два №1 и №2 емкостью по 10000м<sup>3</sup> в районе котельной и один емкостью 2000м<sup>3</sup> в районе главного корпуса.

На тепловых сетях установлено 2 бака аккумулятора на ПНС-12 емкостью по 3000м<sup>3</sup>.

Фактическая подпитка тепловых сетей в 2015 году составила 9438706 т/год (1078 т/ч)

### **7.1.2. ЗС ТЭЦ**

На ЗС ТЭЦ имеется две очереди химводоочистки (ХВО):

#### **7.1.2.1 Схема обессоливания**

ВПУ для подпитки котлов высокого давления работает по схеме параллельного двухступенчатого обессоливания:

ХВО №1 (ввод в эксплуатацию – 1963 год):

Коагуляция сернокислым алюминием при окисляемости исходной воды больше 2,0 мг/дм<sup>3</sup>, осветлители (3шт.) – баки осветленной воды (2шт.) – насосы перекачки из

промбака (2 шт.) – механические фильтры (4шт.) – водород-катионитовые фильтры 1 ступени (4шт.) – анионитовые фильтры 1 ступени (4шт.) – декарбонизатор (2шт.) – баки частично-обессоленной воды (2 шт.) – насосы частично-обессоленной воды (3 шт.) – водород-катионитовые фильтры 2 ступени (3шт.) – анионитовые фильтры 2 ступени (4шт.).

Производительность установки  $Q = 200 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

ХВО №2 (ввод в эксплуатацию – 1975 год):

Коагуляция сернокислым алюминием в паводок, осветлители (6шт.) – баки осветленной воды (2шт.) – насосы осветленной воды (3шт.) – механические фильтры (10шт.) – водород-катионитовые фильтры 1 ступени (3шт.) – анионитовые фильтры 1 ступени (3шт.) – декарбонизатор (1шт.) – баки частично-обессоленной воды (2шт.) – насосы частично-обессоленной воды (2шт.) – водород-катионитовые фильтры 2 ступени (2 шт.) – анионитовые фильтры 2 ступени (3шт.).

Производительность установки  $Q = 50 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

#### ***7.1.2.2 Схема приготовления хим. очищенной воды***

Умягченная вода для подпитки теплосети ЗС ТЭЦ подготавливается по схеме параллельного одноступенчатого натрийкатионирования

ХВО № 1- Проектная производительность водоподготовительной установки по химически очищенной воде  $900 \text{ т}/\text{час}$ .

Описание технологического процесса и схемы:

Одной из важных стадий в процессе очистки природных вод является процесс осветления воды методом коагуляции. На ХВО-1 установлены осветлители ЦНИИ МПС (осветлители №1,2) производительностью  $100 \text{ м}^3/\text{час}$  и осветлитель ЦНИИ-1(осветлитель №3) производительностью  $150 \text{ м}^3/\text{час}$ .

В качестве коагулянта используется оксихлорид алюминия  $\text{Al}_2(\text{OH})_5\text{Cl}$ ,

На предочистку в осветлители исходная вода из реки Томь подается подогретой до  $t=25^\circ\text{C}$  в подогревателях сырой воды турбинного цеха. После осветлителей вода собирается в баки осветленной воды и из баков насосами осветленной воды подается на механические вертикальные однокамерные фильтры ФИПа-I-3,0-0,6 – 4 шт. В качестве фильтрующего материала загружен малозольный термостойкий дробленый антрацит, работающий при температуре до  $100^\circ\text{C}$  и значения pH в пределах от 4 до 10.

Умягчение воды путем Na-катионирования заключается в фильтровании ее через слой катионита Ку 2-8, содержащего в качестве обменных ионов катионы натрия. На ХВО № 1 установлено 9 Na-катионитовых фильтров ФИПа-I-3,0-0,6

ХВО № 2 - Проектная производительность водоподготовки по химочищенной воде 1250 т\час.

На ХВО-2 установлены осветлители тип ЦНИИ-3 производительностью  $Q=450$  м<sup>3</sup>/час -6 шт., горизонтальные механические фильтры ФОГ-2-3,0-0,6 – 9 шт, вертикальные однокамерные механические фильтры ФИПа-I-3,4-0,6, 10 шт. Na-катионитовых фильтров ФИПа-I-3,4-0,6.

### ***7.1.2.3 Система очистки сточных вод ХВО (нейтрализация)***

**ХВО№1** Шламовые воды с осветлителей сбрасываются в промливневую канализацию и далее – в левый промливневый коллектор ОАО «Западно-Сибирский металлургический комбинат» (в количестве 2,6 т/ч).

Кислые и щелочные воды обессоливающей установки поступают в баки нейтрализации №1,3,4  $V= 50\text{м}^3$ ,  $V= 140\text{м}^3$ ,  $V= 200\text{м}^3$ . После нейтрализации воды поступают в дренажный бак  $V=12$  м<sup>3</sup>, откуда насосами перекачки сбросных вод откачиваются в баки осветленной воды ГЗУ котельного цеха (КЦ) (в количестве 60 т/ч).

Засоленные воды с натрий-катионитовых фильтров и дренажные воды с высокоосновных фильтров поступают в баки осветленной воды ГЗУ КЦ (в количестве 72 т/ч).

**ХВО№2** Шламовые воды с осветлителей собираются в приямок шламовых вод  $V=15$  м<sup>3</sup> и насосами шламовых вод откачиваются в баки осветленной воды ГЗУ КЦ или в промливневую канализацию (в количестве 16,8 т/ч).

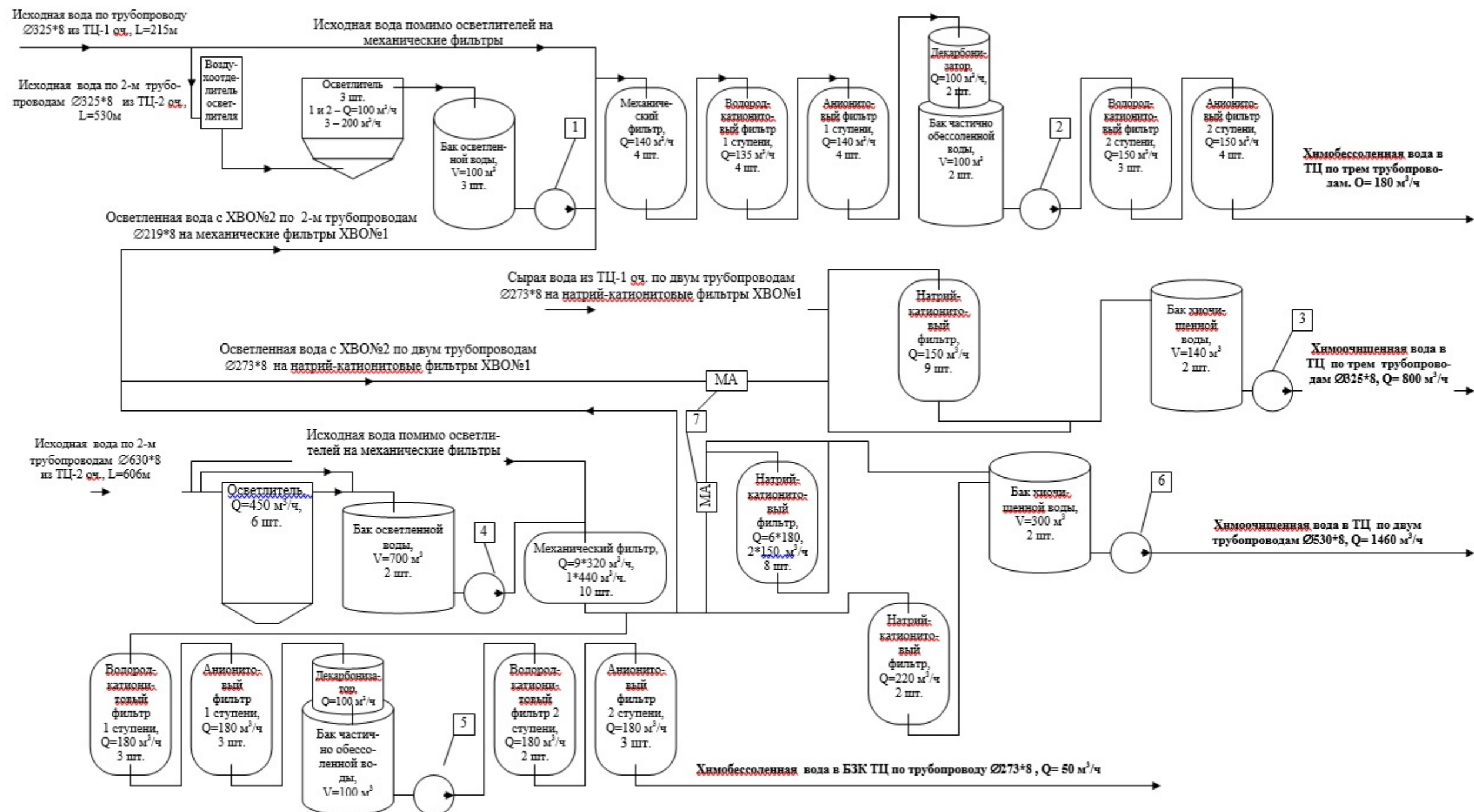
Дренажные воды с механических фильтров поступают в промливневую канализацию или через 2 бака сбора промывочных вод механических фильтров  $V=185$  м<sup>3</sup> каждый в шламовый приямок, затем насосами шламовых вод подаются по двум трубопроводам в баки осветленной воды ГЗУ КЦ (в количестве 16,5т/ч). Дренажные воды из баков сбора промывочных вод повторно не могут использоваться из-за низкого давления на насосах перекачки из баков в трубопроводы сырой воды на осветлители.

Кислые и щелочные воды обессоливающей установки, а также засоленные №1 и 2  $V= 400\text{м}^3$  каждый. После нейтрализации воды насосами перекачки воды с натрий-катионитовых фильтров поступают в баки нейтрализации дренажных вод направляются в баки осветленной воды ГЗУ КЦ (в количестве 131,8 т/ч).

Технологическая схема водоподготовки приведена на рисунке 7.1-1.

**Питьевое водоснабжение** комбината с субабонентами осуществляется водой из сетей ЗАО «Водоканал», подземной водой из собственных скважин и водой от ЗС ТЭЦ (горячее водоснабжение). Подача питьевой на ЗС ТЭЦ осуществляется от сетей комбината в количестве  $100 \div 130$  тыс.м<sup>3</sup>/год.

Водоотведение хозяйственно-бытовых сточных вод ЗС ТЭЦ осуществляется в хоз. бытовую канализацию ЗСМК и далее на городские очистные сооружения, находящиеся в ведении ЗАО «Водоканал».



№ позиции	Наименование оборудования	Количество	Марка	Техническая характеристика						
1	Насос перекачки из <u>прямбачка</u> ХВО№1	2	1 - 6НДВ 2 - 1Д315-71УХЛ	1 - Q=315 м³/ч, Н=85 м.вд.ст. 2 - Q=315 м³/ч, Н=85 м.вд.ст.						
2	Насос частично-обессоленной воды ХВО№1	3	K100-85-250	Q=100 м³/ч, Н=80 м.вд.ст.		Подпись	Дата	<b>Технологическая схема водоподготовки</b>		
3	Насос <u>химочищенной</u> воды ХВО№1	3	10Д-6	Q=500 м³/ч, Н=76 м.вд.ст.	Выполнил					
4	Насос осветленной воды ХВО№2	3	300Д-90	Q=900 м³/ч, Н=70 м.вд.ст.	Начальник ХЦ					
5	Насос частично-обессоленной воды ХВО№2	2	K100-85-250	Q=100 м³/ч, Н=80 м.вд.ст.	Начальник ТС					
6	Насос <u>химочищенной</u> воды ХВО№2	3	200Д-60	Q=720 м³/ч, Н=80 м.вд.ст.	Гл.инженер					
7	Магнитный аппарат	5		Q=380 м³/ч						

Рисунок 7.1-1 – Технологическая схема ХВО ЗС ТЭЦ

На тепловых сетях установлено 3 бака на ПНС-16 емкостью по 3000м<sup>3</sup>.

### **7.1.3. Центральная ТЭЦ**

Химводоочистка ЦТЭЦ размещается в 2-х зданиях: химводоочистка №1, химводоочистка №2 и химводоочистка №3, состоящая из главного корпуса и склада реагентов.

Водоснабжение объектов ООО «Центральная ТЭЦ» осуществляется по двум системам водоснабжения:

- системе хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- системе технического водоснабжения.

Обеспечение хозяйственно-питьевых нужд предприятия осуществляется от насоснофильтровой станции №1 ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК».

Источником водоснабжения на технические нужды ЦТЭЦ является р. Томь

ХВО №1 введена в эксплуатацию в 1936 году. Производит подготовку воды для подпитки паровых котлов ТЭЦ, предназначенных для выработки перегретого пара.

ХВО №2 введена в эксплуатацию в 196 Ноду. Производит подготовку воды для подпитки теплосети, работающей по схеме открытого горячего водоразбора. Производительность - 900 т/ч, в паводковый период производительность снижается до 600 т/час.

ХВО №3 введена в эксплуатацию в 1983 году, готовит воду для подпитки теплосети. Производительность 600 т/ч, в паводковый период 500т/ч.

Суммарная производительность ХВО №№ 2 и 3, работающих на теплосеть, составляет 1400 т/ч, из них до 400 т/ч потребляет комбинат и до 1000 т/ч потребляет город.

### **7.1.4. Локальные котельные**

Характеристики водоподготовительных установок для подготовки химочищенной воды для подпитки теплосети по наиболее крупным муниципальным котельным приведены ниже.

На мелких котельных установлены химводоочистки типа «Система комплексной очистки «Альтсофт» ASM-350 QDA-5,4м<sup>3</sup>/4, ASM-200 QDA-2,5м<sup>3</sup>/4, ASM-150 QDA-5,4м<sup>3</sup>/н и фильтр осветленный вертикальный ФОВ-1,4-0,6, производительностью 16м<sup>3</sup>/ч.

Исходной водой химводоочистки используется вода питьевого качества из сети ЗАО «Водоканал». Показатели подпиточной воды соответствуют нормативным требованиям.

**Таблица 7.1.4-1 - Характеристики водоподготовительных установок для подготовки химочищенной воды для подпитки теплосети по наиболее крупным муниципальным котельным**

Наименование	Марка	Кол-во шт.	Производительность, м <sup>3</sup> /ч		кол-во анализов в сутки
			согласно паспорту	суммарная	
<b>котельные Куйбышевского района</b>					
<i><b>Куйбышевская Центральная котельная</b></i>					
деаэратор атмосферного давления	ДА-50/25	1	50	50	42
фильтр ионитный параллельно-точный	ФИПаI-2,0-0,6Na	3	80	240	
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаII -1,0-0,6Na	2	40	80	
<i><b>Котельная поселка Листвяги</b></i>					
фильтр осветлительный вертикальный	ФОВ-1,4-0,6	6	16	96	13
установка дозирования комплексоната	ЭКО 1-16	1	0,016	0,016	
<i><b>Котельная по ул. Садопарковая</b></i>					
фильтр осветлительный вертикальный	ФОВ-1,4-0,6	1	16	16	12
<i><b>Котельная Абагуровский разъезд - 1</b></i>					
система комплексной очистки "Альтсофт"	ASM-200 QDA	1	2,5	2,5	12
<i><b>Котельная Абагуровский разъезд - 2</b></i>					
система комплексной очистки "Альтсофт"	ASM-350 QDA	1	5,4	5,4	12
<i><b>Котельная проф. Бунгурский</b></i>					
система комплексной очистки "Альтсофт"	ASM-150 QDA	1	2,1	2,1	12
<i><b>РТПС</b></i>					
система комплексной очистки "Альтсофт"	ASM-350 QDA	1	5,4	5,4	12
<i><b>Котельная №32 (БПОУ)</b></i>					
установка антинакипная	АНУ-70	2	70	140	32
установка обезжелезивания воды	ВПУ-3,0	1	25	25	
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаI -1,0-0,6Na	2	20	40	
<i><b>Котельная школы № 37</b></i>					
Установка для умягчения воды	SSF 21160-2850	1	5,6	5,6	2
<b>Всего по Куйбышевскому району</b>		<b>24</b>		<b>708</b>	<b>149</b>
<b>котельные Орджоникидзевского района</b>					
<i><b>Зыряновская районная котельная</b></i>					
фильтр ионитный параллельно-точный	ФИПаI-2,0-0,6Na	3	80	240	32
фильтр ионитный параллельно-точный	ФИПаI-2,6-0,6Na	4	130	520	
<i><b>Абашевская районная котельная</b></i>					
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаI -1,0-0,6Na	4	20	80	32
фильтр осветлительный вертикальный	ФОВ-1,0-0,6	4	10	40	
установка дозирования комплексоната	ЭКО 1-16	1	0,016	0,016	
<i><b>Котельная поселка Притомский</b></i>					
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаI -1,4-0,6Na	2	46	92	38



Наименование	Марка	Кол-во шт.	Производительность, м <sup>3</sup> /ч		кол-во анализов в сутки
			согласно паспорту	суммарная	
<b>Байдаевская Центральная котельная - 2</b>					
фильтр ионитный параллельно-точный	ФИПаI-2,0-0,6Na	2	80	160	32
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаI-1,5-0,6Na	4	50	200	
<b>Котельная Абагур Лесной №1</b>					
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаI -1,0-0,6Na	2	20	40	12
<b>Котельная Абагур Лесной №2</b>					
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаI-1,5-0,6Na	3	50	150	12
<b>Котельная ОРК "Таргай"</b>					
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаI -1,0-0,6Na	2	20	40	12
<b>Котельная "Голубь"</b>					
система комплексной очистки "Альтсофт"	ASM-200 QDA	1	2,1	2,1	12
<b>Всего по Орджоникидзевскому району</b>		<b>32</b>		<b>1564</b>	<b>182</b>
<b>котельные Новоильинского района</b>					
<b>Новоильинская газовая котельная</b>					
Фильтр умягчения воды	HFS 3672/WC/2S5E/L W	2	2,3	4,6	2
<b>Всего по Новоильинскому району</b>		<b>2</b>		<b>4,6</b>	
<b>И т о г о</b>		<b>58</b>		<b>2277</b>	<b>331</b>

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

В соответствии с п. 6.16 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная версия СНиП 41-02-2003:

*«Среднегодовая утечка теплоносителя (м<sup>3</sup>/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.*

*Технологические потери теплоносителя включают количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплоснабжения при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию, проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей [4, п.4.12.30].*

*Для компенсации этих расчетных технологических потерь (затрат) сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25 % от объема теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов».*

Установленные балансы производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимального часового потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей по каждому источнику тепловой энергии представлены в таблицах 7.2-1-4.

Как видно из таблиц, существующих производительностей ВПУ вполне достаточно для поддержания нормативных режимов подпитки теплосети в эксплуатационном режиме теплоснабжения, а также подпитке в период повреждения участка.

**Таблица 7.2-1 Балансы производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимального часового потребления теплоносителя ЦТЭЦ**

Наименование источника тепловой энергии (адрес)	Период эксплуатации	Производительность ВПУ	Средневзвешенный срок службы	Располагаемая производительность ВПУ	Потери располагаемой производительности	Собственные нужды	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Емкость баков аккумуляторов	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	нормативные утечки теплоносителя	Сверхнормативные утечки теплоносителя	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Доля резерва
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>																
ООО «Центральная ТЭЦ» 650006, г. Новокузнецк Кемеровской области, ул. Коммунальная д.25	2013, в т.ч:	1700	27	1500	27	0,02	2	4	930	---	---	930	1221	2200	279	18,6%
	ХВО-2	1000	27	900	33				717	---	---	717	850		50	5,6%
	ХВО-3	700	27	600	17		2	4	213	---	---	213	371		229	38,1%
	2014, в т.ч:	1700	27	1500	27	0,02	2	4	706	---	---	706	943	2200	557	37,2%
	ХВО-2	1000	27	900	33				567	---	---	567	710		190	21,1%
	ХВО-3	700	27	600	17		2	4	138	---	---	138	233		367	61,2%
	2015, в т.ч:	1700	27	1500	27	0,02	2	4	646	---	---	646	936	2200	564	37,6%
	ХВО-2	1000	27	900	33				501	---	---	501	658		242	26,9%
	ХВО-3	700	27	600	17		2	4	146	---	---	146	278		322	53,7%

**Таблица 7.2-2 Балансы производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимального часового потребления теплоносителя КТЭЦ**

Наименование источника тепловой энергии (адрес)	Период эксплуатации	Производительность ВПУ	Средневзвешенный срок службы	Располагаемая производительность ВПУ	Потери располагаемой производительности	Собственные нужды	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Емкость баков аккумуляторов	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	нормативные утечки теплоносителя	Сверхнормативные утечки теплоносителя	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Доля резерва
	Год	т/ч	лет	т/ч	%	т/ч	шт.	тыс. м <sup>3</sup>	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	%
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>																
АО "Кузнецкая ТЭЦ"	2013	1 305	51	2 500	31,2	156	3	22	916,5	54,5	1,1	866,0	1239	1490	230	13,4
				1 720												
	2014	1 121	52	2 500	31,2	108	3	22	869,2	55,3	1,3	812,6	1099	1130	590	34,3
				1 720												
	2015	1 080	53	2 500	31,2	67	3	22	841,6	55,5	0,9	785,2	1144	1170	550	32,0
				1 720												

**Таблица 7.2-3 Балансы производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимального часового потребления теплоносителя ЗС ТЭЦ**

Наименование котельной (адрес)	Период эксплуатации	Производительность ВПУ	Средневзвешенный срок службы	Располагаемая производительность ВПУ	Потери располагаемой производительности	Собственные нужды	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Емкость баков аккумуляторов	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	нормативные утечки теплоносителя	Сверхнормативные утечки теплоносителя	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Доля резерва
	Год	т/ч	лет	т/ч	%	т/ч	шт.	тыс. м <sup>3</sup>	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	%
Западно-Сибирская ТЭЦ - филиал АО "ЕВРАЗ ЗСМК", г. Новокузнецк	2013	2300	42	2300	0	0,7	3	7,8	1134			1134	1386		319	15,56
	2014	2300	43	2300	0	0,8	3	7,8	1042			1042	1305		319	15,56
	2015	2300	44	2300	0	0,8	3	7,8	1002			1002	1315		319	15,56

**Таблица 7.2-4 - Балансы производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимального часового потребления теплоносителя локальных котельных**

Наименование источника тепловой энергии (адрес)	Период эксплуатации	Производительность ВПУ	Средневзвешенный срок службы	Располагаемая производительность ВПУ	Потери располагаемой производительности	Собственные нужды на ВПУ	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Емкость баков аккумуляторов	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	нормативные утечки теплоносителя	Сверхнормативные утечки теплоносителя	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых)	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме (фактический)	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Доля резерва
	Год															
<b>Котельные</b>																
Абашевская районная котельная Кемеровская область, г. Новокузнецк ул. Кавказская, 26	2013	11	24	11	0	3,03			4,6	4,2	0,4	0	7,2	9,36	6,4	58,18
	2014	11	24	11	0	3,03			3,5	4,1	0,0	0	5,5	7,15	7,5	68,18
	2015	11	24	11	0	3,03			3,3	4,1	0,0	0	5	6,5	7,7	70,00
Зыряновская районная котельная Кемеровская область, г. Новокузнецк ул. Пархоменко, 110	2013	80	21	80	0	1,38	3	2 бака по 700м <sup>3</sup> , 1 бак 1000м <sup>3</sup>	110	4,0	28,0	78,0	200	240	-30	-37,50
	2014	80	21	80	0	1,38	3		100	3,8	24,4	71,8	200	240	-20	-25,00
	2015	80	21	80	0	1,38	3		100	3,8	44,0	52,2	200	240	-20	-25,00
Байдаевская центральная котельная Кемеровская область, г. Новокузнецк ул. Слесарная, 12	2013	45	17	45	0	1,3			42	2,4	5,3	34,3	80	96	3	6,67
	2014	45	17	45	0	1,3			37	2,4	0,6	34,0	80	96	8	17,78
	2015	45	17	45	0	1,3			34	2,5	6,7	24,8	50	60	11	24,44
котельная пос. Притомский Кемеровская область, г. Новокузнецк шоссе Притомское, 26	2013	30	20	30	0	0,85			32	1,7	13,8	16,6	40	48	-2	-6,67
	2014	30	20	30	0	0,85			28	1,7	10,7	15,7	35	42	2	6,67
	2015	30	20	30	0	0,85			24	1,7	11,2	11,1	35	42	6	20,00

Наименование источника тепловой энергии (адрес)	Период эксплуатации	Производительность ВПУ	Средневзвешенный срок службы	Располагаемая производительность ВПУ	Потери располагаемой производительности	Собственные нужды на ВПУ	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Емкость баков аккумуляторов	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	нормативные утечки теплоносителя	Сверхнормативные утечки теплоносителя	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых)	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме (фактический)	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Доля резерва
	Год	т/ч	лет	т/ч	%	т/ч	шт.	тыс. м <sup>3</sup>	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	%
Куйбышевская центральная котельная Кемеровская область, г. Новокузнецк ул. Стволовая, 9	2013	25	22	25	0	1,42	2	350*2	40	4,2	н/д	64,7	50	60	-15	-60,00
	2014	25	22	25	0	1,42	2	350*2	34	4,5	н/д	55,2	48	57,6	-9	-36,00
	2015	25	22	25	0	1,42	2	350*2	25	4,8	н/д	40,4	30	36	0	0,00
котельная пос. Листвяги Кемеровская область, г. Новокузнецк ул.Суданская, 52	2013	60	21	60	0	2,2			20	1,0	14,4	4,6	35	42	40	66,67
	2014	60	21	60	0	2,2			18	1,0	10,0	7,0	30	36	42	70,00
	2015	60	21	60	0	2,2			18	1,0	16,2	0,8	30	36	42	70,00
Котельная № 1 пос. Абагур Лесной Кемеровская область, г. Новокузнецк ул. Земнухова, 43	2013	12	18	12	0	0,5			1,6	0,3	0,0	1,3	2	2,4	10,4	86,67
	2014	12	18	12	0	0,5			0,8	0,3	0,5	0,0	1,1	1,32	11,2	93,33
	2015	12	18	12	0	0,5			0,6	0,3	0,3	0,0	1	1,2	11,4	95,00
Котельная № 2 пос. Абагур Лесной Кемеровская область,	2013	25	42	25	0	3,14			1,4	0,2	1,2	0,0	0,8	0,96	23,6	94,40
	2014	25	42	25	0	3,14			0,5	0,2	0,3	0,0	0,8	0,96	24,5	98,00

Наименование источника тепловой энергии (адрес)	Период эксплуатации	Производительность ВПУ	Средневзвешенный срок службы	Располагаемая производительность ВПУ	Потери располагаемой производительности	Собственные нужды на ВПУ	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Емкость баков аккумуляторов	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	нормативные утечки теплоносителя	Сверхнормативные утечки теплоносителя	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых)	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме (фактический)	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Доля резерва
г. Новокузнецк проезд Дагестанский, 14	2015	25	42	25	0	3,14			0,3	0,2	0,1	0,0	0,5	0,6	24,7	98,80
Котельная ОРК "Таргай" Кемеровская область, Новокузнецкий район пос. "Таргай"	2013	12	10	12	0	0,8			1,8	0,1	0,9	0,8	2,5	3	10,2	85,00
	2014	12	10	12	0	0,8			1,1	0,1	0,5	0,5	1,6	1,92	10,9	90,83
	2015	12	10	12	0	0,8			0,9	0,1	0,5	0,3	1,5	1,8	11,1	92,50
Котельная РТРС (телецентр)	2013	2,1	7	2,1	0	0,02			0,25	0,005	0,0	0,2	0,4	0,48	1,85	88,10
г. Новокузнецк ул. Черемнова, 82	2014	2,1	7	2,1	0	0,02			0,21	0,005	0,0	0,2	0,4	0,48	1,89	90,00
	2015	2,1	7	2,1	0	0,02			0,3	0,005	0,1	0,2	0,4	0,48	1,8	85,71
Котельная оздоровительного лагеря "Голубь" Кемеровская область, Новокузнецкий район деревня Есауловка	2013	2,1	7	2,1	0	0,05			0,7	0,011	0,1	0,6	0,8	0,96	1,4	66,67
	2014	2,1	7	2,1	0	0,05			0,6	0,010	0,0	0,6	0,85	1,02	1,5	71,43
	2015	2,1	7	2,1	0	0,05			1,2	0,010	0,7	0,5	1,4	1,68	0,9	42,86
Котельная Садопарк Кемеровская область, г. Новокузнецк ул. Садопарковая, 20	2013	23	12	23	0	0,25			1,15	0,042	0,7	0,5	1,3	1,56	21,85	95,00
	2014	23	12	23	0	0,25			0,9	0,043	0,1	0,8	1,2	1,44	22,1	96,09
	2015	23	12	23	0	0,25			1	0,057	0,9	0,0	1,3	1,56	22	95,65
Котельная № 1 Разъезд Абагуровский Кемеровская	2013	Неисправна ВПУ		2,1					1,3	0,014	0,6	0,7	1,5	1,8	0,8	38,10
	2014			2,1					1,1	0,030	0,5	0,6	1,3	1,56	1	47,62



Наименование источника тепловой энергии (адрес)	Период эксплуатации	Производительность ВПУ		Средневзвешенный срок службы	Располагаемая производительность ВПУ	Потери располагаемой производительности	Собственные нужды на ВПУ	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Емкость баков аккумуляторов	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	нормативные утечки теплоносителя	Сверхнормативные утечки теплоносителя	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых)	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме (фактический)	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Доля резерва
		Год	т/ч														
область, г. Новокузнецк ул. Кондомская, 10	2015				2,1					1,1	0,030	0,6	0,5	1,3	1,56	1	47,62
Котельная № 2 Разъезд Абагуровский Кемеровская область, г. Новокузнецк ул. Спортивная, 11а	2013	2	2	2	2	0	0,02			1,8	0,038	0,3	1,5	2,1	2,52	0,2	10,00
	2014	2	2	2	2	0	0,02			1,5	0,038	0,1	1,4	1,8	2,16	0,5	25,00
	2015	2	2	2	2	0	0,02			1,5	0,038	1,0	0,5	1,8	2,16	0,5	25,00
Котельная № 32 (БПОУ) Кемеровская область, г. Новокузнецк ул. Садопарковая, 32	2013	11,8	25	11,8	11,8	0	2,3			9	0,042	7,7	1,2	4,8	5,76	2,8	23,73
	2014	11,8	25	11,8	11,8	0	2,3			9	0,043	6,8	2,1	12	14,4	2,8	23,73
	2015	11,8	25	11,8	11,8	0	2,3			2,2	0,057	1,0	1,1	3	3,6	9,6	81,36
Котельная профилактория "Бунгурский"	2013	2,1	7	2,1	2,1	0	0,02			0,8	0,068	0,4	0,3	1,5	1,8	1,3	61,90
г. Новокузнецк пос. Бунгур	2014	2,1	7	2,1	2,1	0	0,02			0,9	0,067	0,1	0,7	1,5	1,8	1,2	57,14
	2015	2,1	7	2,1	2,1	0	0,02			0,9	0,067	0,0	0,9	1,4	1,68	1,2	57,14
Котельная школы № 37 Кемеровская область, г. Новокузнецк ул. Варшавская, 1	2013	2	8	2	2	0	0,01			0,1	-	-	0,1	0,3	0,36	1,9	95,00
	2014	2	8	2	2	0	0,01			0,1	0,002	-	0,1	0,3	0,36	1,9	95,00
	2015	2	8	2	2	0	0,01			0,04	0,005	-	0,04	0,3	0,36	1,96	98,00
Новоильинская газовая котельная Кемеровская область, г. Новокузнецк пр. Авиаторов 56а, квартал № 13	2013	11	4	11	11	0	0,5			2,5	-	1,8	0,7	3	3,6	8,5	77,27
	2014	11	4	11	11	0	0,5			5	0,550	0,8	3,7	6	7,2	6	54,55
	2015	11	4	11	11	0	0,5			5,2	0,308	1,4	3,5	8	9,6	5,8	52,73

### **7.3. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения**

В соответствии с п. 6.22 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная версия СНиП 41-02-2003:

*«Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения».*

Объемы аварийной подпитки по теплоисточникам представлены в таблицах 7.2-1-4.

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

### 8.1. Виды и количество потребления используемого основного, резервного, аварийного, вспомогательного и растопочного топлива

*Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии*

Кузнецкая ТЭЦ - основным видом топлива для энергетических котлов станции является смесь Кузнецких углей марок Дряд, ДОМСШ, ДГряд, Гряд и ГСШ с характеристиками, приведены в нижеследующей таблице 8.1-1.

**Таблица 8.1-1 – Качество топлива, подаваемого в угольные бункера, по данным химической лаборатории ТЭЦ в 2014-2015 гг.**

2014 год				2015 год			
$W^p$ %	$A^p$ %	$V$ %	$Q_H^p$ ккал/кг	$W^p$ %	$A^p$ %	$V$ %	$Q_H^p$ ккал/кг
14,77	13,41	41,38	5 113	16,77	12,84	40,98	5 019

Для водогрейных котлов, установленных на водогрейной котельной, основным видом топлива служит природный газ теплотворной способностью -  $Q_p = 8299$  ккал/м<sup>3</sup>.

Растопочным топливом является мазут.

В 2015 году топливопотребление составило 506,16 тыс. т.у.т. Газ на ТЭЦ не сжигался, растопки производились на мазуте.

Потребление топлива на ЦТЭЦ за 2013-2015 гг. представлено в таблице 8.1-3.

Западно-Сибирская ТЭЦ - основным видом топлива для энергетических котлов служит смесь Кузнецких каменных углей марок Д, Г, поступающих с различных шахт и разрезов Кемеровской области (76,24% топливного баланса). Характеристики Кузнецких углей за 2013-2015 гг. представлены в таблице 8.1-2.

**Таблица 8.1-2 - Характеристики Кузнецкого угля, сжигаемого на ЗС ТЭЦ**

Месяц	Качественные характеристики угля (факт).									Качественные характеристики мазута (факт).		
	2013			2014			2015			Q <sup>p</sup> <sub>n</sub> , ккал/кг		
	W <sup>p</sup> %	A <sup>p</sup> %	Q <sup>p</sup> <sub>n</sub> ккал/кг	W <sup>p</sup> %	A <sup>p</sup> %	Q <sup>p</sup> <sub>n</sub> ккал/кг	W <sup>p</sup> %	A <sup>p</sup> %	Q <sup>p</sup> <sub>n</sub> ккал/кг	2013	2014	2015
Январь	11,93	18,07	5062	12,92	14,48	4900	13,45	16,7	4876	10124	9993	10034
Февраль	14,31	14,81	5125	13,47	13,77	4830	14,32	17,46	4921	10055	9979	10016
Март	13,49	16,62	4932	13,44	14,88	4953	14,46	16,36	4886	10019	10003	10003
Апрель	13,7	21,59	4539	12,81	16,28	4850	14,18	15,5	4938	9994	10003	9912
Май	13,54	18,57	4640	12,09	16,75	4913	13,04	16,27	4929	9989	10018	9932
Июнь	13,06	15,87	4851	12,88	17,53	4874	13,06	17,13	4805	9983	10043	9935
Июль	11,18	19,85	4828	12,54	20,65	4601	12,92	19,84	4992	10041	10037	9928
Август	14,25	13,6	5038	11,55	19,64	4746	11,87	18,53	4978	10030	10057	9934
Сентябрь	13,55	13,58	5031	11,62	20,79	4807	12,44	16,41	5218	10163	10077	9915
Октябрь	13,44	15,86	5058	11,46	19,18	4994	13,16	17,32	4931	10003	10043	9920
Ноябрь	13,16	13,11	5194	13,08	16,28	4892	13,56	16,32	4998	10022	10027	9989
Декабрь	12,83	16,73	5058	13,6	16,74	4904	13,82	14,62	4884	10013	10068	10008
<b>ИТОГО</b>	<b>13,19</b>	<b>16,76</b>	<b>4876</b>	<b>12,80</b>	<b>16,62</b>	<b>4948</b>	<b>13,52</b>	<b>16,68</b>	<b>4934</b>	<b>10048</b>	<b>9993</b>	<b>9963</b>

Основное и резервное топливо ЗСТЭЦ – уголь, вспомогательное топливо - мазут. Вспомогательное топливо (мазут) используется на ЗСТЭЦ.

- при растопках котлоагрегатов;
- для поддержания котлоагрегатов на время ликвидации аварийных ситуаций в системах топливоподачи и топливоприготовления.

Также на котлоагрегатах ЗСТЭЦ кроме угля и мазута, производится сжигание вторичных энергоресурсов в виде буферных сбросов доменного и коксового газов.

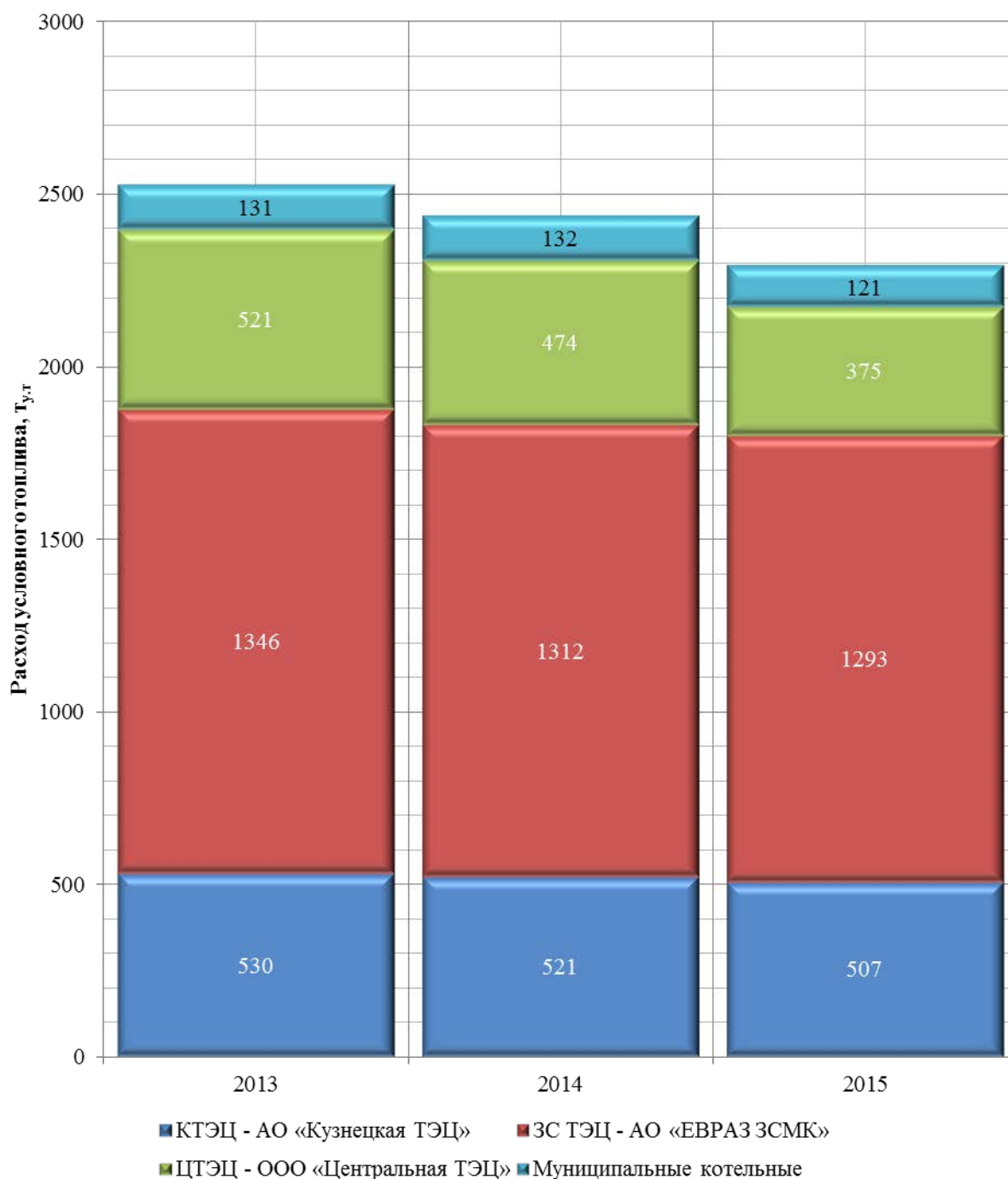
Потребление топлива на ЗСТЭЦ за 2013-2015 гг. представлено в таблице 8.1-3.

**Центральная ТЭЦ** - основным видом топлива для энергетических и водогрейных котлов служит природный газ, теплотворной способностью 8330 ккал/м<sup>3</sup>.

Резервным топливом является мазут, теплотворной способностью 9725 ккал/м<sup>3</sup>.

Потребление топлива на ЦТЭЦ за 2013-2015 гг. представлено в таблице 8.1-3.

На рисунке 8.1-1 представлено потребление топлива по группам теплогенерирующих источников. Как видно, наибольший уровень потребления топлива отмечается на ЗС ТЭЦ, что обусловлено развитой промышленной инфраструктурой.



**Рисунок 8.1-1 - Потребление топлива источниками с комбинированной выработкой**

Таблица 8.1.3 – Базовые расходы условного топлива по ТЭЦ г. Новокузнецка

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>				
Теплоисточник №	1	КТЭЦ - АО «Кузнецкая ТЭЦ»		
<b>Расходы условного топлива на ТЭЦ</b>				
Выработано электроэнергии всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	572,788	585,562	587,137
На агрегатах паротурбинного цикла, всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	572,788	585,562	587,137
в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч	494,798	581,840	571,811
в конденсационном режиме	млн. кВт·ч	77,990	3,722	15,326
На агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.:	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
разомкнутый цикл	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
цикл с утилизацией теплоты отходящих газов	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
На агрегатах парогазового цикла, в т.ч.:	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
с генераторов газотурбинного привода	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
с генераторов паровой турбины, в т.ч.:	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
в конденсационном режиме	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	млн. кВт·ч	165,594	158,145	152,153
на выработку электроэнергии	млн. кВт·ч	46,889	44,104	42,517
на выработку тепловой энергии	млн. кВт·ч	118,705	114,041	109,636
Покупка электроэнергии	млн. кВт·ч	193,662	193,804	179,177
Всего отпущено с шин ТЭЦ	млн. кВт·ч	407,194	427,417	434,984
Производство тепловой энергии	тыс. Гкал	2276,637	2335,255	2246,344
из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов	тыс. Гкал	1472,668	1732,495	1612,257
из котлов-утилизаторов газотурбинных агрегатов, в т.ч.:	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000
в режиме подтопки	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000
из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов парогазовых установок	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000
из пиковых водогрейных котлоагрегатов	тыс. Гкал	413,868	307,737	207,006
из РОУ	тыс. Гкал	390,101	295,023	427,081
Расход теплоэнергии на собственные (производственные) нужды (без учета расходов на производство прочей продукции), в т.ч.:	тыс. Гкал	81,857	84,816	85,278
в паре	тыс. Гкал	-	-	-
в горячей воде	тыс. Гкал	-	-	-
Отпуск теплоэнергии с коллекторов, в т.ч. :	тыс. Гкал	2194,780	2250,439	2161,066

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
в паре	тыс. Гкал	207,929	200,408	197,030
в горячей воде	тыс. Гкал	1986,851	2050,031	1964,036
Затрачено условного топлива	тыс. тут	530,434	520,550	506,617
На выработку электроэнергии	тыс. тут	148,396	146,772	150,165
На выработку электроэнергии на агрегатах паротурбинного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	148,396	146,772	150,165
На выработку электроэнергии на агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.	тыс. тут	0,000	0,000	0,000
в разомкнутом цикле	тыс. тут	0,000	0,000	0,000
в цикле с утилизацией теплоты отходящих газов	тыс. тут	0,000	0,000	0,000
На выработку электроэнергии на агрегатах парогазового цикла	тыс. тут	0,000	0,000	0,000
На отпуск тепловой энергии	тыс. тут	382,038	373,778	356,452
<b>Виды топлива на ТЭЦ</b>				
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	530,434	520,55	506,617
природный газ	тыс. тут	8,125	0	0
сжиженный газ	тыс. тут			
уголь	тыс. тут	521,485	519,532	505,733
мазут	тыс. тут	0,824	1,018	0,884
прочие виды топлива	тыс. тут			
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:				
природный газ	млн. м <sup>3</sup>	6,817	0,000	0,000
сжиженный газ	тыс. тонн			
уголь	тыс. тонн	701,17	711,262	705,349
мазут	тыс. тонн	0,583	0,722	0,626
прочие виды топлива	тыс. тонн			
Среднегодовые значения переводных коэффициентов				
природный газ	-	1,192	1,192	1,192
сжиженный газ	-			
уголь	-	0,744	0,730	0,717
мазут	-	1,413	1,410	1,412
прочие виды топлива	-			
<b>Удельные расходы топлива на ТЭЦ</b>				
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ, в том числе	г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	364,44	343,39	345,22
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	167,81	160,06	158,68
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	174,07	166,09	164,94
Фактический годовой коэффициент теплофикации	-	0,647	0,742	0,718

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
Теплоисточник №	2	ЗС ТЭЦ - АО «ЕВРАЗ ЗСМК»		
Расходы условного топлива на ТЭЦ				
Выработано электроэнергии всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	2932,449	2637,296	2776,037
На агрегатах паротурбинного цикла, всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	2932,449	2637,296	2776,037
в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч	1142,061	1113,651	1066,036
в конденсационном режиме	млн. кВт·ч	1790,388	1523,645	1710,001
На агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.:	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
разомкнутый цикл	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
цикл с утилизацией теплоты отходящих газов	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
На агрегатах парогазового цикла, в т.ч.:	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
с генераторов газотурбинного привода	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
с генераторов паровой турбины, в т.ч.:	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
в конденсационном режиме	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	млн. кВт·ч	452,422	435,522	448,510
на выработку электроэнергии	млн. кВт·ч	311,799	292,406	308,050
на выработку тепловой энергии	млн. кВт·ч	140,623	143,116	140,460
Покупка электроэнергии	млн. кВт·ч	48,850	50,680	51,260
Всего отпущено с шин ТЭЦ	млн. кВт·ч	2480,027	2201,774	2327,526
Отпуск теплоэнергии с коллекторов, в т.ч. :	тыс. Гкал	2536,038	2576,958	2421,060
из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов	тыс. Гкал	2476,188	2432,305	2325,904
из котлов-утилизаторов газотурбинных агрегатов, в т.ч.:	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000
в режиме подтопки	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000
из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов парогазовых установок	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000
из пиковых водогрейных котлоагрегатов	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000
из РОУ	тыс. Гкал	59,850	144,653	95,156
Расход теплоэнергии на собственные (производственные) нужды (без учета расходов на производство прочей продукции), в т.ч.:	тыс. Гкал	2,626	2,608	2,628
в паре	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000
в горячей воде	тыс. Гкал	2,626	2,608	2,628
Отпуск теплоэнергии с коллекторов, в т.ч. :	тыс. Гкал	2536,038	2576,958	2421,060
в паре	тыс. Гкал	5,464	11,415	24,491
в горячей воде	тыс. Гкал	2530,574	2565,543	2396,569
Затрачено условного топлива	тыс. тут	1346,086	1312,150	1292,701
На выработку электроэнергии	тыс. тут	945,447	894,022	907,711



Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
На выработку электроэнергии на агрегатах паротурбинного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	945,447	894,022	907,711
На выработку электроэнергии на агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.	тыс. тут	0,000	0,000	0,000
в разомкнутом цикле	тыс. тут	0,000	0,000	0,000
в цикле с утилизацией теплоты отходящих газов	тыс. тут	0,000	0,000	0,000
На выработку электроэнергии на агрегатах парогазового цикла	тыс. тут	0,000	0,000	0,000
На отпуск тепловой энергии	тыс. тут	400,639	418,128	384,990
<b>Виды топлива на ТЭЦ</b>				
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	1346,086	1312,15	1292,701
газ коксовый и доменный	тыс. тут	212,022	191,675	174,149
сжиженный газ	тыс. тут	0	0	0
уголь	тыс. тут	1126,306	1113,989	1112,87
мазут	тыс. тут	7,758	6,486	5,682
прочие виды топлива	тыс. тут			
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:				
газ коксовый и доменный	млн. м <sup>3</sup>	1198,459	1066,439	946,391
сжиженный газ	тыс. тонн			
уголь	тыс. тонн	1593,325	1601,675	1578,972
мазут	тыс. тонн	5,405	4,524	3,992
прочие виды топлива	тыс. тонн			
Среднегодовые значения переводных коэффициентов				
газ коксовый и доменный	-	0,177	0,180	0,184
сжиженный газ	-			
уголь	-	0,707	0,696	0,705
мазут	-	1,435	1,434	1,423
прочие виды топлива	-	-	-	-
<b>Удельные расходы топлива на ТЭЦ</b>				
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ, в том числе	г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	381,22	406,05	389,99
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	157,98	162,26	159,02
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	158,14	162,42	159,19
Фактический годовой коэффициент теплофикации	-	0,976	0,944	0,961
<b>Теплоисточник №</b>	<b>3</b>	<b>ЦТЭЦ - ООО «Центральная ТЭЦ»</b>		
<b>Расходы условного топлива на ТЭЦ</b>				
Выработано электроэнергии всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	402,299	344,440	318,504
На агрегатах паротурбинного цикла, всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	402,299	344,440	318,504
в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч	289,830	260,682	244,852

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
в конденсационном режиме	млн. кВт·ч	112,470	83,759	73,652
На агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.:	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
разомкнутый цикл	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
цикл с утилизацией теплоты отходящих газов	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
На агрегатах парогазового цикла, в т.ч.:	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
с генераторов газотурбинного привода	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
с генераторов паровой турбины, в т.ч.:	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
в конденсационном режиме	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	млн. кВт·ч	87,640	83,656	70,770
на выработку электроэнергии	млн. кВт·ч	17,700	16,596	14,262
на выработку тепловой энергии	млн. кВт·ч	69,940	67,060	56,508
Покупка электроэнергии	млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
Всего отпущено с шин ТЭЦ	млн. кВт·ч	314,659	260,784	247,734
Отпуск теплоэнергии с коллекторов, в т.ч. :	тыс. Гкал	2351,211	2027,128	1517,282
из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов	тыс. Гкал	2082,294	1773,296	1425,364
из котлов-утилизаторов газотурбинных агрегатов, в т.ч.:	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000
в режиме подтопки	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000
из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов парогазовых установок	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000
из водогрейных котлоагрегатов	тыс. Гкал	151,225	161,686	89,084
из РОУ	тыс. Гкал	117,692	92,146	2,834
Расход теплоэнергии на собственные (производственные) нужды (без учета расходов на производство прочей продукции), в т.ч.:	тыс. Гкал	11,148	32,929	32,627
в паре	тыс. Гкал	11,028	32,809	29,537
в горячей воде	тыс. Гкал	0,120	0,120	3,090
Отпуск теплоэнергии с коллекторов, в т.ч. :	тыс. Гкал	2351,211	2027,128	1517,282
в паре	тыс. Гкал	924,192	647,981	273,200
в горячей воде	тыс. Гкал	1427,019	1379,147	1244,082
Затрачено условного топлива	тыс. тут	520,579	474,409	374,648
На выработку электроэнергии	тыс. тут	99,243	87,281	81,690
На выработку электроэнергии на агрегатах паротурбинного топлива	тыс. тут	99,243	87,281	81,690
На выработку электроэнергии на агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.	тыс. тут	0,000	0,000	0,000
в разомкнутом цикле	тыс. тут	0,000	0,000	0,000
в цикле с утилизацией теплоты отходящих газов	тыс. тут	0,000	0,000	0,000
На выработку электроэнергии на агрегатах парогазового цикла	тыс. тут	0,000	0,000	0,000
На отпуск тепловой энергии	тыс. тут	421,336	387,128	292,958

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
<b>Виды топлива на ТЭЦ</b>				
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	520,579	474,409	374,648
природный газ	тыс. тут	429,781	403,147	359,051
коксовый газ	тыс. тут	59,445	23,626	0
уголь	тыс. тут	30,324	46,908	14,916
мазут	тыс. тут	1,029	0,728	0,681
прочие виды топлива	тыс. тут	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:				
природный газ	млн. м <sup>3</sup>	359,870	338,464	300,236
коксовый газ	тыс. тонн	104,097	41,360	0,000
уголь	тыс. тонн	38,179	54,004	17,354
мазут	тыс. тонн	0,741	0,525	0,489
прочие виды топлива	тыс. тонн	0,000	0,000	0,000
Среднегодовые значения переводных коэффициентов				
природный газ	-	1,194	1,191	1,196
коксовый газ	-	0,571	0,571	
уголь	-	0,794	0,869	0,860
мазут	-	1,389	1,388	1,393
прочие виды топлива	-			
<b>Удельные расходы топлива на ТЭЦ</b>				
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	315,40	334,69	329,75
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	179,20	190,97	193,08
Фактический годовой коэффициент теплофикации	-	0,886	0,875	0,939
<b>ИТОГО по ТЭЦ</b>				
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	2397,099	2307,109	2173,966
природный газ	тыс. тут	437,906	403,147	359,051
коксовый газ и доменный газ	тыс. тут	271,467	215,301	174,149
уголь	тыс. тут	1678,115	1680,429	1633,519
мазут	тыс. тут	9,611	8,232	7,247
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:				
природный газ	млн. м <sup>3</sup>	366,687	338,464	300,236
коксовый газ и доменный газ	млн. м <sup>3</sup>	1302,556	1107,799	946,391
уголь	тыс. тонн	2332,674	2366,941	2301,675
мазут	тыс. тонн	6,729	5,771	5,107
Среднегодовые значения переводных коэффициентов				

Показатель	Единица измерения	2013	2014	2015
природный газ	-	1,194	1,191	1,196
коксовый газ и доменный газ	-	0,208	0,194	0,184
уголь	-	0,719	0,710	0,710
мазут	-	1,428	1,427	1,419
Расход условного топлива на выработку тепловой энергии	тыс. туг	1204,013	1179,034	1034,400

На муниципальных котельных сжигается в основном каменный уголь, исключение составляет Новоильинская газовая котельная, где сжигается газообразное топливо. На котельной Кузнецкая крепость использует электроэнергия.

В таблице 8.1-4 представлены только расходы условного топлива на выработку и отпуск тепловой энергии.

**Таблица 8.1-4– Баланс потребления топлива на источниках тепловой энергии**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расход твердого топлива, т			Расход газа, тыс. м <sup>3</sup>			Теплота сгорания угля, ккал/т			Теплота сгорания газа, тыс. м <sup>3</sup>			Средневзвешенный УРУТ на выработку тепловой энергии, кг <sub>у.т</sub> /Гкал			Средневзвешенный УРУТ на отпуск тепловой энергии, кг <sub>у.т</sub> /Гкал			Расход условного топлива, т <sub>у.т</sub>		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
1	Абашевская районная котельная	26142	23012	22909				5628	5535	5531				188,37	175,32	200,06	232,37	221,00	258,04	21018	18196	18101
2	Байдаевская центральная котельная № 2	24218	24366	22273				5628	5535	5537				194,79	199,67	197,99	225,65	232,59	233,63	19471	19267	17618
3	Зырянская районная котельная	41383	44466	41066				5628	5535	5532				186,23	185,75	193,11	215,55	213,31	224,30	33272	35160	32452
4	Котельная пос. Притомский	13062	13004	11996				5628	5535	5534				228,11	230,54	244,32	256,03	292,38	317,78	10502	10282	9483
5	Котельная № 19	340	286	257				5628	5535	5523				218,81	201,61	261,18	236,42	218,21	287,07	274	226	203
6	Котельная № 72	112	134	114				5628	5535	5536				238,30	244,85	272,39	260,39	260,53	292,17	90	106	90
7	Котельная УПК	388	342	311				5628	5535	5531				215,93	248,39	266,86	231,68	276,56	301,16	312	271	246
8	Котельная ОРК «Таргай»	990	1051	981				5628	5535	5524				219,41	233,60	227,74	356,28	302,85	326,87	796	831	774
9	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	2355	2137	1891				5628	5535	5524				190,67	177,76	208,43	230,77	214,74	261,92	1893	1689	1492
10	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	2183	1921	1721				5628	5535	5527				187,61	189,88	192,23	254,21	263,26	242,51	1755	1519	1359
11	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	331	287	223				5628	5535	5537				217,83	244,00	263,53	287,08	282,85	315,16	266	227	176
12	Куйбышевская центральная котельная	36401	38464	33375				5628	5535	5528				193,40	224,79	223,44	237,54	270,21	273,06	29267	30414	26356
13	Котельная пос. Листвяги	6633	6426	6197				5628	5535	5524				198,38	238,19	256,79	227,75	277,02	303,96	5333	5081	4890
14	Котельная № 6	904	873	956				5628	5535	5517				224,02	226,38	316,14	246,11	247,81	351,60	727	690	753
15	Котельная Садопарковая	845	835	975				5628	5535	5508				213,43	244,30	299,83	269,42	290,35	349,93	680	661	767
16	Котельная №32 (БПОУ)	1515	1239	1120				5628	5535	5525				185,52	214,31	244,73	204,85	256,46	300,79	1218	980	884
17	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	806	866	818				5628	5535	5534				224,11	241,07	222,34	260,25	298,84	277,21	648	685	647
18	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1168	1229	1143				5628	5535	5534				216,25	241,95	219,74	242,99	276,90	250,41	939	971	903
19	Котельная проф. «Бунгурский»	742	650	655				5628	5535	5498				210,91	234,33	267,62	365,24	376,98	469,56	596	514	515
20	Котельная «РТРС»	254	273	241				5628	5535	5548				187,83	182,77	167,98	200,67	197,87	181,75	204	216	191
21	Оздоровительного лагеря «Голубь»	225	292	253				5628	5535	5549				225,30	234,22	165,22	263,59	268,68	186,17	181	231	200
22	Котельная школа № 1	128	307	296				5628	5535	5533				220,59	225,00	279,92	230,30	237,72	304,18	103	243	234
23	Котельная школа № 23	104	216	233				5628	5535	5526				219,14	221,98	259,14	226,23	240,75	290,38	83	171	184
24	Котельная школа № 37	109	248	275				5628	5535	5536				192,53	188,03	226,03	200,47	197,99	243,46	88	196	218
25	Котельная школа № 43	109	361	267				5628	5535	5524				218,42	227,69	263,66	224,82	237,15	289,52	88	285	211
26	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	86	157	73				5628	5535	5587				223,43	217,18	217,02	231,43	238,50	277,52	69	124	59
27	Котельная школа № 16	60	236	142				5628	5535	5531				223,00	287,29	183,96	228,92	298,61	200,99	48	186	112
28	Котельная детского сада № 123	15	40	40				5628	5535	5540				219,84	215,61	336,89	233,71	228,00	356,88	12	32	32
29	Новоильинская газовая котельная				441	1270	1295				8350	8350	8350	164,89	142,50	160,77	164,89	162,47	190,88	525	1515	1545
30	Полосухинская	262	757	713				5628	5535	5537				215,56	222,94	203,16	223,10	251,69	260,89	210	599	564
31	Кузнецкая крепость													296,27	296,27	296,27	296,27	313,08	314,03	110	130	110
<b>ИТОГО по СЦТ на базе муниципальных котельных</b>		<b>161869</b>	<b>164476</b>	<b>151514</b>	<b>441</b>	<b>1270</b>	<b>1295</b>							<b>194,20</b>	<b>200,68</b>	<b>209,06</b>	<b>230,37</b>	<b>239,02</b>	<b>253,02</b>	<b>130779</b>	<b>131699</b>	<b>121367</b>

## 8.2. Обеспечение резервного, аварийного, вспомогательного и растопочного топлива в соответствии с нормативными требованиями

По «Нормам технологического проектирования тепловых электрических станций ВНТП-81» запас резервного топлива для угольных ТЭЦ, располагаемых в районе угольных разрезов и шахт на расстоянии 41-100 км, принимается в пределах 15-суточного расхода, а на расстоянии до 40 км - 7 - суточному расходу.

Норматив создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных является общим нормативным запасом основного и резервного топлива (далее - ОНЗТ) и определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива (далее - ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее - НЭЗТ).

Для котельных, работающих на местных видах топлива, ННЗТ не устанавливается (п.38 Приказ Минэнерго РФ от 04.09.2008 №66 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению норматива создания запаса топлива на тепловых электростанциях и котельных»). Так как практически все котельные, что муниципальные, что ведомственные работают на местных видах топлива - угле, то ННЗТ не устанавливается.

ОНЗТ и ННЗТ по ТЭЦ и муниципальным котельным г. Новокузнецка по состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения представлены в таблице 8.2-1.

**Таблица 8.2-1– ОНЗТ и ННЗТ по теплоисточникам г. Новокузнецка на 2015 г.**

Показатель	Вид топлива	КТЭЦ	ЗС ТЭЦ	ЦТЭЦ	Муниципальные котельные	Всего
ОНЗТ, тыс.тонн	уголь	94,2	150	4,4	79,7	<b>328,3</b>
	мазут	0,074	0,32	2,9	-	<b>3,294</b>
	газ	-	-	-	-	-
В т.ч.НЭЗТ, тыс.тонн	уголь	73,024	107,92	2,4	60,27	<b>243,614</b>
	мазут	0,047	0,155	-	-	<b>0,202</b>
	газ	-	-	-	-	-

Из таблицы видно, что по всем теплоисточникам фактические нормативные запасы топлива (ОНЗТ) превышают эксплуатационные (НЭЗТ), т.е. укладываются в установленные нормативы запаса топлива.

На Центральной ТЭЦ коксовый газ является продукцией коксохимического производства площадки железнодорожного проката ЕВРАЗ ЗСМК (бывший КМК). До июня 2013 года ЦТЭЦ являлась буферным потребителем коксового газа, основным потребителем были прокатные цеха ПЖДП. После закрытия листопрокатного цеха в июле 2013 г. ЦТЭЦ является основным потребителем коксового газа.

В 2014 г. выполнено закрытие КХП ПЖДП, поставка коксового газа на ТЭЦ прекращена.

### 8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Качественная характеристика углей Кузнецкого бассейна приведена в табл. 8.3-1

Таблица 8.3-1– Фактическая поставка угля по маркам, с указанием поставщика

Поставщик	Марка угля	Поставка по маркам, тн	Всего по поставщикам, тн
<b>КТЭЦ</b>			
р-з Таллинский Западный 2	Дряд	43686,3	43686,3
р-з Таллинский Западный 1	Дряд	68	68
р-з Камышанский	Дряд	297329,6	305386,9
	домеш	8057,3	
ш. № 7	Дгряд	157582,6	157582,6
ш. № 7 Ноября	Гряд	98643,2	98643,2
ш. Котинская	Дгряд	126767,1	126767,1
ш. Польшаевская	гсш	4666,8	4666,8
<b>ЗС ТЭЦ</b>			
Угли Кузнецкого Угольного бассейна	др	803920	803920
	ДГР	343147	343147
	дмеш	150703	150703
	деш	100906	100906
<b>ЦТЭЦ</b>			
Природный газ		422472 тыс.м <sup>3</sup>	422472 тыс.м <sup>3</sup>

### 8.4. Анализ поставок топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха

Новокузнецк является крупным транспортным железнодорожным центром, пропускная способность, мощности в выгрузке-разгрузке которого удовлетворяет потребности в поставках топлива для электростанций и котельных города Новокузнецка в любой период времени.

Основной проблемой, влияющей на объемы поставок топлива в начале двухтысячных годов, являлось неисполнение в полном объеме потребителями оплаты услуг транспортных компаний, а также топлива от поставщиков.

Ограничения поставок топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха по существующему положению отсутствуют.

## **9. Надежность теплоснабжения**

### **9.1. Описание показателей надежности, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии**

Под надежностью системы теплоснабжения понимают способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения.

К 2015/2016 году эксплуатационная надежность тепловых сетей г. Новокузнецка, в целом, обеспечивалась за счет предприятий, обслуживающих тепловые сети, по текущей ликвидации возникающих повреждений в тепловых сетях и предотвращению их развития в серьезные аварии с тяжелыми последствиями.

Исходной информацией для оценки надежности системы теплоснабжения от КТЭЦ, ЗС ТЭЦ и ЦТЭЦ являлись данные: о структуре схемы теплоснабжения - открытая, закрытая, схемы абонентских установок, наличие и состав оборудования подкачивающих насосных станций, состояние трубопроводов тепловых сетей, арматуры, строительных конструкций, секционирующих задвижек, наличие достаточной емкости баков-аккумуляторов и производительности подпиточных устройств, мероприятия по регулировке узлов ввода при изменении параметров тепловых сетей на выходе источника тепла, сведения по качеству сетевой и подпиточной воды.

Надежность открытой системы теплоснабжения от КТЭЦ, кроме ежегодных текущих ремонтов, обеспечивается достаточной производительностью подпиточных устройств и наличием достаточной емкости баков-аккумуляторов: на площадке ТЭЦ 1\*2000м<sup>3</sup> для подпитки тепловых сетей Орджоникидзевского района, на площадке котельной V=2\*10000 м<sup>3</sup> для подпитки тепловых сетей Кузнецкого и Центрального районов, и V=2\*3000м<sup>3</sup> в Кузнецком районе насосной станции ПНС-12.

Установленная емкость баков-аккумуляторов совместно с постоянно работающими подпиточными устройствами на ТЭЦ и в котельной позволяет обеспечить заполнение трубопроводов тепловых сетей в часы максимального водоразбора и при сливе сетевой воды на период ремонта в аварийных ситуациях:



- выявлением участков тепловых сетей, находящихся в аварийном состоянии, и их своевременный ремонт;
- ежегодной оценкой состояния оборудования узлов ввода и корректировка диаметров сопел элеваторов и дроссельных шайб;
- ежегодной ревизией секционирующих задвижек и арматуры, установленной на перемычках перед секционирующими задвижками.

Надежность открытой системы теплоснабжения от ЗС ТЭЦ в Ильинский и Заводской районы, кроме ежегодных текущих ремонтов, обеспечивается:

- достаточной производительностью подпиточных устройств и наличием достаточной емкости баков-аккумуляторов, установленных на ЗС ТЭЦ  $V=3*2000 \text{ м}^3$  и в районе ПНС-16  $V=3*3000 \text{ м}^3$ , для подпитки тепловых сетей в период максимального водоразбора. Кроме того, в ПНС-16 установлены насосы для поддержания статического напора в Новоильинском районе, расположенном на более высоких отметках земли, чем ЗС ТЭЦ;
- прокладка трехтрубной тепловой сети на участке от НЩО-6 (неподвижная опора в районе ЗСТЭЦ) до КСЗ-4 после ПНС-16 по ходу движения прямой воды, позволяющей обеспечить нормальную циркуляцию при аварии на этом участке.

Кроме того, проводятся мероприятия аналогичные №№3 и 4 по Кузнецкой ТЭЦ.

Надежность открытой системы теплоснабжения Центрального (юго-западная часть) и Куйбышевского районов от ЦТЭЦ, кроме ежегодных текущих ремонтов, обеспечивается:

- достаточной производительностью подпиточных устройств и емкостью баков-аккумуляторов  $V=2*2000 \text{ м}^3$ , расположенных на площадке ЦТЭЦ;
- допустимыми напорами в обратных трубопроводах, предотвращающих раздавливание нагревательных приборов систем отопления, за счет строительства насосной станции на обратных трубопроводах 2-х тепломагистралей, выходящих с ТЭЦ;
- закольцовкой магистральных и распределительных тепловых сетей, позволяющих обеспечить подачу сетевой воды в любых аварийных ситуациях. Кроме того, проводятся мероприятия аналогичные №№3 и 4 по КТЭЦ.

Надежность теплоснабжения от муниципальных котельных обеспечивается ежегодным ремонтом тепловых сетей, отладкой узлов ввода, ремонтом котельного, при необходимости - основного и вспомогательного оборудования, а также проверкой запорной арматуры, сальниковых компенсаторов и узлов ввода тепловых сетей.

В 2016 году по программному комплексу ZULU проведен расчет показателей надежности теплоснабжения потребителей и обоснование необходимых мероприятий по

достижению нормативной надежности теплоснабжения для каждого потребителя. Результаты расчета приведены в Книге 10 «Оценка надежности теплоснабжения».

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Требований к схемам теплоснабжения. Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность». В СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы [P], коэффициент готовности [K<sub>г</sub>], живучести[Ж].

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать:

- для источника теплоты  $P_{ит}=0,97$ ;
- для тепловых сетей  $P_{тс}=0,9$ ;
- для потребителей теплоты  $P_{пт}=0,99$ ;
- для СЦТ в целом  $P_{сцт}=0,9 \times 0,97 \times 0,99=0,86$ .

Нормативные показатели вероятности безотказной работы тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установление предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- выбор мест размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточность диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе  $K_r$  принимается 0,97. Показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на категории:

**Первая категория** - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494. Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

**Вторая категория** - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилых и общественных зданий не ниже 12 °С;
- промышленных зданий не ниже 8°С.

К потребителям теплоты **третьей категории** по надежности теплоснабжения относятся потребители теплоты, не вошедшие в первую и вторую категорию.

Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии приведены в Книге 10, глава 10.1.

Исходными данными для расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей являются характеристики надежности элементов тепловой сети - интенсивность отказов и среднее время восстановления теплопроводов и оборудования.

Расчет надежности и оценка необходимых финансовых потребностей в реконструкцию существующих магистральных трубопроводов от теплоисточников г. Новокузнецка приведены в Книге 10 «Оценка надежности теплоснабжения».

## **9.2. Анализ аварийных отключений потребителей и сравнение фактических показателей надежности с нормативными показателями**

В соответствии с п. 2.10 Методических рекомендаций по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001:

*«2.10. Авариями в тепловых сетях считаются:*

*2.10.1. Разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов».*

По данным теплоснабжающих организаций аварийных отключений на тепловых сетях г.Новокузнецка ОАО «МТСК» от КТЭЦ и ЗСТЭЦ и МП «ССК» от ЦТЭЦ и муниципальных котельных не было. Были инциденты, дефекты и повреждения. Составлена статистика отказов тепловых сетей (инциденты) и статистика восстановлений (восстановительные ремонты) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей за последние 5 лет (2011-2015 гг.). Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей приведена в Главе 3 настоящей книги.

На магистральных тепловых сетях МП «ССК» зафиксированы 5 инцидентов, приведенных ниже по данным эксплуатирующей организации. При этом дата и время начала и завершения устранения инцидентов эксплуатирующей организацией не представлены. За период 2011-2012 гг. МП «ССК» не имеет информации в связи с образованием и началом деятельности в 2012г.

Статистика отказов и восстановления тепловых сетей МП «ССК»

2013 год:

1. Орджоникидзевский район, тепловые сети от ТК-54 - ТК-55. Отключены 22 жилых дома, школа, детсад и торговый центр с суммарной тепловой нагрузкой 14,02 Гкал/ч, в т.ч.

объекты первой категории - 2,402 Гкал/ч. Продолжительность устранения инцидента 6 часов 10 минут;

2. Центральный район, тепловые сети от ЦТЭЦ: ТК-3, западание щечек на задвижке диаметром 350 мм. Инцидент ликвидирован без отключения потребителей за счет кольцевых сетей;

3. Новоильинский район, жилые дома по улицам Рокоссовского, 2 и Авиаторов, 55 от ЗСТЭЦ: нарушение циркуляции на трубопроводе диаметром 80 мм. Присоединенная тепловая нагрузка 0,8 Гкал/ч. Время восстановления циркуляции 2 часа 30 мин.

4. Центральный район от ЦТЭЦ, участок ТК-16 -ТК-17 по ул. Кирова диаметром 2хДу= 500мм, протяженностью 81 м: разрушение трубопровода в результате внутренней и внешней коррозии. При ликвидации поврежденного трубопровода на участке ТК-16 - ТК-17 тепловые потребители по ул. Спартака на участках Кирова ТК-20 - ТК- 6 Спартака и ТК-20(Кирова) - ТК-6 (1ая Городская) и ТК-20А - ТК-24 (Кирова), а также частично по улице Хитарова суммарной тепловой нагрузкой 24,998 Гкал/ч были отключены от тепловой сети, в том числе, потребители 1-ой категории 1,64Гкал/ч. Кроме того, были отключены частично потребители от камер ТК-2 и ТК-22 по ул.Хитарова с тепловой нагрузкой 1,708 Гкал/ч. Таким образом, суммарная тепловая нагрузка потребителей, отключенных от тепловой сети составила 26,696Гкал\ч, в том числе, потребители 1-ой категории 1,64 Гкал/ч (Горбольница). Продолжительность устранения инцидента 9часов 50 минут;

2014 год:

5. Центральный район, тепловые сети от ЦТЭЦ участок ТК-11-ТК-9 диаметром 2хДу500 по ул. Metallургов; разрушение трубопровода в результате внутренней и внешней коррозии. При выводе из эксплуатации поврежденного участка циркуляция сетевой воды в тепломагистрали по улице Покрышкина, подключенной к ТК-7 по ул. Metallургов, была отключена. Подача тепла потребителям, подключенным к ТК-4 по ул. Metallургов, осуществлялась за счет подачи тепла через участок ТК-23 Строителей-ТК-7 Metallургов. Продолжительность устранения инцидента 8 часов 40 минут.

Статистика отказов и восстановления тепловых сетей АО «МТСК»

На магистральных тепловых сетях АО «МТСК» от КТЭЦ за 2011-2015 гг. зафиксирован 1 инцидент, приведенный ниже на основании сведений эксплуатирующей организаций. Время начала и завершения устранения инцидентов эксплуатирующей организацией не представлены. 07.02.2013 г. Центральный район, порыв на магистральном трубопроводе (подающий) на участке НО20а-НО21, транзит диаметром 700мм протяженностью 77,8м,

прокладка надземная. Ликвидация повреждения выполнена за 8 часов (без отключения потребителей), из них 1 ч. 45 мин. на ремонтно-восстановительные работы.

Согласно сведениям ОАО «МТСК», жалобы поступали от жителей кварталов 2-5 Кузнецкого района и 60-62 Центрального района. Жалобы следующего характера: низкая температура воздуха в помещениях и отсутствие перепадов давления в узлах потребителей. Тепловые сети квартала 2-5 подключены к тепломагистрали по ул.Обнорского циркуляция в которой обеспечивается за счет насосов на подающем и обратном трубопроводах в насосной станции ПНС-15. Тепловые сети кварталов 60-62 подключены к тепломагистрали диаметром 2хДу 700мм по улице Дружбы диаметром 2хДу 500мм. На головном участке тепломагистрали по ул. Дружбы построена насосная подкачивающая станция с насосами на подающем и обратном трубопроводах. То есть, как следует из вышеизложенного, для отсутствия перепадов давления в тепловых сетях кварталов 2-5 Кузнецкого и 60-62 Центрального районов нет причин. Согласно выполненным расчетам гидравлических режимов тепловых сетей рассматриваемых районов располагаемые напоры на входе в квартал кварталы 2-5 - 50м и 60-62 - 62м, что вполне достаточно для нормальной работы элеваторов в жилых домах. Скорее всего причина отсутствия перепадов связана с износом трубопроводов внутриквартальных тепловых сетей и трубопроводов систем отопления и их разрегулировкой.

По устным сообщениям теплоснабжающих организаций, а также анализ времени ликвидации инцидентов показал, что ни в одном из рассматриваемых выше случаях не потребовалась эвакуация жильцов, температура внутреннего воздуха не опускалась ниже 12°C. Практически не было слива воды из распределительных тепловых сетей и систем отопления, что значительно упрощало постановку систем отопления на циркуляцию.

Описание данных неотопительного периода, а именно: места повреждения, даты и время обнаружения повреждения, количество потребителей, отключенных от систем горячего водоснабжения, тепловая нагрузка потребителей, отключенных от теплоснабжения (из них объектов первой категории теплоснабжения: школ, детских садов, больниц) по нагрузке горячего водоснабжения; даты и время начала устранения повреждения, даты и время завершения устранения повреждения, даты и время включения теплоснабжения потребителям, причину/причины повреждения, в том числе, установленные по результатам расследования для магистральных тепловых сетей, эксплуатирующими организациями для актуализации Схемы теплоснабжения г. Новокузнецка не представлены.

Одним из основных направлений по повышению надежности является перекладка ветхих тепловых сетей. Комплексное решение задач по реконструкции тепловых сетей с

использованием теплопроводов полной заводской готовности, в том числе ППУ-теплопроводов включает в себя:

- ✓ применение при строительстве тепловых сетей только тех стальных труб, которые соответствуют требованиям, предъявляемым к тепловым сетям, с проведением предпусковых испытаний в полном объеме;
- ✓ 100%-ный контроль неразрушающими методами стыковых соединений на трубопроводах диаметром более 300 мм;
- ✓ отказ от сальниковых компенсаторов и использование вместо них компенсаторов сильфонного типа;
- ✓ отказ от клиновых задвижек и постепенный переход на запорную арматуру шарового и шиберного типа, не требующую постоянного обслуживания;
- ✓ оснащение линейной части тепловых сетей, узловых камер, насосных подстанций и т.п. средствами стационарной диагностики (встроенной в конструкцию теплопровода), а также средствами дистанционного контроля и управления тепловыми сетями;
- ✓ введение жесткого надзора за качеством строительства тепловых сетей со стороны эксплуатационных предприятий тепловых сетей;
- ✓ постоянный мониторинг (осмотр) действующих тепловых сетей; основное внимание уделяется контролю увлажнения изоляции теплопроводов, а одной из главных забот эксплуатационного персонала является отвод от теплопроводов случайных вод, которые могут поступать из расположенных рядом городских коммуникаций, от дождя и т.п.;
- ✓ разработка и внедрение схем резервирования теплопроводов; эксплуатационный персонал должен иметь заранее разработанные и апробированные схемы резервирования и порядок ввода их в действие с учетом возможностей эксплуатационного и ремонтного персонала при имеющейся оснащенности его техникой и средствами малой механизации;
- ✓ совершенствование оперативно-технологического управления СЦТ с целью сокращения до минимума времени прекращения подачи теплоносителя потребителям теплоты.

### **9.3. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений**

Сведения о времени восстановления теплоснабжения после обнаруженных отказах тепловых сетей представлены в разделе 9.2.

При аварийных ситуациях на источнике тепловой энергии или в тепловых сетях в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться (если иные режимы не предусмотрены договором теплоснабжения):

–подача тепловой энергии (теплоносителя) в полном объеме потребителям первой категории;

–подача тепловой энергии (теплоносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице 9.3-1;

–согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;

–согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;

–среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

**Таблица 9.3-1 – Допустимое снижение подачи тепловой энергии**

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t °С				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи тепловой энергии, %, до	78	84	87	89	91

Теплосетевые организации своевременно осуществляют устранение аварийных ситуаций на тепловых сетях, входящих в эксплуатационную ответственность организаций.



## 9.4. Карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения

На основании расчета существующих тепловых сетей от КТЭЦ, ЗСТЭЦ и ЦТЭЦ на надежность в программном комплексе ZuluThermo 7.0 выявлены участки магистральных тепловых сетей с ненормативной надежностью, приведенные в таблице 9.4-1 и на рисунках 9.4-1 – 9.4-14. Анализ данных таблицы показал, что, в наихудшем состоянии находятся тепловые сети от Центральной ТЭЦ, отработавшие свой ресурс, диаметром от 250 до 700 мм суммарной протяженностью 3904 м; от КТЭЦ - 1168м и от ЗСТЭЦ – 1044 м. Схемы развития тепловых сетей от теплоисточников г. Новокузнецка приведены в книге 8.

**Таблица 9.4-1 – Участки тепловых сетей с ненормативной надежностью**

Источники	Номер участка	Адрес	Протяженность участка, м	Диаметр, мм
КТЭЦ	БУ1 -И Ю VII	Пром площадка	910	600
	НО-15 -НО-18	ул. Народная	258	700
ЗСТЭЦ	НО-Ш - НО-Ш1-24	ул. М. Гореза	222	400
	ТК-1-14-ТК-П-16	ул. Горьковская	822	500
ЦТЭЦ	ТК-8 - ТК-9	ул. Куйбышева	88	400
	ТК-12 - ТК-13	ул. Лазо	52	300
	ЦТЭЦ-ТК-8	ул. Курако	245	700
	ТК-8 - ТК-6	ул. Куйбышева, Лазо	63	300
	ТК7Л-ТК-4	ул. Кура ко, ул. Орджоникидзе	336	700
	ТК-11 - ТК-13	ул. Орджоникидзе, ул. Metallургов	815	700
	ТК-2 - ТК-10	ул. Фестивальная, ул. ДОЗ	1051	250
	ТК-1 -ТК-16	ул. Хитарова	536	300
	ТК-11 - ТК-13	ул. Курако	308	700
	ТК-17 — ТК-20	ул. Кирова	248	500
<b>Всего протяженность участков:</b>			<b>6116</b>	<b>d<sub>y</sub><sup>CP</sup> 500</b>

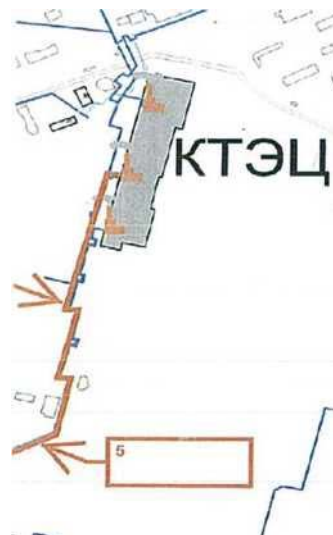


Рисунок 9.4-1 - Участок тепловой сети (5) с ненормативной надежностью от КТЭЦ (БУ1 - НО VII, промплощадка)

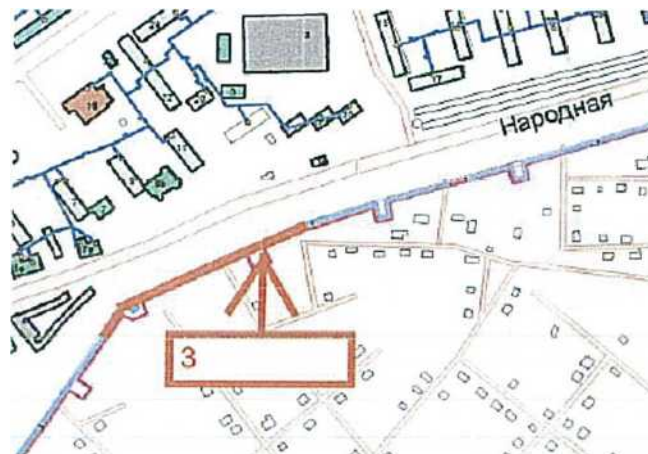


Рисунок 9.4-2 - Участок тепловой сети (3) с ненормативной надежностью от КТЭЦ (НО-15 - НО-18, ул. Народная)

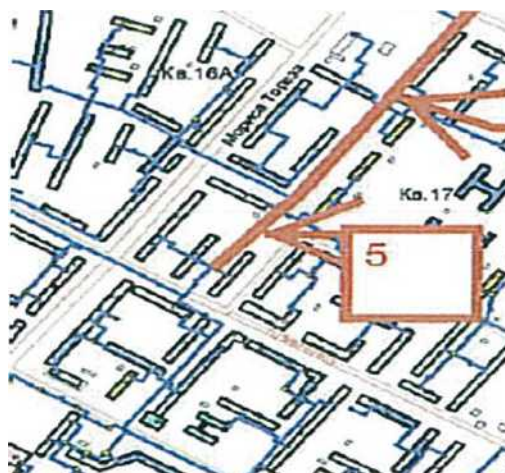
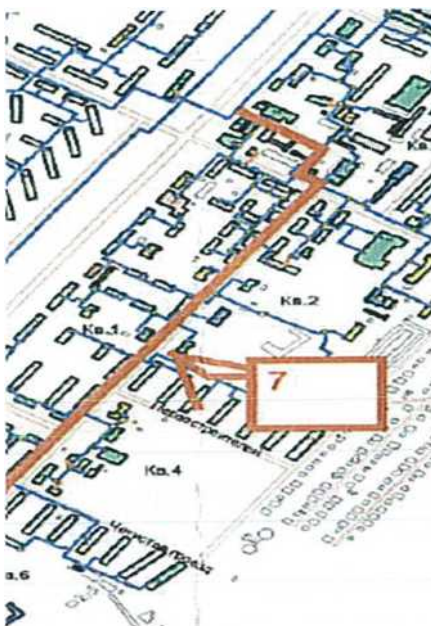
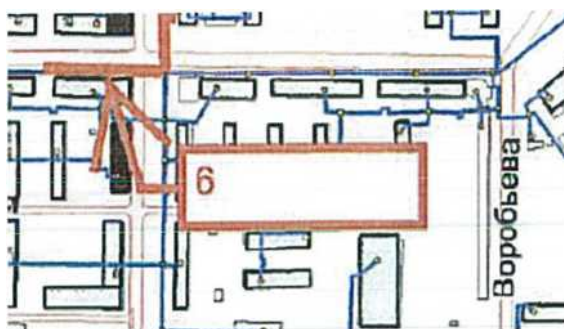


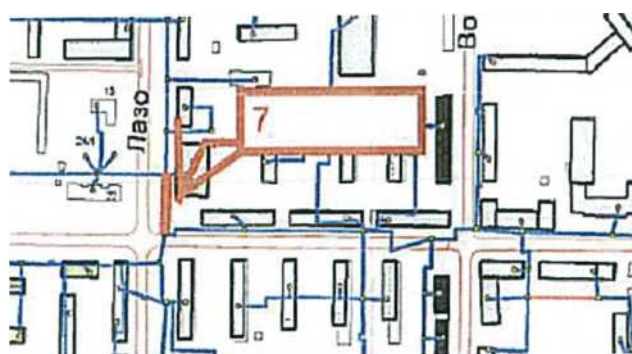
Рисунок 9.4-3 - Участок тепловой сети (5) с ненормативной надежностью от ЗС ТЭЦ (НО-Ш -г- НО-Ш-24, ул. Мориса Тореза)



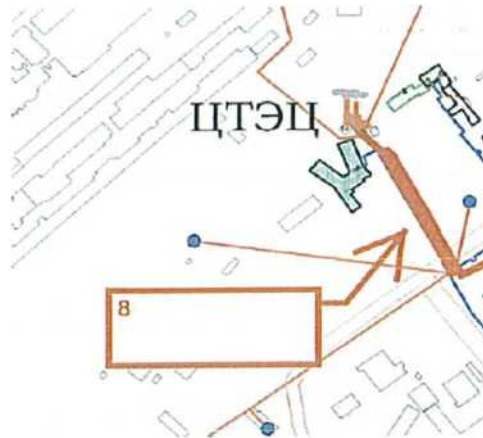
**Рисунок 9.4-4 - Участок тепловой сети (7) с ненормативной надежностью от ЗС ТЭЦ (ТК-1-14-ТК-П-16, ул. Горьковская)**



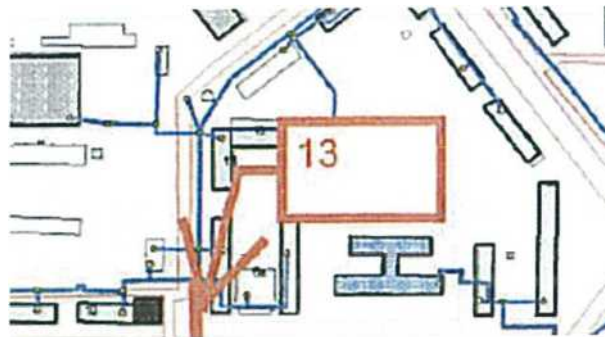
**Рисунок 9.4-5 - Участок тепловой сети (6) с ненормативной надежностью от ЦТЭЦ (ТК-8 ч- ТК-9, ул. Куйбышева)**



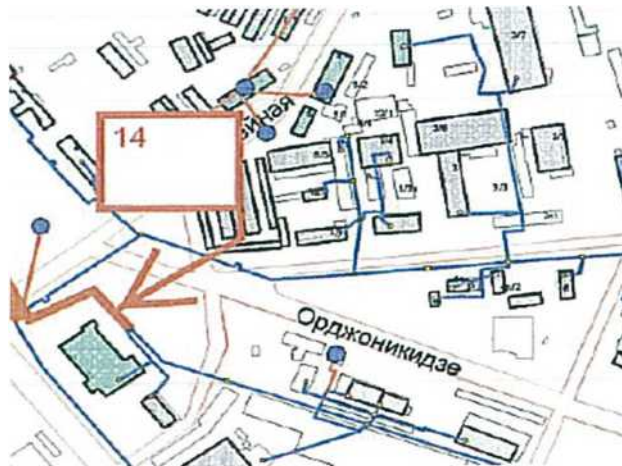
**Рисунок 9.4-6 - Участок тепловой сети (7) с ненормативной надежностью от ЦТЭЦ (ТК-12 - ТК-13, ул. Лазо)**



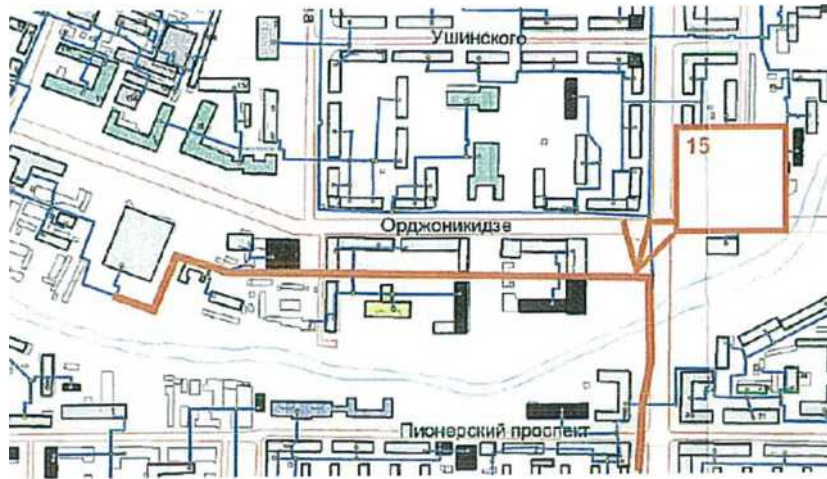
**Рисунок 9.4-7 - Участок тепловой сети (8) с ненормативной надежностью от ЦТЭЦ (ЦТЭЦ - ТК-8, пр. Курако)**



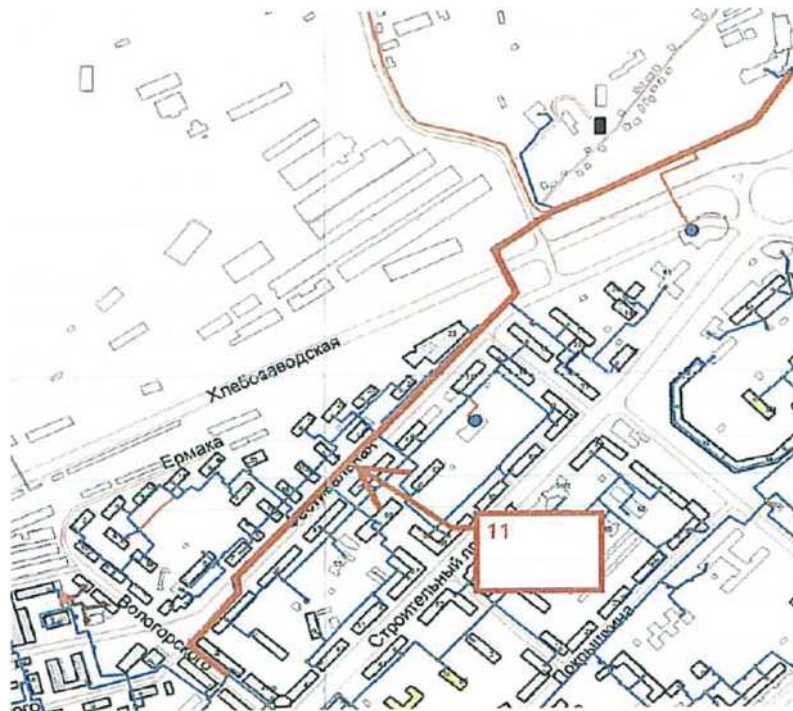
**Рисунок 9.4-8 - Участок тепловой сети (13) с ненормативной надежностью от ЦТЭЦ (ТК-8 - ТК-6, ул. Куйбышева, Лазо)**



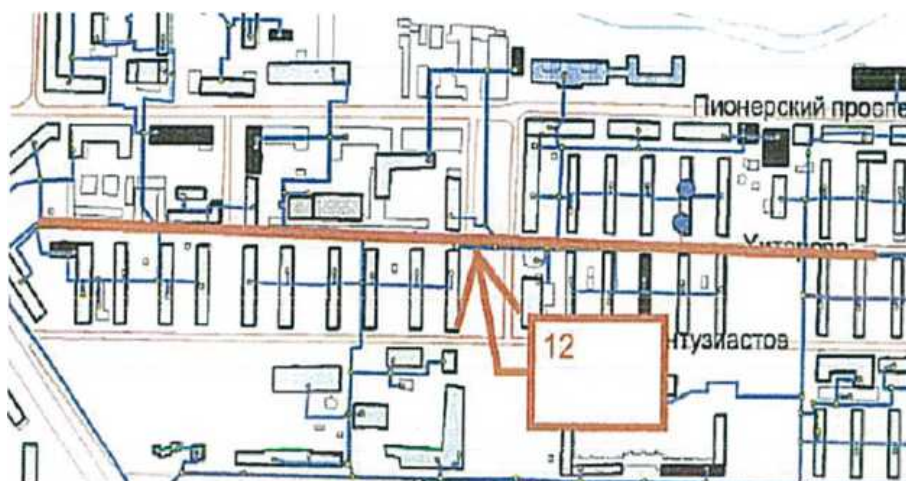
**Рисунок 9.4-9 - Участок тепловой сети (14) с ненормативной надежностью от ЦТЭЦ (ТК-7Л - ТК-4, ул. Курако, Орджоникидзе)**



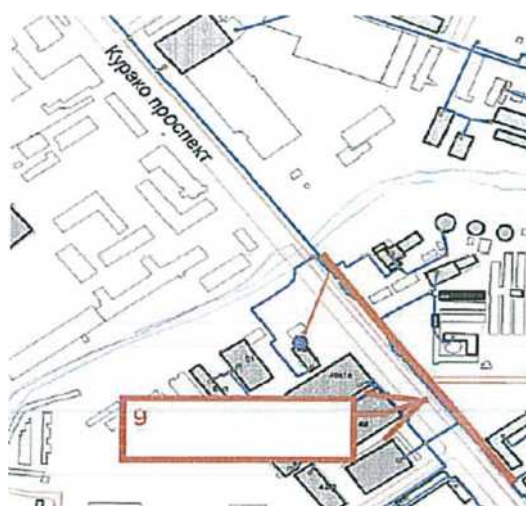
**Рисунок 9.4-10 - Участок тепловой сети (15) с ненормативной надежностью от ЦТЭЦ (ТК-11 - ТК-13, ул. Орджоникидзе, Металлургов)**



**Рисунок 9.4-11 - Участок тепловой сети (11) с ненормативной надежностью от ЦТЭЦ (ТК-2 - ТК-10, ул. Фестивальная, ДОЗ)**



**Рисунок 9.4-12 - Участок тепловой сети (12) с ненормативной надежностью от ЦТЭЦ (ТК-1 - ТК-16, ул. Хитарова)**



**Рисунок 9.4-13 - Участок тепловой сети (9) с ненормативной надежностью от ЦТЭЦ (ТК-11 - ТК-13, ул. Курако)**

#### *Анализ основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям*

Присоединение потребителей к тепловым сетям в г. Новокузнецка осуществляется через Центральные тепловые пункты (ЦТП) и Индивидуальные тепловые пункты (ИТП). Необходимость применения ЦТП обусловлена топологией города, размещением источников и генеральным планом застройки города. Необходимость строительства ИТП обусловлена требованиями законов и соответствующих технических регламентов, а также строительных норм и правил.

Система теплоснабжения города, в большей степени, с открытым водоразбором.

Значительная часть старых ЦТП не оснащена приборами учета тепловой энергии. При компоновке ЦТП в настоящее время выполняется установка приборов учета тепловой энергии по конкретному потребителю. Установки приборов учета требуются в связи с разработкой

мероприятий по энергосбережению и повышению эффективности работы систем теплоснабжения.

Техническая целесообразность применения той или иной принципиальной схемы ЦТП в современной динамике развития городской инфраструктуры является доминирующей. Однако основная масса ЦТП проектировалась и строилась в прошлом веке. Этот фактор и технические условия, на которые выполнялся проект, обуславливали как выбор принципиальной схемы ЦТП, так и основное технологическое оборудование (водо-водяные скоростные водоподогреватели, струйные насосы (элеваторы)) имевшиеся в то время. Кроме того, средства автоматизации, имевшие место во время проектирования и строительства ЦТП, явно не отвечают требованиям нынешнего времени.

До настоящего времени при оформлении технических условий на проектирование ЦТП и ИТП для исполнения предлагается расчетный (проектный для системы теплоснабжения) температурный график:

- T1 - температура в подающем трубопроводе = 150°C;
- T2 - температура в обратном трубопроводе = 70°C.

В тепловых сетях ТЭЦ и котельных приняты графики качественного регулирования отпуска тепловой энергии по отопительной нагрузке, т.е. изменением температуры сетевой воды при постоянном расходе сетевой воды на отопление. Расчетная 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 вызвано недостаточной регулировкой узлов ввода, неправильным подбором дроссельных шайб, что приводит к разрегулировке системы др. обычно отпуск тепла от ТЭЦ осуществляется по температурному графику 150-70°C со срезкой. Например, на КТЭЦ и ЗС ТЭЦ - срезка на уровне 125°C по ЦТЭЦ - на уровне 120°C. На муниципальных котельных г. Новокузнецка, в основном применяются температурные графики 95-70°C.

Подача требуемого количества тепловой энергии потребителям возможна лишь за счет увеличения объемов циркуляции теплоносителя, увеличения поверхностей нагрева теплообменных аппаратов и нагревательных приборов у потребителей. Применение различных схем с насосами смешения и использование современных средств автоматизации позволяет достичь требуемого результата. Однако в этом случае в периоды зимнего максимума температур увеличение циркуляционного расхода теплоносителя на нужды отопления через каждый такой ЦТП превышает расчетный расход в 1,5-2 раза.

В настоящее время на большинстве ЦТП используются элеваторы для присоединения систем отопления, что существенным образом ограничивает регулирование подачи тепла потребителям особенно в периоды «срезок» температурных графиков. Кроме того, использование элеваторов предъявляет повышенные требования к гидравлическим режимам.

В период работы СЦТ в диапазоне нижней «срезки» температурного графика (температурной полки), происходит «плановый перегрев» потребителей подключенных по схемам с применением элеваторов. Переход на насосные схемы с применением автоматизации, позволит достичь значительной экономии теплопотребления в этот период.

В период работы СЦТ в диапазоне верхней «срезки» температурного графика происходит «плановый недогрев» потребителей, подключенных по схемам с применением элеваторов.

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 предъявляет к системе теплоснабжения жесткие требования:

- отпуск теплоносителя с источников должен производиться по температурному графику без «срезки» (требование п.7.11 СНиП 41-022003 «Тепловые сети»), в противном случае увеличение регулирования «количеством» теплоносителя в 1,5-2 раза от расчетного по графику 150-70°C приведет к неудовлетворительным изменениям в гидравлических режимах работы тепловых сетей;

- 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.



## **10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

### **10.1 Техничко-экономические показатели работы ТЭЦ г.Новокузнецка**

#### **АО «Кузнецкая ТЭЦ» (филиал ОАО «Кузбассэнерго»)**

Динамика основных технико-экономических показателей работы *Кузнецкой ТЭЦ* за период с 2013 по 2015 годы по отчетам о работе тепловой электростанции (форма № 6-ТП) приведена в таблице 10-1.

Показатели финансово-хозяйственной деятельности КТЭЦ приведены в таблице 10-2

**Таблица 10-1 - Техничко-экономические показатели КТЭЦ**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измер.	2013 (факт)	2014 (факт)	2015 (факт)												2016 (план)
					I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1	Расход газообразного топлива	тыс. куб. м	6818,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1	Низшая теплотворная способность газообразного топлива	ккал/кг	8343	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Расход твердого топлива	т	701170	711262	102881	90178	78827	60604	28973	20682	19869	19789	43599	71051	83779	85119	733854
2.1	Низшая теплотворная способность твердого топлива	ккал/кг	5206	5113	5020	4987	5041	5184	5198	5099	5008	5043	4964	4962	4944	4980	5023
3	Расход жидкого топлива	т	583	722	62	101	51	25	35	30	15	17	85	40	64	102	661
3.1	Низшая теплотворная способность жидкого топлива	ккал/кг	9889	9872	9917	9917	9931	9917	9945	9879	9904	9908	9869	9899	9920	9921	9805
4	Производство тепловой энергии	Гкал	2276637	2335255	330080	294273	265227	199131	97133	63788	60045	61320	118408	203910	276870	276159	2319098
5	Собственные нужды	Гкал	81857	84816	13164	11879	10813	6193	3072	2107	1723	2152	4210	6878	11292	11795	89372
6	Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	2194780	2250439	316916	282394	254414	192938	94061	61681	58322	59168	114198	197032	265578	264364	2229726
7	Потери в тепловых сетях	Гкал	169187	231418	20096	15955	15605	11318	8067	6725	8342	8339	11894	11711	15223	72643	123798
8	Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	2063959	2220490	238894	207672	200795	182777	125590	109844	124259	80827	131460	183029	185166	374537	2214727
8.2	Отопление	Гкал	1471336	1486561	158656	164253	142125	120651	88052	79564	92158	33564	92747	130522	126400	152591	1353006
8.3	Вентиляция	Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8.4	Горячее водоснабжение	Гкал	408083	374158	27382	24511	27012	37115	17632	14639	14899	29337	15727	27209	27715	27831	303338
8.5	Технологические нужды	Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Таблица 10-2 - Показатели финансово-хозяйственной деятельности КТЭЦ**

Наименование показателя	Теплоснабжение				
	Тепло			Теплоноситель- вода Химически очищенная Вода)	Теплоноситель- пар (Химически- обессоленная вода)
	Производ- ство (Гкал+м3 на ГВ)	Передача	Сбыт		
1) Выручка от регулируемого вида деятельности (тыс. рублей) с разбивкой по видам деятельности	2 202 701			5 513	5 097
Тепловая энергия	1 751 937				
Горячая вода	450 764				
2) Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей), включая:	1 475 065	539 101	126 279	5 511	5 097
Тепловая энергия	1 064 059	398 551	101 227		
Горячая вода	411 006	140 550	25 052		
а) расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель					
б) расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения, стоимости его доставки *	735 541				
в) расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе (с указанием средневзвешенной стоимости 1 кВт*ч), и объем приобретения электрической энергии					
г) расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	2 409			242	234
д) расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	16 070			1483	1459
е) расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	145 274	17	243	1889	1752
ж) расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно- управленческого персонала	19 689	5	82		
з) расходы на амортизацию основных производственных средств	106 686	7	1	600	541
и) расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	28 773	45	14	289	314

Наименование показателя	Теплоснабжение				
	Тепло			Теплоноситель- вода Химически очищенная Вода)	Теплоноситель- пар (Химически- обессоленная вода)
	Производс тво (Гкал+м3 на ГВ)	Передача	Сбыт		
к) общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	29 599	208		74	60
л) общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	182 068	158	850	38	45
м) расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов)**	164 306			474	379
н) прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации	44 650	538 661	125 089	422	313
3) чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации (тыс. рублей)	Раздельный учет по видам продукции не ведется				
4) изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки (тыс. рублей)***	-2 604			0	0
5) валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей)		62 256		2	0
Тепловая энергия		188 100			
Горячая вода		-125 844			
6) установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии (Гкал/ч)			890		
7) тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (Гкал/ч)			915,7624		
8) объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой			2250,439		

Наименование показателя	Теплоснабжение				
	Тепло			Теплоноситель- вода Химически очищенная Вода)	Теплоноситель- пар (Химически- обессоленная вода)
	Производс тво (Гкал+м3 на ГВ)	Передача	Сбыт		
энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал)					
9) объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал)			-		
10) объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе, определенном по приборам учета и расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг) (тыс. Гкал)			2220,49		
11) нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденных уполномоченным органом (Ккал/ч.мес.)			-		
23) Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии (тыс. Гкал)			-		
13)среднесписочная численность основного производственного персонала (человек)			529		
14)среднесписочная численность административно-управленческого персонала (человек)			Данный показатель не предусмотрен формой П-4		
15) удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности (кг у. т./Гкал)		166,09		-	-
в горячей воде		165,02			
в паре		177,04			
7) удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. кВт*ч/Гкал)		0,051		-	-
8) удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой		5,236		-	-

Наименование показателя	Теплоснабжение				
	Тепло			Теплоноситель- вода Химически очищенная Вода)	Теплоноситель- пар (Химически- обессоленная вода)
	Производство Передача (Гкал+м3 на ГВ)	Передача	Сбыт		
потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (куб. м/Гкал)					

### **Западно-Сибирская ТЭЦ – филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК»**

Динамика основных технико-экономических показателей работы *ЗС ТЭЦ* за период с 2013 по 2015 годы по отчетам о работе тепловой электростанции (форма № 6-ТП) приведена в таблице 10-3.

Показатели финансово-хозяйственной деятельности ЗС ТЭЦ приведены в таблице 10-4

**Таблица 10-3 - Технико-экономические показатели ЗС ТЭЦ**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измер.	2013 (факт)	2014 (факт)	2015 (факт)	2016 (план)
1	Расход газообразного топлива (коксовый + доменный газ)	куб. м	1198459	1066439	946391	1169237
1.1	Низшая теплотворная способность газообразного топлива	ккал/кг	1238	1258	1288	1224
2	Расход твердого топлива	т	1593325	1601675	1578972	1612103
2.1	Низшая теплотворная способность твердого топлива	ккал/кг	4948	4869	4934	4898
3	Расход жидкого топлива (мазут)	т	5405	4524	3992	4344
3.1	Низшая теплотворная способность жидкого топлива	ккал/кг	10048	9993	9963	10028
4	Производство тепловой энергии	Гкал	2536038	2576958	2421060	2650081
5	Собственные нужды, в т.ч.:	Гкал	853362,92	841038,06	834502,09	906338,05
5.1	<i>-собственные нужды ТЭЦ (в горячей воде)</i>	<i>Гкал</i>	<i>2626,3</i>	<i>2608,3</i>	<i>2628</i>	<i>2628,05</i>
5.2	<i>-собственные нужды ЗСМК всего, в т.ч.:</i>	<i>Гкал</i>	<i>850736,62</i>	<i>838429,76</i>	<i>831874,09</i>	<i>903710</i>
5.2.1	<i>из них на ЗСМК: - в горячей воде</i>	<i>Гкал</i>	<i>845272,62</i>	<i>827014,76</i>	<i>807383,09</i>	<i>872821</i>
5.2.2	<i>- в паре</i>	<i>Гкал</i>	<i>5464</i>	<i>11415</i>	<i>24491</i>	<i>30889</i>
6	Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	1682675,08	1735919,94	1586557,91	1743742,95
7	Потери в тепловых сетях	Гкал	-	-	-	-
8	Полезный отпуск тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	1682675,08	1735919,94	1586557,91	1743742,95
8.1.	В т.ч. :отпуск т/э по Западному и Ильинскому т/выводам	Гкал	1479876,1	1506361,00	1385676,0	1517074,0
8.1.1	<i>-Западный тепловывод</i>	<i>Гкал</i>	<i>789933,4</i>	<i>800695,0</i>	<i>733150,0</i>	<i>810561,0</i>
8.1.2	<i>-Ильинский тепловывод</i>	<i>Гкал</i>	<i>689942,7</i>	<i>705666,0</i>	<i>652526,0</i>	<i>706513,0</i>
8.2.	В т.ч.: отпуск т/э сторонникам по прямым договорам	Гкал	202798,980	229558,94	200881,910	226668,950



**Таблица 10-4 – Показатели финансово-хозяйственной деятельности ЗС ТЭЦ**

№ п/п	Показатели	Единица измерения	2013г. Факт	2014г. Факт	2015г. Факт	2016г. План
1	Выработка электроэнергии, всего	млн. кВтч	2932, 448839	2637, 295832	2 776, 036741	2 946, 600
1.1.	<i>в т.ч. – по теплофикационному циклу</i>		<i>1142, 061</i>	<i>1 113, 651</i>	<i>1 066, 036</i>	<i>1 191, 439</i>
1.2.	<i>- по конденсационному циклу</i>		<i>1790,387839</i>	<i>1523,644832</i>	<i>1710,000741</i>	<i>1755,161</i>
2	Расход электроэнергии на собственные нужды:	млн. кВтч	452,421849	435,521623	448,510396	478,867
2.1	на производство электроэнергии	млн. кВтч	311,799256	292,405841	308,0503396	328,762
2.1.1	<i>то же в % к выработке электроэнергии</i>	%	<i>10,63</i>	<i>11,09</i>	<i>16,2</i>	<i>11,16</i>
2.2	на производство тепловой энергии	млн. кВтч	140,622593	143,115782	140,4600564	150,105
2.2.1	<i>то же в кВтч/Гкал</i>	<i>кВтч/Гкал</i>	<i>55,45</i>	<i>55,54</i>	<i>58,02</i>	<i>56,64</i>
3	Отпуск электроэнергии с шин	млн. кВтч	2480,026990	2201,774209	2327,526345	2467,733
4	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	млн. кВтч	42,983745	11,796105	14,899150	16,825812
5	Расход электроэнергии на потери в трансформаторах	млн. кВтч	24,867654	20,617515	23,360763	24,251
6	Полезный отпуск электроэнергии в сеть	млн. кВтч	2461,022464	2220,043598	2340,524615	2480,592138
7	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии	тыс. Гкал	2536,038	2576,958	2421,060	2650,081
7.1.	- из теплофикационных отборов	тыс.Гкал	2449,241	2403,749	2298,863	2604,559
7.2.	- из РОУ	тыс.Гкал	59,850	144,653	95,156	20,0
7.3.	-от сетевых насосов	тыс.Гкал	26,947	28,556	27,041	25,522
8	Расход теплоэнергии на хозяйственные и собственные нужды ЕВРАЗ ЗСМК:	тыс. Гкал	853,36292	841,03806	834,50209	906,33805
8.1.	- хознужды ЗСТЭЦ	тыс. Гкал	2,6263	2,6083	2,628	2,62805
8.2.	- отпуск т/э на ЗСМК (пар+ гор.вода)	тыс. Гкал	850,73662	838,42976	831,87409	903,710
9	Отпуск тепловой энергии от источника тепловой энергии (полезный отпуск)	тыс. Гкал	1682,67508	1735,91994	1586,55791	1743,74295
11	Нормативный удельный расход условного топлива на производство электроэнергии	г/кВтч	381,22	406,05	389,99	374,00
12	Расход условного топлива на производство	тыс. тут	945,447	894,022	907,711	927,842

№ п/п	Показатели	Единица измерения	2013г. Факт	2014г. Факт	2015г. Факт	2016г. План
	электроэнергии					
14	Нормативный удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии	кг/Гкал	157,98	162,26	159,02	156,46
15	Итого расход условного топлива на производство тепловой энергии	тыс. тут	400,639	418,128	384,990	416,865
18	Расход условного топлива – всего	тыс. тут	1346,086	1312,150	1292,701	1344,707
18.1	уголь всего	тыс. тут	1126,306	1113,989	1112,870	1134,249
18.2	мазут	тыс. тут	7,758	6,486	5,682	6,045
18.3	газ всего, в том числе:	тыс. тут	212,022	191,675	174,149	204,413
18.4.1	газ коксовый	тыс. тут	54,417	52,438	51,932	49,841
18.4.2	газ доменный	тыс. тут	157605	139,237	122,217	154,572
19	Затрачено условного топлива	тыс. тут	1346,086	1312,150	1292,701	1344,707
19.1	- на выработку электроэнергии	тыс. тут	945,447	894,022	907,711	927,842
19.1.1	В т.ч. - в теплофикационном режиме	тыс. тут	234,332	248,617	204,128	241,544
19.1.2	- в конденсационном режиме	тыс. тут	711,115	645,405	703,583	686,298
19.2	на производство тепловой энергии	тыс. тут	400,639	418,128	384,990	416,865
21	Расход натурального топлива					
21.1	уголь всего	тыс. тнт	1593,325	1601,675	1578,972	1612,842
21.2	мазут	тыс. тнт	5,405	4,524	3,992	4,22
21.3	газ всего, в том числе:	млн. куб. м	1198,459	1066,439	946,391	1169,237
21.4.1	газ коксовый	млн. куб. м	95,231	91,768	90,881	87,228
21.4.2	газ доменный	млн. куб. м	1103,228	974,671	855,510	1082,009

### ООО «Центральная ТЭЦ»

Динамика основных технико-экономических показателей работы ЦТЭЦ за период с 2013 по 2015 годы по отчетам о работе тепловой электростанции (форма № 6-ТП) приведена в таблице 10-5.

Показатели финансово-хозяйственной деятельности ЦТЭЦ приведены в таблице 10-6.

**Таблица 10-5 - Техничко-экономические показатели ЦТЭЦ**

Показатель		2013	2014	2015
Выработка электроэнергии всего, в т.ч.	млн. кВтч	402,299	344,440	318,504
на агрегатах паротурбинного цикла, в т.ч.	млн. кВтч	402,299	344,440	318,504
в теплофикационном режиме	млн. кВтч	289,830	260,682	244,852
в конденсационном режиме	млн. кВтч	112,470	83,759	73,652
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.	млн. кВтч	87,640	83,656	70,770
на выработку электроэнергии	млн. кВтч	17,700	16,596	14,262
на отпуск тепловой энергии	млн. кВтч	69,940	67,060	56,508
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.	тыс. Гкал	11,148	32,929	32,627
в паре	тыс. Гкал	11,028	32,809	29,537
в горячей воде	тыс. Гкал	0,120	0,120	3,090
Всего отпущено электрической энергии с шин ТЭЦ	млн. кВтч	314,659	260,784	247,734
Электропотребление, всего	млн. кВтч	310,509	256,869	243,675
Покупка электроэнергии	млн. кВтч	0,000	0,000	0,000
Отпуск электроэнергии на ОРЭМ	млн. кВтч	0,000	0,000	0,000
Отпущено тепловой энергии, в т.ч.	тыс. Гкал	2351,211	2027,128	1517,282
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	2082,294	1773,296	1425,364
из РОУ	тыс. Гкал	117,692	92,146	2,834
от пиковой котельной	тыс. Гкал	151,225	161,686	89,084
Всего отпущено тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в т.ч.	тыс. Гкал	2351,211	2027,128	1517,282
в паре	тыс. Гкал	924,192	647,981	273,200
в горячей воде	тыс. Гкал	1427,019	1379,147	1244,082
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. т.у.т.	520,579	474,409	374,648
природный газ	тыс. т.у.т.	429,781	403,147	359,051
коксовый газ	тыс. т.у.т.	59,445	23,626	0,000
уголь	тыс. т.у.т.	30,324	46,908	14,916
мазут	тыс. т.у.т.	1,029	0,728	0,681
прочие виды топлива	тыс. т.у.т.	0,000	0,000	0,000
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:				
природный газ	млн м <sup>3</sup>	359,870	338,464	300,236
коксовый газ	млн м <sup>3</sup>	104,097	41,360	0,000
уголь	тыс. т	38,179	54,004	17,354
мазут	тыс. т	0,741	0,525	0,489
прочие виды топлива	тыс. т	0,000	0,000	0,000

## 10.2 Технико-экономические показатели работы котельных г. Новокузнецка

**Таблица 10.2-1 - Сводная информация и смета расходов на услуги по производству тепловой энергии МП "Сибирская тепловая компания", г. Новокузнецк**

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Утверждено РЭК КО на 2015 год
1	2	3	4
	Полезный отпуск на потребительский рынок, в том числе:	тыс. Гкал	769,07
<b>I</b>	<b>Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>884 279,92</b>
<b>1.1</b>	<b>- расходы на сырье и материалы, в т.ч</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>24 819,70</b>
	вспомогательные материалы	тыс.руб.	24 694,17
	реагенты (на производство тепловой энергии)	тыс.руб.	125,52
<b>1.2</b>	<b>- расходы на топливо</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>208 185,87</b>
	натуральное топливо	тыс.руб.	172 756,29
	транспорт топлива	тыс.руб.	35 429,58
<b>1.3</b>	<b>- расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>89 034,69</b>
	электроэнергия	тыс.руб.	89 034,69
<b>1.4</b>	<b>- холодная вода (на производство тепловой энергии)</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>2 777,28</b>
<b>1.5</b>	<b>- теплоноситель</b>	<b>тыс.руб.</b>	
<b>1.6</b>	<b>- амортизация основных средств и нематериальных активов (неподконтрольные расходы)</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>60 946,62</b>
<b>1.7</b>	<b>- оплата труда всего, в том числе</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>11 840,11</b>
	ППП	тыс.руб.	11 840,11
	численность всего, в том числе	чел.	53,0
	ППП	тыс.руб.	53,0
	ремонтные собственными силами	тыс.руб.	
	Средняя заработная плата на человека всего, в том числе	руб./мес.	18 616,53
	ППП	руб./мес.	18 616,53
<b>1.8</b>	<b>- отчисления на социальные нужды (неподконтрольные расходы) всего, в том числе</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>3 575,71</b>
	ППП	тыс.руб.	3 575,71
	АУП	тыс.руб.	
	ремонтные собственными силами	тыс.руб.	
<b>1.9</b>	<b>- ремонт основных средств всего, в том числе</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>71 141,60</b>
	выполняемый собственными силами	тыс.руб.	0,00
	выполняемый подрядным способом	тыс.руб.	71 141,60

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Утверждено РЭК КО на 2015 год
	содержание зданий и сооружений	тыс.руб.	0,00
<b>1.10</b>	<b>- расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность (передача воды, тепла, водоотведение) (неподконтрольные расходы)</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>
<b>1.11</b>	<b>- расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>377 251,96</b>
	обслуживание котельных (ОАО"ГТК")	тыс.руб.	307 561,70
	автотранспортные услуги	тыс.руб.	47 218,25
	испытания и наладка электрооборудования	тыс.руб.	4 682,08
	экспертиза промышленной безопасности	тыс.руб.	3 386,00
	вывоз шлака	тыс.руб.	3 738,57
	содержание отвала	тыс.руб.	1 789,83
	поверка оборудования, испытание, метрология	тыс.руб.	8 875,53
<b>1.12</b>	<b>- затраты на ремонт и эксплуатацию собственного автотранспорта и автотракторной техники</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>
<b>1.13</b>	<b>- расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>21 982,89</b>
	услуги СЭС		3 817,53
	ГО и ЧС	тыс.руб.	820,00
	охрана труда	тыс.руб.	688,60
	услуги непроизводственного характера (экспертиза НУР, НВВ)	тыс.руб.	1 021,25
	услуги охраны	тыс.руб.	15 330,00
	лабораторное исследование проб угля	тыс.руб.	75,32
	дератизация, дезинсекция	тыс.руб.	144,09
	вывоз ТБО	тыс.руб.	86,10
	представительские расходы	тыс.руб.	0,00
	прочие расходы	тыс.руб.	0,00

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Утверждено РЭК КО на 2015 год
1.14	- плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	412,54
1.15	- арендная плата, концессионная плата, лизинговые платежи, в том числе:	тыс.руб.	506,47
	арендная плата (земельные участки)	тыс.руб.	105,20
	арендная плата (производственные помещения)	тыс.руб.	401,27
1.16	- расходы на служебные командировки	тыс.руб.	0,00
1.17	- расходы на обучение персонала	тыс.руб.	16,96
1.18	- расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль	тыс.руб.	29,40
1.19	- другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, в том числе:	тыс.руб.	11 758,12
	- общехозяйственные расходы (согласно отдельной смете)		
	- налог на имущество организаций (неподконтрольные расходы)	тыс.руб.	11 758,12
<b>II</b>	<b>Внерезидентные расходы, всего</b>	тыс.руб.	<b>0,00</b>
2.1	- расходы на вывод из эксплуатации (в том числе на консервацию) и вывод из консервации	тыс.руб.	0,00
2.2	- расходы по сомнительным долгам (не подконтрольные расходы)	тыс.руб.	0,00
2.3	- расходы, связанные с созданием нормативных запасов топлива, включая расходы по обслуживанию заемных средств, привлекаемых для этих целей	тыс.руб.	0,00
2.4	- другие обоснованные расходы, в том числе:	тыс.руб.	0,00
<b>III</b>	<b>Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего</b>	тыс.руб.	<b>396,39</b>
3.1	- расходы на капитальные вложения (инвестиции)	тыс.руб.	0,00
3.2	- денежные выплаты социального характера	тыс.руб.	396,39
<b>IV</b>	<b>Налог на прибыль</b>	тыс.руб.	<b>99,10</b>
<b>V</b>	<b>Выпадающие доходы/экономия средств</b>	тыс.руб.	<b>0,00</b>
<b>VI</b>	<b>Необходимая валовая выручка, всего</b>	тыс.руб.	<b>884 775,40</b>
6.1	- на производство электрической энергии	тыс.руб.	
6.2	- на услуги по передаче тепловой энергии (потребительский рынок)	тыс.руб.	884 775,40
6.3	- на производство теплоносителя	тыс.руб.	
6.4	- прочая продукция	тыс.руб.	
<b>VII</b>	<b>Полезный отпуск на потребительский рынок</b>	тыс.Г кал.	769,07
<b>VIII</b>	<b>СРЕДНИЙ ТАРИФ ПРОИЗВОДСТВА (без НДС)</b>	руб/Г кал	<b>1150,45</b>

### 10.3 Техничко-экономические показатели работы теплосетевых организаций г. Новокузнецка

Таблица 10.3-1 – Сводная информация и смета расходов на услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям МП "ССК", г. Новокузнецк

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2015
1	2	3	4
<b>I</b>	Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	тыс.руб.	<b>941 122,03</b>
<b>1.1</b>	<b>- расходы на сырье и материалы, в т.ч</b>	тыс.руб.	<b>35 264,38</b>
	вспомогательные материалы в том числе:	тыс.руб.	35 264,38
<b>1.2</b>	<b>- расходы на топливо</b>	тыс.руб.	<b>0,00</b>
<b>1.3</b>	<b>- расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы, в том числе:</b>	тыс.руб.	<b>345 710,59</b>
	электроэнергия	тыс.руб.	11 421,49
	покупка потерь тепловой энергии (в сетях предприятия)	тыс.руб.	325 759,27
	покупка потерь теплоносителя (в сетях предприятия)	тыс.руб.	8 529,83
<b>1.4</b>	<b>- холодная вода</b>	тыс.руб.	<b>0,00</b>
<b>1.5</b>	<b>- теплоноситель</b>	тыс.руб.	<b>0,00</b>
<b>1.6</b>	<b>- амортизация основных средств и нематериальных активов (неподконтрольные расходы)</b>	тыс.руб.	<b>61 368,54</b>
<b>1.7</b>	<b>- оплата труда всего, в том числе</b>	тыс.руб.	<b>10 715,65</b>
	ППП	тыс.руб.	10 715,65
	численность всего, в том числе	чел.	30,00
	ППП	тыс.руб.	30,00
	Средняя заработная плата на человека всего, в том числе	руб./мес.	29 765,69
	ППП	руб./мес.	29 765,69
<b>1.8</b>	<b>- отчисления на социальные нужды (неподконтрольные расходы) всего, в том числе</b>	тыс.руб.	<b>3 236,13</b>
	ППП	тыс.руб.	3 236,13
	АУП	тыс.руб.	
<b>1.9</b>	<b>- ремонт основных средств всего, в том числе</b>	тыс.руб.	<b>153 665,22</b>
	выполняемый подрядным способом	тыс.руб.	153 665,22
<b>1.10</b>	<b>- расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность (передача воды, тепла, водоотведение) (неподконтрольные расходы)</b>	тыс.руб.	<b>0,00</b>
<b>1.11</b>	<b>- расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями</b>	тыс.руб.	<b>281 662,93</b>
	обслуживание тепловых сетей (ОАО "ГТК")	тыс.руб.	195 326,97
	диагностирование и паспортизация трубопроводов	тыс.руб.	10 700,00
	проверка оборудования, испытания, метрология	тыс.руб.	322,88
	автотранспортные услуги	тыс.руб.	73 969,06

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2015
	испытание и наладка электрооборудования	тыс.руб.	599,92
	проведение гидравлических испытаний	тыс.руб.	560,82
	услуги ФГБУ "Западно-Сибирский УГМС" (метеорология)	тыс.руб.	183,28
<b>1.12</b>	<b>- затраты на ремонт и эксплуатацию собственного автотранспорта и автотракторной техники</b>	тыс.руб.	<b>0,00</b>
<b>1.13</b>	<b>- расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг</b>	тыс.руб.	<b>5 916,25</b>
	- услуги непромышленного характера	тыс.руб.	740,43
	- услуги охраны	тыс.руб.	4 239,84
	- охрана труда	тыс.руб.	617,58
	- программный комплекс по расчету режимов работы тепловых сетей	тыс.руб.	133,35
	- содержание и ремонт имущества Сеченова 19а	тыс.руб.	185,05
<b>1.14</b>	<b>- плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов</b>	тыс.руб.	<b>0,00</b>
<b>1.15</b>	<b>- арендная плата, концессионная плата, лизинговые платежи, в том числе:</b>	тыс.руб.	<b>2 244,54</b>
	арендная плата (земельные участки)	тыс.руб.	110,77
	арендная плата (офисные помещения)	тыс.руб.	2 133,77
<b>1.16</b>	<b>- расходы на служебные командировки</b>	тыс.руб.	<b>0,00</b>
<b>1.17</b>	<b>- расходы на обучение персонала</b>	тыс.руб.	<b>70,91</b>
<b>1.18</b>	<b>- расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль</b>	тыс.руб.	<b>20 371,85</b>
<b>1.19</b>	<b>- другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, в том числе:</b>	тыс.руб.	<b>20 895,04</b>
	- налог на имущество организаций (неподконтрольные расходы)	тыс.руб.	20 895,04
<b>II</b>	<b>Внереализационные расходы, всего</b>	тыс.руб.	<b>15 523,36</b>
2.1	<b>- расходы на вывод из эксплуатации (в том числе на консервацию) и вывод из консервации</b>	тыс.руб.	<b>0,00</b>
2.2	<b>- расходы по сомнительным долгам (не подконтрольные расходы)</b>	тыс.руб.	<b>0,00</b>
2.3	<b>- расходы, связанные с созданием нормативных запасов топлива, включая расходы по обслуживанию заемных средств, привлекаемых для этих целей</b>	тыс.руб.	<b>0,00</b>
2.4	<b>- другие обоснованные расходы, в том числе:</b>	тыс.руб.	<b>15 523,36</b>
	- прочие расходы *	тыс.руб.	15 523,36
<b>III</b>	<b>Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего</b>	тыс.руб.	<b>892,97</b>
3.2	- денежные выплаты социального характера	тыс.руб.	892,97
<b>IV</b>	<b>Налог на прибыль</b>	тыс.руб.	<b>223,24</b>



№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2015
V	Выпадающие доходы/экономия средств	тыс.руб.	-31 487,73
VI	Необходимая валовая выручка, всего	тыс.руб.	926 273,87
6.2	- на услуги по передаче тепловой энергии (потребительский рынок)	тыс.руб.	926 3,87

## 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

На территории Новокузнецкого городского округа исполнительным органом государственной власти, уполномоченным осуществлять государственное регулирование цен (тарифов) на товары (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (в том числе в сфере теплоснабжения) является Региональная энергетическая комиссия Кемеровской области.

### 11.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию

В таблице 11.1-1 представлена динамика тарифов на услуги по передаче тепловой энергии от теплоисточников г.Новокузнецка, реализуемой на потребительском рынке города Новокузнецка, утвержденных Региональной энергетической комиссией Кемеровской области.

**Таблица 11.1-1 – Утвержденный тариф на услуги по передаче тепловой энергии от теплоисточников г.Новокузнецка, руб/Гкал**

Период регулирования	АО Кузнецкая ТЭЦ						АО МТСК	ООО ТСН	МП ССК	МП ССК	ОАО "ЕВРАЗ ЗСМК"	АО МТСК	Кузнецктепλοςбыт	Центральная ТЭЦ			МП ССК	МП ССК	МП ССК									
	Горячая вода	отборный пар давлением				острый и редуцированный пар								Передача тепловой энергии от КТЭЦ	Передача тепловой энергии	Реализация				Передача тепловой энергии от ЗСТЭЦ	Реализация	Горячая вода	отборный пар давлением			Передача тепловой энергии	Реализация	Котельные
		от 1,2 до 2,5 кг/см <sup>2</sup>	от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup>	от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup>	свыше 13,0 кг/см <sup>2</sup>																		от 1,2 до 2,5 кг/см <sup>2</sup>	от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup>	от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup>			
с 01.01.2013 по 30.06.2013	772,1	725,7	741,2	765,9	772,12	810,7	-	-	-	911,08	373	-	-	651,96	-	-	641,5	-	-	968,02								
с 01.07.2013 по 31.12.2013	866,13	814,12	831,46	859,19	866,15	909,47	-	-	-	1022,03	-	-	-	712,29	-	-	700,87	-	-	1023,6								
с 01.01.2014 по 30.06.2014	866,13	814,12	831,46	859,19	866,15	909,47	110,06	-	-	1022,03	-	225,73	1022,2	712,29	693,93	700,95	-	-	-	1090,19								
01.07.2014 по 31.12.2014	899,91	845,87	863,88	892,7	899,93	944,94	110,06	-	-	1106,9	440,97	234,53	1061,76	742,21	723,07	730,4	-	-	-	1121,61								
с 01.01.2015 по 30.06.2015	899,91	845,87	863,88	892,7	899,93	944,94	169,82	-	-	1106,9	501,04	234,53	1061,76	1335,16	-	-	-	-	-	1121,61								
с 01.07.2015 по 31.12.2015	954,8	897,36	916,58	947,15	954,83	1002,58	169,82	-	-	1174,42	558,81	248,83	1126,57	1416,61	-	-	-	-	-	1187,21								
	присоединение к сетям АО «Межрегиональная теплосетевая компания»																											
с 01.01.2016 по 30.06.2016	954,8	897,36	916,58	947,15	954,83	1 002,58	-	219,62	219,62	1 174,42	558,81	248,83	1 126,57	1 287,66	-	-	-	159,55	1602,95	1358,43								
с 01.07.2016 по 31.12.2016	993,95	934,15	954,16	985,98	993,98	1 043,69	-	227,86	227,86	1 221,81	581,72	259,03	1 172,76	1 340,46	-	-	-	166,09	1668,67	1414,13								
с 01.01.2017 по 30.06.2017	993,95	934,15	954,16	985,98	993,98	1 043,69	-	227,86	227,86	1 221,81	581,72	259,03	1 172,76	1 340,46	-	-	-	166,09	1668,67	1414,13								
с 01.07.2017 по 31.12.2017	1 034,70	972,45	993,28	1 026,41	1 034,73	1 086,48	-	237,20	237,20	1 271,90	587,41	271,16-	1 221,86	1 395,42	-	-	-	172,9	1737,08	1472,10								
с 01.01.2018 по 30.06.2018	1 034,70	972,45	993,28	1 026,41	1 034,73	1 086,48	-	237,20	237,20	1 271,90	587,41	271,16	1 221,86	1 395,42	-	-	-	172,9	1737,08	1472,10								
с 01.07.2018 по 31.12.2018	1 077,12	1 012,32	1 034,00	1 068,49	1 077,15	1 131,03	-	246,92	246,92	1 324,04	614,06	283,91	1 269,85	1 452,63	-	-	-	179,99	1808,3	1532,46								

## 11.2 Утвержденные тарифы на теплоноситель

Тарифы на теплоноситель для теплоснабжающих организаций в Новокузнецком городском округе приведены в таблице 11.2-1.

**Таблица 11.2-1 - Тарифы на теплоноситель для теплоснабжающих организаций в Новокузнецком городском округе**

Горячее водоснабжение, в том числе за потребление данной коммунальной услуги в процессе использования общего имущества в многоквартирном доме			
1. АО «Кузнецкая ТЭЦ» по сетям ОАО «Межрегиональная теплосетевая компания»:			
1.1	с 01.01.2015 по 30.06.2015	руб./м3	48,26
1.2	с 01.07.2015	руб./м3	51,88
2. АО «Кузнецкая ТЭЦ» по сетям МП НГО «Сибирская Сбытовая Компания»:			
2.	с 01.01.2015 г. по 30.06.2015г.	руб./м3	48,26
2.2	с 01.07.2015г	руб./м3	51,88
3. ООО «КузнецкТеплоСбыт»:			
3.1	с 01.01.2015 г. по 30.06.2015г.	руб./м3	48,26
3.2	с 01.07.2015г	руб./м3	51,88
4. Кузбасский территориальный участок Западно-Сибирской дирекции по тепловодоснабжению — структурное подразделение Центральной дирекции по тепловодоснабжению — филиал ОАО «РЖД»:			
4.1	с 01.01.2015 по 30.06.2015	руб./м3	48,26
4.2	с 01.07.2015	руб./м3	51,88
5. ООО «Центральная теплоэлектроцентраль»:			
5.1	с 01.01.2015 по 30.06.2015	руб./м3	48,26
5.2	с 01.07.2015	руб./м3	51,88

## 11.3 Утвержденные тарифы на передачу тепловой энергии

Утвержденные тарифы на передачу тепловой энергии приведены в таблице 11.1-1.

## 11.4 Структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Данные о структуре тарифов в сфере теплоснабжения, установленных на 2015-2016 гг., сформированы на основе экспертных заключений ГКЦТ РК об установлении соответствующих тарифов.

Фактическая структура тарифа на тепловую энергию, поставляемую потребителям Новокузнецкого городского округа, представлена на рисунках 11.4-1-3.

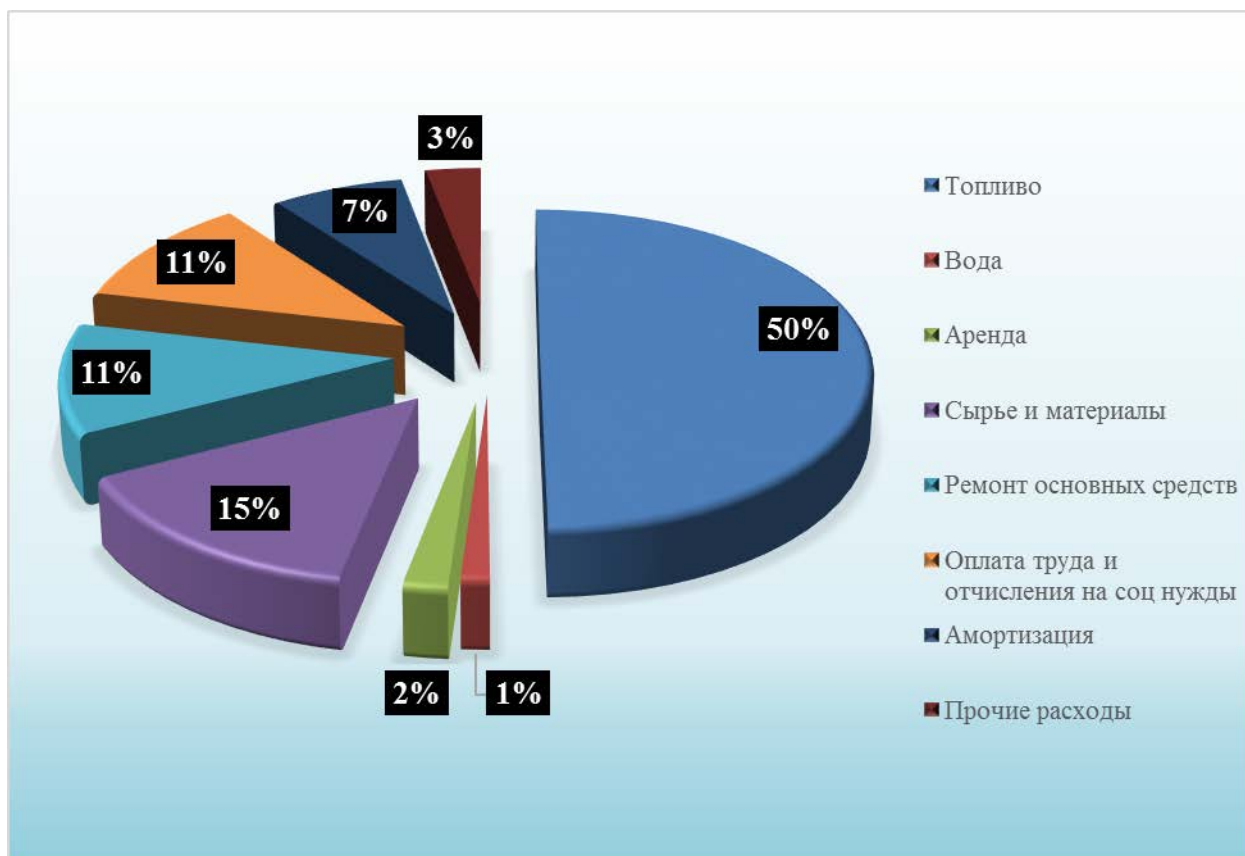


Рисунок 11.4-1 - Структура тарифа, установленного на тепловую энергию, поставляемую потребителям АО «Кузнецкая ТЭЦ» в 2015 году

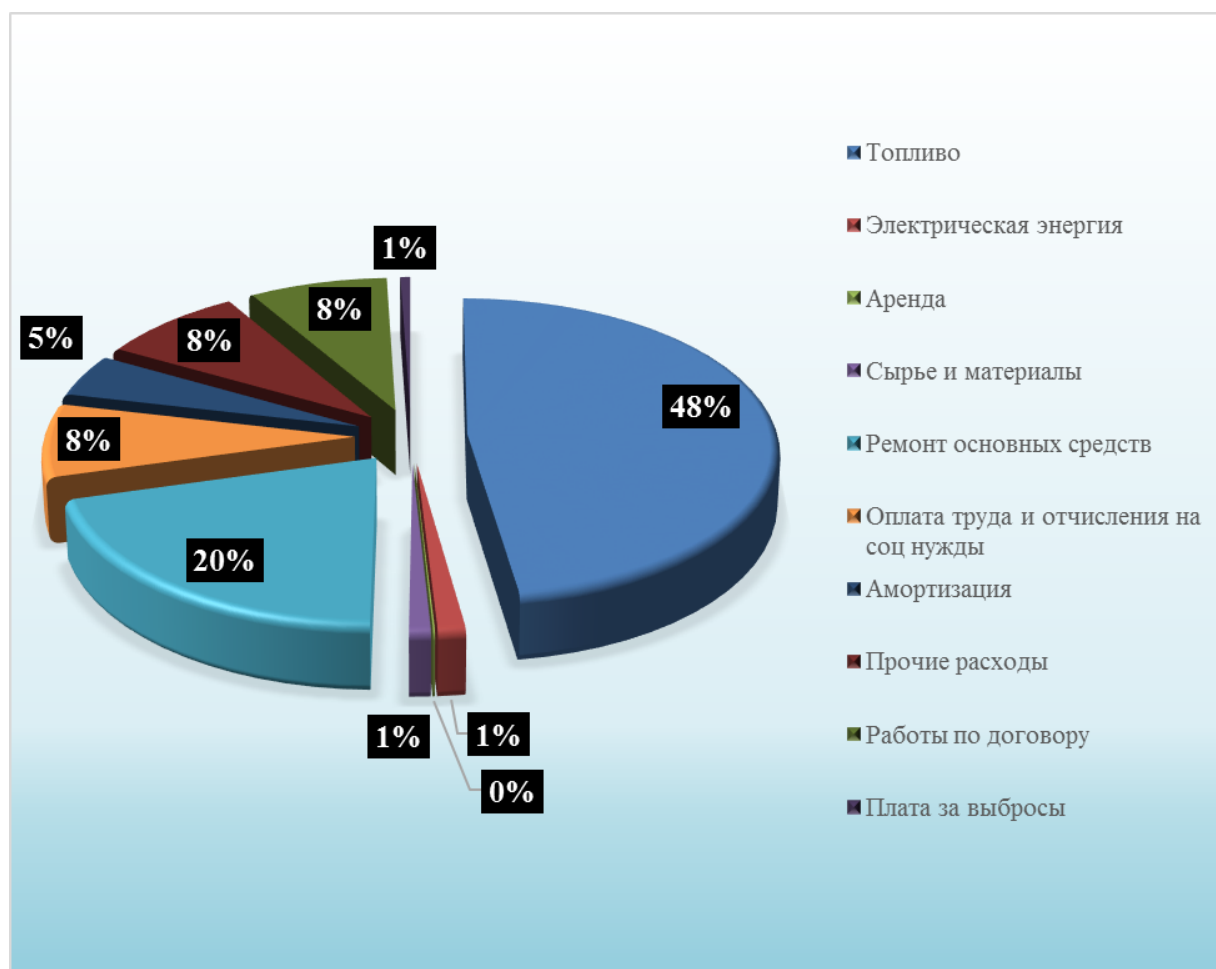
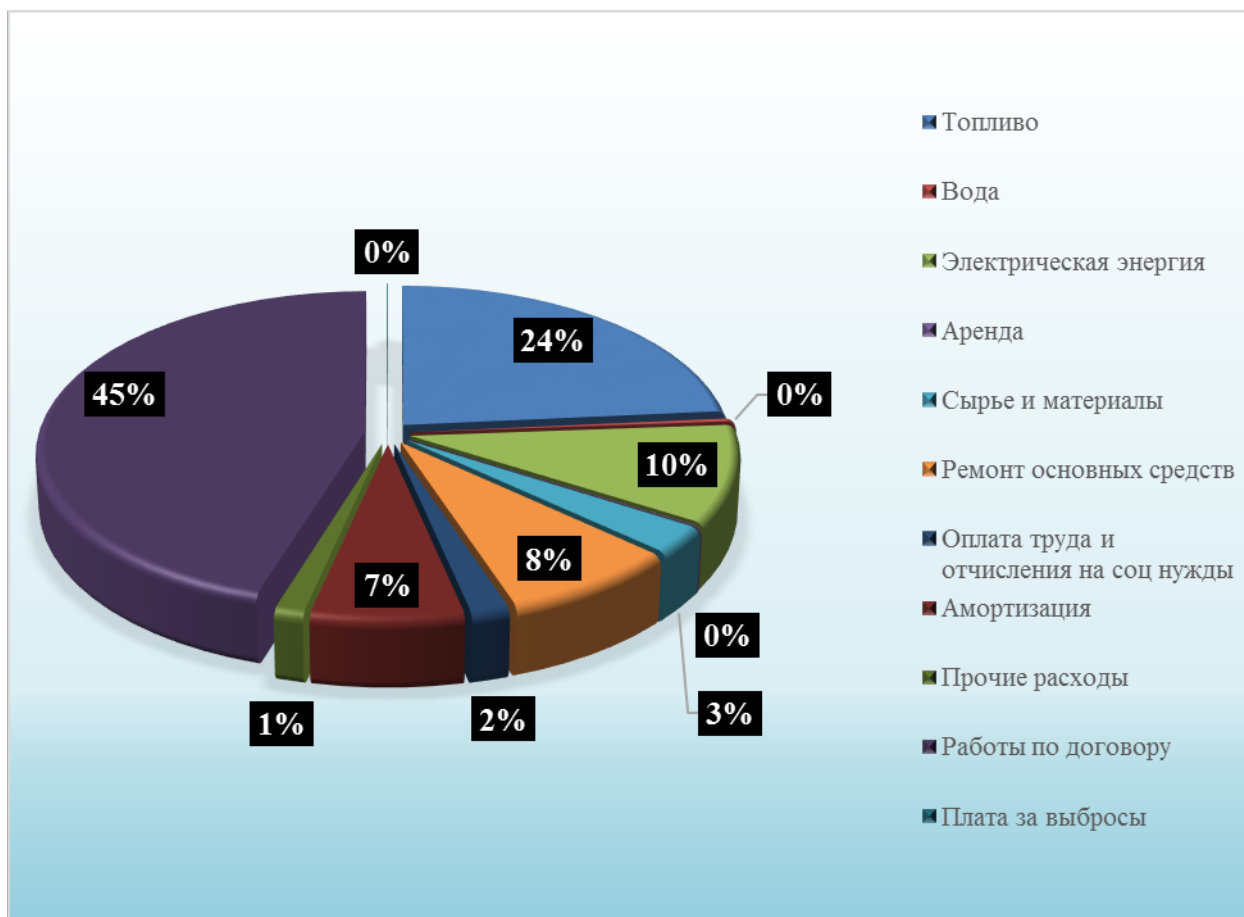


Рисунок 11.4-2 - Структура тарифа, установленного на тепловую энергию, поставляемую потребителям Западно-Сибирской ТЭЦ – филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК» в 2015 году



**Рисунок 11.4-3 - Структура тарифа, установленного на тепловую энергию, поставляемую потребителям МП ССК в 2015 году**

### **11.5 Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности**

Плата за подключение к системе теплоснабжения в Новокузнецком городском округе за рассматриваемый период 2014-2016 г. регулирующим органом не установлена.

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

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в Новокузнецком городском округе в период 2014-2016 г. регулирующим органом не установлена . .

## **12. Существующие технические и технологические проблемы в системе теплоснабжения города**

### **12.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Теплоснабжение города Новокузнецка развивалось по мере строительства металлургических комбинатов, алюминиевых заводов, вспомогательных производств, шахт, ТЭЦ и др. и строительства жилых районов в зонах размещения ТЭЦ и котельных. Функциональная структура систем теплоснабжения города приведена на рисунке 1.1.1. (Книга 1, раздел 1.1). В городе сформированы три системы теплоснабжения от источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии:

- от ЗСТЭЦ - в Новоильинский и Заводской районы;
- от ЦТЭЦ - в Центральный и Куйбышевский районы;
- от КТЭЦ - в Кузнецкий, Орджоникидзевский и Центральный районы,

Также имеются шесть систем теплоснабжения от муниципальных водогрейных котельных, построенных для теплоснабжения жилых поселков, в основном, при шахтах Абашевская, Зыряновская, Байдаевская, Куйбышевская, Притомская и Листвяжная.

Система теплоснабжения города состоит из 3х основных элементов: источника теплоснабжения, тепловых сетей и тепловых потребителей, при этом каждый из элементов системы теплоснабжения имеет свои проблемы.

Кроме того, есть общие проблемы для источников теплоснабжения и тепловых сетей:

*Территориальные проблемы:*

- наличие подрабатываемых территорий шахт, работающих шахт, сложный рельеф местности (перепад отметок от 190 до 275 м);
- наличие большого количества рек (наиболее крупные Томь, Кондома и Аба) и речушек, протекающих по городу по всем направлениям;
- застройка города отдельными изолированными районами, строительство насосных подкачивающих станций как на подающих, так и на обратных трубопроводах;
- деление теплопроводов на отдельные зоны по статическому режиму с установкой регулирующей арматуры рассечки и подпиточных насосов.

Свои проблемы имеют место при устройстве абонентских вводов и систем отопления и горячего водоснабжения потребителей тепловой энергии.

*Основные проблемы:*

- размещение узлов ввода в непригодных помещениях, затрудняющих установку запорно-регулирующей арматуры и контрольно-измерительных приборов в требуемом объеме;
- применение в узлах ввода водоструйных элеваторов для понижения температуры сетевой воды от расчетной температуры 150°C до температуры, допустимой для систем отопления, 95°C, имеет свои преимущества, так как устройства работают за счет перепада давлений в тепловой сети, не требуя, подвода электроэнергии. В то же время, для нормальной работы элеватора необходим перепад не менее 5 м, что проблематично обеспечить у конечных потребителей в периферийных кварталах.

*Источники теплоснабжения*

На Новокузнецких ТЭЦ имеются ограничения тепловой мощности в горячей воде, связанные с работой основного и вспомогательного оборудования. Котельное оборудование, установленное в главных корпусах, начиная с 1932 года, например, на Центральной ТЭЦ и с 1942 г. на КТЭЦ (кроме котлов ст. №№9,10,11 и 12), отработало все разрешенные ресурсы и подлежит замене.

***Кузнецкая ТЭЦ***

КТЭЦ расположена на правом берегу р. Томь в районе Аллюминиевого и Ферросплавного заводов. Установленная тепловая мощность ТЭЦ - 890 Гкал/ч, электрическая - 108 МВт. На площадке ТЭЦ построена водогрейная котельная тепловой мощностью 390 Гкал/ч. Выдача тепловой мощности из главного корпуса ТЭЦ осуществляется в паре и в горячей воде от трех бойлерных установок БУ-1,2,3, тепловой мощностью в горячей воде соответственно 97, 97 и 172 Гкал/ч (суммарной 366 Гкал/ч), в паре 83,5 т/ч. Остальная мощность КТЭЦ в размере 392 Гкал/ч в горячей воде выдается от котельной с паровыми и водогрейными котлами. Связь между главным корпусом и водогрейной котельной осуществляется по подпиточной воде. Коллекторная главного корпуса, к которой подключены бойлерные установки БУ-1, 2, 3 связана с тепломагистралью от водогрейной котельной через теплораспределительное устройство ТРУ-1, расположенное вне территории КТЭЦ. Выдача тепловой мощности от КТЭЦ осуществляется: от главного корпуса через БУ-1 в Центральный, БУ-2 Кузнецкий и БУ-3 в Орджоникидзевский районы, от котельной на площадке ТЭЦ - в Центральный район. Благодаря связи между тепломагистралями указанных выше районов через ТРУ-1 решается вопрос резервирования подачи тепла в административные районы.

Топливо — кузнецкий уголь и газ (в котельной). Эксплуатацией КТЭЦ занимается ОАО «Кузнецкая ТЭЦ», управляющая компания - Сибирская Генерирующая компания, расположенная в Москве.



Договорная тепловая нагрузка конечных потребителей от КТЭЦ в горячей воде составляет 835 Гкал/ч, фактическая нагрузка – 722,7 Гкал/ч.

Снижение теплопотребления объясняется следующими причинами

- ежегодной наладкой узлов ввода потребителей с целью погашения избыточных напоров, и, следовательно, снижения излишней циркуляции, приводящей к перерасходу теплоносителя;
- установкой тепловосчетчиков в узлах ввода потребителей, а также в квартирах потребителей, и снижением, соответственно, теплопотребления;
- относительно теплыми зимами за рассматриваемый период;
- отключением потребителями систем приточно-вытяжной вентиляции в общественных, коммунальных и производственных зданиях, а также и в многоэтажных жилых зданиях с целью снижения платы за тепловую энергию.

Выдача тепловой мощности от бойлерных установок КТЭЦ в размере 366 Гкал/ч при отключении турбинного оборудования без перевода котельного оборудования на пониженные параметры, а также без установки редуционно-охладительных установок, вместо турбин, 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».

При текущей актуализации Схемы 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 Разработчик схемы был проинформирован о данных намерениях ООО «СГК». Копия письма приведена в Приложении 1 к данной книге.

Согласно распоряжениям Правительства Российской Федерации № 2065-р от 15.10.2015 и № 1619-р от 29.07.2016, режим вынужденной генерации на всех турбоагрегатах Кузнецкой ТЭЦ продлен до 31 декабря 2020 года.

### ***Западно-Сибирская ТЭЦ***

ЗСТЭЦ, расположенная на правом берегу р. Томь, построена как цех Западно-Сибирского металлургического комбината ЗСМК, выкупленного компанией ЕВРАЗ, для теплоснабжения ЗСМК и прилегающих жилых районов: вначале Заводского района, расположенного на правом берегу р. Томь, а затем Новоильинского, расположенного на левом берегу р. Томь. Установленная электрическая мощность ТЭЦ с 2010 г. — 600 МВт, установленная тепловая –

1307,5 Гкал/ч, располагаемая 1307,5 Гкал/ч, (в т.ч. по турбоагрегатам - 1021,5 Гкал/ч), тепловая мощность «нетто» -  $1307,5 - 1 = 1306,5$  Гкал/ч, где 1 Гкал/ч - собственные нужды станции по выработке энергии, топливо-уголь.

Договорная тепловая нагрузка — 1308 Гкал/ч, включая максимальное потребление ЕВРАЗ ЗСМК со сторонними потребителями по прямым договорам, потребляющими тепловую мощность в паре и горячей воде.

Теплоснабжение Заводского и Новоильинского районов осуществляется в горячей воде, нагреваемой в основных и пиковых бойлерах турбин. Фактическая тепловая нагрузка составляет 67% от договорных значений

Снижение теплотребления объясняется следующими причинами:

- ежегодной наладкой узлов ввода потребителей с целью погашения избыточных напоров, и, следовательно, снижения излишней циркуляции, приводящей к перерасходу теплоносителя;
- установкой тепловодосчетчиков в узлах ввода потребителей, а также в квартирах потребителей, и снижением тепловодопотребления;
- относительно теплыми зимами за рассматриваемый период;
- отключением потребителями систем приточно-вытяжной вентиляции в общественных зданиях и в высокоэтажных жилых зданиях с целью снижения платы за тепловую энергию.

Выдача тепловой мощности ТЭЦ осуществляется по пяти выводам: в Новоильинский район и в Заводской район от второй очереди ТЭЦ и по трём тепловым выводам от первой очереди на завод. Между тепловыми выводами на город и тепломагистралями №№1 и 2 на ЗСМК по проекту построена связь, но без насосной станции. Поэтому не удастся подключить тепломагистрали Новоильинского и Заводского районов к первой очереди ТЭЦ при аварии на энергетическом котле №11, установленного во второй очереди станции.

### ***Центральная ТЭЦ***

ЦТЭЦ, бывшая ТЭЦ Новокузнецкого металлургического комбината (НКМК), построенная как цех НКМК. Установленная электрическая мощность ТЭЦ – 100 МВт, тепловая - 1215 Гкал/ч, в т.ч. по турбоагрегатам - 539 Гкал/ч, топливо - газ.

Основным потребителем тепловой и электрической энергии ЦТЭЦ является металлургический комбинат, потребляющий тепловую мощность в паре и горячей воде, и прилегающие к нему предприятия, а также тепловые потребители части Центрального района и Куйбышевского района. Теплоснабжение Центрального и Куйбышевского районов осуществляется в горячей воде, нагреваемой в основных и пиковых бойлерах турбин и водогрейных котлах. Фактическая тепловая нагрузка составляет 78% от договорных значений.

Снижение теплопотребления объясняется следующими причинами:

- ежегодной наладкой узлов ввода потребителей с целью погашения избыточных напоров, и, следовательно, снижения излишней циркуляции, приводящей к перерасходу теплоносителя;
- установкой тепловосчетчиков в узлах ввода потребителей, а также в квартирах потребителей;
- относительно теплыми зимами за рассматриваемый период;
- отключением систем приточно-вытяжной вентиляции в общественных зданиях и в высокоэтажных жилых зданиях с целью снижения платы за тепловую энергию;
- снижением теплопотребления на нужды горячего водоснабжения при установке тепловосчетчиков.

### ***Золошлакоудаление ТЭЦ***

Удаление золошлаковых отходов на рассматриваемых ТЭЦ решается индивидуально от каждой ТЭЦ.

На ЗСТЭЦ золошлаковые отходы отправляются на шламохранилище ОАО «ЗСМК». Отметка дамбы действующего шламохранилища ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК» составляет 235,0м.

Предполагается дальнейшая реконструкция дамбы, в настоящее время проект наращивания дамбы шламохранилища до отметки 245,0 м проходит процедуру госэкспертизы.

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.

Наиболее сложная ситуация с золоотвалом на КТЭЦ. Собственного золоотвала КТЭЦ не имеет 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 (свободной площади достаточно на три года). В 2002 году выполнен проект по реконструкции шламохранилища с наращиванием дамбы. При реализации этого проекта работа станции может быть продлена до 2017 г., но проект не утвержден по следующей причине: Объект располагается в зоне санитарной охраны 2-го пояса Левобережного водоразбора, не соблюден размер СЗЗ и ряда других замечаний.

Комитетом градостроительства и земельных ресурсов Администрации г. Новокузнецка на запрос института «ВНИПИэнергопром» предложены следующие направления утилизации золошлаковых отходов КТЭЦ:

- размещение золоотвала в Абашево-Байдаевском горном узле;
- внедрение безотходных технологий;

- перевод ТЭЦ на газ;
- очистка действующего золоотвала с вывозом накопленных отходов и использованием их для подсыпки территорий с целью защиты от затопления и подтопления, рекультивации нарушенных земель и изготовления строительных материалов.

При этом, в качестве площадок для такого применения возможно рассмотрение вариантов подсыпки западной части общественно-деловой зоны Новобайдаевского района, а также рекультивация бывших карьеров ПГС (песчано-гравийной смеси) южнее действующего золоотвала.

Наиболее приемлемым вариантом с нашей точки зрения является очистка действующего золоотвала с вывозом накопленных отходов и использованием их для подсыпки предлагаемых территорий пока они находятся в радиусе КТЭЦ.

### ***Крупные муниципальные котельные***

К крупным котельным следует отнести муниципальные котельные эксплуатационной ответственности МП «ССК»:

- Зыряновская (ЗРК) - 120 Гкал/ч;
- Куйбышевская (ЦРК) - 110 Гкал/ч;
- Абашевская (АРК) - 60 Гкал/ч;
- Байдаевская (БЦК) - 68 Гкал/ч;
- Притомская - 31,75 Гкал/ч;
- п. Листвяги - 18,5 Гкал/ч.

Анализ отчетных данных по наиболее крупным котельным показал, что все котельные имеют достаточный резерв тепловой мощности для покрытия существующих договорных и фактических нагрузок;

Несмотря на то, что в каждой котельной свой тариф на выработку тепловой энергии, для потребителей, подключенным к котельным МП «ССК» принят единый усредненный тариф на отопление - 11,25 руб./м<sup>2</sup> и на горячее водоснабжение - 37,64 руб./м<sup>3</sup>.

Следует отметить, что в связи со значительным удалением водогрейных котельных друг от друга организовать, наиболее оптимальный режим работы котельных, учитывая избыток тепловой мощности, даже в летний период не представляется возможным.

Освоение территории г. Новокузнецка происходило на левом берегу реки Томь за счет строительства шахт и пришахтных поселков, а при строительстве НКМК и других вспомогательных производств, необходимых для нормального функционирования НКМК, построен городской поселок, превратившийся в Центральную часть города. В районе НКМК была построена шахта имени Куйбышева, а для работающих на шахте - жилой поселок и

котельная «Куйбышевская». Аналогичная ситуация произошла при строительстве шахт «Зыряновская» и «Абашевская» на правом берегу р. Томь. Кроме того, на территории города построены еще шахты «Большевик» и др. В результате большая часть МП ГО «г. Новокузнецк», занятая горными отводами, шахтными полями и подрабатываемыми территориями, оказалась непригодной для жилищного строительства. В эту зону попали котельные Куйбышевская, Зыряновская, Абашевская и Листвяги.

Анализ существующей загрузки котельных показал, что в связи с размещением нового жилищного строительства в пос. Байдаевка котельная «Байдаевская» может быть закрыта, при этом потребители пос. Байдаевка могут быть переведены на теплоснабжение от КТЭЦ. К котельной «Зыряновская» намечается подключение нового жилого микрорайона «Прибрежный», намеченного к строительству на правом берегу р. Томь. С целью повышения экономичности работы котельной «Зыряновская» и КТЭЦ предлагается рассмотреть перевод котельной в пиковый режим с КТЭЦ. Котельная «Куйбышевская» предлагается к закрытию с подключением тепловой нагрузки Куйбышевского района к ЦТЭЦ. С целью снижения воздействия угольных котельных на загрязнение атмосферы и в соответствии с Генпланом города котельные «Зыряновская», «Абашевская», «Притомская» и «Листвяги», а также более мелкие водогрейные котельные МП «ССК» Абагур Лесной-1, Абагур Лесной-2 др. переводятся на газ. По котельной «Притомская», расположенной на правом берегу р. Томь, избыточная тепловая мощность в связи с отсутствием новой жилой застройки не используется, а передача её на левый берег р. Томи нецелесообразна в связи со стоимостью перехода через реку.

**Системы теплоснабжения г. Новокузнецка от ТЭЦ и котельных** - открытые с зависимым подключением систем отопления и непосредственным разбором воды на горячее водоснабжение. Порядка 10 % потребителей, особенно в новой высотной застройке, а также торговые центры и др. общественные здания подключены по независимой схеме систем отопления и вентиляции и по закрытой схеме систем горячего водоснабжения.

Проектный температурный график по зонам теплоснабжения от Новокузнецких ТЭЦ 150-70°C был выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 1950-х годах и действует до настоящего времени со «срезкой». Фактически от источников тепла теплоноситель с температурой выше 111°C не поступал.

В настоящее время около 50% потребителей оборудованы элеваторами для присоединения систем отопления, работающих с постоянным коэффициентом подмешивания, что существенно ограничивает регулирование подачи тепла в период верхних «срезок» с помощью увеличения расхода теплоносителя, т.к. использование элеваторов с постоянным коэффициентом подмешивания предъявляет повышенные требования к гидравлическим

режимам. Недоотпуск тепла в период «верхних» срезов при расчетной температуре наружного воздуха  $-39^{\circ}\text{C}$  составит до 10%.

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

На сложившуюся ситуацию существенно влияет то, что системы централизованного теплоснабжения города Новокузнецка имеют развитую сеть трубопроводов. Сложность в обеспечении гидравлического режима ряда потребителей города, возникает вследствие большой разности геодезических отметок (более 70 м), а также протяженности (радиуса действия) тепловых сетей до отдельных зон СЦТ: например, от ЗСТЭЦ до Новоильинского района - 8,6 км, от Кузнецкой ТЭЦ - до Центрального района 6,7 км.

Для обеспечения необходимых располагаемых напоров у потребителей на магистральных тепловых сетях построено 6 насосных подкачивающих станций на подающих и обратных трубопроводах, в том числе от КТЭЦ - три, включая насосную станцию зарядки и разрядки баков-аккумуляторов, от ЗСТЭЦ - две, включая насосную станцию зарядки и разрядки баков-аккумуляторов, и от ЦТЭЦ - одна подкачивающая насосная станция на обратных трубопроводах выводов.

Кроме насосных станций на магистральных тепловых сетях в связи с большой протяженностью тепловых сетей и сложным рельефом трасс для обеспечения требуемых располагаемых напоров у потребителей на распределительных тепловых сетях построено дополнительно 10 насосных подкачивающих станций на подающих и обратных трубопроводах и 11 ЦТП, в зонах действия:

- КТЭЦ - 6 х ПНС и 3х ЦТП;
- ЗСТЭЦ-6х ЦТП;
- ЦТЭЦ - 4х ПНС и 2х ЦТП;
- кот. Абашевская 1 х ЦТП.

В режимах работы источников тепла и тепловых сетей наиболее сложная ситуация с обеспечением качественного теплоснабжения потребителей сложилась в следующих районах города:

- Новоильинский район - существующие кварталы жилой застройки в связи с большой протяженностью теплосети от ЗСТЭЦ и отсутствием резервного источника, и где, в соответствии с Генпланом города, размещается новое жилищное строительство (в соответствии

с планом застройки. строительство новых кварталов: 5, 6,7,24, уплотнение застройки существующих кварталов);

- Заводской район - в связи с отсутствием резервного источника теплоснабжения;
- Орджоникидзевский и Куйбышевский районы значительные, территории которых расположены на подрабатываемых территориях шахт Куйбышевской, Зыряновской и др.

Анализ тепловых нагрузок и оборудования ПНС и ЦТП на распределительных тепловых сетях показал о наличии несоответствия производительности насосного оборудования расчетным расходам сетевой воды. При актуализации Схемы теплоснабжения с переходом на закрытую систему теплоснабжения потребуется корректировка насосного оборудования. В утвержденной Схеме водоснабжения города переход на закрытую систему, требующий увеличения расхода водопроводной воды, и, следовательно, диаметров водопроводных сетей, не рассматривался.

Для защиты тепловых сетей от гидроударов на тепловых сетях г. Новокузнецка применяются быстродействующие сливные клапаны БКС-300.

Максимальная производительность водоподготовительных установок подпитки тепловой сети КТЭЦ в отопительный период составляет 2500 т/ч, в летний период – 1800 т/ч. Качество подпиточной воды на ТЭЦ в среднем по году соответствует нормативным значениям. Ввиду ухудшения качества исходной воды по органолептике, за последние годы работа схемы на подпитку теплосети без механических фильтров и осветителей была невозможна в летний период с апреля по октябрь.

Максимальная производительность химводоочистки (первая очередь) ЗСТЭЦ составляет 1200 т/ч, производительность химобессоливающей установки (вторая очередь) - 50 т/ч.

Химводоочистка ЦТЭЦ размещается в двух зданиях и состоит из ХВО-1, 2, 3:

- ХВО№1 производительностью 800 т/ч введена в эксплуатацию в 1936г.;
- ХВО№2 введена в эксплуатацию в 1961 г., производительность 900т/ч, в паводковый период - 600 т/ч.
- ХВО №3 введена в эксплуатацию в 1983 году, готовит воду для подпитки теплосети. Производительность - 600 т/ч, в паводковый период -500 т/ч.

Суммарная производительность ХВО №№ 2, 3, работающих на теплосеть, составляет 1400 т/ч, из них, 400 т/ч потребляет комбинат, 1000 т/ч потребляет город.

Качество сетевой воды в тепловых сетях от ТЭЦ не всегда соответствует нормативным показателям по содержанию кислорода, углекислоты, железа, рН, карбонатного индекса. Основная причина - наличие подключения в открытой системе теплоснабжения систем

горячего водоснабжения по закрытой схеме, при которой происходят присосы сырой воды в сетевую воду в тепловых пунктах и в теплопотребляющих установках потребителей.

В связи с тем, что на всех ТЭЦ построены совместные водоподготовительные установки для подготовки питательной воды котлоагрегатов и подпиточной воды тепловых сетей существенные недостатки в работе водоподготовительных установок для тепловых сетей на рассматриваемых ТЭЦ не выявлены. Возникающие проблемные вопросы устраняются в срок высококвалифицированным персоналом. В Схеме теплоснабжения предусматривается замена водоподготовительного оборудования, отрабатывающего свой ресурс.

#### *Муниципальные котельные*

Подпитка тепловых сетей наиболее крупных муниципальных котельных осуществляется из городского водопровода. Водоподготовка подпиточной воды включает в себя комплекс фильтров - натрий-катионитовые, ионитные, осветлительные

- На Куйбышевской котельной – 2-х ступенчатое натрий-катионирование;
- На Зыряновской котельной – ионитные параллельно-точные;
- На Байдаевской котельной – ионитный и натрий – катионитовый параллельно-точные;
- На Абашевской котельной – пар натрий катионитные и осветлительные;
- На Притомской котельной – натрий-катионитные;
- На котельной Листвяги – осветлительный фильтр и установка дозирования реагентов.

#### *Газоснабжение*

В настоящее время газоснабжение г. Новокузнецка осуществляется по магистральному газопроводу «Парабель - Кузбасс» ООО «Газпромтрансгаз Томск» через три ГРС - Газовые распределительные станции. Основными потребителями природного газа являются промышленные предприятия и ЦТЭЦ.

### **12.2. Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения муниципального образования (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Технологические сбои в работе ТЭЦ случались, в основном, из-за повреждения и зашлакованности экранных труб, пароперегревателей, воздухоподогревателей, повреждения трубопроводов котлов, поломки вспомогательного оборудования и прочее.

Аварий на КТЭЦ и ЦТЭЦ за период 2011-2015 гг. не наблюдалось. На ЗСТЭЦ в период 2011-2015 гг. произошло 6 аварий. В этот же период на станциях произошло 452 инцидента, в



том числе, на ЗСТЭЦ - 377, на КТЭЦ- 31 и на ЦТЭЦ - 43. Администрации города следует потребовать от ЗСТЭЦ, учитывая, что она является единственным источником теплоснабжения двух жилых районов города, гарантированных обязательств, проведения на станции необходимых ремонтов, включая замену оборудования - основного и вспомогательного и повышение качества эксплуатации.

Технологические сбои в работе основного оборудования, произошедшие на теплоэлектростанциях в период 2011-2015 гг., не приводили к значительной остановке отпуска и ограничению подачи тепловой энергии и снижению качества теплоносителя. После выяснения причин в сжатые сроки принимались меры по устранению нарушений и дальнейшее восстановление заданного электрического и теплового режима.

Наличие инцидентов, отказов и аварий за 2011-2015 гг. в крупных муниципальных котельных, приводящих к отключению жилых районов, по данным МП «ССК» не наблюдалось.

Износ тепловых сетей, находящихся на балансе ОАО «Межрегиональная теплосетевая компания» (ОАО «МТСК»), составляет более 60 %, срок службы таких сетей свыше 25 лет.

Износ тепловых сетей, находящихся в собственности МП «ССК», составляет 46,8%, трубопроводов имеют срок службы более 25 лет.

Доля повреждений на магистральных трубопроводах АО «МТСК», вызванных интенсивной наружной коррозией, составляет 62,0% от общего числа повреждений. К повреждениям такого типа приводит неудовлетворительное состояние каналов и тепловых камер в части антикоррозионных мероприятий, а именно: заиливание и затопление водой теплопроводов, капель с перекрытий и проникновение атмосферных осадков, отсутствие надежных антикоррозионных покрытий трубопроводов.

Результаты расчета вероятности безотказной работы систем транспорта теплоносителя для магистральных трубопроводов от источников систем централизованного теплоснабжения приведены в Книге 10.

По результатам анализа воздействия энергоисточников на воздушный бассейн города Новокузнецка «Отчеты по форме 2-ТП воздух» КТЭЦ, ЗСТЭЦ и ЦТЭЦ, установлено, что максимальные концентрации вредных веществ от дымовых труб без учета фоновых концентраций превышают ПДК по веществам: зола кузнецких углей и группа суммации пыли. Основной вклад вносят КТЭЦ и ЗСТЭЦ, работающие на кузнецком угле, а также 17 муниципальных и 42 ведомственных котельных, работающих без золоулавливающих устройств.

Количество котельных, работающих с низкими дымовыми трубами (менее 25 м), составляет 13 штук. Влияние на загрязнение территории по золе зависит от высот дымовых

труб котельных: зона влияния с конечной концентрацией  $0,05\text{мг/м}^2$  равна 20 высотам дымовых труб, а максимальная концентрация в зоне 6-8 высот дымовой трубы - становится ясным влияние источников теплоснабжения с низкими дымовыми трубами на загрязнение близлежащих территорий города. Отсутствие золоулавливающих установок в котельных, а также наличие печного отопления в жилых муниципальных и частных домах, приводит к загрязнению атмосферного воздуха, кроме пыли и золы, также и сажей. Для снижения загрязнения атмосферного воздуха города для сохраняемых муниципальных котельных предусматривается перевод на газообразное топливо (в соответствии с утвержденным Генеральным планом города). Что касается производственных котельных, не оборудованных золоулавливающим установками, то эти вопросы должны рассматривать природоохранные организации города. Согласно Требованиям к Схемам теплоснабжения раздел Охраны окружающей среды в Схему теплоснабжения не включен.

Новокузнецк один из немногих городов Кемеровской области, имеющий на своей территории филиал государственной службы гидрометеорологии и мониторинга окружающей среды.

Экологическая ситуация в городе неблагоприятна, особенно серьезное загрязнение воздуха вызвано, в первую очередь, работой в нем множества металлургических предприятий, шахт, ТЭЦ и других предприятий которые вносят свой вклад в загрязнение атмосферы.

Атмосфера города более всего загрязнена формальдегидом, бензопиреном, взвешенными веществами, диоксидами азота и фтористым водородом. Средневзвешенные концентрации этих примесей превышают ПДК по среднесуточным концентрациям. По количеству выбросов твердых веществ в атмосферу Новокузнецк лидирует среди городов России. Крайне серьезную проблему представляет также утилизация бытовых отходов.

Самый большой объем валовых выбросов - 210 тыс. т в год, или 75% - приходится на Заводской район. Там 47 предприятий, самым загрязняющим из которых является металлургический комбинат. На втором месте Кузнецкий район, в котором воздух загрязняют алюминиевый, ферросплавный заводы и ТЭЦ - в общей сложности 28 предприятий. А самым чистым назван Новоильинский район города, где нет ни одного промпредприятия.

При этом выявлено, что выбросы основных энергоисточников города - ТЭЦ не превышают предельно допустимые концентрации ни по одному из загрязняющих веществ. Это свидетельствует о типичной для крупных городов ситуации, когда основной вклад в загрязнение атмосферы вносит автомобильный транспорт.

Что касается загрязнения водных объектов - по КТЭЦ получены разрешения на сброс загрязняющих веществ в водные объекты: по выпуску №1 в р. Кульяновка - до 30.06.2015 г. и

по выпуску №2 в р. Рушпайка - до 1.10.2016 г. Сточные воды от ЗСТЭЦ и от ЦТЭЦ удаляются в производственные шламонакопители ОЗС МК (площадки №№1 и 2).

Удаление золошлаков от муниципальных котельных осуществляется вывозом автотранспортом в единую емкость, откуда они разбираются для нужд города.

### **12.3. Существующие проблемы развития систем теплоснабжения**

По существующему тепловому балансу мощности ТЭЦ и договорной нагрузки потребителей на КТЭЦ, ЗСТЭЦ, ЦТЭЦ и крупных котельных: Байдаевская, Куйбышевская, Зыряновская, Абашевская, Притомская и Листвяги не имеется дефицитов тепловой мощности «нетто».

### **12.4. Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Новокузнецк является крупным транспортным железнодорожным центром пропускная способность, мощности в выгрузке - разгрузке, которого удовлетворяют потребности в поставках твердого и жидкого топлива для электростанций и котельных города в любой период времени.

На котельной КТЭЦ расчётное топливо - уголь, газ - на водогрейных котлах, на паровых - уголь. ЗСТЭЦ работает на угле, ЦТЭЦ работает на газе, водогрейные котельные МП «ССК» работают на кузнецком угле. Генеральным планом города предусматривается перевод муниципальных котельных на газ.

Основная проблема использования газа в качестве топлива на источниках теплоснабжения — его высокая по сравнению с углем стоимость и большая задолженность за газ у теплоснабжающих организаций. Проблем с поставкой угля на ТЭЦ и в котельных нет.

### **12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения**

Основные организации города, вырабатывающие тепловую и электрическую энергию и эксплуатирующие тепловые сети:

➤ КТЭЦ и ЗСТЭЦ вырабатывают тепловую энергию в горячей воде и выдают её в тепловые сети предприятия ОАО «Межрегиональная теплосетевая компания» (ОАО «МТСК»)

и ООО «Тепловые сети Новокузнецка» (ООО «ТСН»), эксплуатирующая магистральные тепловые сети от КТЭЦ и ЗСТЭЦ.

➤ МП ССК эксплуатируют тепловые сети от ЦТЭЦ, распределительные тепловые сети от КТЭЦ, ЗСТЭЦ и от муниципальных котельных.

В процессе эксплуатации ТС от КТЭЦ и ЗСТЭЦ за период 2011-2015 гг. выполнялись следующие мероприятия:

➤ отслеживалась фактическая температура сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха. Графики фактических температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах в зависимости от среднемесячной температуры наружного воздуха приведены в Главе 3. При этом фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным температурным графикам, которые разрабатываются и утверждаются на каждый отопительный период;

➤ составлена статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) и статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.

В рассматриваемый период аварий на тепловых сетях не было, зафиксированы только инциденты.

Основные причины инцидентов порывы и повреждение на врезке вызваны состоянием трубопроводов, отработавших свой ресурс, а также прокладкой в мокрых грунтах. С целью снижения инцидентов и аварий на тепловых сетях ежегодно проводится диагностика состояния тепловых сетей и планирование капитальных (текущих) ремонтов. ОАО «МТСК» проводит диагностику трубопроводов тепловых сетей с помощью устройства регистрации акустических сигналов «Вектор САР» и специализированного ПО «Диагностика» с последующей выдачей технического заключения по контролю технического состояния тепловых сетей.

В случае аварии на трубопроводах тепловых сетей подземной прокладки проводится обнаружение местоположение повреждения (течи) методом акустической диагностики. На основании результатов проведенной диагностики, а также на основании статистики повреждений за предыдущие 5 лет составляются планы капитальных и текущих ремонтов. В рассматриваемый период предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети ОАО «МТСК» выдано не было.

#### ***Муниципальное предприятие МП «ССК»***

Предприятием МП «ССК» представлены документы по проверке работы предприятия в составе предписаний и актов:

МП «ССК» в связи с образованием и началом деятельности в 2012г. не имеет информации за период 2011г. Тепловые сети города Новокузнецка, а именно: магистральные и распределительные сети Центрального и Куйбышевского районов от ЦТЭЦ, распределительные тепловые сети Кузнецкого и Центрального районов от КТЭЦ; головные участки тепловых магистралей 4хДу 1200 мм протяженностью 560 м от ЗСТЭЦ в Новоильинский и Заводской районы, распределительные тепловые сети Новоильинского и Заводского районов переданы в эксплуатацию муниципальному предприятию «Сибирская Сбытовая Компания».

В период 2013 – 2015 гг. на тепловых сетях МП ССК произошло 5 инцидентов:

03.01.2013г. на подающем трубопроводе теплоснабжения Ду 250мм между ТК-54 и ТК-55 от ул. Р.Зорге,26 в сторону ул. Новобайдаевской, 9 произошло раскрытие электросварной трубы по заводскому сварному шву длиной 250мм. Теплотрасса введена в эксплуатацию в 1994г. Износ трубы составлял 80%. В результате были поставлены на сброс 14 домов. После ремонта и запуска системы теплоснабжения произошло дальнейшее раскрытие трубы по заводскому сварному шву длиной около 2000мм. Повреждение было ликвидировано, системы теплоснабжения включены на циркуляцию. Ликвидация повреждения продолжалась 6 час.Юмин.

Причины возникновения нарушения:

- Несоблюдение сроков, невыполнение в требуемых объемах технического обслуживания подающего трубопровода теплоснабжения Ду 250мм между ТК-54 и ТК-55 от ул. Зорге в сторону ул. Новобайдаевская 9 со стороны прежнего собственника ООО «Новокузнецкие тепловые сети» (НТС);

Заводской брак электросварной трубы системы теплоснабжения.

2) 31.01.2013г. связан с «западанием» щечек на запорной задвижке Ду300мм марки 30С41НЖ в тепловой камере № 3 по ул. Невского (кв. 6а, 9, 10). Ликвидация аварийной ситуации продолжалась 10 часов.

Причины возникновения нарушения:

- несоблюдение сроков технического обслуживания и ревизии запорно- регулирующей арматуры в тепловой камере №3 со стороны прежнего собственника.

3) 31.01.2013г. отключение электроэнергии в Новоильинском районе по вине филиала ОАО «МРСК-Сибири» - «Кузбасэнерго-РЭС» жилых домов по ул.Рокосовского,2 и ул.Авиаторов,55. Продолжительность простоя 2час.30 мин. После подачи э/энергии на ПНС района произошло нарушение циркуляции теплоносителя систем теплоснабжения жилых домов по ул. Рокосовского, 2 и Авиаторов, 3. Продолжительность простоя 2ч. 30 мин.

Причины возникновения нарушения:

- отключение электроэнергии в Новоильинском районе по вине филиала ОАО «МРСК-Сибирь» - «Кузбассэнерго РЭС».

4) 12.05.2013 г. на подающем трубопроводе Ду 500мм между ТК-16 и ТК-17 по ул.Кирова, введенном в эксплуатацию 1956г., произошло повреждение трубопровода в результате наружной и внутренней коррозии металла. Повреждение было ликвидировано, системы теплоснабжения включены на циркуляцию. Продолжительность простоя 9 час.50мин.

Причины возникновения нарушения:

- несоблюдение сроков, невыполнение в требуемых объемах технического обслуживания подающего трубопровода теплоснабжения Ду 500 между ТК-16 и ТК-17 по ул. Кирова со стороны прежнего собственника ООО «НТС».

5) 14.01.2014 г. на подающем трубопроводе теплоснабжения Ду 500 мм на участке ТК- 11 Кирова и ТК - 9 Тольятти в Центральном районе, в результате было отключено отопление, горячее водоснабжение осуществлялось по обратному трубопроводу на 88 жилых дома. Продолжительность простоя 8ч.40мин.

Причины возникновения нарушения:

- изменение параметров КТЭЦ, вследствие чего произошла деформация трубопровода на неподвижной опоре в ТК-9;

- коррозионный износ подающего трубопровода Ду 530мм между ТК-11 Кирова и ТК- 11 Тольятти.

При проработках тепловых сетей на перспективу предусматривается перекладка тепловых сетей, отработавших свой ресурс и находящихся в аварийном состоянии.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ 1**

**Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха, значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (кадастровые кварталы) за отопительный период и за год в целом**

Кадастровый квартал	Потребление тепловой энергии при расчетной температуре наружного воздуха, Гкал/ч		Потребление тепловой энергии, Гкал	
	договорное	фактическое	базовый период	отопительный период
42:30:0101006	0,7	0,6	1308,0	1025,4
42:30:0102002	23,3	18,9	41832,7	32795,1
42:30:0102003	1,7	1,4	3009,7	2359,5
42:30:0102004	17,5	14,2	31384,4	24604,0
42:30:0102005	5,5	4,5	9957,1	7805,9
42:30:0102006	11,8	9,6	21202,5	16621,9
42:30:0102007	12,2	9,9	22021,8	17264,2
42:30:0102008	0,2	0,1	312,0	244,6
42:30:0102009	6,0	4,8	10730,2	8412,0
42:30:0102010	10,2	8,3	18292,2	14340,4
42:30:0102014	2,0	1,7	3666,9	2874,7
42:30:0102015	2,0	1,6	3632,4	2847,7
42:30:0102016	4,0	3,2	7143,6	5600,3
42:30:0102017	8,3	6,8	14997,3	11757,3
42:30:0102020	13,9	11,2	24916,1	19533,2
42:30:0102021	4,0	3,3	7230,0	5668,0
42:30:0102022	3,4	2,7	6054,6	4746,6
42:30:0102024	7,3	5,9	13127,0	10291,0
42:30:0102028	4,0	3,3	7262,0	5693,1
42:30:0102029	5,0	4,1	9027,5	7077,2
42:30:0102030	4,7	3,8	8516,0	6676,2
42:30:0102031	5,5	4,5	9934,3	7788,1
42:30:0102032	8,0	6,4	14298,7	11209,6
42:30:0102034	25,1	20,4	45127,9	35378,4
42:30:0102037	0,8	0,6	1431,2	1122,0
42:30:0102053	1,7	1,4	2997,4	2349,8
42:30:0102054	1,3	1,0	2255,0	1767,8
42:30:0102055	0,7	0,5	1207,7	946,8
42:30:0102056	1,0	0,8	1827,6	1432,8
42:30:0103005	0,1	0,1	224,1	175,7
42:30:0103006	0,1	0,1	248,3	194,7
42:30:0103007	0,5	0,4	846,8	663,9
42:30:0103009	3,8	3,1	6806,3	5335,8
42:30:0103020	0,2	0,1	304,9	239,0
42:30:0103023	0,7	0,5	1190,9	933,6
42:30:0104035	44,6	36,1	80063,0	62766,0
42:30:0104050	0,7	0,5	1170,8	917,9
42:30:0104055	76,1	61,6	136563,6	107060,1
42:30:0104056	61,7	49,9	110619,2	86720,8
42:30:0104062	86,1	69,7	154499,2	121120,9
42:30:0104071	13,2	10,7	23652,6	18542,6
42:30:0201005	0,1	0,1	263,3	206,4
42:30:0201009	0,2	0,2	393,7	308,7
42:30:0201018	0,3	0,2	488,8	383,2
42:30:0201019	11,8	9,6	21191,4	16613,2
42:30:0202001	7,1	5,8	12749,4	9995,0
42:30:0202002	3,5	2,8	6209,5	4868,0
42:30:0202003	16,1	13,0	28930,1	22680,0
42:30:0202004	4,9	4,0	8764,2	6870,8
42:30:0202005	9,8	8,0	17694,6	13871,8
42:30:0202006	6,1	4,9	10925,7	8565,3
42:30:0202007	6,0	4,9	10818,6	8481,3
42:30:0202008	52,5	42,8	94910,3	74405,7
42:30:0202009	23,9	19,4	42947,9	33669,3
42:30:0202010	1,7	1,4	3142,1	2463,3



Кадастровый квартал	Потребление тепловой энергии при расчетной температуре наружного воздуха, Гкал/ч		Потребление тепловой энергии, Гкал	
	договорное	фактическое	базовый период	отопительный период
42:30:0202011	1,4	1,1	2516,1	1972,5
42:30:0202012	1,7	1,4	3113,9	2441,2
42:30:0202013	0,1	0,1	182,8	143,3
42:30:0202014	1,9	1,5	3350,8	2626,9
42:30:0203001	18,2	14,8	32839,4	25744,7
42:30:0203002	6,4	5,2	11532,1	9040,7
42:30:0203003	12,1	9,8	21683,9	16999,3
42:30:0203004	3,5	2,8	6223,6	4879,1
42:30:0203005	7,1	5,7	12698,5	9955,1
42:30:0203006	8,3	6,8	14973,3	11738,5
42:30:0203007	4,7	3,8	8510,8	6672,1
42:30:0203008	9,4	7,6	16882,0	13234,8
42:30:0203009	7,4	6,0	13365,3	10477,8
42:30:0203010	7,6	6,1	13605,5	10666,2
42:30:0203011	8,0	6,5	14303,5	11213,3
42:30:0203012	9,4	7,6	16898,6	13247,8
42:30:0203027	0,3	0,2	468,0	366,9
42:30:0203028	4,2	3,4	7606,7	5963,4
42:30:0203029	1,4	1,2	2585,1	2026,6
42:30:0203030	11,4	9,2	20429,5	16015,9
42:30:0204012	0,7	0,5	1187,3	930,8
42:30:0204013	0,2	0,1	275,3	215,8
42:30:0204014	0,1	0,1	181,5	142,3
42:30:0204043	0,9	0,7	1618,2	1268,6
42:30:0204088	1,9	1,5	3360,3	2634,3
42:30:0205007	0,7	0,6	1249,4	979,5
42:30:0205009	1,4	1,1	2510,9	1968,4
42:30:0206002	0,5	0,4	854,8	670,1
42:30:0206006	0,4	0,3	666,5	522,5
42:30:0206038	1,8	1,4	3210,6	2517,0
42:30:0206040	3,2	2,6	5725,8	4488,8
42:30:0207011	1,5	1,2	2770,5	2171,9
42:30:0207012	0,6	0,5	1078,9	845,8
42:30:0207015	0,5	0,4	868,4	680,8
42:30:0207049	15,0	12,2	27017,8	21180,8
42:30:0207051	13,7	11,1	24646,3	19321,6
42:30:0207052	3,2	2,6	5726,1	4489,0
42:30:0207053	3,7	3,0	6611,7	5183,3
42:30:0207054	0,7	0,6	1282,9	1005,7
42:30:0210055	1,4	1,1	2437,0	1910,5
42:30:0210063	0,3	0,3	564,1	442,2
42:30:0210071	24,3	19,6	43547,4	34139,3
42:30:0211002	1,0	0,8	1774,9	1391,5
42:30:0211006	0,9	0,7	1568,8	1229,8
42:30:0211022	0,9	0,7	1654,8	1297,3
42:30:0212057	18,9	15,3	34006,1	26659,4
42:30:0212060	6,7	5,4	12073,6	9465,2
42:30:0212061	14,7	11,9	26438,3	20726,6
42:30:0212062	26,4	21,4	47525,8	37258,2
42:30:0213001	0,7	0,6	1286,0	1008,2
42:30:0219003	0,4	0,3	686,3	538,0
42:30:0219037	0,5	0,4	922,8	723,5
42:30:0225009	0,6	0,5	1087,2	852,3
42:30:0227012	0,5	0,4	864,5	677,7
42:30:0228001	0,7	0,6	1280,4	1003,8

Кадастровый квартал	Потребление тепловой энергии при расчетной температуре наружного воздуха, Гкал/ч		Потребление тепловой энергии, Гкал	
	договорное	фактическое	базовый период	отопительный период
42:30:0228002	0,2	0,2	398,7	312,6
42:30:0228003	5,3	4,3	9542,1	7480,6
42:30:0228004	3,4	2,8	6169,4	4836,6
42:30:0228005	1,7	1,4	3154,6	2473,1
42:30:0228009	0,2	0,2	372,5	292,0
42:30:0228010	0,6	0,5	1110,6	870,7
42:30:0228013	2,4	2,0	4338,1	3400,9
42:30:0301004	21,0	17,1	37808,6	29640,4
42:30:0301006	14,6	11,8	26173,3	20518,8
42:30:0301009	30,0	24,3	53834,0	42203,6
42:30:0301011	8,3	6,7	14957,3	11725,9
42:30:0301013	6,7	5,5	12107,9	9492,1
42:30:0301014	18,1	14,6	32408,5	25406,9
42:30:0301017	18,0	14,6	32344,0	25356,3
42:30:0301018	10,1	8,2	18135,3	14217,3
42:30:0301020	4,2	3,4	7617,9	5972,1
42:30:0301021	2,3	1,9	4126,7	3235,2
42:30:0301023	8,7	7,1	15679,7	12292,2
42:30:0301024	9,7	7,8	17375,1	13621,4
42:30:0301025	5,6	4,5	10058,4	7885,3
42:30:0301026	23,3	18,9	41937,4	32877,2
42:30:0301027	8,7	7,1	15727,9	12330,0
42:30:0301029	6,8	5,5	12187,0	9554,1
42:30:0301030	4,5	3,6	8088,2	6340,8
42:30:0301031	7,7	6,3	13903,6	10899,9
42:30:0301032	11,2	9,1	20077,5	15739,9
42:30:0301033	25,2	20,4	45304,2	35516,6
42:30:0301034	6,0	4,8	10721,2	8405,0
42:30:0301035	11,7	9,5	20956,3	16428,9
42:30:0301036	15,3	12,4	27473,0	21537,7
42:30:0301037	3,9	3,2	7049,0	5526,1
42:30:0301038	5,6	4,6	10161,4	7966,1
42:30:0301039	10,8	8,7	19327,9	15152,3
42:30:0301041	7,9	6,4	14137,6	11083,3
42:30:0301042	8,2	6,7	14825,5	11622,6
42:30:0301043	15,2	12,3	27243,0	21357,4
42:30:0301044	15,8	12,8	28487,5	22333,0
42:30:0301045	12,8	10,4	23004,8	18034,8
42:30:0301046	42,1	34,1	75555,0	59231,9
42:30:0301047	16,9	13,7	30304,0	23757,1
42:30:0301048	15,8	12,8	28457,4	22309,4
42:30:0301049	13,5	10,9	24219,8	18987,3
42:30:0301063	34,8	28,2	62568,7	49051,2
42:30:0301066	19,4	15,8	34922,4	27377,7
42:30:0301067	0,3	0,2	487,9	382,5
42:30:0301068	51,5	41,7	92538,6	72546,4
42:30:0301069	24,1	19,6	43397,2	34021,6
42:30:0301070	37,3	30,2	66953,2	52488,5
42:30:0302001	13,0	10,5	23372,2	18322,8
42:30:0302002	7,6	6,2	13719,4	10755,4
42:30:0302003	7,5	6,1	13517,0	10596,8
42:30:0302005	10,2	8,3	18384,0	14412,3
42:30:0302007	10,1	8,2	18143,7	14223,9
42:30:0302015	7,6	6,1	13576,0	10643,0
42:30:0302016	16,2	13,1	29092,9	22807,6

Кадастровый квартал	Потребление тепловой энергии при расчетной температуре наружного воздуха, Гкал/ч		Потребление тепловой энергии, Гкал	
	договорное	фактическое	базовый период	отопительный период
42:30:0302040	20,9	17,0	37707,9	29561,4
42:30:0302050	14,0	11,3	25157,8	19722,6
42:30:0302051	52,4	42,6	94413,7	74016,4
42:30:0302053	27,6	22,4	49657,7	38929,6
42:30:0302056	60,1	48,8	108079,4	84729,7
42:30:0302058	21,8	17,7	39239,1	30761,8
42:30:0302059	20,9	16,9	37526,4	29419,1
42:30:0302064	20,6	16,7	37020,5	29022,5
42:30:0302065	32,6	26,4	58569,2	45915,8
42:30:0302067	29,5	24,0	53110,7	41636,5
42:30:0302071	30,9	25,0	55489,6	43501,6
42:30:0302072	35,6	28,9	64000,6	50173,8
42:30:0302073	31,8	25,7	57056,6	44730,0
42:30:0302074	4,4	3,5	7832,1	6140,1
42:30:0303004	2,3	1,9	4183,4	3279,6
42:30:0303090	1,2	0,9	2087,5	1636,5
42:30:0303094	3,7	3,0	6591,9	5167,8
42:30:0303096	22,1	17,9	39748,4	31161,1
42:30:0303097	0,4	0,3	682,2	534,8
42:30:0303098	5,9	4,8	10656,1	8353,9
42:30:0305076	0,7	0,5	1175,3	921,4
42:30:0306004	0,4	0,4	781,3	612,5
42:30:0306005	0,1	0,1	230,9	181,0
42:30:0306007	1,1	0,9	2013,5	1578,5
42:30:0306010	0,8	0,6	1363,9	1069,2
42:30:0306011	0,1	0,1	173,7	136,2
42:30:0306012	0,3	0,3	613,9	481,3
42:30:0306013	1,2	1,0	2179,9	1708,9
42:30:0306014	0,6	0,5	1136,9	891,3
42:30:0306015	0,4	0,3	700,5	549,1
42:30:0306084	3,9	3,1	6964,1	5459,6
42:30:0306085	0,7	0,6	1345,0	1054,4
42:30:0306087	1,6	1,3	2833,4	2221,3
42:30:0409049	16,2	13,1	29107,1	22818,7
42:30:0410062	0,8	0,6	1426,3	1118,2
42:30:0410070	1,9	1,5	3335,9	2615,2
42:30:0411072	2,2	1,8	3925,6	3077,5
42:30:0411073	16,7	13,5	29893,4	23435,1
42:30:0412008	23,6	19,2	42500,2	33318,3
42:30:0412009	20,8	16,9	37357,2	29286,5
42:30:0412010	19,5	15,8	35067,6	27491,5
42:30:0412011	10,7	8,7	19288,1	15121,0
42:30:0412012	4,7	3,8	8488,1	6654,3
42:30:0412013	13,4	10,9	24165,9	18945,0
42:30:0412014	12,7	10,3	22734,0	17822,5
42:30:0412015	10,6	8,6	19072,9	14952,4
42:30:0412016	32,4	26,2	58167,8	45601,1
42:30:0412017	27,4	22,2	49211,0	38579,3
42:30:0412018	54,7	44,3	98271,0	77040,3
42:30:0412019	33,2	26,9	59646,2	46760,1
42:30:0412020	0,6	0,5	1154,9	905,4
42:30:0412021	24,2	19,6	43552,7	34143,5
42:30:0412022	14,1	11,4	25265,0	19806,7
42:30:0412067	1,1	0,9	1937,2	1518,7
42:30:0413001	12,8	10,3	22931,3	17977,2

Кадастровый квартал	Потребление тепловой энергии при расчетной температуре наружного воздуха, Гкал/ч		Потребление тепловой энергии, Гкал	
	договорное	фактическое	базовый период	отопительный период
42:30:0413002	8,4	6,8	15093,6	11832,7
42:30:0413003	13,4	10,9	24116,9	18906,6
42:30:0413004	1,1	0,9	1970,2	1544,6
42:30:0413005	13,0	10,5	23383,9	18332,0
42:30:0413006	9,0	7,3	16172,3	12678,4
42:30:0413007	5,6	4,5	10046,3	7875,9
42:30:0413008	0,1	0,1	132,0	103,5
42:30:0413009	1,7	1,4	2993,4	2346,7
42:30:0413011	0,8	0,7	1524,7	1195,3
42:30:0414025	18,9	15,3	33962,9	26625,5
42:30:0414050	17,5	14,2	31479,8	24678,9
42:30:0416002	0,4	0,3	736,2	577,2
42:30:0501001	44,7	36,2	80348,1	62989,5
42:30:0501002	35,8	29,0	64355,5	50452,0
42:30:0501003	4,9	3,9	8744,7	6855,5
42:30:0501004	12,5	10,2	22567,4	17691,9
42:30:0501005	4,7	3,8	8363,2	6556,4
42:30:0501007	0,5	0,4	876,3	687,0
42:30:0501008	3,1	2,5	5561,8	4360,2
42:30:0501009	4,1	3,3	7323,8	5741,6
42:30:0501010	4,9	4,0	8810,7	6907,2
42:30:0501011	5,6	4,6	10107,1	7923,5
42:30:0501012	10,0	8,1	17998,7	14110,2
42:30:0501020	7,0	5,7	12679,8	9940,4
42:30:0501046	11,5	9,3	20579,2	16133,2
42:30:0502002	1,5	1,2	2693,6	2111,7
42:30:0502057	1,7	1,4	3097,9	2428,6
42:30:0502058	14,5	11,7	25996,9	20380,5
42:30:0502059	5,0	4,1	8990,5	7048,2
42:30:0504050	1,2	1,0	2118,6	1660,9
42:30:0505006	26,2	21,3	47219,2	37017,9
42:30:0505007	14,0	11,4	25281,7	19819,8
42:30:0505008	18,8	15,2	33766,5	26471,5
42:30:0505009	12,9	10,5	23169,1	18163,6
42:30:0505010	2,8	2,3	5120,2	4014,1
42:30:0505011	0,5	0,4	984,7	772,0
42:30:0505012	14,1	11,4	25344,6	19869,1
42:30:0505013	6,6	5,4	11935,3	9356,8
42:30:0505014	6,2	5,0	11058,1	8669,1
42:30:0505015	5,6	4,5	10069,3	7893,9
42:30:0505016	0,1	0,1	122,4	95,9
42:30:0505017	4,1	3,3	7309,8	5730,6
42:30:0505019	1,9	1,5	3435,7	2693,4
42:30:0505020	1,7	1,4	3133,6	2456,6
42:30:0505024	0,2	0,2	343,8	269,5
42:30:0505025	1,5	1,2	2714,4	2128,0
42:30:0505026	0,5	0,4	947,0	742,4
42:30:0505029	0,4	0,3	695,6	545,3
42:30:0506004	0,4	0,3	694,2	544,2
42:30:0506031	7,9	6,4	14290,0	11202,8
42:30:0506032	1,9	1,6	3441,5	2698,0
42:30:0506036	3,0	2,4	5412,1	4242,8
42:30:0507002	1,4	1,1	2458,1	1927,0
42:30:0507022	5,0	4,1	9030,4	7079,5
42:30:0507023	1,5	1,2	2756,1	2160,7

Кадастровый квартал	Потребление тепловой энергии при расчетной температуре наружного воздуха, Гкал/ч		Потребление тепловой энергии, Гкал	
	договорное	фактическое	базовый период	отопительный период
42:30:0507024	11,5	9,3	20697,8	16226,2
42:30:0507025	14,2	11,5	25571,8	20047,2
42:30:0507026	7,8	6,3	14025,5	10995,4
42:30:0507027	12,3	10,0	22226,7	17424,8
42:30:0508001	0,2	0,2	362,9	284,5
42:30:0508070	12,6	10,2	22570,8	17694,6
42:30:0509001	0,7	0,6	1324,3	1038,2
42:30:0509003	0,1	0,1	257,9	202,2
42:30:0510010	1,1	0,9	1928,1	1511,6
42:30:0602050	14,5	11,7	26044,7	20417,9
42:30:0602051	34,7	28,1	62354,3	48883,2
42:30:0602052	34,9	28,3	62723,5	49172,6
42:30:0602053	33,7	27,3	60533,3	47455,6
42:30:0602056	7,7	6,2	13817,4	10832,3
42:30:0603058	58,8	47,7	105703,7	82867,2
42:30:0603060	30,9	25,0	55486,1	43498,8
42:30:0604056	0,2	0,2	370,5	290,5
42:30:0604057	56,6	45,9	101676,2	79709,9
42:30:0605054	34,4	27,9	61921,2	48543,6
42:30:0605055	40,4	32,7	72569,6	56891,5
<b>ИТОГО</b>	<b>3212</b>	<b>2604</b>	<b>5773373</b>	<b>4526083</b>