

**Об актуализации схемы
теплоснабжения муниципального
образования город Балашов на 2020год**

В соответствии с Федеральным законом «Об общих принципах организации местного самоуправления в РФ» от 06.10.2003 года №131-ФЗ, на основании требований Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» и в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» администрация Балашовского муниципального района

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить «Схему теплоснабжения муниципального образования город Балашов до 2028 года» (актуализация на период 2019-2020 год) согласно приложению настоящему постановлению.
2. Определить единой теплоснабжающей организацией в муниципальном образовании город Балашов МУП БМР СТБР.
3. Отделу информации и общественных отношений администрации Балашовского муниципального района (Е.В. Александрова) направить на опубликование настоящее постановление в газету «Балашовская правда», разместить на официальном сайте администрации Балашовского муниципального района www.baladmin.ru.

4. Настоящее постановление вступает в силу с момента его подписания и публикации (обнародования).

5. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на и.о. первого заместителя главы администрации Балашовского муниципального района Г.И.Захарова

**Глава Балашовского
муниципального района**

П.М. Петраков

ПРИЛОЖЕНИЕ
к постановлению администрации
Балашовского муниципального района
№ 434-п от « 10 » 12 2019 г.

СОГЛАСОВАНО
ИП Вдовенко
_____ И.А. Вдовенко
« ___ » _____ 2019 г.

УТВЕРЖДАЮ
Глава Балашовского муниципального района
_____ П.М. Петраков
« ___ » _____ 2019 г.

Схема теплоснабжения
муниципального образования город Балашов
Саратовской области до 2028года
(актуализация на период 2019-2020гг.)
Обосновывающие материалы



САРАТОВ 2019Г.

Оглавление

Введение	7
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.....	8
1.1. Функциональная структура системы теплоснабжения	8
1.2. Источники тепловой энергии	12
1.3. Тепловые сети, сооружения на них.....	25
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	41
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергией, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии	48
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	52
1.7. Балансы теплоносителя	54
1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	57
1.9. Надежность теплоснабжения	59
1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	68
1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	68
1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования город Балашиха	70
Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии	72
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	72
2.2. Прогнозы прироста площади строительных фондов и тепловых нагрузок	73
2.3. Прогнозы изменения объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам и типам теплопотребления и районам.....	81
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения	86

Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	88
Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения г. Балашов.....	89
Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.....	96
Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....	99
7.1. Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.....	99
7.2. Обоснование включения в схему теплоснабжения источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	101
7.3. Обоснование предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....	105
7.4. Обоснование замены основного оборудования котельных	106
7.5. Зона теплоснабжения ГТ-ТЭЦ№1.....	106
7.6. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения (зоны обслуживания).....	119
7.7. Перспективные балансы установленной и подключенной мощности источников тепловой энергии.....	124
7.8. Покрытие перспективной тепловой нагрузки	137
7.9. Строительство новых котельных и необходимые инвестиции	138
Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей	140
8.1. Обоснования нового строительства тепловых сетей для отпуска тепловой энергии от источников.....	140
8.2. Обоснования реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	142
Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	143

Глава 10. Перспективные топливные балансы.....	143
10.1. Расчет перспективных расходов основного вида топлива.....	143
10.2. Расчеты нормативных запасов аварийных видов топлива.....	145
Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения	145
Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	146
12.1. Обоснование инвестиций в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	146
12.2. Расчеты итоговых технико-экономических показателей перспективной схемы теплоснабжения г. Балашова.....	153
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения города Балашов Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.....	158
Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия	162
14.1. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ нового строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения	162
Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организации	163
Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения	165
Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в доработанной схеме теплоснабжения	165
Заключение	167
Список использованной литературы.....	169
Приложение	172

Введение

Схема теплоснабжения город Балашова Саратовской области на период 2013 - 2028 годов была разработана и утверждена в 2013 году.

Актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования город Балашов на период до 2021года в соответствии с муниципальной целевой программой «По модернизации жилищно-коммунального хозяйства муниципального образования город Балашов 2012-2020 гг.» выполнена в соответствии с техническим заданием, Приложением к контракту, заключенного между муниципальным казенным учреждением «Управление по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству, архитектуре и градостроительству Балашовского муниципального района» и ООО «Энергомаш-Проект».

Актуализация схемы теплоснабжения г. Балашов Саратовской области выполнена в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» с изменениями и дополнениями от 07.09.2014,18.03.206, 23.03.2016, 12.07.2016, 03.04.2018, 16.03.2019.

В актуализированной схеме теплоснабжения учтены все последние изменения теплоснабжающих организации, ввод в строй новых котельных, перекладка тепловых сетей, появление новых абонентов (или наоборот – отключение), изменения тарифов, смена руководителей (главы администрации, структур ресурсоснабжающих организаций). На этапе актуализации будут учтены те сведения, которые при первоначальной разработке отсутствовали.

Актуализация схемы теплоснабжения выполняется на основе: - исходных данных и материалов, полученных от администрации города, основных теплоснабжающих организаций; - решений Генерального плана муниципального образования город Балашов, в том числе схемы планируемого размещения объектов теплоснабжения в границах города.

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

1.1. Функциональная структура системы теплоснабжения

Город Балашов расположен на восточной окраине Окско-Донской равнины, на реке Хопёр (приток Дона), на высоте 140 м над уровнем моря на пересечении железнодорожных линий Тамбов — Камышин и Поворино — Пенза, в 210 км к западу от Саратова. Климат Балашова умеренно-континентальный. Для города характерна длительная (около четырёх месяцев), умеренно холодная зима и жаркое, часто засушливое лето.

- Среднегодовая скорость ветра — 3,8 м/с
- Средняя годовая температура — +6,9 °С
- Среднегодовая влажность воздуха — 70 %
- Глубина промерзания грунтов - 1,5 м.

Климатические характеристики г. Балашова приняты в соответствии с данными СНиП-23-01-99 [29].

Система теплоснабжения муниципального образования город Балашов имеет в своем составе 18 котельных, 14 ТП, и тепловые сети протяженностью 86,7 км. Теплоснабжающие предприятия осуществляют свою деятельность в соответствии с законодательством, действующим на территории Российской Федерации, актами органов местного самоуправления и внутренними Уставами. Предметом деятельности теплоснабжающих предприятий является:

- обеспечение надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей, которые подключены к тепловым сетям и котельным предприятиям;

- обеспечение надлежащего технического состояния тепловых сетей, котельных и инженерных сооружений, находящихся на балансе предприятий.

На территории города Балашов регулируемым видом деятельности в сфере теплоснабжения занимаются четыре организаций: МУП БМР «СТБР», ООО

«Теплоцентр», ООО «Теплоснаб», ФГБУ ЦЖКУ Министерства обороны РФ, которые обеспечивают тепловые нагрузки отопления и горячего водоснабжения (ГВС) жилых и общественных зданий. Паровые нагрузки отсутствуют. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка составляет 168,38 Гкал/ч.

Теплоснабжение жилой и общественной застройки на территории г. Балашова осуществляется по смешанной схеме. Основная часть многоквартирного жилого фонда, крупные общественные здания, некоторые производственные и коммунально-бытовые предприятия подключены к централизованной системе теплоснабжения. Для обеспечения небольших тепловых нагрузок удаленных потребителей города применяется децентрализованная система теплоснабжения на базе газовых котельных малой мощности и индивидуальных теплогенераторов (ИТГ). Индивидуальная жилая застройка, а также часть мелких общественных и коммунально-бытовых потребителей оборудованы автономными газовыми теплогенераторами. Для горячего водоснабжения указанных потребителей используются проточные газовые водонагреватели, двухконтурные отопительные котлы и электрические водонагреватели.

По данным администрации Балашовского муниципального района к централизованной системе подключено около 55 % тепловой нагрузки потребителей города. Из этой величины 31% тепловой нагрузки обеспечивает котельная, принадлежащая ООО «Теплоцентр», 47% - котельные МУП БМР СТБР, 18% - котельная Министерства обороны остальная нагрузка покрывается мелкими котельными.

Сведения о котельных, находящихся в эксплуатации теплоснабжающих организаций, представлены в табл.1.1.

Таблица 1.1

Котельные и теплоснабжающие организации

п/п	Наименование источника	Расположение	Организация
1	Котельная ООО «Теплоцентр»	ул. Энтузиастов, д.1	ООО «Теплоцентр»

п/п	Наименование источника	Расположение	Организация
2	Котельная № 2/139	г. Балашов-3	ФГБУ ЦЖКУ Министерства обороны РФ
3	Котельная Районная	ул.30 лет Победы,171	МУП БМР «СТБР»
4	Котельная №1	ул. Красина,97	
5	Котельная №5	ул. Нефтяная,50а	
6	Котельная №7	ул.К. Маркса, 9	
7	Котельная №20	Ртищевское шоссе, 7	
8	Котельная №21	ул. Зюльковского 89	
9	Котельная №23	ул. Привокзальная 15	
10	Котельная №25	ул. Автомобилистов 9	
11	Котельная №28	пер. Энергетический, 6	
12	Котельная «ЦТП»	ул. Титова, 40	
13	Котельная	ул. Советская 213	
14	Котельная №27	ул. Астраханская, 79	ООО «Теплоснаб»
15	Котельная ГАПОУ СО (медицинское училище)	ул. Пугачёвская, 328	ГАПОУ СО (Балашовское мед. училище)
16	Котельная ДЮСШ	ул. Строителей , 4	Управление по физической культуре и с порту
17	Котельная ФГБОУ ВО	ул. Строителей 4	ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский гос. университет им. Н.Г. Чернышевского»
18	Котельная ФГБОУ ВО	ул. Советская 141	ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский гос. университет им. Н.Г. Чернышевского»

Децентрализованная система теплоснабжения включает индивидуальные теплогенераторы, которыми покрывается до 45% тепловой нагрузки. На рис. 1.1 представлено соотношение нагрузок систем теплоснабжения г. Балашова.

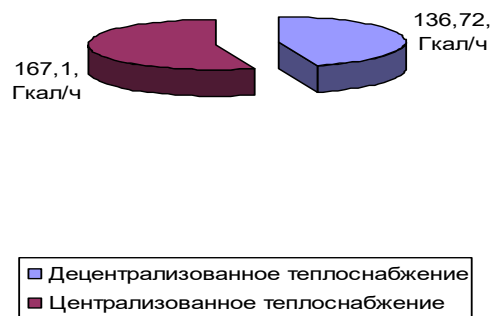


Рис. 1.1-Соотношение нагрузок систем теплоснабжения г. Балашова

В качестве теплоносителя теплоснабжающими предприятиями используется горячая сетевая вода с расчетным температурным графиком 130/70 °С, 95/70 °С. Нагрев сетевой воды осуществляется в водогрейных котлах. При расчетной температуре наружного воздуха суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка составляет 168,38 Гкал/ч, при этом доля отопительной нагрузки -86%, ГВС – 14%. Низкая доля нагрузки ГВС объясняется наличием индивидуальных водонагревателей в зданиях малоэтажной застройки. Обеспечение потребителей горячим водоснабжением в централизованной системе осуществляется по закрытой схеме с линией циркуляции через установленные в центральных тепловых пунктах (ЦТП) теплообменники. Подключение систем отопления к тепловым сетям осуществляется по зависимой схеме. Теплоноситель, нагреваемый в теплоисточнике и транспортируемый по тепловым сетям, поступает непосредственно в отопительные системы зданий.

В котельной ООО «Теплоцентр» в качестве теплоносителя используется горячая сетевая вода с расчетным температурным графиком 130/70°С. Нагрев воды для отопления осуществляется в водогрейных котлах. При расчетной температуре наружного воздуха суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка составляет 53,3 Гкал/ч.

Котельная №2\139 предприятия Министерства обороны РФ служит источником тепловой энергии в виде ГВС и отопления для жилых и общественных зданий военного городка.

1.2. Источники тепловой энергии

Источниками системы теплоснабжения города являются восемнадцать действующих котельных, три из которых имеют присоединенную нагрузку, составляющую 23-32% от суммарной тепловой нагрузки системы теплоснабжения. Расположение действующих котельных показано на опорном плане города с учетом изменений после 2018 года [21] (рис.1.2).

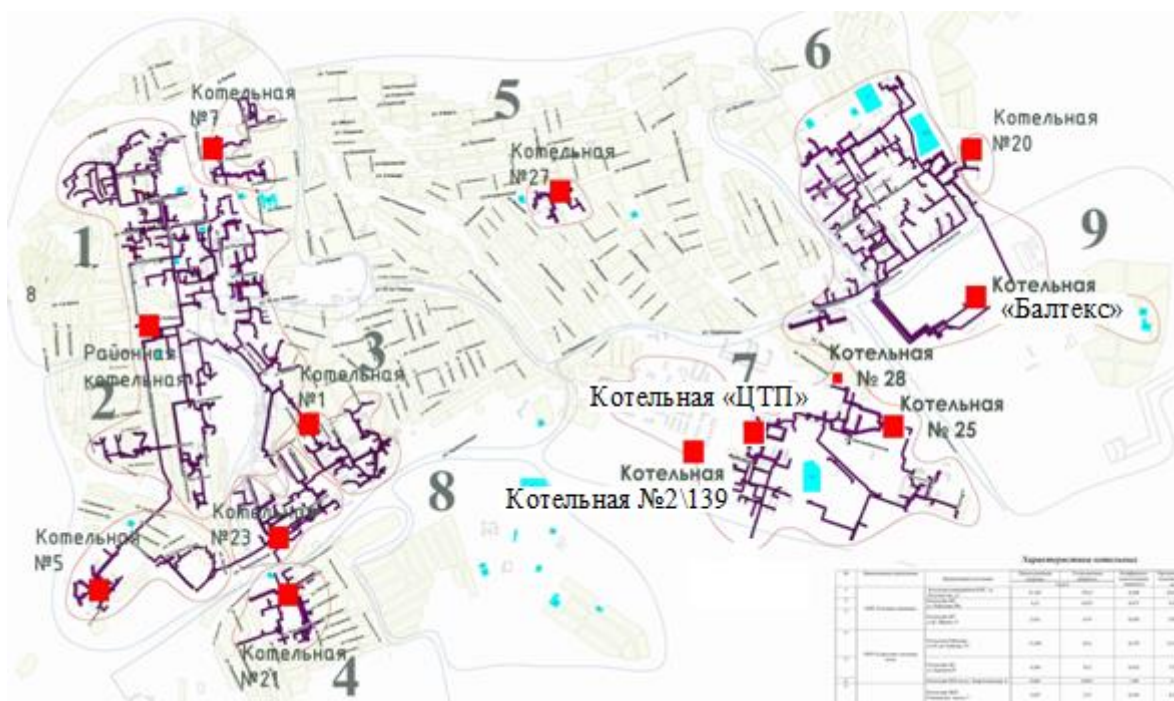


Рис. 1.2- Расположение источников на территории г. Балашова

Соотношение присоединенных тепловых нагрузок котельных показано на рис. 1.3.

4	Котельная №1	7,18	10,3	0,697
5	Котельная №5	3,46	4,835	0,715
6	Котельная №7	4,31	4,79	0,899
7	Котельная №20	2,0	3,75	0,533
8	Котельная №21	0	2,19	0
9	Котельная №23	12,68	17,92	0,707
10	Котельная №25	6,872	9	0,764
11	Котельная №27	2,86	5,7	0,501
12*	Котельная «ЦТП»	7,25	10,2	0,707
13	Котельная №28 на ул. Энергетическая	0,043	0,043	1,00
14	Котельная Советская, 213	-	-	-
15	Котельная ГАОУСПО (медицинское училище)	0,2	0,2	1,00
16	Котельная ДЮСШ	0,75	0,75	1,00
17	Котельная ФГБОУ ВПО	1,2	1,2	1,00
18	Котельная ФГБОУ ВПО	0,75	0,75	1,00
	ИТОГО	168,385	278,688	0,585

*- Котельная «ЦТП» построена на существующей площадке ЦТП по ул.

Титова в соответствии с рекомендациями схемы теплоснабжения 2016-2018гг

Установленная мощность и присоединенная нагрузка каждой котельной показаны на рис.1.4 и рис.1.5.

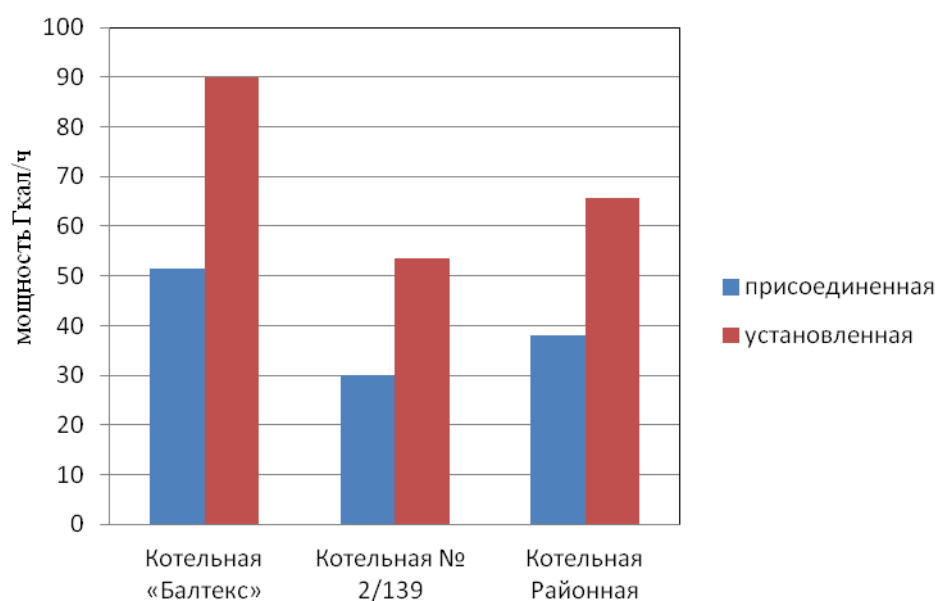


Рис. 1.4-Установленные мощности и присоединенные нагрузки котельных

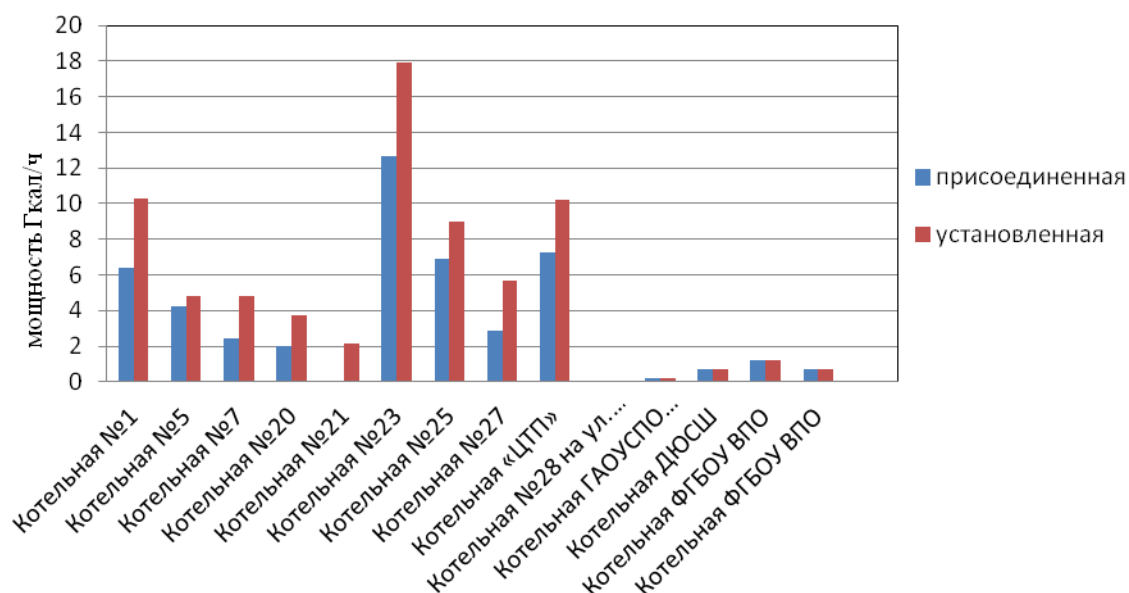


Рис. 1.5-Установленные мощности и присоединенные нагрузки котельных

Из рисунков видно, что средняя загрузка котельных составляет 58%. В Котельной ООО «Теплоцентр» повышена загрузка оборудования с 18 % до 57%, за счет вывода из эксплуатации изношенных котлоагрегатов, на котельных МУП БМР СТБР также имеется резерв тепловой мощности. Источники с дефицитом тепловой мощности отсутствуют, поэтому имеется возможность для присоединения дополнительных тепловых нагрузок. Далее будут обоснованы и предложены варианты перераспределения нагрузок между источниками. Характеристики котельного парка и основного оборудования котельных по состоянию на 2019г. представлены в табл. 1.3 и 1.4.

Таблица 1.3

Характеристики котельного парка

№	№	Адрес	Вид топл	Теплоноситель	Марка котлов	Марка горелок	Мощность котла, Гкал/час	Кол.-во котлов
1	Котельная Районная	ул.30 лет Победы,171	газ	вода	КВ-ГМ-20 зав. № 7430, рег. №6367 КВ-ГМ-20 зав. № 7431, рег. №6365 КВ-ГМ-20 зав. № 7556, рег. №6364	РГМГ-20	20	3
2	Котельная №1	ул. Красина,97	газ	вода	КВЖ-4,0Г, зав№6743,№6878 КВ-Г-4-115Н, зав№7171	ГБ-2,7	3,45 3,4	2 1
3	Котельная №5	ул. Нефтяная,50а	газ	вода пар	КСВа-2,5 ГС, зав№26,зав№27 КГ-Ф-1000	ГБ-2,7 ГБ-Ф-0,85	2,15 0,535	2 1
4	Котельная №7	ул.К. Маркса, 9	газ	вода пар	КСВа-2,5Гс, зав№3,зав№10 Д 721Г-Ф, зав№1	ГБ-2,7 ГБ-Ф-0,85П	2,15 0,487	2 1
5	Котельная №20	Ртищевское шоссе, 7	газ	вода	Неделяева	БИГ-2-16	1,25	3
6	Котельная №21	Зюльковского, 87	-	вода	ДКВР-10-13 КСВа-1		5,6 0,86	1 2
7	Котельная №23	ул. Привокзальная 15	газ	пар	ДЕ-16 зав. №31082, рег. №6623 ДЕ-16 зав. № 31079, рег. №6624	ГМ-10	8,96	2
8	Котельная №25	ул. Автомобилистов 9	газ	пар вода	ДЕ 10-14ГМ зав. № 61513, рег. №6664 КВ-Г-4-115Н	ГМ-7 Н ГГВ-350 Н	5,6 3,4	1 1
9	Котельная №27	ул. Астраханская, 79	газ	вода	КСВа-2,5 ГС, зав №30, №31	ГМГ - 1,5М 2шт	1,4 2,15	1 2

№	№	Адрес	Вид топл	Теплоноситель	Марка котлов	Марка горелок	Мощность котла, Гкал/час	Кол.-во котлов
10	Котельная «ЦТП»	Ул. Титова, 13Б	газ	вода	КВ-Г-4-110Н	Ecoflam BLU 6000.1PR TL SGT 230-400-50 NS-1шт., ГГВ-350 СЭ-2шт.	3,4	3
11	Котельная на пер. Энергетический	пер. Энергетический	газ	вода	Хопер-50	-	0,043	1
12	Теплогенераторная Советская, 213	ул. Советская, 231	газ	вода	Micro New NR300		0.26	1
13	Котельная ООО «Теплоцентр»	ул. Энтузиастов, д.1	газ	вода	ПТВМ-30М	ГМГБК	30	3
14	Котельная № 2/139	г. Балашов-3	газ	вода	ДКВР-6,5/13 КВГМ-20/150	ГМГ-4	4,55 20	3 2
15	Котельная ГАОУСПО (медицинское училище)	ул. Пугачёвская, 328	газ	вода	КОВ-100	ГГУ	0,08	1
16	Котельная ДЮСШ	ул. Строителей, 4	газ	вода	«Megaprex-N 250»	PS 70 TL	0,215	3
17	Котельная ФГБОУ ВПО	ул. Советская 141	газ	вода	«BIASI RGA-600	FBR GASp70/2	0,52	2
18	Котельная ФГБОУ ВПО	ул. Строителей, 4	газ	вода	RIELLO«RTQ154-2336»	PS 70 TL	0,215	2

Таблица 1.4
Характеристика основного оборудования

Наименование котельной	Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	КПД	Техническое состояние
Котельная Районная	КВ-ГМ-20	1991	0,92	Удовлетворительное
Котельная №1	КВЖ-4,0Г КВ-Г-4-115Н	1997 2007	0,82	Удовлетворительное
Котельная №5	КСВа-2,5 ГС КГ-Ф-1000	1997 1998	0,84	Удовлетворительное
Котельная №7	КСВа-2,5Гс Д 721Г-Ф	1997 1997	0,92	Удовлетворительное
Котельная №20	Неделяева	1994	0,82	Удовлетворительное
Котельная №21	ДКВР-10-13 КСВа-1	1985 1999	0,82	Удовлетворительное
Котельная №23	ДЕ-16	1982	0,84	Удовлетворительное
Котельная №25	ДЕ 10-14ГМ КВ-Г-4-115Н	1988 2003	0,84	Удовлетворительное
Котельная №27	ДКВР-2,5 КСВа-2,5 ГС	1983 1997	0,84	Удовлетворительное
Котельная «ЦТП»	КВ-Г-4-110Н	2018	0,82	Хорошее
Котельная ООО«Теплоцентр»	ПТВМ-30М	1984	0,89 0,9	Удовлетворительное
Котельная № 2/139	ДКВР-6,5/13 КВГМ-20/150	1969-1979 1993	0,9 0,92	Удовлетворительное

Анализируя данные, представленные в табл. 1.4, следует отметить, что в эксплуатации находятся водотрубные котлоагрегаты большой мощности и газовые жаротрубные котлы (ГЖК) единичной мощностью 0,5-4,0МВт. Высокая тепловая экономичность котлоагрегатов на некоторых котельных достигнута за счет установки дополнительных теплоутилизаторов позволяющих снижать потерю теплоты с уходящими газами.

Современным оборудованием отечественного производства (котлы КВ-Г-4-115НОАО Сарэнергомаш) и («Хопер-50»ОАО Борисоглебский котельно-механический завод) оснащены котельные №1 на ул. Красина, 97, №25 по ул.

Автомобилистов, 9 и пер. Энергетический. В 2018г реализован проект технического перевооружения ЦТП путем установки трех водогрейных жаротрубных котлов единичной мощностью около 4 МВт. Распределение установленных мощностей котельных по годам ввода их в эксплуатацию показано на рис. 1.6.

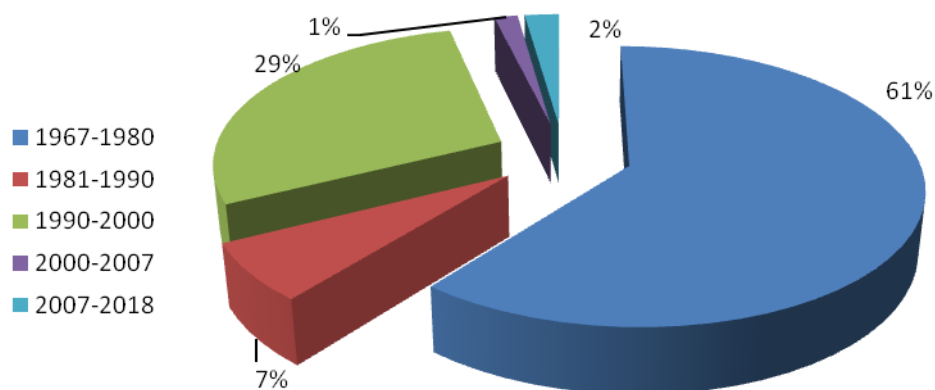


Рис. 1.6- Ввод тепловых мощностей котельных в эксплуатацию по годам

Из рисунка видно, что 62% мощностей введено в эксплуатацию в период с 67-80-е годы и только 2% находится в эксплуатации с 2000 по 2007гг. Большая часть котельного парка морально и физически изношено. В период с 2013г выведены из эксплуатации устаревшие котлоагрегаты в котельной ООО«Теплоцентр». В 2018 г произведено техперевооружение ЦТП под котельную проектной мощностью 10,2 МВт. С установкой 3-х водогрейных котлов.

Соотношение нагрузок на отопление и горячее водоснабжение показано на рис.1.7.

Весь отпуск тепла от источников является расчетной величиной.

Распределение расчетной тепловой нагрузки по видам теплопотребления показано на рис. 1.7.

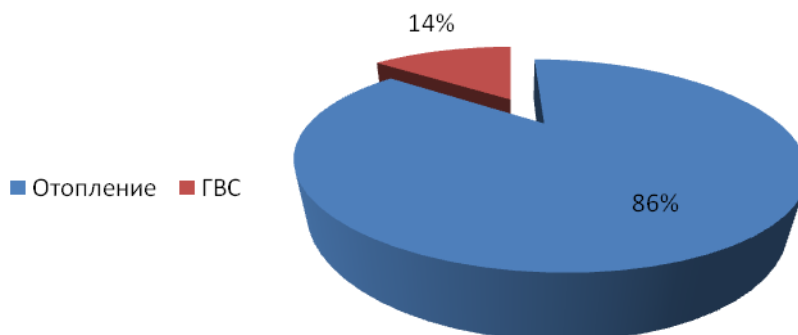


Рис.1.7 -Доли нагрузок отопления и ГВС

Удельные показатели экономичности работы котельных в 2018г. показаны в табл.1.7.

Таблица 1.5.

Удельные показатели экономичности работы котельных в 2018г.

Наименование теплоснабжающей организации	Удельный расход э/э на выработку теплоты, кВт·ч/Гкал	Удельный расход топлива на выработку кгу.т./Гкал
Котельная ООО «Теплоцентр»	34,73	161,17
Министерства обороны	33,21	161,8
МУП БМР СТБР	21,67	160,13
ООО «Теплоснаб»	16,32	157,85

Анализируя данные табл. 1.5 видим, что котельные имеют достаточно высокие усредненные КПД. Тем не менее, следует указать также превышение удельного расхода электроэнергии на выработку теплоты по сравнению с нормативным.

Перечень и характеристики вспомогательного оборудования котельных представлены в Приложении 1.

Среднегодовая загрузка оборудования по тепловой нагрузке.

При производстве и передаче теплоты затрачивается электроэнергия на привод вспомогательного и насосного оборудования котлоагрегатов.

Суммарная величина потребляемой электроэнергии всей системой теплоснабжения представлена в табл.1.6.

Таблица 1.6

Потребление электроэнергии в целом источниками и тепловым сетями за 2018г

№	Наименование источника	Потребление электроэнергии, тыс.кВт·ч
1	«Котельная Теплоцентр»	4423,07
2	Котельная № 2/139	2492,38
3	Котельная Районная	2169,9
4	Котельная №1	2080,25
5	Котельная №5	90,54
6	Котельная №7	85,694
7	Котельная №20	105,198
8	Котельная №21	-
9	Котельная №23	522,635
10	Котельная №25	219,258
11	Котельная №27	158,07
12	Котельная «ЦТП»	230
13	Котельная на ул. Энергетическая	2,24
14	Котельная ГАОУСПО (медицинское училище)	16,67
15	Котельная ДЮСШ	62,52
16	Котельная ФГБОУ ВПО	100,03
17	Котельная ФГБОУ ВПО	62,52
18	Котельная ул. Советская, 213	-
	Итого	12820,975

Фактические данные по годовой загрузке оборудования котельных (в том числе в период зимнего максимума потребления тепловой энергии) за 2016-2018г. представлены в табл.1.7 и показаны на рис.1.8-1.20.

Таблица 1.7

Среднегодовая загрузка оборудования котельных

Период	Котельная Районная		
	Суммарная выработка, Гкал		
	2016 г	2017г.	2018 г
Январь	18099,1	17310,2	18300,5
Февраль	15501,9	15385,4	15484,4
Март	15702,2	13120,1	12906,3
Апрель	7171,4	6626,8	7089,1
Май			
Июнь			

Июль			
Август			
Сентябрь			
Октябрь	2061,0	6340,9	5996,1
Ноябрь	10909,7	14159,8	11301,9
Декабрь	15352,1	17274,9	13905,2
Итого	84797,4	90218,1	84983,5
Котельная №1			
	2016 г	2017г.	2018 г
Январь	3147,8	2861,6	2912,9
Февраль	2854,9	3071,8	3019,3
Март	2675,3	2493,4	2375,1
Апрель	1512,8	1651,0	1486,9
Май			
Июнь			
Июль			
Август			
Сентябрь			
Октябрь	1383,5	1132,3	1079,9
Ноябрь	2093,8	2219,0	1912,1
Декабрь	2658,8	2583,9	2373,4
Итого	16326,9	16013,0	15159,6
Котельная №5			
	2016 г	2017г.	2018 г
Январь	1610,4	1665,4	1620,7
Февраль	1608,1	1499,4	1574,6
Март	1471,4	1285,7	1295,1
Апрель	645,7	645,6	727,7
Май			
Июнь			
Июль			
Август			
Сентябрь			
Октябрь	771,2	582,9	688,3
Ноябрь	1038,3	1258,5	1005,1
Декабрь	1372,4	1456,3	1298,3
Итого	8517,5	8393,8	8209,8
Котельная №7			
	2016 г	2017г.	2018г
Январь	1205,7	1238,5	1268,6
Февраль	1021,4	1136,8	1007,2
Март	1026,8	905,2	873,5
Апрель	429,4	440,6	108,3
Май			
Июнь			
Июль			
Август			
Сентябрь			
Октябрь	504,7	450,3	490,8
Ноябрь	666,2	894,1	648,5

Декабрь	1004,0	1207,7	989,9
Итого	5858,2	6273,2	5386,8
Котельная №20			
	2016 г	2017г.	2018 г
Январь	510,6	480,7	510,6
Февраль	467,9	542,3	467,9
Март	535,1	493,5	535,1
Апрель	338,5	-	338,5
Май			
Июнь			
Июль			
Август			
Сентябрь			
Октябрь	317,0	424,7	317,0
Ноябрь	378,6	389,4	378,6
Декабрь	482,0	423,1	482,0
Итого	3029,7	2753,7	3029,7
Котельная №21 (ТП)			
	2016 г	2017г.	2018 г
Итого	-	-	-
Котельная №23			
	2016 г	2017г.	2018 г
Январь	4731,2	4440,1	4607,1
Февраль	3943,1	3795,1	4131,6
Март	4127,4	3484,6	3434,0
Апрель	1507,5	2038,9	1729,3
Май			
Июнь			
Июль			
Август			
Сентябрь			
Октябрь	2166,1	1478,2	1858,6
Ноябрь	2746,1	3185,0	3283,0
Декабрь	3686,9	4560,4	3955,7
Итого	22908,3	22982,3	22999,3
Котельная №25			
	2016 г	2017г.	2018 г
Январь	2338,0	2391,1	2430,5
Февраль	2013,2	2081,5	2267,1
Март	2262,5	2060,0	2087,7
Апрель	1011,7	929,1	970,0
Май			
Июнь			
Июль			
Август			
Сентябрь			
Октябрь	1003,9	829,4	822,5
Ноябрь	1377,6	1996,8	1677,8
Декабрь	1965,6	2275,0	2076,9
Итого	11972,5	12562,9	12332,5

Котельная №27			
	2016 г	2017г.	2018 г
Январь	1194,0	1199,1	919,8
Февраль	1141,8	977,5	818,2
Март	1077,1	834,9	766,8
Апрель	509,7	442,9	392,8
Май			
Июнь			
Июль			
Август			
Сентябрь			
Октябрь	510,8	340,4	282,4
Ноябрь	741,9	891,8	711,3
Декабрь	903,2	924,2	868,5
Итого	6078,5	5610,8	4759,8
Котельная ул. Энергетическая			
	2016 г	2017г.	2018 г
Январь	12,2	13,9	11,1
Февраль	11,1	13,3	11,1
Март	12,2	12,2	11,1
Апрель	5,6	11,2	5,6
Май			
Июнь			
Июль			
Август			
Сентябрь			
Октябрь	5,6	6,2	6,25
Ноябрь	5,6	12,2	11,1
Декабрь	6,7	12,3	11,1
Итого	59	81,3	67,35
Котельная «Рембазы»		Котельная ЦТП	
	2016 г	2017г.	2018 г
Январь	4485,0	5437,8	5616,1
Февраль	3709,1	4757,6	4998,0
Март	4465,1	4225,3	4202,1
Апрель	2062,0	2003,9	2117,2
Май			
Июнь			
Июль			
Август			
Сентябрь			
Октябрь	1671,7	1779,2	-
Ноябрь	2764,2	4032,8	-
Декабрь	4171,1	5221,1	-
Итого	23328,2	27457,7	16933,4
Котельная «Теплоцентр»			
	2016 г	2017г.	2018 г
Январь			8314,223
Февраль			7798,40
Март			7155,92

Апрель			3725,44
Май			1407,248
Июнь			1405,628
Июль			1367,248
Август			1367,248
Сентябрь			1405,628
Октябрь			4211,7
Ноябрь			6460,152
Декабрь			7798,292
Итого			50837,458
Котельная № 2/139			
	2016г	2017г.	2018 г
Сведения не представлены			

Котельная №21 функционирует в режиме теплового пункта.

Анализ приведенных данных показывает, что большая часть котельных в летний период не опускают теплоту потребителям в связи с низкой долей загрузки котельного оборудования из-за снижения плотности нагрузки. Использование котлов большой производительности и тепловых сетей с резервом пропускной способности для подогрева и транспорта воды до 60-70⁰С на горячее водоснабжение технически не рационально из-за кислородной коррозии хвостовых поверхностей нагрева. В связи с этим эффективность централизованного теплоснабжения при уменьшении тепловой нагрузки в зоне действия источника снижается.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них

Теплоснабжение муниципального образования город Балашов осуществляется в основном по закрытой схеме. Циркуляция теплоносителя в системах теплоснабжения поддерживается сетевыми насосами, установленными на источниках. Теплоноситель в систему отопления поступает в соответствии с утвержденным для каждого источника температурным графиком. Регулирование отпуска тепла от котельных принято качественное при постоянном расходе теплоносителя,

автоматическое регулирование отпуска тепла в городе практически отсутствует.

Приготовление горячей воды на нужды ГВС осуществляется на источниках теплоты и ТП. Тепловые сети выполнены как по двухтрубной, так и четырехтрубной схемам. От ТП сети четырехтрубные, по ним транспортируется вода для систем отопления и горячего водоснабжения кварталов и микрорайонов. Преобладает подземная прокладка сетей. Схема теплоснабжения имеет в своем составе 14 ТП.

Схема тепловых сетей показана на рис.1.21.

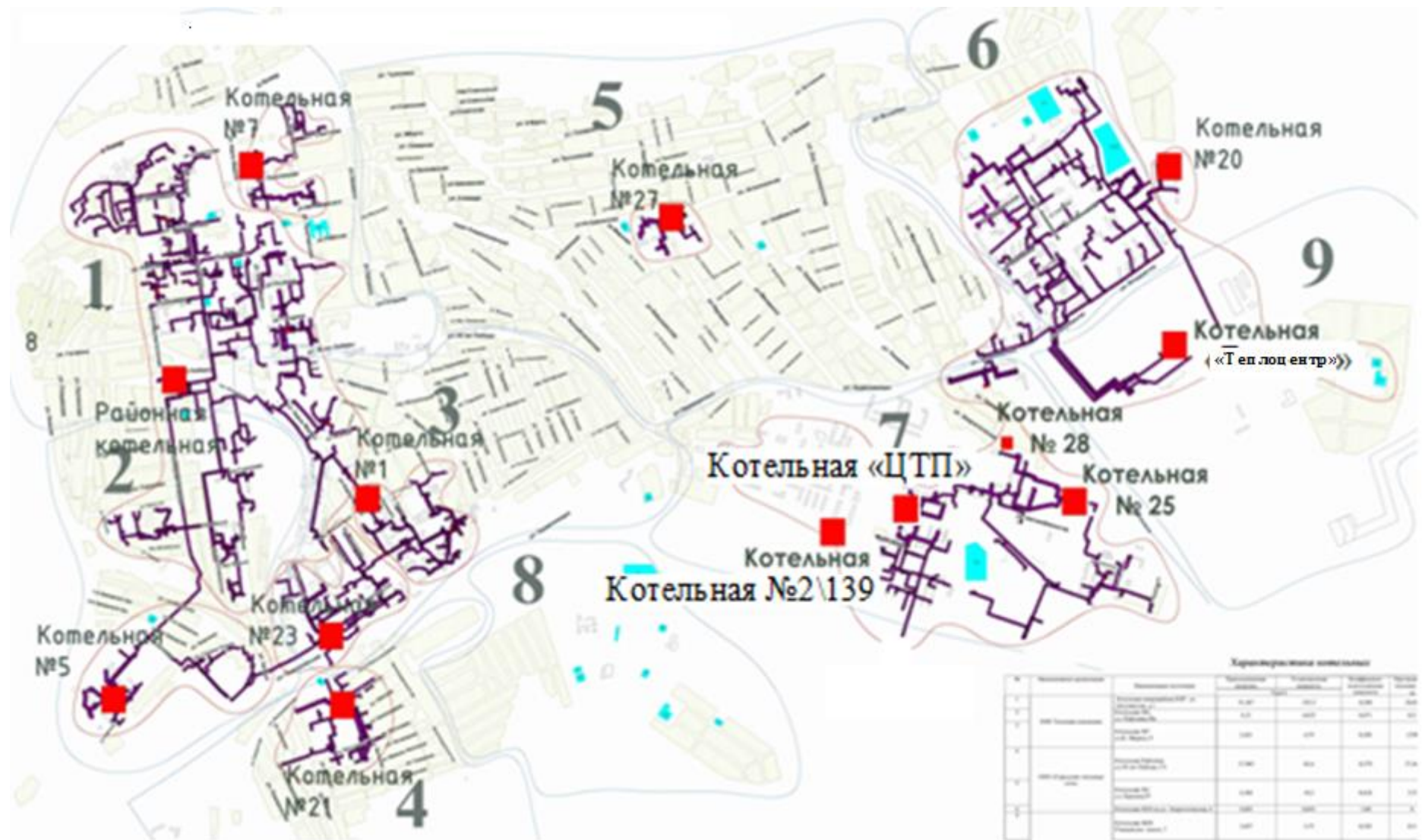


Рис. 1.21- Схема тепловых сетей г. Балашова

Протяженность сетей отопления и горячего водоснабжения в двухтрубном исчислении составляет около 86,7, средний диаметр 130 мм. Суммарная протяженность бесхозяйных тепловых сетей по приблизительным оценкам составляет около 15% от общего количества.

Для повышения надежности теплоснабжения в действующей схеме предусмотрены переемы для взаимного резервирования источников.

В табл. 1.8 представлены данные по диаметрам, протяженности, способу прокладки и годам ввода в эксплуатацию тепловых сетей для систем отопления и ГВС.

Таблица 1.8
Характеристики тепловых сетей

№ п.п.	Наименование сети/источника	Диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, км	Способ прокладки	Температурный график сети, °С	Год ввода в эксплуатацию
Котельная «Теплоцентр»						
1	АТП	57-426	11,790	Надземный	130/70	1989
2	КПТ	45-426		Надземный	130/70	1989
3	Балтекс	57-426	2,682	Подземный	130/70	1989
Котельная № 2/139						
1	№ 2	50-250	13,7	надземный	95-70	1969
Котельные принадлежащие: МУП «СТ БР»						
1	Районная котельная	50-530	27,164	Надземный, подземный	130/70	1972- 2009г.
2	№1+№23+№21	50-350	12,448	Надземный, подземный	95-70	1985- 2000г.
3	№5	50-200	1,485	Надземный, подземный	95-70	1980- 2005г.
4	№7	50-200	2,795	Надземный, подземный	95-70	1985- 2001г.
5	№20	50-100	0,310	надземный	95-70	1994 г.
6	№25	50-250	4, 246	Надземный, подземный	95-70	1977- 2003 г.
7	Котельная «ЦТП»	50-300	2,632	Надземный, подземный	95-70	1969- 2002г.
Котельная ООО «Теплоснаб»						
8	№27	32-200	1,5315	Надземный, подземный	95-70	1995- 1996г.

Замена магистральных и внутриквартальных трубопроводов выполняется ежегодно в пределах средств, предусмотренных в тарифе на тепловую энергию. Так, в 2013-2015 гг было заменено 10,5 км сетей. Исходя из срока службы

теплосетей (большинство около 25 лет), в настоящее время 80% внутриквартальных тепловых сетей г. Балашова нуждаются в замене. Фактический уровень потерь тепловой энергии в сетях составляет в среднем 15%. При этом по отдельным участкам сетей данный показатель достигает 25%.

В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях г. Балашова установлены чугунные и стальные клиновые задвижки, шаровые краны, дисковые поворотные затворы. Количество запорной арматуры определено, исходя из протяженности тепловых сетей, в соответствии с нормами, указанными в СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

Значительная часть тепловых сетей находится в ветхом состоянии и требует замены – 47,4 км.

В существующей схеме теплоснабжения г. Балашов находятся в эксплуатации 14 ТП. Потребители котельных делятся на две группы: часть потребителей непосредственно подключены к потребителям часть через ТП.

Сведения о тепловой мощности и местах расположения ТП представлены в табл.1.9.

Таблица 1.9

Тепловая мощность ТП			
№ п.п.	Наименование	Адрес	Производительность, Гкал/ч
МУП «СТБР»			
1	Тепловой пункт 12	Тимирязева 5	0,1
2	Тепловой пункт 17	Строителей 20а	0,8
3	Тепловой пункт 18	Фестивальная 17а	0,5
4	Тепловой пункт №2	Ул. К.Маркса,43	1,665+0,182
5	Тепловой пункт №3	Ул. Коммунистическая, 49	3,0+0,091
6	Тепловой пункт №4	Ул. Луначарского, 114	1,71
7	Тепловой пункт №8	Ул. Ленина, 128	3,97+2,2
8	Тепловой пункт №9	Ул. Володарского, 50	5,24
9	Тепловой пункт №10	Ул. 30 лет Победы, 170	2,42+0,16
10	Тепловой пункт №11	Ул. К. Маркса, 26	7,48+0,832
11	Тепловой пункт №13	Ул. К. Маркса, 48	1,56+0,855

№ п.п.	Наименование	Адрес	Производительность, Гкал/ч
12	Тепловой пункт №15	Проезд Пионерский, 7	0,58
13	Тепловой пункт №16	Ул. К. Маркса, 75	2,17
14	Тепловой пункт №24	Ул. Коммунистическая, 188	0,443

Характеристика основного и вспомогательного оборудования ТП представлена в табл.1-9.(см. приложение 1).

Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Изменение потребления тепловой энергии в течение года для г. Балашова в зависимости от температуры наружного воздуха и продолжительности во времени представлены на рис. 1.22.

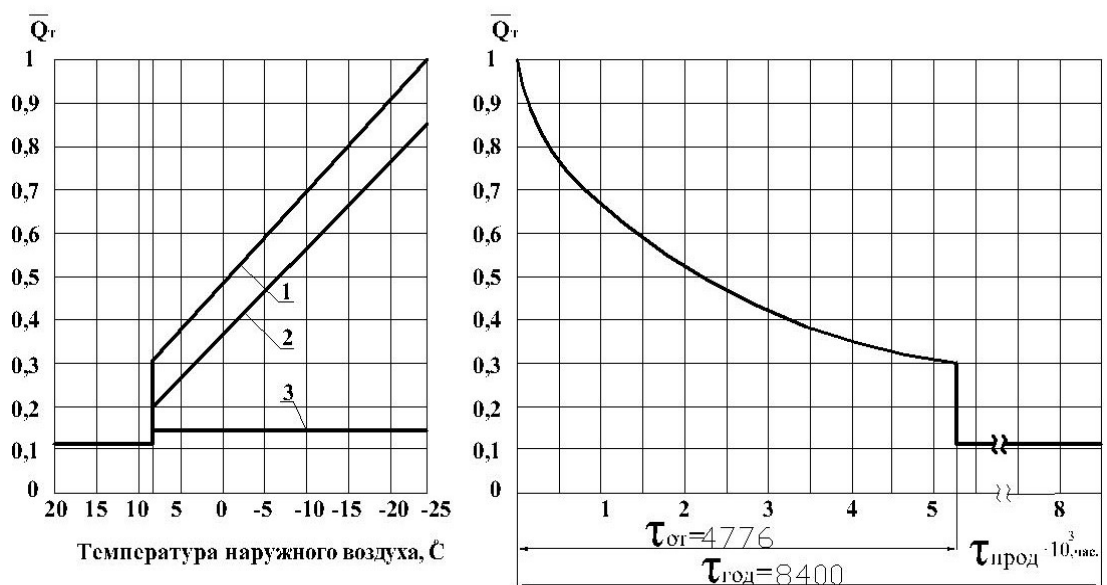


Рис. 1.22 - Графики коммунально-бытовой нагрузки в относительных единицах для г. Балашова в зависимости от температуры наружного воздуха и продолжительности: 1 – суммарная коммунально-бытовая нагрузка (Q_r); 2 – нагрузка отопления ($Q_{от}$); 3 – нагрузка ГВС ($Q_{гвс}$)

Как видно из рисунка, относительная величина коммунально-бытовой нагрузки изменяется от 0,06 до 1,0 в зависимости от температуры наружного воздуха. При продолжительности работы системы 8400 ч/год длительность

отопительного и неотопительного периодов составляют 4776 ч/год соответственно. Число часов использования максимальной тепловой нагрузки за годовой период может быть рассчитано по выражению

$$\tau = \sum_{i=1}^n \overline{Q}_i \cdot \tau_i, \quad (1.1)$$

где \overline{Q}_i – относительная тепловая нагрузка на i-режиме, определяемая по рис. 1.24; τ_i – продолжительность i-тепловой нагрузки/год; n – число рассматриваемых режимов.

Разбивая график по продолжительности (рис. 1.24) на элементарные площадки с продолжительностью τ_i , получим, что число часов использования максимума равно 2504 ч/год. Для отопительной тепловой нагрузки (без нагрузки ГВС) число часов использования максимума составляет 2325 ч/год.

Нагрузка ГВС в суточном периоде так же имеет неравномерный характер, что обусловлено режимом потребления горячей воды. На рис. 1.23 показан примерный график ГВС микрорайона в рабочие и выходные дни. Таким образом, источники теплоснабжения эксплуатируются с переменной тепловой нагрузкой, как в течение года, так и суточного периода при малой величине числа часов использования максимума нагрузки (2325-2504 ч/год). Из рис. 1.23 видно, что максимум нагрузки в 2-2,4 раза выше среднесуточной. Фактический график нагрузки ГВС из-за отсутствия приборов учета построить не представляется возможным. Наибольшие проблемы при покрытии суточного графика ГВС наблюдаются в летний ночной период, когда при отсутствии баков-аккумуляторов источник эксплуатируется на техническом минимуме по отпуску теплоты.



Рис. 1.23 - Суточный график горячего водоснабжения жилого района

На источниках теплоты для разнородных потребителей применяется центральное качественное регулирование по нагрузке отопления (за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха). Расчетным температурным графиком является отопительно-бытовой (регулирование по отопительной нагрузке). Для каждого источника тепла разработан свой график регулирования в связи с различными параметрами теплоносителя, устанавливающий связь между параметрами теплоносителя (температура при качественном регулировании) и температурой наружного воздуха как основного фактора, определяющего переменный характер составляющих теплового баланса здания в течение отопительного сезона.

Температурные графики сетевой воды крупных источников теплоты показаны на рис. 1.24-1.25.

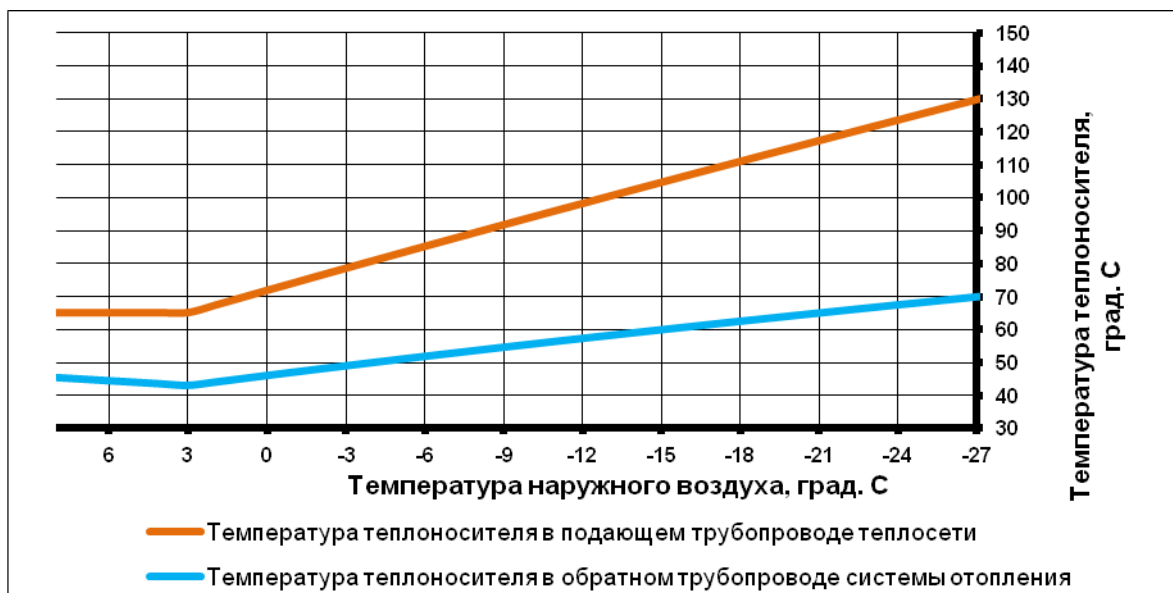


Рис. 1.24-Температурный график сетевой воды Котельная «Балтекс»

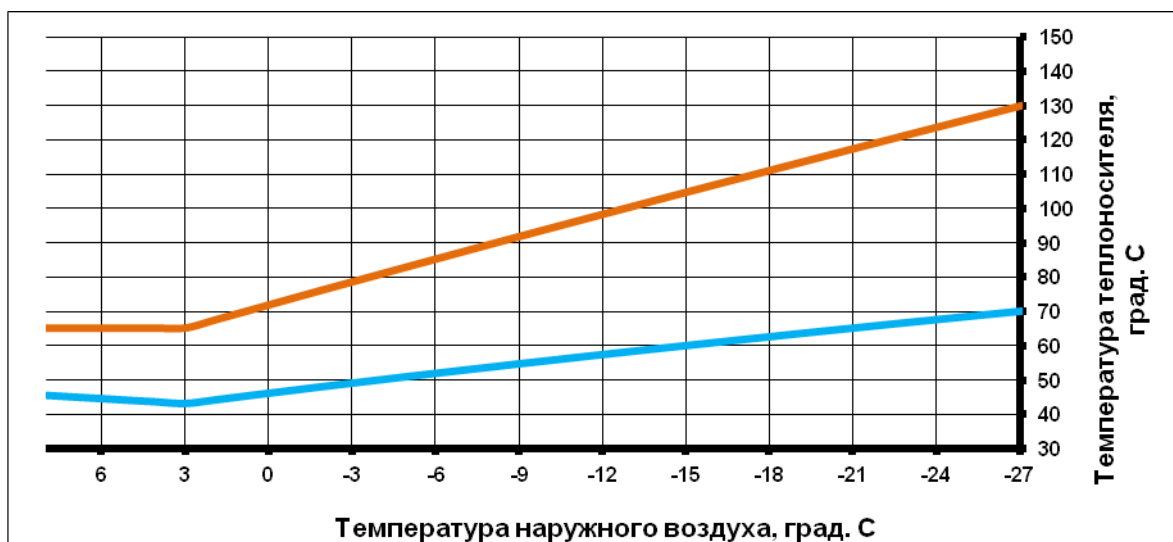


Рис. 1.25 - Температурный график сетевой воды Районной котельной

В котельной № 2/139 тепловая сеть работает круглогодично по температурному графику 95-70 °С с изломом на 70 °С при температуре наружного воздуха -9 °С

Фактические температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах могут отличаться от заданного графика.

Данные о повреждаемости сетей, находящихся на балансе МУП БМР «СТБР», ООО «Теплоцентр», в период с 2010 по 2018 гг. показаны на рис. 1.26. Наибольшее количество повреждений приходится на подающие трубопроводы

подземной прокладки со сроком службы от 15-20 лет (как раз тот период, когда допускались грубые нарушения технологии ремонта). По типу коррозии повреждения распределяются примерно поровну между внутренней и наружной коррозией. Основными причинами возникновения наружной коррозии являются дефекты строительных конструкций тепловых камер и непроходных каналов, и неудовлетворительная герметизация плит перекрытий каналов, а также затопляемость каналов и камер в период паводков и обильных дождей. Главной причиной возникновения внутренней коррозии является неудовлетворительное качество металла трубопроводов тепловых сетей, что подтверждается свищами в трубопроводах при сроке службы эксплуатации в 20-25 лет, а также попаданием воздуха в трубопроводы при пуске их в эксплуатацию после выполнения ремонтных работ в тепловых сетях в межотопительный период. Степень износа тепловых сетей составляет более 60%.

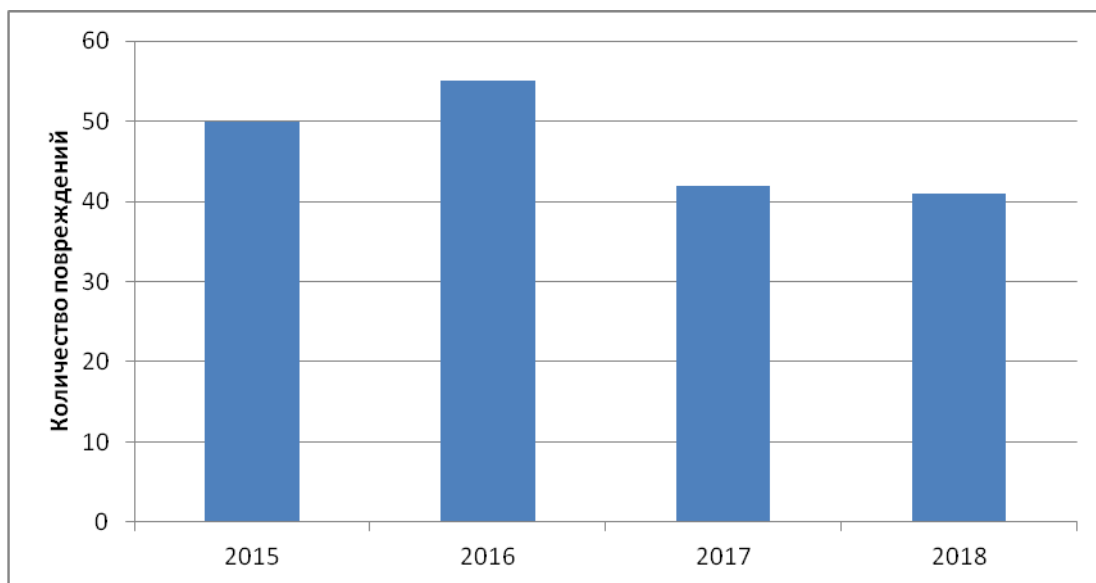


Рис. 1.26- Количество повреждений в тепловых сетях

В настоящее время состояние тепловых сетей определяется методом опрессовки в неотопительный период с целью исключения повреждений в отопительный период. Гидравлические испытания позволяют определить места разгерметизации трубопроводов. На основании результатов испытания трубопроводов на прочность определяется фактическое состояние и планируются работы по ремонту трубопроводов.

В соответствии с требованиями «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (Минэнерго России №115 от 21.03.03 г) и «Типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» (РД 153-34.0-20.507-98) гидравлические испытания на прочность проводятся ежегодно.

В 2019г. Системы теплоснабжения, принадлежащие министерству обороны РФ, ООО «Теплоцентр», МУП «СТБР» выполнили работы по опрессовке трубопроводов тепловых сетей.

Предписаний надзорных органов о запрещении эксплуатации участков тепловой сети в настоящий момент нет.

Нормативные тепловые потери при передаче тепловой энергии и передаче теплоносителя определены на основании приказа № 325 от 30 декабря 2008г «Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии». Величины тепловых потерь при транспорте теплоносителя в сетях представлены в табл. 1.10 на основании данных теплоснабжающих организаций.

Таблица 1.10

Потери теплоты при транспорте теплоносителя в сетях за 2018г.

№ п/п	Наименование котельной	Выработка тепловой энергии (Гкал)	Отпуск с коллекторов или окупная тепловая энергия (Гкал)	Собственные нужды (Гкал)	Потери в теплосетях (Гкал)	% потерь тепловой энергии	Полезный отпуск теплоты, Гкал
1	Районная котельная	96879,41	93973,03	2906,38	13253,812	14,10	80719,22
2	Котельная №1	15286,16	14827,58	458,584	1020,0188	6,88	13807,5575
3	Котельная №5	8404,844	8152,7	252,145	37,6538	0,46	8115,0457
4	Котельная №7	6710,377	6509,066	201,311	1085,5929	16,68	5423,4735
5	Котельная №20	3231,463	3134,519	96,9439	744,7822	23,76	2389,7372
6	Котельная №23	26354,90	25564,25	790,647	4930,6071	19,29	20633,6477
7	Котельная №25	14997,13	14547,23	449,914	3107,78	21,36	11439,4455
8	Котельная ЦТП	24018,8279	23298,26	720,564	4780,7397	20,52	18517,5234
9	Теплогенераторная	347,2255	347,2255	0	76,4552	22,02	270,7703
10	Котельная №28	86,7179	86,7179	0	14,5843	16,82	72,1336
11	Котельная ООО "Теплоцентр"	44230,2299	42903,32	0	11600,204	27,04	31303,1186
12	Котельная №	42644	41415,85	1228,147	4699,3688	11,35	36716,484

№ п/п	Наименование котельной	Выработка тепловой энергии (Гкал)	Отпуск с коллекторов или окупная тепловая энергия (Гкал)	Собственные нужды (Гкал)	Потери в теплосетях (Гкал)	% потерь тепловой энергии	Полезный отпуск теплоты, Гкал
	2/139						
	Итого	283191,303	274759,8	7104,641	45351,5987	16,43	229408,157

На основании баланса производства и потребления тепловой энергии следует, что величина тепловых потерь тепловой энергии в целом по системе теплоснабжения составляет 16,43%. На собственные нужды приходится около 2,5-3% от выработки теплоты на источнике.

Типы присоединения теплопотребляющих установок.

Схемы присоединения местных систем отопления в основном зависимая. Присоединение ТП к тепловым сетям выполнено по двум схемам: Первая схема - одноступенчатая, присоединение водоподогревателей горячего водоснабжения с автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление и зависимым присоединением систем отопления в ТП и ИТП (рис.1.29). Вторая - двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий микрорайонов с зависимым присоединением систем отопления. Присоединение ТП к тепловым сетям выполнено по одной схеме с зависимым подключением системы отопления через узел смешения и ГВС через водоподогреватель. Для качественного регулирования тепловой нагрузки в тепловых пунктах предусмотрен насос смешения. Схема присоединения подогревателей ГВС в ТП и ИТП представлена на рис.1.27.

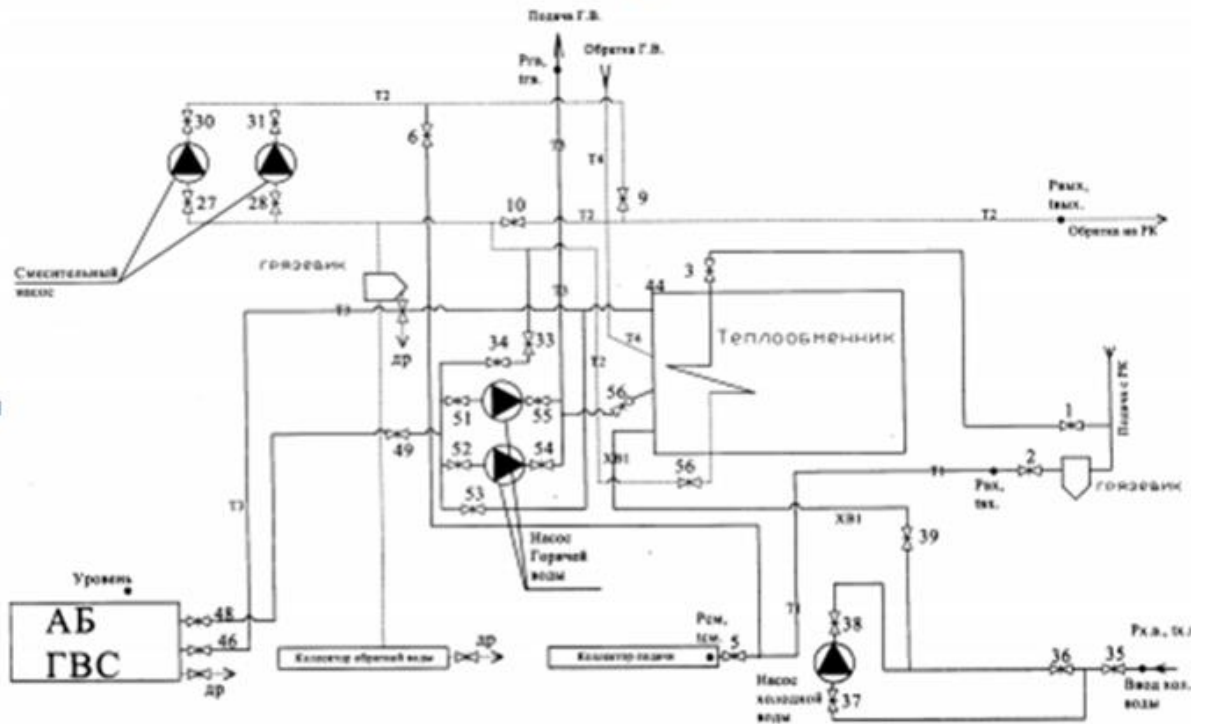


Рис. 1.27 - Схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения узла смешения системы отопления.

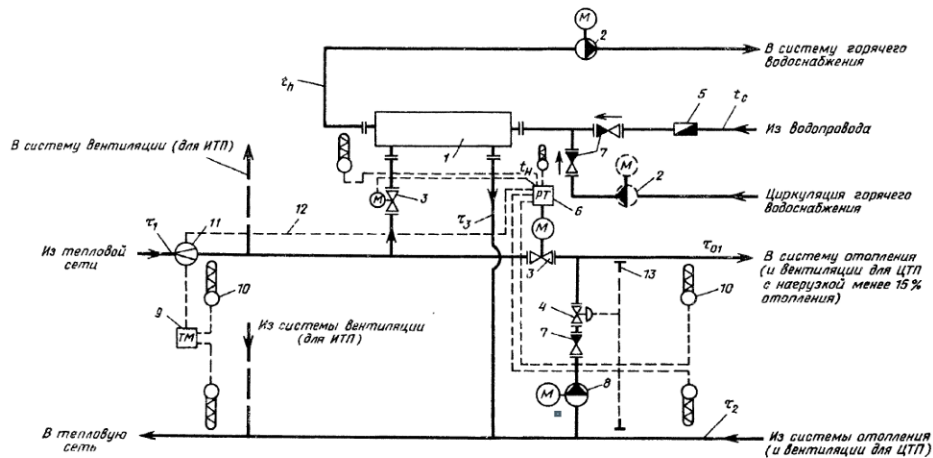


Рис 1.28 - Одноступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление и зависимым присоединением систем отопления в ТП и ИТП;

1-водоподогреватель горячего водоснабжения; 2 повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром —циркуляционный насос); 3 — регулирующий клапан с электроприводом; 4 — регулятор перепада давлений (прямого действия); 5 —водомер для холодной воды; 6 —регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода

сетевой воды на ввод; 7 — обратный клапан; 8 -корректирующий подмешивающий насос; 9-теплосчет-чик. 10 - датчик температуры, 11 -датчик расхода воды; 12 — сигнал ограничения максимального расхода воды из тепловой сети на ввод; 13 — датчик давления воды в трубопроводе.

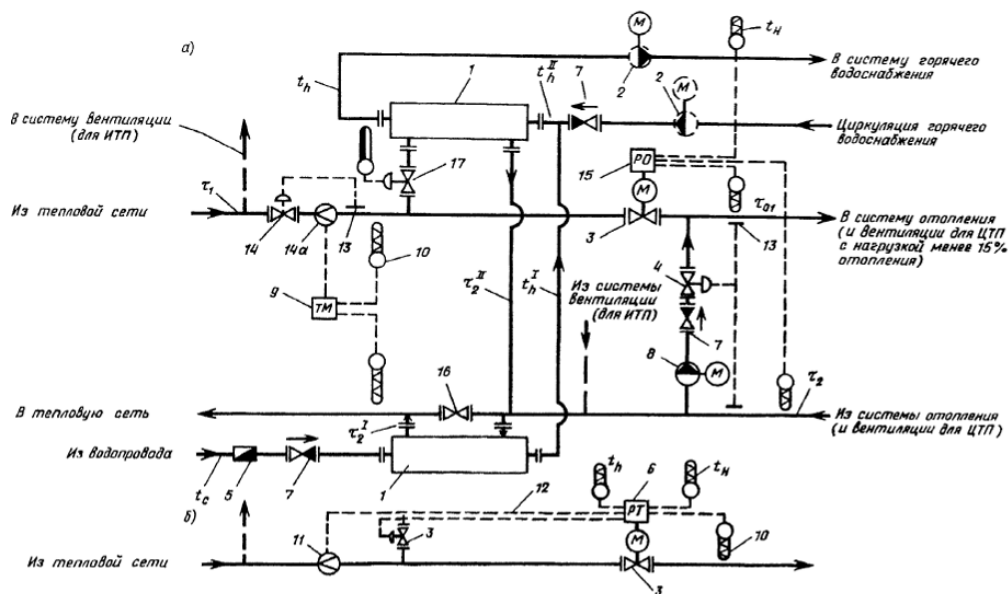


Рис.1.29 - Двухступенчатая схема присоединения вод подогревателе горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий жилых микрорайонов с зависимым присоединением систем отопления ТП и ИТП

1 - 13 см. рис. 1.28,14—регуляторы ограничения максимального расхода воды на ввод (прямого действия); 14а—датчик расхода воды в виде сужающего устройства (камерная диафрагма); 15—регулятор подачи теплоты на отопление; 16-задвижка, нормально закрытая; 17 - регулятор подачи теплоты на горячее водоснабжение.

Реализация тепловой энергии большей части населения в многоквартирных и жилых домах осуществляется на основании установленных нормативов потребления коммунальных услуг. На уровне середины 2016 г. обеспеченность многоквартирных домов приборами учета тепловой энергии составила 14%. В период 2017-2020 гг. ожидается увеличение до 90% количества многоквартирных домов, оборудованных приборами учета тепловой энергии.

Неравномерное потребление горячей воды особенно в летний период требует синхронного регулирования отпуска теплоты на источнике или в тепловом пункте. Применение баков аккумуляторов дает возможность

выровнять колебания нагрузки. Данные о местах установки аккумуляторов горячей воды представлены в табл.1.11.

Таблица 1.11

Характеристики аккумуляторов горячей воды

Место установки	Наименование оборудования	Объем, м ³	Количество, шт.	Дата монтажа
Котельная районная	Бак аккумулятор	1000	3	1992
Котельная №7	Бак аккумулятор	30	1	1997
ТП №8	Бак аккумулятор	30	1	2002
ТП№11	Бак аккумулятор	60	1	1987
Котельная №27	Бак аккумулятор	60	1	1988

Уровень автоматизации ТП.

На ТП для поддержания давления сетевой воды в подающих трубопроводах установлены регулирующие клапаны, поддерживающие заданное давление в системах теплоснабжения (по принципу действия до себя и после себя). Также присутствуют регуляторы температуры, необходимые для поддержания заданной температуры ГВС.

Автоматическое включение резервного насосного оборудования при понижении давления в нагнетающей патрубке осуществляется с помощью электроконтактного манометра (ЭКМ).

Измерение давления на насосных ТП осуществляется манометрами с классом точности 1,5; 2,0. Измерение температуры сетевой воды осуществляется с помощью ртутных и спиртовых термометров.

Измерение параметров теплоносителя осуществляется только на тепловых источниках, ТП.

В ЦТП насосы ГВС оснащены частотно-регулируемыми приводами (ЧРП), обеспечивающими автоматическое поддержание заданного давления в водоразборном коллекторе путем изменения частоты вращения электродвигателя.

Сведения о наличии измерительных приборов и приборов учета представлены в табл.15 (см. приложение 1).

Сведения о защите тепловых сетей

Система теплоснабжения города характеризуется наличием протяженных сетей большого диаметра, поэтому в таких системах присутствует высокая вероятность нарушения надежного гидравлического режима.

Применение специальных устройств позволят повысить надежность работы системы теплоснабжения. К ним относятся:

- устройства для сброса давлений;
- применение ЧРП;
- мембранные предохранительные устройства;
- демпфирующие устройства;
- устройства плавного пуска.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

В г. Балашове в основном преобладают жилые микрорайоны, промышленные зоны отсутствуют.

Зоны действия источников выделены цветом и показаны на рис.1.30 – 1.41. Как видно из рисунков, наибольшей является зона теплоснабжения котельная ООО «Теплоцентр».

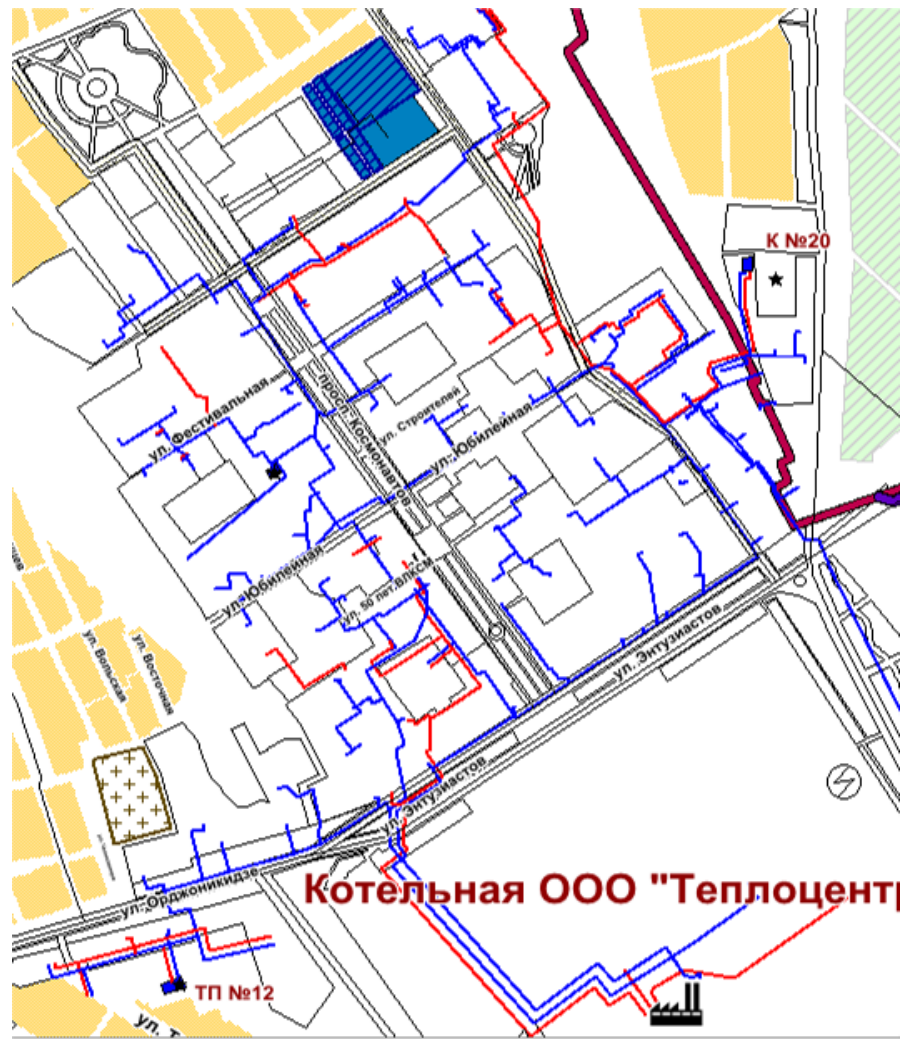


Рис.1.30 - Зона действия Котельной «Балтекс» (ООО «Теплоцентр»)



Рис.1.33 - Зона действия котельной «ЦТП»

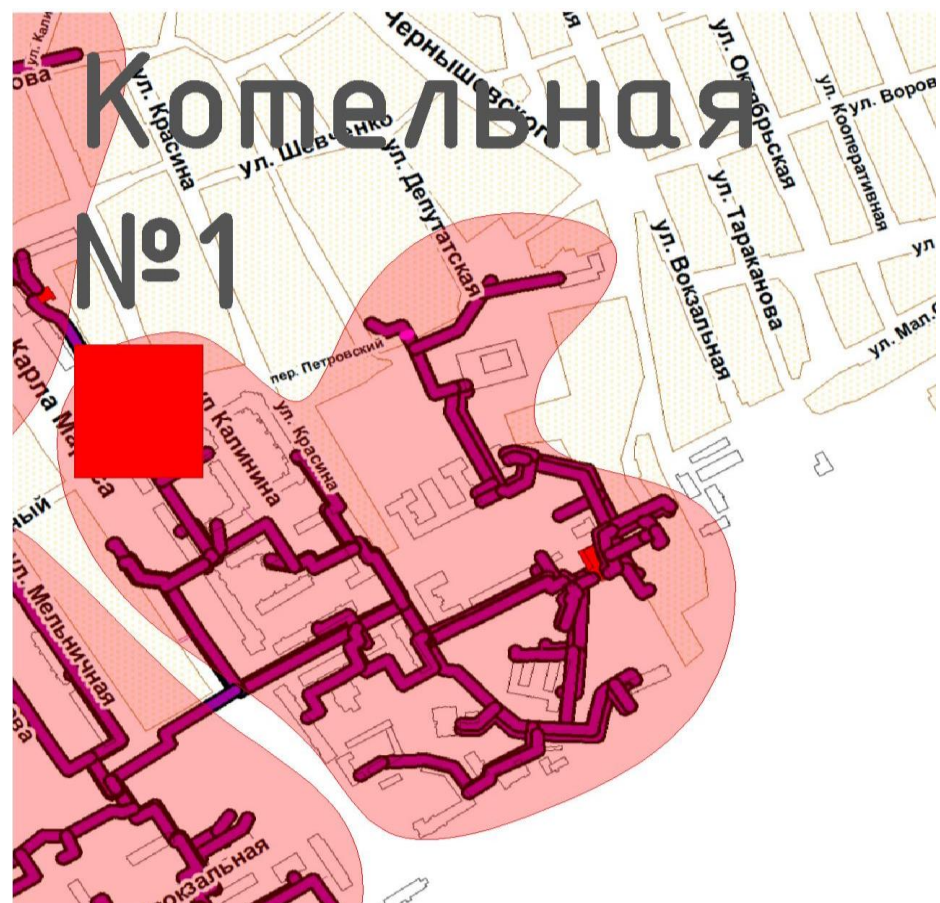


Рис.1.34 - Зона действия котельной №1

Котельная №5

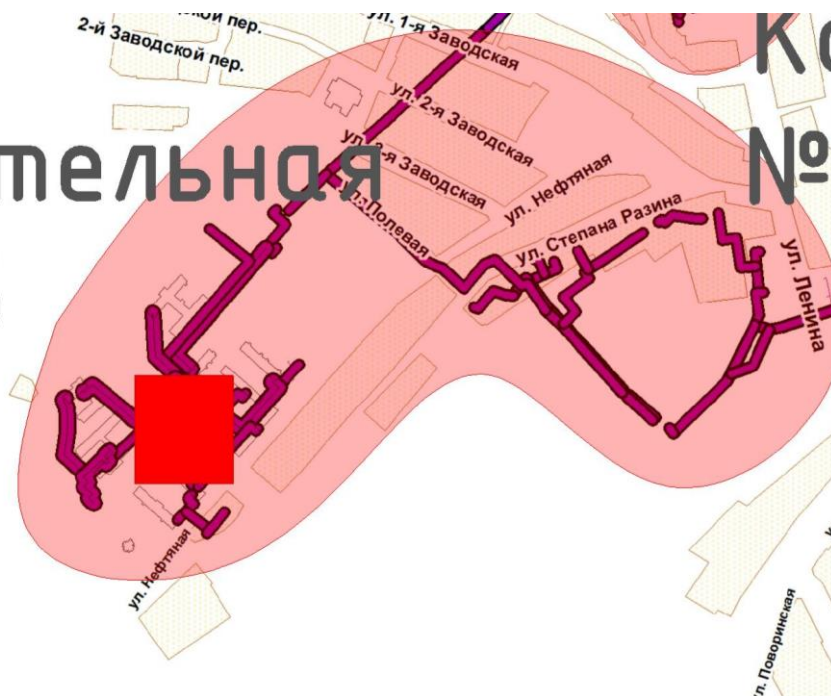


Рис.1.35 - Зона действия котельной №5

Котельная №7

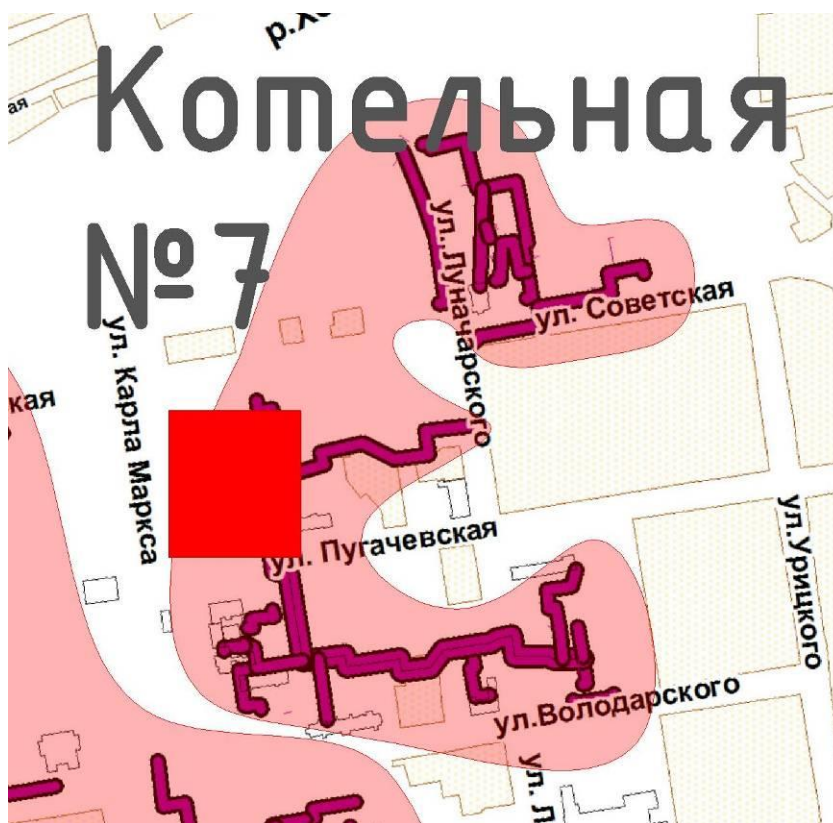


Рис.1.36 - Зона действия котельной №7

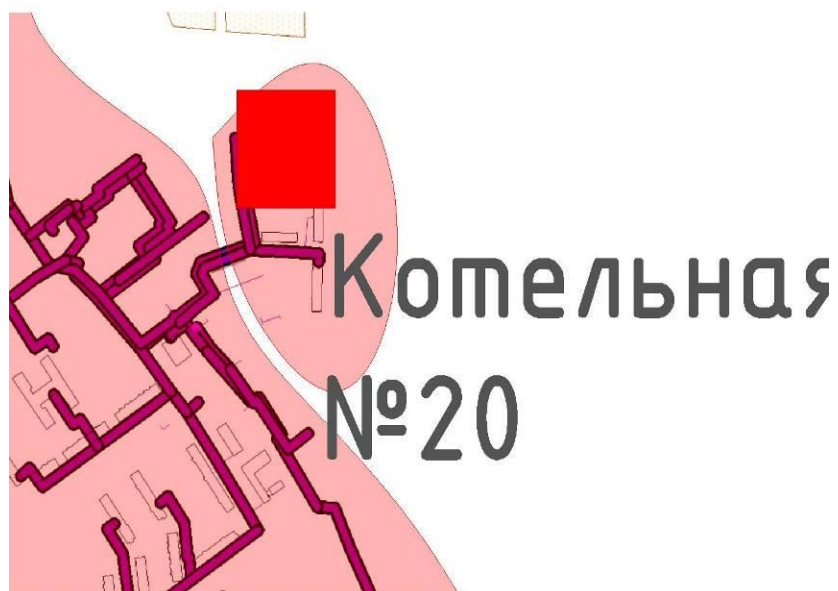


Рис.1.37 - Зона действия котельной №20

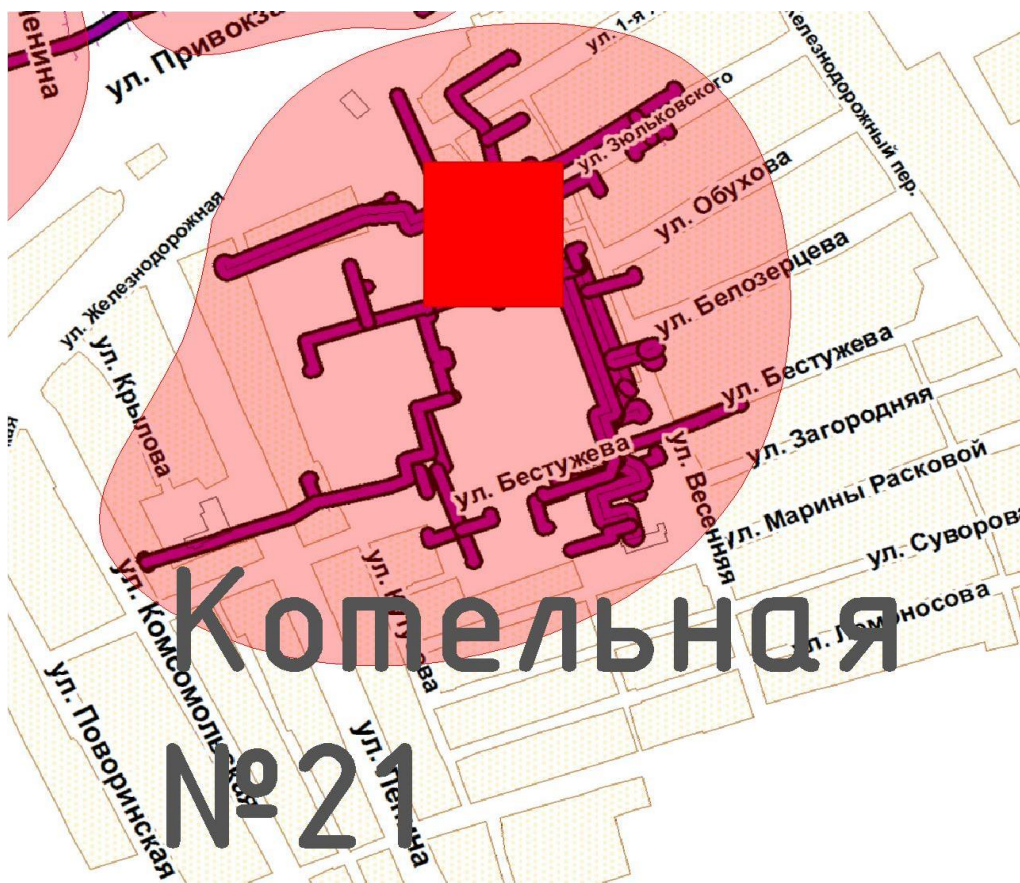


Рис.1.38 - Зона действия котельной №21 (в режиме ТП)

2	Котельная № 2/139	23,5	6,4	42644,85	11940	30704
3	Котельная Районная	33,53	3,84	96879,41	14768,1	70215,33
4	Котельная №1	4,85	2,33	15286,16	4391,11	10768,49
5	Котельная №5	2,6	0,86	8404,85	3836,11	9775,79
6	Котельная №7	3,9	0,41	6710,38	743,79	8787,01
7	Котельная №20	1,39	0,61	3231,46	1516,62	1021,88
9	Котельная №23	10,585	2,095	26354,9	2653,30	20346
10	Котельная №25	6,094	0,778	14997,14	308,67	12023,83
11	Котельная №27	2,46	0,4	4759,8	665,70	4094,1
12	Котельная «ЦТП»	5,57	1,68	24018,82	14768,1	70215,33
13	Котельная №28	0,043	0	86,7	0	67,35
14	Советская, 231	0,26	0	347,23	0	347,23
	Итого:			373164,7		
15	Котельная ГАОУСПО (медицинское училище)	0,2	0	502	0	502
16	Котельная ДЮСШ	0,412	0,338	1882,5	848,38	1034,12
17	Котельная ФГБОУ ВПО	1,02	0,18	3012	451,8	2560,2
18	Котельная ФГБОУ ВПО	0,412	0,338	1882,5	848,38	1034,12
19	Котельная СОШ №11	0,03	0	75,3	0	75,3
	Всего:	142,418	26,784	7354,3	74120,45	399390,6

Нормативы потребления коммунальных услуг для населения Саратовской области утверждены приказом от №30 от 31.05.13[10] Управлением по регулированию тарифов и энергосбережению Саратовской области. Нормативы потребления населением коммунальных услуг по холодному водоснабжению, горячему водоснабжению и отоплению в жилых помещениях, определенные из конструктивных и технических параметров многоквартирных или жилых домов, представлены в табл.1.13 - 1.14. Нормативы для горячего и холодного водоснабжения дифференцированы в зависимости от износа внутридомовых инженерных систем, вида системы теплоснабжения (открытая, закрытая). Нормативы водоотведения также зависят от износа внутридомовых инженерных систем, вида системы теплоснабжения (открытая, закрытая).

Таблица 1.13

Нормативы потребления населением коммунальной услуги отопления в жилых помещениях г. Балашова

- отопление в жилых домах с централизованными	Равными долями в течение года	Только в период отопительного	Равными долями в течение	Только в период отопительно
---	-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------------------	-----------------------------------

системами теплоснабжения, в том числе по предприятиям:	(1/12)	сезона (1/6)	года (1/12)	го сезона (1/6)
МУП «СТБР»			0,02 Гкал/м ²	0,04 Гкал/м ²
	0,0192 Гкал/м ²	0,0384 Гкал/м ²		
	0,0192 Гкал/м ²	0,0384 Гкал/м ²		
	0,0192 Гкал/м ²	0,0384 Гкал/м ²		
	0,0192 Гкал/м ²	0,0384 Гкал/м ²		
ООО «Теплоцентр»	0,019 Гкал/м ²	0,038 Гкал/м ²		
- горячее водоснабжение в жилых домах с централизованными системами горячего водоснабжения	0,16 Гкал/чел		0,16 Гкал/чел	
- при наличие прибора учета (0,16 Гкал: 3,2 м ³)	0,05 Гкал/м ³		0,05 Гкал/м ³	

В соответствии с представленными данными производился расчет потребления тепловой энергии потребителями в случае отсутствия приборов учета тепловой энергии или их выхода их из строя.

Расчет годового нормативного потребления тепловой энергии выполняется «Методикой определения расхода топлива, электроэнергии и воды на выработку тепла отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий» [22, 8].

Таблица 1.14

Удельные тепловые характеристики для отопления q_o и вентиляции q_v для общественных зданий

Наименование здания	Объем здания по наружному обмеру V_n , тыс. м ³	Удельная тепловая характеристика общественных зданий при $t_o = -30$ °С Вт/(м ³ ·°С) [ккал/(ч·м ³ ·°С)]	
		для отопления q_o	для вентиляции q_v
Административные здания	До 5	0,500 (0,43)	0,105 (0,09)
	5,01 - 10	0,442 (0,38)	0,093 (0,08)
	10,01 - 15	0,407 (0,35)	0,081 (0,07)
	Более 15	0,372 (0,32)	0,186 (0,16)
Клубы	До 5	0,430 (0,37)	0,291 (0,25)
	5,01 - 10	0,384 (0,33)	0,267 (0,23)

Наименование здания	Объем здания по наружному обмеру V_n , тыс. м ³	Удельная тепловая характеристика общественных зданий при $t_o = -30\text{ }^\circ\text{C}$ Вт/(м ³ ·°C) [ккал/(ч·м ³ ·°C)]	
		для отопления q_o	для вентиляции q_v
	Более 10	0,349 (0,30)	0,233 (0,20)
Кинотеатры	До 5	0,419 (0,36)	0,500 (0,43)
	5,01 - 10	0,372 (0,32)	0,454 (0,39)
	Более 10	0,349 (0,30)	0,442 (0,38)
Театры	До 10	0,337 (0,29)	0,447 (0,41)
	10,01 - 15	0,314 (0,27)	0,465 (0,40)
	15,01 - 20	0,256 (0,22)	0,442 (0,38)
	20,01 - 30	0,233 (0,20)	0,419 (0,36)
	Более 30	0,209 (0,18)	0,395 (0,34)
Универмаги, универсамы, магазины	До 5	0,442 (0,38)	0,093 (0,08)
	5,01 - 10	0,384 (0,33)	0,314 (0,27)
	Более 10	0,361 (0,31)	
Детские сады и ясли	До 5	0,442 (0,38)	0,128 (0,11)
	Более 5	0,395 (0,34)	0,116 (0,10)
Школы	До 5	0,454 (0,39)	0,105 (0,09)
	5,01 - 10	0,407 (0,35)	0,093 (0,08)
	Более 10	0,384 (0,33)	0,08 (0,07)
Лабораторные корпуса	До 5	0,430 (0,37)	1,163 (1,0)
	5,0 - 10	0,407 (0,35)	1,105 (0,95)
	Более 10	0,384 (0,33)	1,047 (0,90)
Высшие учебные заведения, техникумы, колледжи	До 10	0,407 (0,35)	-
	10,01 - 15	0,384 (0,33)	0,116 (0,10)
	15,0 - 20	0,349 (0,30)	0,093 (0,08)
	Более 20	0,279 (0,24)	0,093 (0,08)
Поликлиники, амбулатории, диспансеры	До 5	0,465 (0,40)	-
	5,01 - 10	0,419 (0,36)	0,291 (0,25)
	10,01 - 15	0,372 (0,32)	0,267 (0,23)
	Более 15	0,349 (0,30)	0,256 (0,22)
Больницы	До 5	0,465 (0,40)	0,337 (0,29)
	5,01 - 10	0,419 (0,36)	0,326 (0,28)
	10,01 - 15	0,372 (0,32)	0,302 (0,26)
	Более 15	0,349 (0,30)	0,291 (0,26)
Бани	До 5	0,326 (0,28)	1,163 (1,0)
	5,01 - 10	0,291 (0,25)	1,105 (0,95)
	Более	0,267 (0,23)	1,047 (0,90)
Прачечные	До 5	0,442 (0,38)	0,930 (0,80)
	5,01 - 10	0,384 (0,33)	0,907 (0,78)
	Более 10	0,361 (0,31)	0,872 (0,75)
Гостиницы	До 5	0,500 (0,43)	0,377 (0,32)
	5,01 - 10	0,442 (0,38)	0,335 (0,29)

Наименование здания	Объем здания по наружному обмеру V_n , тыс. м ³	Удельная тепловая характеристика общественных зданий при $t_o = -30\text{ }^\circ\text{C}$ Вт/(м ³ ·°C) [ккал/(ч·м ³ ·°C)]	
		для отопления q_o	для вентиляции q_v
	10,01 - 15	0,407 (0,45)	0,293 (0,25)
	Более 15	0,372 (0,32)	0,754 (0,65)
Предприятия общественного питания, фабрики-кухни, рестораны, кафе	До 5	0,407 (0,35)	0,814 (0,70)
	5,01 - 10	0,384 (0,33)	0,756 (0,65)
	Более 10	0,349 (0,30)	0,698 (0,60)
Пожарные депо	До 2	0,558 (0,48)	0,163 (0,14)
	2,01 - 5	0,535 (0,46)	0,105 (0,09)
	Более 5	0,523 (0,45)	0,105 (0,09)
Гаражи	До 2	0,814 (0,70)	-
	2,01 - 3	0,698 (0,60)	-
	3,01 - 5	0,640 (0,55)	0,814 (0,70)
	Более 5	0,582 (0,50)	0,756 (0,65)

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности-нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки котельных представлены в табл. 1.15.

Таблица 1.15

Балансы установленной и присоединенной мощностей котельных

Наименование котельной,	Единица измерения, Гкал/ч	Установленная мощность	Располагаемая тепловая мощность	Тепловая мощность нетто	Подключенная нагрузка	Потери тепловой мощности в сетях	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности
Котельная «Теплоцентр»	Гкал/ч	90	90	53,15	51,56	4,1248	32,72
Котельная № 2/139	Гкал/ч	53,65	53,65	30,82	29,9	2,392	20,43
Котельная Районная	Гкал/ч	65,6	65,6	38,53	37,37	2,9896	24,08
Котельная №1	Гкал/ч	10,3	10,3	7,40	7,18	0,5744	2,32
Котельная №5	Гкал/ч	4,835	4,835	3,57	3,46	0,2768	0,99

Наименование котельной,	Единица измерения, Гкал/ч	Установленная мощность	Располагаемая тепловая мощность	Тепловая мощность нетто	Подключенная нагрузка	Потери тепловой мощности в сетях	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности
Котельная №7	Гкал/ч	4,79	4,79	4,44	4,31	0,3448	0,00
Котельная №20	Гкал/ч	3,75	3,75	2,06	2	0,16	1,53
Котельная №23	Гкал/ч	17,92	17,92	13,07	12,68	1,0144	3,83
Котельная №25	Гкал/ч	9	9	7,08	6,87	0,5496	1,37
Котельная №27	Гкал/ч	5,7	5,7	2,95	2,86	0,2288	2,52
Котельная «ЦТП»	Гкал/ч	10,2	10,2	7,47	7,25	0,58	2,15
Котельная №28	Гкал/ч	0,043	0,043	0,043	0,043	0	0
Котельная ГАОУСПО (медицинское училище)	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0
Котельная ДЮСШ	Гкал/ч	0,75	0,75	0,75	0,75	0	0
Котельная ФГБОУ ВПО	Гкал/ч	1,2	1,2	1,2	1,2	0	0
Котельная ФГБОУ ВПО	Гкал/ч	0,75	0,75	0,75	0,75	0	0
Котельная ул. Советская, 213	Гкал/ч	0,26	0,26	0,26	0,26	0	0

Анализ данных, представленных в таблице, позволяет сделать вывод, что существующие источники в полном объеме обеспечивают потребителей тепловой энергией (в расчетном режиме при температуре наружного воздуха – 29⁰С). На котельных имеется резерв тепловой мощности, поэтому расширение технологических зон действия некоторых котельных вполне возможно. Необходимо предусмотреть взаимное резервирование котельных, так как в соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» [26] располагаемая мощность источников теплоты должна обеспечить 87 % расчетной тепловой нагрузки при выходе из строя одного из энергоагрегатов и обязательным покрытием 100% нагрузки потребителей первой категории.

Дефицита пропускной способности существующие сети не имеют.

1.7. Балансы теплоносителя

Подготовка воды для подпитки тепловых сетей состоит в удалении из неё веществ, образующих накипь на греющих поверхностях водогрейных котлов и подогревателей, а также осадков коллоидных и органических веществ, гидроокиси железа и т.д.. Водоподготовительные установки источников и ЦТП должны обеспечивать технически неизбежные потери теплоносителя в водяных тепловых сетях.

Исходной водой при подготовке химочищенной воды (ХВО) для подпитки тепловой сети и энергетических котлов является вода из городского водопровода. Схема очистки питательной и подпиточной воды на источниках включает следующие стадии. Из городского водопровода вода насосами сырой воды подаётся на механические фильтры (осветлители) для снижения содержания соединений железа, далее в схеме установлены Na-катионитовые фильтры первой ступени очистки для снижения жёсткости исходной воды. После первой ступени очистки вода попадает в деаэратор подпитки тепловых сетей и на вторую ступень очистки для паровых котлов.

Технические характеристики водоподготовительных установок приведены в табл. 1.19. Величина нормативной подпитки тепловой сети определена в соответствии СНиП 41-02-2003 [26] «Тепловые сети» на основании данных объемов наружных и внутренних тепловых сетей. Результаты расчетов нормативной подпитки от котельных представлены в табл. 1.16 и рис. 1.42.

Таблица 1.16

Технические характеристики водоподготовительных установок

Наименование источника	Оборудование ХВО	Количество, шт	Производительность, м ³ / час.
Котельная Районная	2 ступени Na-катионирования	3	48,3
Котельная №1	От кот. №23	От кот. №23	От кот. №23
Котельная №5	2 ступень Na-катионирования	3	2,32
Котельная №7	2 ступень Na-катионирования	3	2,32

Наименование источника	Оборудование ХВО	Количество, шт	Производительность, м ³ / час.
Котельная №23	2 ступень Na-катионирования	5	12,2
Котельная №25	2 ступень Na-катионирования	3	13,1
Котельная №27	2 ступень Na-катионирования	4	3,9
Котельная ЦТП	От кот №25		
Котельная №28	2 ступень Na-катионирования	-	Нет
Котельная «Теплоцентр»	2ступени Na-катионирования	-	-
Котельная № 2/139	2ступени Na-катионирования	6	540

Оборудование водоподготовительной установки котельной №23 обеспечивает подпитку тепловой сети котельных №1 и №21.

Производительность ВПУ должна обеспечивать расход подпиточной воды на восполнение утечек из тепловой сети.

Баланс производительности ВПУ и фактического водопотребления представлен в табл.1.17.

Таблица 1.17

Баланс производительности ВПУ и нормативного потребления воды

Наименование источника	Производительность, м ³ /ч	Нормативное водопотребление, м ³ /ч	Дефицит, (-)/резерв, (+), м ³ /ч	Емкость бака очищенной воды, м ³
Районная Котельная	48,3	6,8	41,5	1000
Котельная №5	2,32	0,4	1,92	60
Котельная №7	2,32	0,4	1,92	60
Котельная №23	12,2	1,0	11,2	50
Котельная №25	13,1	4,1	9	60
Котельная №27	3,9	0,3	3,6	60
Котельная «ЦТП»	3	1		
Котельная «Теплоцентр»	-	8,1	-	600
Котельная № 2/139 мин-ва обороны	-	2,7	-	1000

По данным теплоснабжающих организаций за 2018 год фактическое потребление воды от котельных и ТП не превышало нормативных значений. Таким образом, следует отметить, что производительность ВПУ источников способна обеспечить 100% потребности системы теплоснабжения в химически очищенной воде.

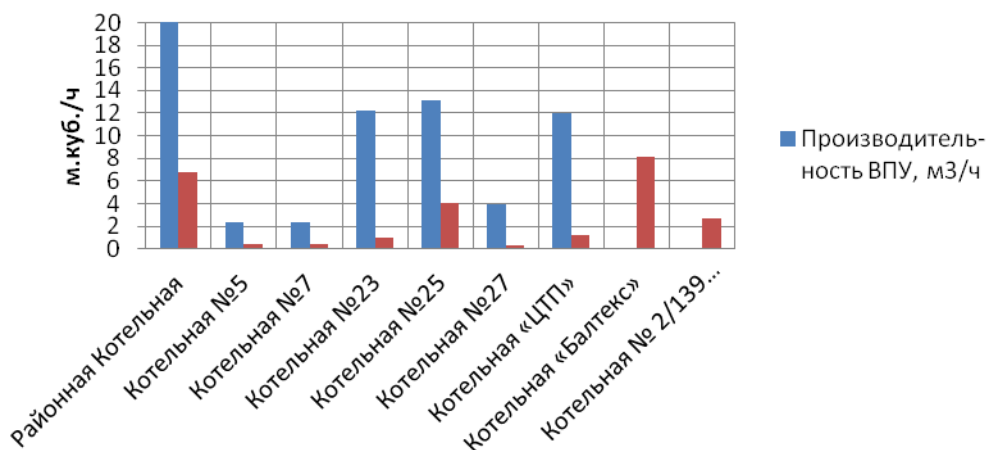


Рис.1.42- Производительность ВПУ и нормативное водопотребление

На данный момент дефицита производительности ВПУ нет. В случае аварии на теплотрассе от котельных предусмотрена подпитка тепловой сети городской водой. Как видно из таблицы, на всех источниках имеется емкость для очищенной воды, а фактическое потребление воды ниже, чем производительность ВПУ.

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения
ТОПЛИВОМ

Котельные г. Балашова являются крупнейшими потребителями природного газа города. Основным топливом для котельных является природный газ. В качестве резервного топлива на некоторых котельных предусмотрен мазут, на остальных котельных резервное топливо отсутствует. Объем газа поставляемого на источники за последние три года представлен в табл.1.18.

Таблица 1.18
Топливный баланс источников за 2016-2018гг.

Наименование источника	Основное топливо	Единицы измерения	Поставка топлива	Использовано топлива
2016				
Котельная «Теплоцентр»	Природный газ	м ³ /год	19363000	1936300
Котельная № 2/139	Природный газ	м ³ /год	12603461	12603461
Котельная Районная	Природный газ	м ³ /год	12221900	12221900
Котельная №1	Природный газ	м ³ /год	2022155	2022155
Котельная №5	Природный газ	м ³ /год	1020200	1020200
Котельная №7	Природный газ	м ³ /год	869030	869030
Котельная №20	Природный газ	м ³ /год	479445	479445
Котельная №23	Природный газ	м ³ /год	3388100	3388100
Котельная №25	Природный газ	м ³ /год	1885100	1885100
Котельная №27	Природный газ	м ³ /год	728536	728536
Котельная «Рембазы»	Природный газ	м ³ /год	4077648	4077648
Котельная №28	Природный газ	м ³ /год	11099	11099
Итого			58669674	58669674
2017				
Котельная Теплоцентр	Природный газ	м ³ /год	24623000	24623000
Котельная № 2/139	Природный газ	м ³ /год	9321000	9321000
Котельная Районная	Природный газ	м ³ /год	11911085	11911085
Котельная №1	Природный газ	м ³ /год	1978832	1978832
Котельная №5	Природный газ	м ³ /год	1018128	1018128

Наименование источника	Основное топливо	Единицы измерения	Поставка топлива	Использовано топлива
Котельная №7	Природный газ	м ³ /год	841446	841446
Котельная №20	Природный газ	м ³ /год	490737	490737
Котельная №23	Природный газ	м ³ /год	3413399	3413399
Котельная №25	Природный газ	м ³ /год	1908114	1908114
Котельная №27	Природный газ	м ³ /год	733243	733243
Котельная «Рембазы»	Природный газ	м ³ /год	3997972	3997972
Котельная №28	Природный газ	м ³ /год	12116	12116
Итого			60249072	60249072
2018				
Котельная «Теплоцентр»	Природный газ	м ³ /год	22264000	22264000
Котельная № 2/139	Природный газ	м ³ /год	7870487	7870487
Котельная Районная	Природный газ	м ³ /год	13064996	13064996
Котельная №1	Природный газ	м ³ /год	2096776	2096776
Котельная №5	Природный газ	м ³ /год	1109000	1109000
Котельная №7	Природный газ	м ³ /год	878358	878358
Котельная №20	Природный газ	м ³ /год	478999	478999
Котельная №23	Природный газ	м ³ /год	3617756	3617756
Котельная №25	Природный газ	м ³ /год	2060948	2060948
Котельная №27	Природный газ	м ³ /год	688360	688360
Котельная «ЦТП»	Природный газ	м ³ /год	790899	790899
Котельная №28	Природный газ	м ³ /год	12775	12775
Итого			57348246	57348246

Данные по топливным балансам резервного топлива на период 2016-2018г. отсутствуют.

Суммарное потребление природного газа основными источниками теплоснабжения за 2015-2018г. показано на рис. 1.43.

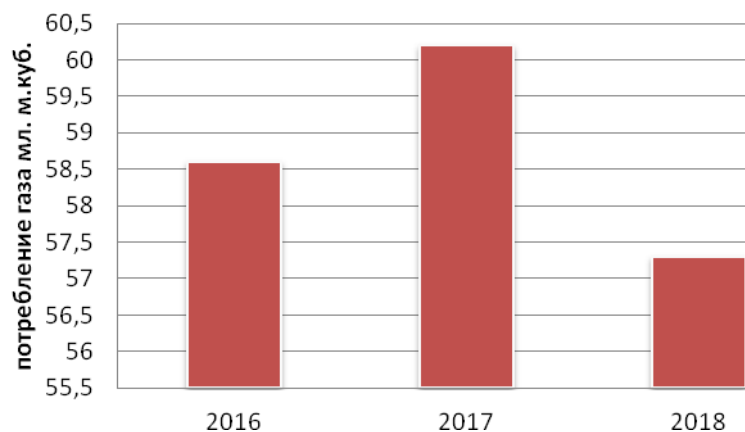


Рис.1.43-Изменение суммарного потребления газа котельными в 2016-2018гг.

Суммарное потребление природного газа в 2018 г ниже, чем в 2016 на 2,2% и на 5% чем в 2017гг.

1.9. Надежность теплоснабжения

Повышение надежности системы коммунального теплоснабжения является одной из важнейших задач службы эксплуатации. Развитие крупных систем теплоснабжения, старение тепловых сетей, проложенных в годы массового строительства, увеличение повреждаемости теплопроводов до 2-3 и более повреждений в год на 1 км приводит к снижению надежности теплоснабжения, значительным эксплуатационным затратам и отрицательным социальным последствиям. Повреждения на трубопроводах большого диаметра приводят к длительным перерывам в подаче теплоты целым жилым районам и к выходу из строя систем отопления в десятках зданий [23].

Надежность функционирования системы теплоснабжения должна обеспечиваться целым рядом мероприятий, осуществляемых на стадиях проектирования и в период эксплуатации.

Под надежностью понимается свойство системы теплоснабжения выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Применительно к системе коммунального теплоснабжения в числе заданных функций рассматривается бесперебойное снабжение

потребителей теплом и горячей водой требуемого качества и недопущение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. Надежность является комплексным свойством, оно в зависимости от назначения объекта и условий его эксплуатации может включать ряд свойств (в отдельности или в определенном сочетании), основными из которых являются безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчиво способность, режимная управляемость, живучесть и безопасность.

Ниже приведены определения терминов свойств, характеризующих надежность.

Безотказность - свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени или некоторой наработки.

Долговечность - свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

Ремонтпригодность - свойство объекта, заключающееся в приспособлении к предупреждению и обнаружению причин возникновения его отказов, повреждений и устранению их последствий путем проведения технического обслуживания и ремонтов.

Сохраняемость - свойство объекта непрерывно сохранять исправное или только работоспособное состояние в течение и после хранения.

Устойчивоспособность - свойство объекта непрерывно сохранять устойчивость в течение некоторого времени.

Режимная управляемость - свойство объекта поддерживать нормальный режим посредством управления.

Живучесть - свойство объекта противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей.

Безопасность - свойство объекта не допускать ситуации, опасные для людей и окружающей среды.

Степень снижения надежности выражается в частоте возникновения отказов и величине снижения уровня работоспособности или уровня

функционирования системы теплоснабжения. Полностью работоспособное состояние – это такое состояние системы, при котором выполняются все заданные функции в полном объеме. Под отказом понимается событие, заключающееся в переходе системы теплоснабжения с одного уровня работоспособности на другой, более низкий, в результате выхода из строя одного или нескольких элементов системы. Событие, заключающееся в переходе системы теплоснабжения с одного уровня работоспособности на другой, отражающийся на теплоснабжении потребителей, является аварией. Таким образом, авария также является отказом, но с более тяжелыми последствиями.

Наиболее слабым звеном системы теплоснабжения являются тепловые сети. Основная причина этого - наружная коррозия подземных теплопроводов, в первую очередь подающих линий водяных тепловых сетей, на которые приходится 65-70% всех повреждений. Нормативные документы по надежности систем теплоснабжения приведены в СНиП 41-02-2003 [26].

В настоящее время имеются методики оценки надежности элементов системы теплоснабжения как на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации. Имеются нормативные документы по надежности систем теплоснабжения, приведенные в СНиП 41-02-2003. Указанные методики базируются на статистике отказов и восстановлений элементов системы теплоснабжения. Для оценки надежности системы теплоснабжения используются такие показатели, как интенсивность отказов и относительный аварийный недоотпуск теплоты.

Анализ зарегистрированных событий позволяет выявить наличие элементов пониженной надежности с целью принятия своевременных мер по замене или ремонту несовершенных и изношенных элементов системы. Учет аварий и отказов должен вестись на каждом предприятии в обязательном порядке.

Рассмотрим оценку надежности системы теплоснабжения для наиболее крупных котельных города Балашов, котельной «Теплоцентр»и районной

котельной. В качестве показателя надежности системы теплоснабжения используем вероятность безотказной работы, который включает показатели надежности источника, сетей и потребителя. Эти показатели, нормируются на следующем уровне : источник теплоты – 0,97, тепловые сети – 0,9, потребитель – 0,99. При перемножении указанных величин показатель надежности системы теплоснабжения получается равным 0,86. Принимая во внимание превышение установленной мощности источника по отношению к присоединенной нагрузке в 1,56 раза и высокую надежность теплообеспечения потребителя, можно сделать вывод, что решающее влияние на надежность системы теплоснабжения будут оказывать тепловые сети. Поэтому ниже будет рассчитана вероятность безотказной работы сетей.

Вероятность безотказной работы тепловой сети, включающей последовательно соединенные участки, определяется по выражению

$$P_c = \prod_{i=1}^m P_i = e^{-\sum_{i=1}^m \omega_i}, \quad (1.2)$$

где P_c, P_i - вероятности безотказной работы всей сети и i - участка; ω_i - параметр потока отказов i - участка сети, 1/км год,

$$\omega_i = \lambda_i \cdot l_i \cdot \sum_{j=1}^n \bar{Z}_{j,i}, \quad (1.3)$$

где λ_i - интенсивность отказа участка сети, зависящая от времени его эксплуатации и способа прокладки 1/км год; $\sum_{j=1}^n \bar{Z}_{j,i}$ - относительная и

накопленная частота событий, при которых время снижения температуры внутреннего воздуха до критических значений (+12 °С) меньше времени ремонта поврежденного участка сети.

Величина $\bar{Z}_{j,i}$ определяется по формуле:

$$\bar{Z}_{j,i} = \left(1 - \frac{Z_{j,i}}{Z_{p,i}}\right) \cdot \frac{\tau_j}{\tau_{on}}, \quad (1.4)$$

где $Z_{j,i}$ - продолжительность снижения температуры внутри помещения при j - температуре наружного воздуха для i - участка сети, ч; $Z_{p,i}$ - продолжительность ремонта i - участка, ч; τ_j, τ_{on} - продолжительность стояния j - наружных температур в течение отопительного периода (τ_{on}), ч/год.

Продолжительность снижения температуры внутри помещения при отключении отопления рассчитывается по формуле

$$Z_{j,i} = \beta \cdot \ln \frac{(t_{вн} - t_{нв,j})}{(t_{кр} - t_{нв,j})}, \quad (1.5)$$

где β - коэффициент аккумуляции здания, ч; $t_{вн}, t_{кр}$ температуры внутреннего воздуха в здании (расчетная и критическая), °С; $t_{нв,j}$ - текущее значение температуры наружного воздуха, °С.

Интервалы температур наружного воздуха в отопительный период для г. Балашов, продолжительность их в отопительном периоде и время остывания здания при отключении отопления приведены в табл.1.19. При этом принято среднее значение коэффициента аккумуляции здания $\beta=40$ ч, $\tau_{on}=4968$ ч, $t_{вн}=+18^{\circ}\text{C}$, $t_{кр}=+12^{\circ}\text{C}$.

Таблица 1.19

Температуры наружного воздуха в отопительный период для г. Балашов и продолжительность остывания здания

Интервалы температур, °С	Средняя температура, °С	Продолжительность стояния температур, ч	τ_j / τ_{on}	Продолжительность снижения температуры воздуха в здании до +12 °С, ч
-40 - -35	-37,5	0	0,000405	4,58
-35 - -30	-32,5	3	0,002	5,06
-30 - -25	-27,5	46	0,0087	5,65

Интервалы температур, °С	Средняя температура, °С	Продолжительность стояния температур, ч	$\tau_j / \tau_{оп}$	Продолжительность снижения температуры воздуха в здании до +12 °С, ч
-25 - -20	-22,5	153	0,035	6,41
-20 - -15	-17,5	353	0,063	7,41
-15 - -10	-12,5	487	0,148	8,76
-10 - -5	-7,5	650	0,192	10,73
-5 - 0	-2,5	938	0,223	13,85
0 - +5	+2,5	862	0,1668	19,58
+5 - +8	+6,5	1284	0,161	29,5

Продолжительность ремонта участка сети в зависимости от диаметра трубопровода приведена в табл. 1.20.

Таблица 1.20

Продолжительность времени устранения аварии (Z_p) в зависимости от диаметра трубопровода, ч

Условный диаметр трубы, мм													
	100	125	150	175	200	250	300	350	400	500	600	700	1000
Z_p , ч	110	110,8	111,3	111,9	112,5	113,8	115	116,3	117,5	220	222,5	225	335

Интенсивность отказов участка сети может быть определена как

$$\lambda_j = \lambda \cdot (0,1 \cdot T)^{\alpha-1}, \quad (1.5)$$

где λ - средневзвешенная интенсивность отказов в системе теплоснабжения, 1/км год., T - срок эксплуатации участка сети, лет; α - коэффициент, зависящий от продолжительности эксплуатации участка.

Коэффициент α рассчитывается следующим образом []:

$$\text{при } 0 \leq T \leq 3 - \alpha = 0,8,$$

$$\text{при } 3 \leq T \leq 17 - \alpha = 1,$$

$$\text{при } T \geq 17 - \alpha = 0,5 \cdot e^{(T/20)}.$$

Для определения интенсивности отказов в системе теплоснабжения требуется статистический анализ отказов в сетях за последние 5-10 лет. Наблюдение за отказами сетей на предприятиях Котельная ООО «Теплоцентр», МУП «СТБР, не ведется, поэтому значение λ принято на основе исследований [3] и экспертной оценки на уровне 0,1 1/км год.

Расчет $\bar{Z}_{j,i}$ для различных диаметров сети представлен в табл. 1.21.

Таблица 1.21

Относительная и накопленная частота событий ($\bar{Z}_{j,i}$), при которых время снижения температуры внутреннего воздуха до критических значений (+12 °С) меньше времени ремонта поврежденного участка сети

Условный диаметр, мм	Величина $\bar{Z}_{j,i}$	Условный диаметр, мм	Величина $\bar{Z}_{j,i}$
600	0,3789	250	0,1514
500	0,3164	200	0,1233
400	0,2608	150	0,0703
350	0,2306	125	0,0674
300	0,1920	100	0,0522

С использованием полученных значений ниже приведен расчет параметров потока отказов по основным магистралям сетей от котельных ООО «Теплоцентр» и Районной котельной. (табл. 1.22 - 1.23).

Таблица 1.22

Расчет параметра потока отказов для котельной ООО «Теплоцентр»

Наименование участка сети	Условный диаметр, мм	Длина участка, м	Параметр потока отказов
Ул. Энтузиастов от УТ0 до УТ-1	300	150	0,00288
Ул. Энтузиастов от УТ2-1 до УТ2-10	250	570	0,00215745
От УТ0 до УТ1-12 от Энтузиастов, 30 до пр-т	400	1025	0,015929599

Наименование участка сети	Условный диаметр, мм	Длина участка, м	Параметр потока отказов
Космонавтов 17			
От УТ1-12 до УТ1-16 по пр-ту Космонавтов	300	250	0,00286032
От кот. КПП до УТ-0 по Энтузиастов	400	850	0,0044336
От кот. КПП до УТ-0 по Энтузиастов	300	700	0,002688

Таблица 1.23

Расчет параметра потока отказов для «Районной» котельной

Наименование участка сети	Условный диаметр, мм	Длина участка, м	Параметр потока отказов
От кот.УТ1-1 по ул. Ленина	500	255	0,0032273
От кот.УТ1-1 по ул. Ленина	300	75	0,000576
От кот. до ул. Горохова,19	500	20	0,00025312
От кот. до ул. Горохова,19	400	60	0,00062592
От врезки в Д426 до УТ0 по ул. Ленина	300	100	0,000768
От УТ1-1 до УТ1-2 по ул. Ленина	300	90	0,0006912
От ул. Пролетарской до ул.К.Маркса,46	300	20	0,0001536
От ул. Пролетарской до ул.К.Маркса,46	300	450	0,003456
Магистральная т/трасса от ул.К.Маркса,46 до ТП-2 через ГKB	300	125	0,00096
Магистральная т/трасса от ул.К.Маркса,46 до ТП-2 через ГKB	300	290	0,0022272

Расчет вероятности безотказной работы котельных приведен в табл. 1.24-

1.25

Таблица 1.24

Расчет вероятности безотказной работы для котельной ООО «Теплоцентр»

Наименование участка сети	Вероятность безотказной работы
Ул. Энтузиастов от УТ0 до УТ-1	0,9971
Ул. Энтузиастов от УТ2-1 до УТ2-10	0,9978
От УТ0 до УТ1-12 от Энтузиастов, 30 до пр-т Космонавтов 17	0,9841
От УТ1-12 до УТ1-16 по пр-ту Космонавтов	0,9971
От кот. КПП до УТ-0 по Энтузиастов	0,9955
От кот. КПП до УТ-0 по Энтузиастов	0,9973

Таблица 1.25

Расчет вероятности безотказной работы «Районной» котельной

Наименование участка сети	Вероятность безотказной работы
От кот. УТ1-1 по ул. Ленина	0,9967
От кот. УТ1-1 по ул. Ленина	0,999424
От кот. до ул. Горохова, 19	0,99974
От кот. до ул. Горохова, 19	0,9993
От врезки в Д426 до УТ0 по ул. Ленина	0,99923
От УТ1-1 до УТ1-2 по ул. Ленина	0,999308
От ул. Пролетарской до ул. К. Маркса, 46	0,999846
От ул. Пролетарской до ул. К. Маркса, 46	0,996547
Магистральная т/трасса от ул. К. Маркса, 46 до ТП-2 через ГКБ	0,999039
Магистральная т/трасса от ул. К. Маркса, 46 до ТП-2 через ГКБ	0,997774

Анализ результатов расчетов надежности тепловых сетей котельных Теплоцентр и Районной котельной вероятности безотказной работы показывает, что на основных направлениях тепломагистралей $P_c > 0,9$. В этом случае аварии на сетях не приведут к снижению внутренней температуры воздуха в зданиях ниже 12°C . Полученные результаты являются следствием малого радиуса теплоснабжения (до 1,2 км), небольшой протяженностью трубопроводов с диаметром более 300 мм. В актуализированной схеме пересмотрены вопросы надежности теплоснабжения г Балашов с учетом статистики отказов за 2016-2018гг.

1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Информация по тарифам представлена в соответствии со стандартами раскрытия информации [16]. Утвержденные тарифы на воду, природный газ и теплоту для ООО «Теплоцентр», МУП «СТБР», Министерства обороны и др. за 2017-2018 годы приведена в табл. 1.26– 1.29.

Таблица 1.26
Тариф на холодную воду

Наименование организации	Вид услуги	2017 год	2018 год	2019 год	2019 год
				с 1 января	с 1 июля
МУП «Балашовское ЖКХ»	водоснабжение, руб/м ³	26,02	26,97	27,43	27,97
	Водоотведение, руб/м ³	22,59	23,40	23,80	24,25
	Водоотведение (очистка ООО КПП), руб/м ³	31,07	32,21	32,76	33,38
ОАО «Рембаза»	водоснабжение, руб/м ³	17,07	20,32	-	-

Таблица 1.27
Тариф на электрическую энергию в 2018г.

№ п/п	Показатель (группы потребителей с разбивкой по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года	с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года
			Цена (тариф)	Цена (тариф)
1	2	3	4	5
1	<p>Население и приравненные к ним, за исключением населения и потребителей, указанных в пунктах 2 и 3 (тарифы указываются с учетом НДС):</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.</p> <p>Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте 2.</p>			
1.1	Одноставочный тариф	руб./кВт ч	3,48	3,55
1.2	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток*			
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	руб./кВт ч	4,01	4,08
	Ночная зона	руб./кВт ч	1,81	1,93
1.3	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток*			
	Пиковая зона	руб./кВт ч	4,19	4,26
	Полупиковая зона	руб./кВт ч	3,48	3,55
	Ночная зона	руб./кВт ч	1,81	1,93

Таблица 1.28
Тариф на природный газ

Наименование	2015 г.	2016 г.	2017г	2018г.	2019г.
Стоимость природного газа, руб/.м ³	5,057	-	-	5,19	5,38
Темп роста к тарифу предыдущего периода	-	-	-	-	103,6

Таблица 1.29
Тариф на тепловую энергию

Наименование организации	Вид услуги	2017 год	2018 год	2019 год	
				с 1 января	с 1 июля
ООО «Теплоцентр»	отопление, руб/Гкал	1405,16	1447,31	1499,47	1522,19
ООО «Теплоснаб»	отопление, руб/Гкал	1761,44	1814,29	1814,29	1849,92
МУП «СТБР»	отопление, руб/Гкал	1761,44	1814,67	1740,79	1740,79
Министерство обороны	отопление, руб/Гкал	1278,83	1317,19	1339,51	1366,31

Анализ данных табл. 1.29 показывает, что в рассматриваемом периоде тарифы на тепловую энергию утверждались в соответствии с установленными предельными индексами роста тарифов. Плата за подключение к системе теплоснабжения и услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в г. Балашове не взимается в связи с отсутствием установленных тарифов.

Информация по структуре формирования тарифа по энергоснабжающими предприятиями не представлена.

1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования город Балашов

Подробное рассмотрение системы теплоснабжения муниципального образования город Балашов выявило следующие недостатки:

1. Значительный физический и моральный износ котельного оборудования котельных, срок эксплуатации которого превышает 20 лет, что приводит к увеличению затрат на ремонтное обслуживание.
2. Низкое качество подготовки подпиточной воды или ее отсутствие на некоторых источниках.

3. Низкий уровень коэффициента загрузки некоторых котельных по отпуску теплоты (около 28%).
4. Отсутствие комбинированной выработки тепловой энергии.
5. Значительный физический износ тепловых сетей, достигающий 70% и более. Наиболее изношенными являются внутриквартальные сети отопления и ГВС. Теплоизоляция сетей неудовлетворительная, поэтому потери теплоты через изоляцию и с утечками воды превышают нормативные.
6. Недостаточная автоматизация тепловых пунктов.
7. Высокие затраты электроэнергии на транспортировку теплоты по причине значительного радиуса теплоснабжения, применения пониженного фактического температурного графика сетевой воды.
8. Низкая экономичность транспорта тепловой энергии в летний период, так как приходится эксплуатировать тепловые сети с высокими эксплуатационными затратами.
9. В отапливаемых помещениях отсутствует местное регулирование с помощью терморегуляторов отопительных приборов, обеспечивающих изменение расходов теплоты в зависимости от суточных колебаний теплового режима зданий.

Отмеченные недостатки в работе системы теплоснабжения требуют разработки путей ее совершенствования, которые будут рассмотрены ниже.

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Анализ существующих тепловых нагрузок потребителей целесообразно рассмотреть по существующим отдельным источникам выработки тепловой энергии, представленным в табл. 2.1. Основная доля выработки приходится на следующие котельные: котельная ООО «Теплоцентр» (покрывает 31,8% тепловой нагрузки города), котельная Районная (22,7 % тепловой нагрузки) и котельная № 2/139 Министерства обороны (17,9 % тепловой нагрузки).

Таблица 2.1

Тепловые нагрузки источников теплоты г. Балашова

Наименование источника	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
Котельная «Теплоцентр»	51,56	90
Котельная № 2/139	29,9	53,65
Котельная Районная	37,37	65,6
Котельная №1	7,18	10,3
Котельная №5	3,46	4,835
Котельная №7	4,31	4,79
Котельная №20	2,0	3,75
Котельная №21	-	2,19
Котельная №23	12,68	17,92
Котельная №25	6,872	9
Котельная №27	2,86	5,7
Котельная «ЦТП»	7,25	10,2
Котельная №28	0,043	0,043
Котельная ГАОУСПО (медицинское училище)	0,2	0,2
Котельная ДЮСШ	0,75	0,75
Котельная ФГБОУ ВПО	1,2	1,2
Котельная ФГБОУ ВПО	0,75	0,75
Котельная ул. Советская, 213(теплогенераторная)	0,26	0,26
ИТОГО	168,64	281,13

2.2. Прогнозы прироста площади строительных фондов и тепловых нагрузок

В соответствии с генеральным планом города предполагается строительство новых объектов. Перспективные площади застройки, тепловые нагрузки представлены в табл. 2.2 с распределением по районам, на которые, согласно генеральному плану, разделён город. Увеличение суммарной тепловой нагрузки на перспективу составит 8,46 Гкал/ч.

Определение расчетных тепловых нагрузок планируемых к сооружению объектов произведено с использованием СНиП 41-01-2003 и СНиП 23-2-2003 путем пересчета средне отопительных характеристик зданий на показатели при расчетной температуре наружного воздуха. Отопление общественных зданий учтено коэффициентом 0,25 от тепловой нагрузки отопления жилых зданий. Вентиляционная нагрузка общественных зданий рассчитана в размере 60% от их отопительной нагрузки.

Максимальная нагрузка горячего водоснабжения определена в соответствии со СНиП 2.04.01-85*. Нормы потребления воды на горячее водоснабжение жилых зданий приняты 105 кг/чел·сут, в общественных зданиях – 20 кг/чел·сут. Обеспеченность населения жилой площадью принята в размере 20 м²/чел, коэффициент суточной неравномерности горячего водоснабжения – в зависимости от численности населения. На рис.2.1–2.6 цветом выделены районы действия источников теплоты и расположение планируемых застроек.

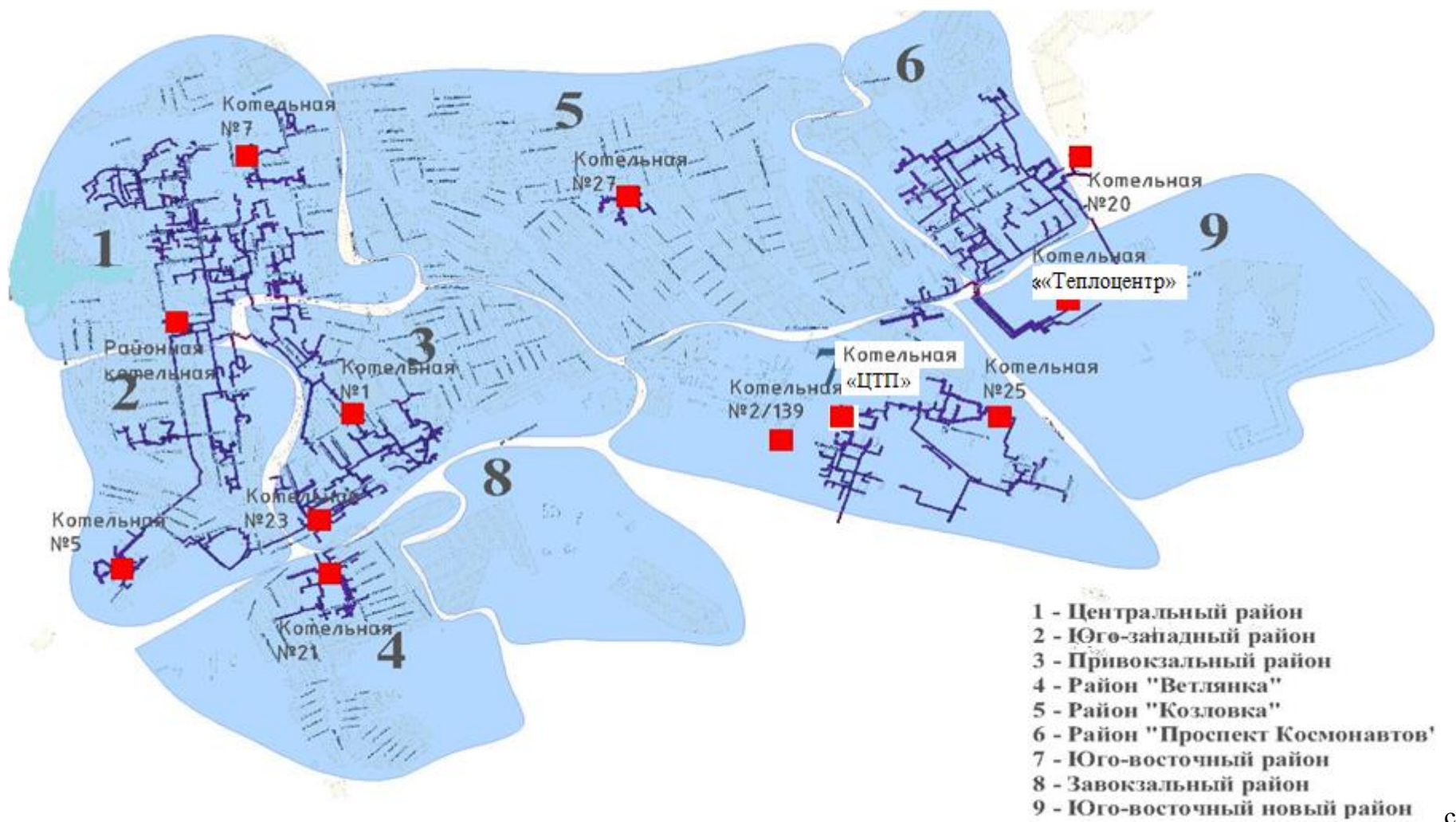


Рис.2.1- Районы территории г. Балашова.

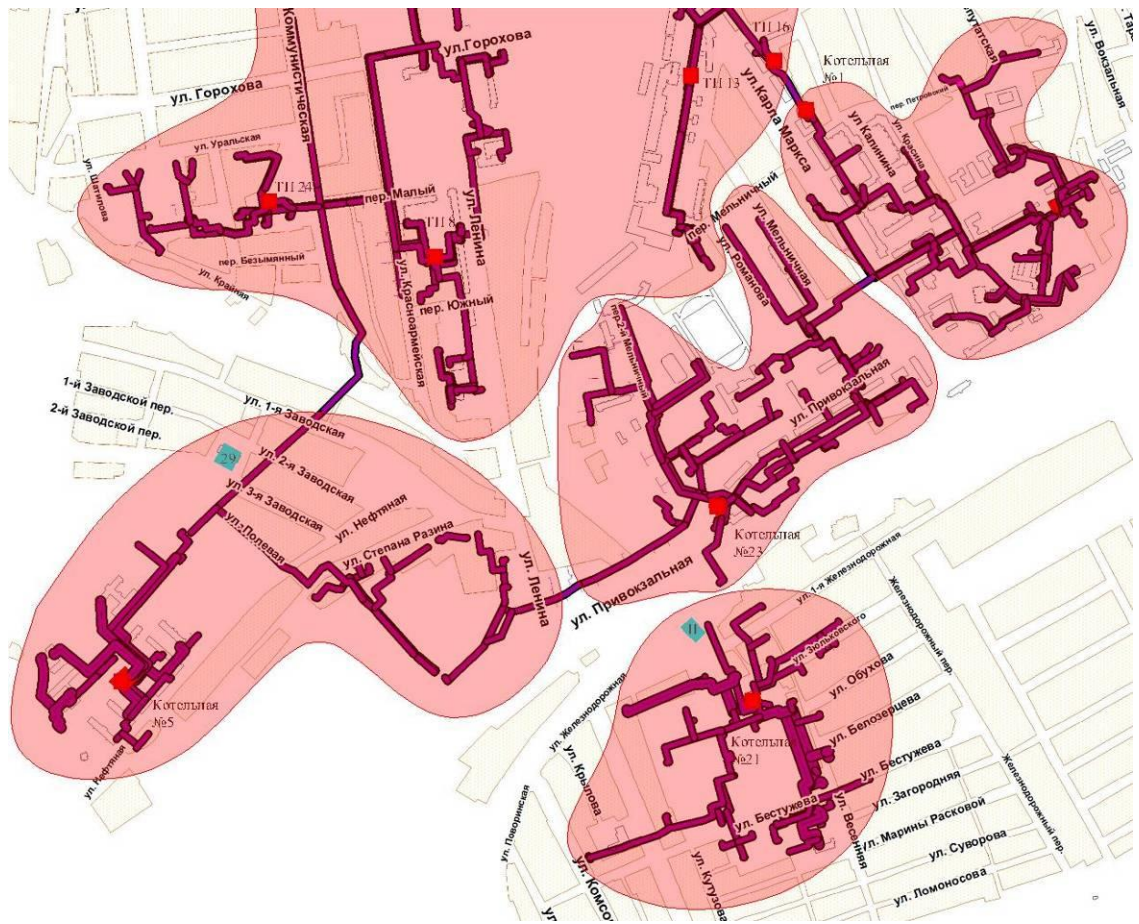


Рис. 2.3 - План перспективной застройки г. Балашова в районе котельных № 5, №21, №23

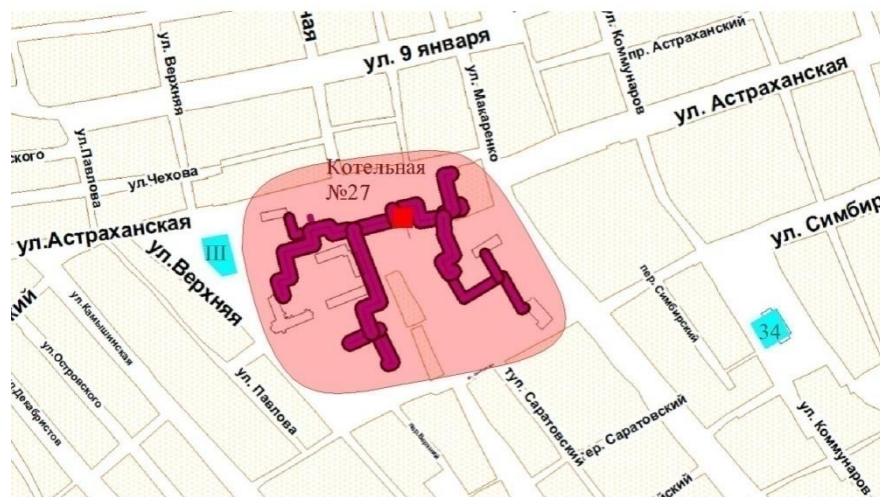


Рис. 2.4 - План перспективной застройки г. Балашова в районе котельной №27

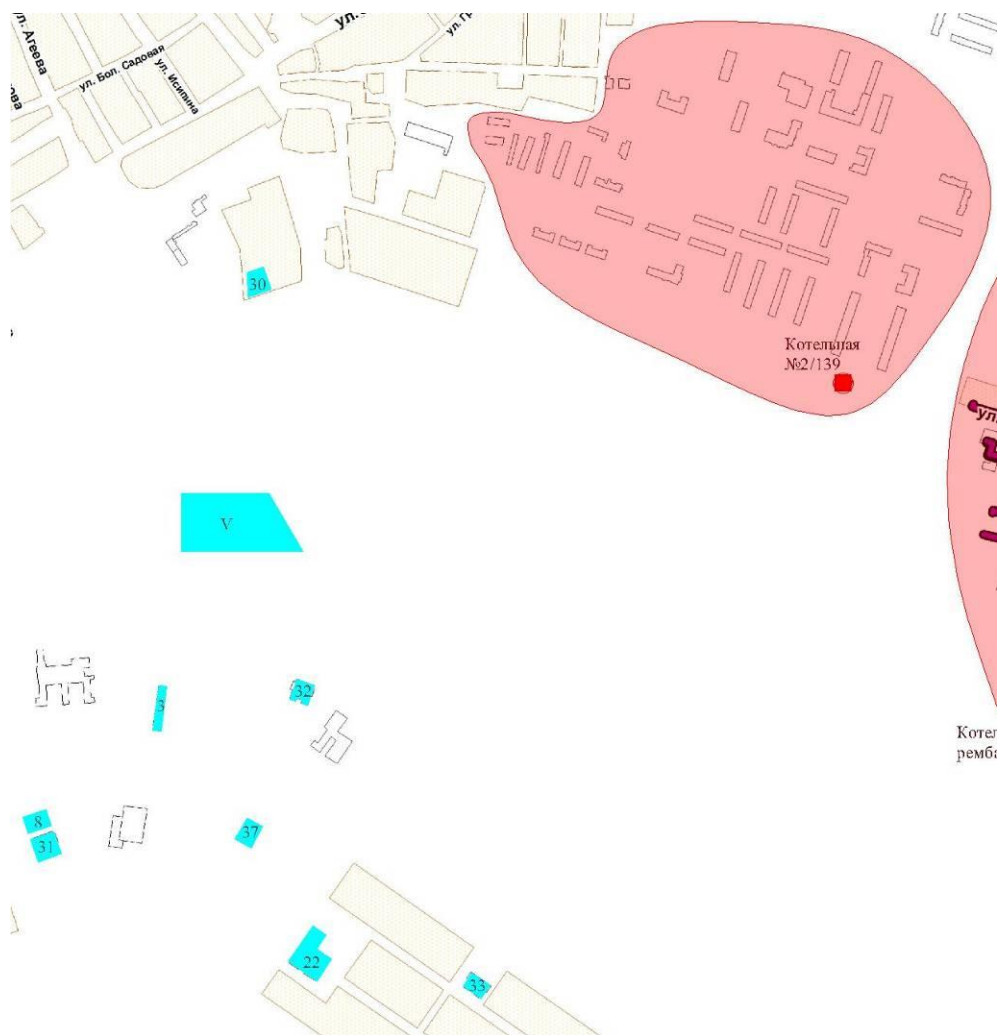


Рис. 2.7 - План перспективной застройки г. Балашова в Привокзальном районе

Перспективные площади застройки и тепловые нагрузки г. Балашова

Район	Обозначение застройки по генплану	Наименование	Объем здания по наружному обмеру, куб.м	Максимальная часовая нагрузка по от+вент, Гкал/час	Максимальная часовая нагрузка по ГВС, Гкал/час	Суммарная максимальная часовая нагрузка, Гкал/ч	Ближайшая зона источника теплоснабжения	Ввод в эксплуатацию, год
1	25	Детский сад на 120 мест	12810	0,220	0,023	0,243	Котельная Районная	2015-2020
1	26	Детский сад на 120 мест	12810	0,220	0,023	0,243	Котельная Районная	2015-2020
1	20	Школа на 1100 учащихся	78450	1,275	0,208	1,483	Котельная №7	2015-2020
1	27	Детский сад на 120 мест	12810	0,220	0,023	0,243	Котельная Районная	2020
1	2	Городская поликлиника на 600 посещений	13651,2	0,203	0,113	0,316	Котельная Районная	2020
2	28	Детский сад на 120 мест	12810	0,202	0,023	0,225	Котельная Районная	2020
2	29	Детский сад на 140 мест	18810	0,323	0,026	0,349	Котельная №5	2015-2020
3	30	Детский сад на 80 мест	9810	0,169	0,015	0,184	-	2020
4	II	Баня на 150 посещений	5000	0,065	0,028	0,093	Котельная №21	2015-2020
5	III	Баня на 150 посещений	5000	0,071	0,028	0,099	Котельная №27	2020
5	34	Детский сад на 200 мест	24000	0,413	0,038	0,451	Котельная №27	2025
6	18	Гостиница на 200 мест	16700	0,248	0,038	0,286	Котельная Теплоцентр	2025

Район	Обозначение застройки по генплану	Наименование	Объем здания по наружному обмеру, куб.м	Максимальная часовая нагрузка по от+вент, Гкал/час	Максимальная часовая нагрузка по ГВС, Гкал/час	Суммарная максимальная часовая нагрузка, Гкал/ч	Ближайшая зона источника теплоснабжения	Ввод в эксплуатацию, год
6	35	Детский сад на 120 мест	12810	0,220	0,023	0,243	Котельная «Теплоцентр»	2015-2020
6	17	Диагностический центр	13651,2	0,203	0,061	0,264	Котельная «Теплоцентр»	2015-2020
6	VIII	Пожарное депо 6 машин	9594	0,218	0,022	0,24	Котельная «Теплоцентр»	2025
7	VI	Пожарное депо 8 машин	12790	0,267	0,029	0,296	Котельная «Теплоцентр»	2028
8	V	Пожарное депо 6 машин	9594	0,200	0,022	0,222	-	2020
8	3	Гостиница на 400 мест	16700	0,248	0,076	0,324	-	2020
8	32	Детский сад на 80 мест	9810	0,169	0,010	0,179	-	2025
8	8	Школа искусств	18000	0,276	0,043	0,319	-	2025
8	31	Детский сад на 120 мест	12810	0,220	0,023	0,243	-	2020
8	37	Детский сад на 80 мест	9810	0,188	0,015	0,203	-	2015-2020
8	22	Школа на 275 учащихся	24500	0,444	0,052	0,496	-	2025
8	33	Детский сад на 80 мест	9810	0,188	0,015	0,203	-	2025
9	36	Детский сад на 120 мест	12810	0,245	0,023	0,268	Котельная «Теплоцентр»	2020
9	23	Школа на 275 учащихся	24500	0,418	0,052	0,47	Котельная «Теплоцентр»	2025

2.3. Прогнозы изменения объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам и типам теплоснабжения и районам.

Перспективные тепловые нагрузки вводимых зданий по районам города Балашова приведены в табл. 2.3 и показаны на рис.2.7.

Аварийные и подлежащие сносу здания приведены в Приложении 4.

Таблица 2.3

Перспективные приросты тепловой нагрузки вводимых строительных фондов

Район	Перспективный прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч
Центральный район	2,53
Юго-западный район	0,57
Привокзальный район	0,18
Район «Ветлянка»	0,09
Район «Козловка»	0,55
Район «Проспект Космонавтов»	1,03
Юго-восточный район	0,30
Завокзальный район	2,19
Юго-восточный новый район	0,74

Из табл. 2.3 видно, что тепловая нагрузка вводимых в рассматриваемой перспективе зданий составит 8,18 Гкал/ч при максимальной (часовой) нагрузке ГВС.

Перспективные тепловые нагрузки, распределённые по действующим областям теплоснабжения существующих источников теплоты, приведены в табл. 2.4 и показаны на рис. 2.8.

Прирост тепловых мощностей в зонах действия котельных показан на рис. 2.9.

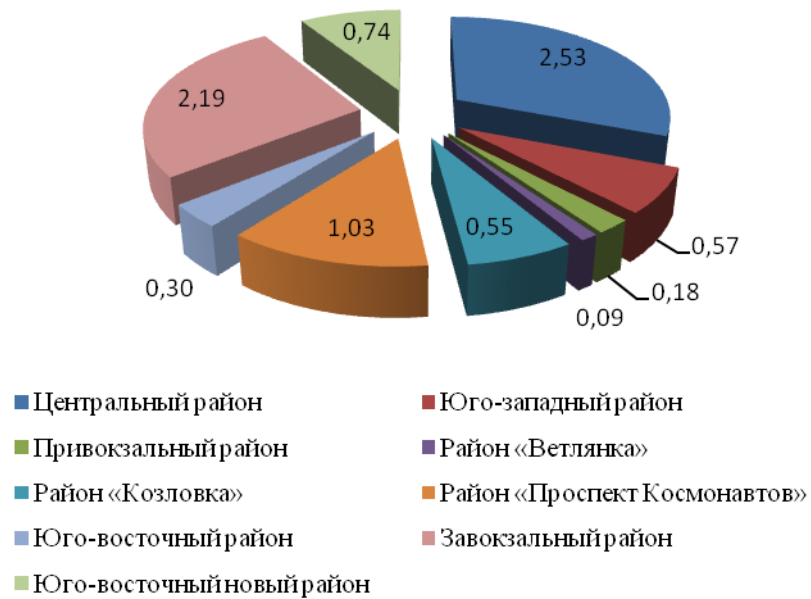


Рис. 2.8 - Перспективные приросты тепловой нагрузки вводимых строительных фондов по районам города Балашова

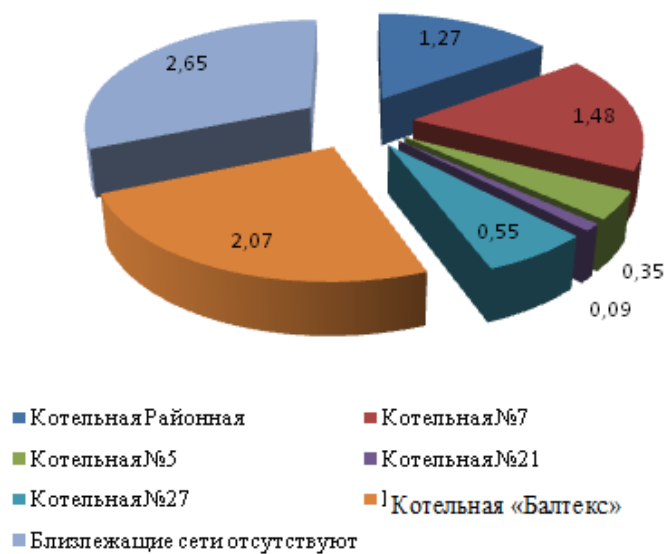


Рис. 2.9 - Перспективные приросты тепловой нагрузки вводимых строительных фондов в области действия существующих источников теплоты.

Таблица 2.4

Тепловые нагрузки областей теплоснабжения источников теплоты г. Балашова с учётом перспективных застроек

Наименование источника	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч	Прирост нагрузки в районе котельной, Гкал/ч	Перспективная нагрузка в зоне действия котельной, Гкал/ч
Котельная «Теплоцентр»	51,56	90	2,07	53,63
Котельная № 2/139	29,9	53,65	-	-
Котельная Районная	37,37	65,6	1,27	38,64
Котельная №1	7,18	10,3	-	-
Котельная №5	3,46	4,835	0,35	3,81
Котельная №7	4,31	4,79	1,48	5,79
Котельная №20	2,0	3,75	-	-
Котельная №21	-	2,19	0,09	-
Котельная №23	12,68	17,92	-	-
Котельная №25	6,872	9	-	-
Котельная №27	2,86	5,7	0,55	3,41
Котельная «ЦТП»	7,25	10,2	-	-
Котельная №28	0,043	0,043	-	-
Котельная ГАОУСПО (медицинское училище)	0,2	0,2	-	-
Котельная ДЮСШ	0,75	0,75	-	-
Котельная ФГБОУ ВПО	1,2	1,2	-	-
Котельная ФГБОУ ВПО	0,75	0,75	-	-
ИТОГО	168,385	278,68	5,81	174,195

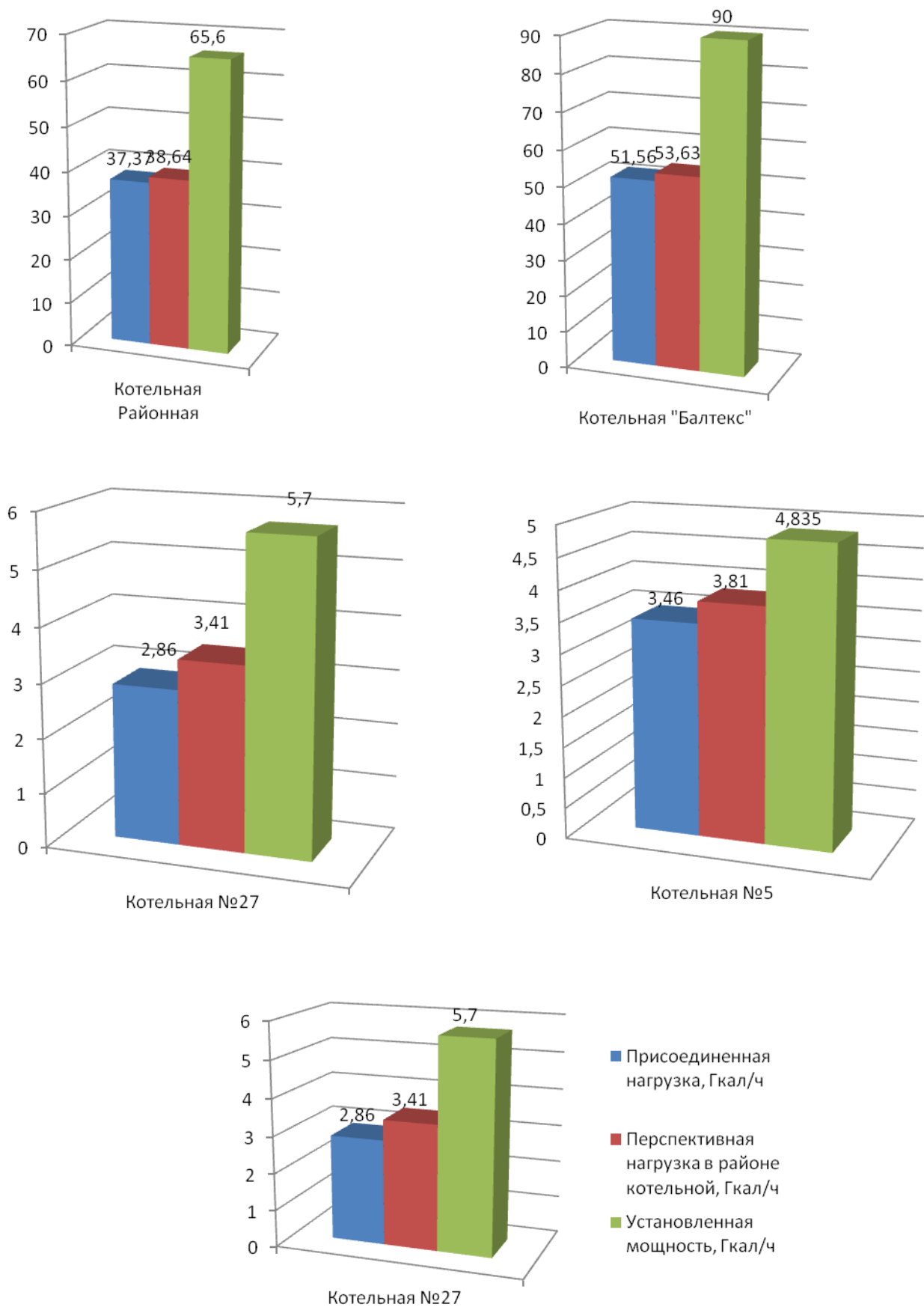


Рис. 2.10 – Существующая и перспективная нагрузки в технологических зонах теплоснабжения котельных г. Балашова.

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения

Под электронной моделью системы теплоснабжения понимается математическая модель этой системы, привязанная к топографической основе города (поселения), предназначенная для имитационного моделирования всех процессов, протекающих в ней. Необходимость создания электронных моделей системы теплоснабжения установлена постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 года № 154 [3]. В настоящее время существует несколько лицензионных программных комплексов для теплогидравлических расчетов систем централизованного теплоснабжения. Их алгоритмы не содержат существенных отличий. Как правило, они состоят из двух основных частей – информационной и технологической и предполагают наличие схемы теплоснабжения с известными источниками, их размещением, тепловыми сетями и основными технико-экономическими характеристиками оборудования. Эти программы позволяют выбирать оптимальные режимы эксплуатации и осуществлять наладку тепловых сетей с оптимальным распределением потоков теплоносителей, загрузкой источников теплоснабжения и оказываются эффективными для диспетчеризации. Однако критерии выбора оптимальных решений часто не имеют четкого определения. Введение в систему теплоснабжения новых источников тепловой энергии, установок с комбинированной выработкой электроэнергии и теплоты, на возобновляемых источниках энергии, использующих вторичные энергоресурсы и т.д. требует системного подхода к определению действительной экономии топлива и других энергоносителей. При этом неизбежными будут изменения трассировок тепловых сетей, их характеристик. В этих условиях наиболее рациональным является последовательное составление энергоэффективной схемы теплоснабжения. Сначала строятся действительные графики электрической и тепловой нагрузок потребителей и на этой основе выбираются источники энергии, их оптимальное количество, места размещения, рассчитываются технико-экономические показатели. Затем составляется принципиальная структурная схема теплоснабжения, устанавливаются оптимальные и предельные радиусы теплоснабжения с учетом возможных изменений технико-экономических показателей источников. Создание электронной модели осуществляется в последующих этапах одновременно с детализацией схемы

теплоснабжения. Для этих целей наиболее приемлемой оказывается графико-информационный расчетный комплекс (ГИРС) ЗУЛУ, представляющий систему автоматизированного ведения расчетов режимов, эксплуатации и наладки тепловых сетей любой степени сложности. Электронная модель может в дальнейшем использоваться в качестве основного инструмента для вариантных расчетов сценариев развития систем теплоснабжения:

- 1) влияние изменения присоединенной нагрузки на систему теплоснабжения в различные временные интервалы;
- 2) моделирование возможных переключений потребителей и источников теплоты;
- 3) формирование перечня мероприятий по реконструкции и новому строительству магистральных трубопроводов, необходимых для решения поставленных задач.

В то же время Постановление Правительства РФ от 22 Февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» [3] указывает, что «при разработке схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения от 10 тыс. человек до 100 тыс. человек соблюдение требований, указанных подпункте «в» пункта 18 и пункте 38 требований к схемам теплоснабжения», не является обязательным (раздел 2). Пункт 18, подпункт «в», предполагает составе обосновывающих материалов схемы теплоснабжения иметь главу 3, которая называется «Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа». Вместе с тем наличие такой модели, адекватно отражающей энергоэффективные решения по выбору источников теплоэнергоснабжения, оптимизации их параметров и режимов их работы, рациональной структурной схемы, представляется полезным и необходимым. При этом следует помнить, что программные комплексы являются по сути «калькуляторами», а окончательное решение остается за специалистами.

В данной работе создание электронной модели схемы теплоснабжения г. Балашова не предусматривается, однако в середине 2019г в теплоснабжающих организациях приступили к созданию и наполнению данными (ГИРС) ЗУЛУ.

Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии г. Балашова представлены в табл.4.1. Данные о тепловых нагрузках и местах расположения перспективных потребителей представлены в главе 2.

Таблица 4.1

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зонах действия источников

Наименование котельной	Единица измерения, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Потери тепловой мощности в сетях, Гкал/ч	Перспективная нагрузка, Гкал/ч	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности, Гкал/ч
Котельная «Теплоцентр»	Гкал/ч	90	90	53,15	51,56	4,124	2,07	30,656
Котельная № 2/139	Гкал/ч	53,65	53,65	30,82	29,9	2,392	0	20,438
Котельная Районная	Гкал/ч	65,6	65,6	38,53	37,37	2,989	1,27	22,811
Котельная №1	Гкал/ч	10,3	10,3	7,4	7,18	0,574		2,326
Котельная №5	Гкал/ч	4,835	4,835	3,57	3,46	0,276	0,35	0,639
Котельная №7	Гкал/ч	4,79	4,79	4,44	4,31	0,344	1,48	-1,474
Котельная №20	Гкал/ч	3,75	3,75	2,06	2	0,16	0	1,53
Котельная №23	Гкал/ч	17,92	17,92	13,07	12,68	1,014	0	3,836
Котельная №25	Гкал/ч	9	9	7,08	6,872	0,549	0	1,371
Котельная №27	Гкал/ч	5,7	5,7	2,95	2,86	0,27	0,55	1,93
Котельная «ЦТП»	Гкал/ч	10,2	10,2	7,47	7,25	0,58	0	2,15
Котельная №28	Гкал/ч	0,043	0,043	0,05	0,043	0	0,00	0,00

Фактически сложившийся баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки показывает, что имеется дефицит тепловой мощности в Котельной №7 на остальных источниках достаточно резерва для обеспечения вновь подключаемых нагрузок в соответствии с перспективами развития города Балашова до 2028г.

В связи с этим при подключении новых объектов капитального строительства в г. Балашове необходимо рассматривать варианты покрытия перспективной тепловой нагрузки с использованием новых источников или увеличения мощности существующих. Магистральные трубопроводы обладают достаточным резервом пропускной способности, который соответствует резерву мощности источника. Система теплоснабжения обладает возможностью обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей. Варианты оптимизации и распределения нагрузок между теплоисточниками и изложены в главе 6.

Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения г. Балашов

К рассмотрению предложены два альтернативных варианта энергоснабжения города на перспективу: **первый** – сооружение ТЭЦ на базе газотурбинных установок (ГТУ) и модернизация оставшихся котельных, **второй** - модернизация и замена оборудования существующих котельных без использования источника с комбинированной электроэнергией и теплоты. Для сравнения вариантов необходимо соблюдение условий их энергетической и социальной сопоставимости, предусматривающих одинаковый полезный отпуск потребителям энергии заданного качества и мощности; покрытие заданного графика нагрузок потребителей, с обеспечением заданного уровня надежности электро– и теплоснабжения. При рассмотрении **второго варианта** электроснабжение города осуществляется из энергосистемы. Тогда выравнивание по отпускаемой электрической энергии осуществляется путем ее покупки (продажи) из энергосистемы. Новая ГТ-ТЭЦ№1 позволит обеспечить существенный прирост тепловой нагрузки и заместить нагрузку ряда крупных котельных, позволяя осуществить демонтаж низкоэкономичного оборудования, повысить экономичность и надежность энергоснабжения в целом за счет достигаемой экономии топлива при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии.

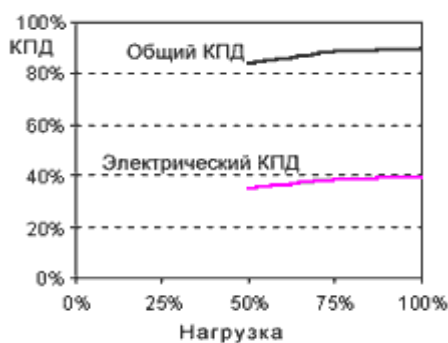
Выбор наиболее эффективного варианта схемы теплоснабжения осуществляется на основе сравнения суммарных дисконтированных затрат. Для определения эффективности вариантов использована экономико-математическая модель, включающая расчет схем источников теплоснабжения, тепловых сетей, их экономические характеристики и критерии эффективности [5, 6]. Во втором варианте рассматривались те же реконструированные котельные, в которых произведена замена основного и вспомогательного оборудования на современное с улучшенными технико-экономическими показателями. Техническое перевооружение остальных котельных, находящихся вне зоны действия ГТ-ТЭЦ, в сравниваемых вариантах будет одинаковым. В актуализированной версии схемы теплоснабжения рассмотрен дополнительный, **третий вариант** развития схемы теплоснабжения.

Сравнение газопоршневых и газотурбинных установок

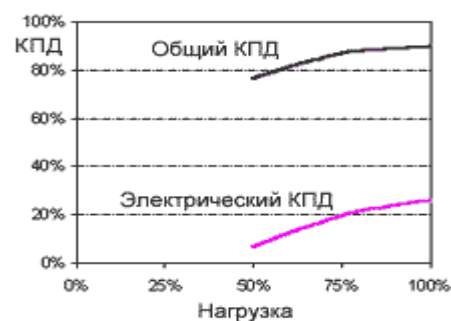
Для мощностей до 20-30 МВт*э газопоршневые когенерационные установки показывают себя лучше всех других технологий, представленных на рынке. Причем в диапазоне от 3 кВт*э до 5 МВт*э они просто вне конкуренции. Почему?

Во-первых, высокий электрический КПД.

Высокий электрический КПД - до 30 % у газовой турбины, и около 40 % у газопоршневого двигателя достигается при работе под 100%-ной нагрузкой рис. 5.1. При снижении нагрузки до 50%, электрический КПД газовой турбины снижается почти в 3 раза. Для газопоршневого двигателя такое же изменение режима нагрузки практически не влияет как на общий, так и на электрический КПД.



газопоршневой двигатель



газовая турбина

Рис. 5.1. Графики зависимости КПД от нагрузки:

Графики наглядно показывают — газовые двигатели имеют высокий электрический КПД, который практически не изменяется в диапазоне нагрузки 50 — 100 %.

Во-вторых, условия размещения.

Номинальный выход мощности, как газопоршневого двигателя, так и газовой турбины зависит от высоты площадки над уровнем моря и температуры окружающего воздуха.

На графике (рис. 5.2) видно, что при повышении температуры от -30°C до $+30^{\circ}\text{C}$ электрический КПД у газовой турбины падает на 15-20%. При температурах выше $+30^{\circ}\text{C}$, КПД газовой турбины — еще ниже. В отличие от газовой турбины газопоршневой двигатель имеет более высокий и постоянный электрический КПД во всем интервале температур и постоянный КПД, вплоть до $+25^{\circ}\text{C}$.

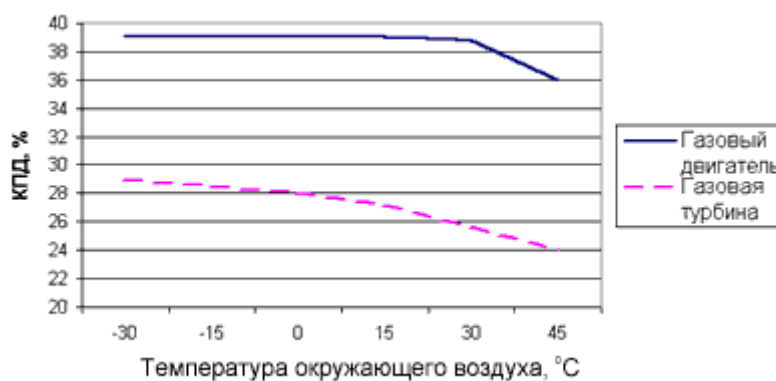


Рис. 5.2. График зависимости электрического КПД газовой турбины от температуры окружающего воздуха

В-третьих, условия работы.

Количество пусков: газопоршневой двигатель может запускаться и останавливаться неограниченное число раз, что не влияет на общий моторесурс двигателя. 100 пусков газовой турбины уменьшают её ресурс на 500 часов.

Время запуска: время до принятия нагрузки после старта составляет у газовой турбины 15-17 минут, у газопоршневого двигателя 2-3 минуты.

В-четвертых, проектный срок службы, интервалы техобслуживания.

Ресурс до капитального ремонта составляет у газовой турбины 20 000 — 30 000 рабочих часов, у газопоршневого двигателя этот показатель равен 60000

рабочих часов табл.5.1. Стоимость капитального ремонта газовой турбины с учётом затрат на запчасти и материалы значительно выше.

Полный капитальный ремонт газовой турбины - более сложная работа, чем капремонт газового двигателя. Ремонт газовой турбины выполняется только на предприятии-изготовителе. Кроме того, при ремонте газовой турбины используются очень дорогие запчасти, что делает его стоимость очень высокой. Поэтому время простоя газового двигателя по сравнению с газовой турбиной сокращено. Затраты на запчасти и материалы для капремонта газового двигателя представлены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Интервалы техобслуживания

Ремонтные работы, интервал (часы)	Турбины, авиационные и малые промышленные	Турбины, промышленные	Газопоршневой двигатель
Ремонт камеры сгорания	5 000	10 000	—
Средний ремонт	Ремонт турбины и камеры сгорания		Ремонт головок цилиндров
	10 000	15 000	30 000
Полный капитальный ремонт	20 000	30 000	60 000

В-пятых, относительно низкие капиталовложения.

Как показывают расчёты, удельное капиталовложение (Евро/кВт) в производство электрической и тепловой энергии газопоршневыми двигателями ниже. Это преимущество газопоршневых двигателей неоспоримо для мощностей до 30 МВт. ТЭЦ мощностью 10 МВт на основе газопоршневых двигателей требует вложений около 7,5 миллионов €, при использовании газовой турбины затраты возрастают до 9,5 миллионов € рис. 5.3.

Давление газа в сети для газового двигателя не превышает 4-х атмосфер, давление подачи газа для газовой турбины должно быть минимум 6...10 атмосфер. Таким образом, при использовании на станции в качестве силового агрегата газовой турбины, необходима установка газовой компрессорной станции, что еще больше увеличивает капиталовложения.

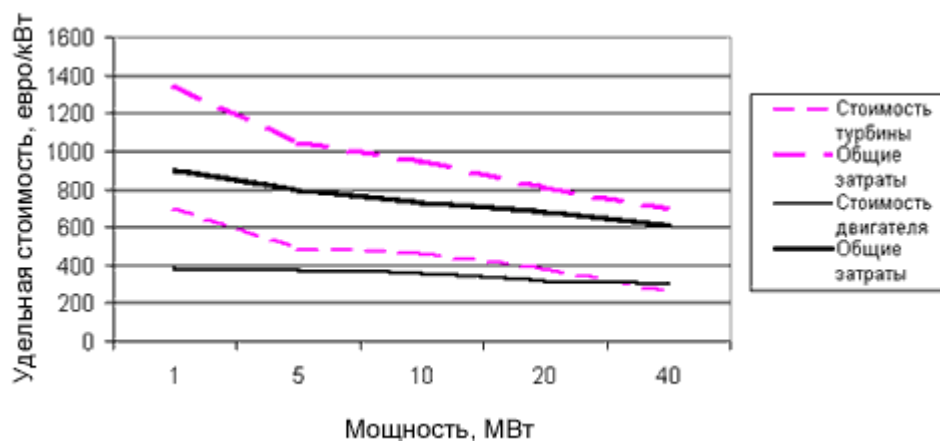


Рис. 5.3 Объемы капитальных вложений в ТЭЦ с разными силовыми агрегатами

На сегодняшний момент возможными приводами генераторов для децентрализованных малых тепловых электростанций являются газовые поршневые и турбинные двигатели. "Сколько это стоит?" — первый вопрос, который задается при принятии решения "строить или не строить собственную электростанцию".

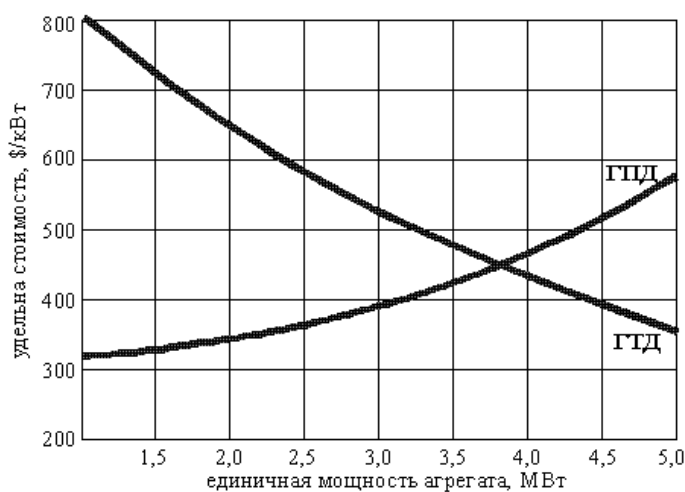


Рис. 5.4 Удельная стоимость поршневой и турбинной установок

Как видно из рисунка, при единичных мощностях менее 3,5 МВт наименьшая удельная стоимость оборудования у поршневых машин. Здесь нужно заметить, что стоимость оборудования и стоимость станции не одно и то же, особенно в том случае, когда речь идет о подводе газа высокого давления (как требуется для газовых турбин).

Следующими очень важными для будущих владельцев станций являются вопросы расхода топлива и эксплуатационных затрат, которые напрямую связаны с выгодами, которые получит владелец и со сроком окупаемости оборудования станции. Удельный расход топлива на выработанный кВт*ч меньше у газопоршневой

установки, причем при любом нагрузочном режиме. Это объясняется тем, что КПД поршневых машин составляет 36...45%, а газовых турбин — 25...34%.

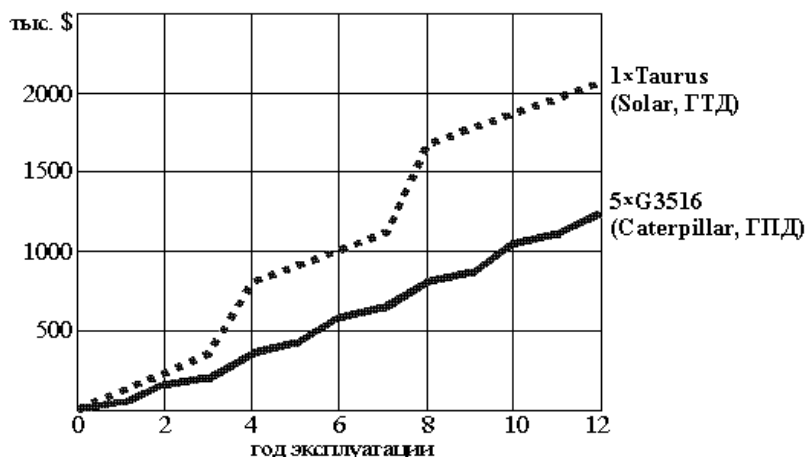


Рис. 5.5. Эксплуатационные затраты на электростанцию мощностью 5 МВт

Эксплуатационные затраты на тепловую электростанцию с поршневыми машинами ниже, чем на электростанцию с газовыми турбинами. Резкие скачки на графике ГТД - капитальные ремонты двигателя. У эксплуатационных затрат ГПД таких скачков нет, капитальный ремонт требует значительно меньше финансовых и людских ресурсов.

Сравнение газопоршневых и газотурбинных двигателей по другим немаловажным вопросам установки и эксплуатации приведено в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Сравнение ГТУ и ГПУ

Показатель	Газопоршневой привод (ГПД)	Газотурбинный привод (ГТД)
Долговечность	без ограничения при соблюдении правил эксплуатации и обслуживания	без ограничения при соблюдении правил эксплуатации и обслуживания
Ремонтопригодность	* ремонт производится на месте * ремонт требует меньше времени	* ремонт производится на специальных заводах * затраты времени и денег на транспортировку, центровку и т.д.
Сохраняемость	* не теряет свойств при правильном хранении * может перевозиться любым видом транспорта	* не теряет свойств при правильном хранении * транспортировка железнодорожным транспортом не желательна
Экономичность	КПД мало меняется при нагрузке от 100% до 50% мощности	КПД резко снижается на частичных нагрузках
Удельный расход топлива при 100% и 50% нагрузках	9,3...11,6 МДж/кВт*ч 0,264...0,329 м ³ /кВт*ч	13,2...17,7 МДж/кВт*ч 0,375...0,503 м ³ /кВт*ч

Падение напряжения и время восстановления после 50% наброса нагрузки	22% 8 с	40% 38 с
Влияние переменной нагрузки	* не желательна долгая работа на нагрузках менее 50% (сильно влияет на интервалы обслуживания) * при меньшей единичной мощности агрегата, более гибкая работа электростанции в целом и выше надежность энергоснабжения	* работа на частичных нагрузках (менее 50%) не влияет на состояние турбины * при высокой единичной мощности агрегата, отключение вызывает потерю 30...50% мощности электростанции
Размещение в здании	* требует больше места, т.к. имеет больший вес на единицу мощности * не требует компрессора для дожима газа, рабочее давление газа на входе - 0,1...0,35 бар	* при мощности электростанции 5 МВт выигрыш от меньшего размера помещения не значителен * минимальное рабочее давление газа на входе - 12 бар, требуется газ высокого давления, либо дожимной компрессор, а так же оборудование для запуска турбины
Обслуживание	* останов после каждой 1000 ч. работы, замена масла * кап.ремонт через 72 000 ч., выполняется на месте установки	* останов после каждых 2000 ч. (данные фирмы Solar) * кап.ремонт через 60 000 ч., выполняется на специальном заводе

Сравнение турбинных и поршневых двигателей для применения на мини-ТЭЦ показывает, что установка газовых турбин наиболее выгодна на крупных промышленных предприятиях, которые имеют значительные (больше 8...10 МВт) электрические нагрузки, собственную производственную базу, высококвалифицированный персонал для эксплуатации установки, ввод газа высокого давления.

Сравнение газопоршневых и дизельных установок

Основное преимущество газопоршневых двигателей перед дизельными — более дешёвое топливо. Значительная разница в цене отражена в диаграмме на рис. 5.6. Даже при использовании в качестве резервного топлива газовой смеси пропан-бутан, стоимость единицы электрической энергии, произведённой на газопоршневой установке, в 1,3 раза меньше, чем на дизельной рис. 5.7.



Рис. 5.6

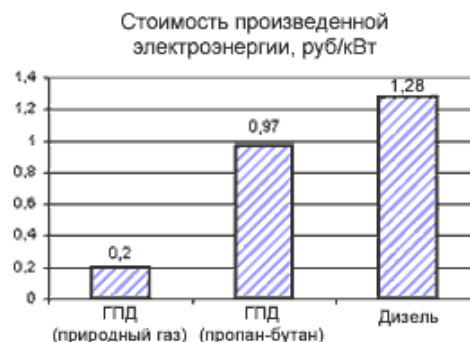


Рис. 5.7

Другое важное преимущество перед дизельными установками — экологическая безопасность, например, уровень выбросов NOx в 3 раза меньше рис. 5.8.

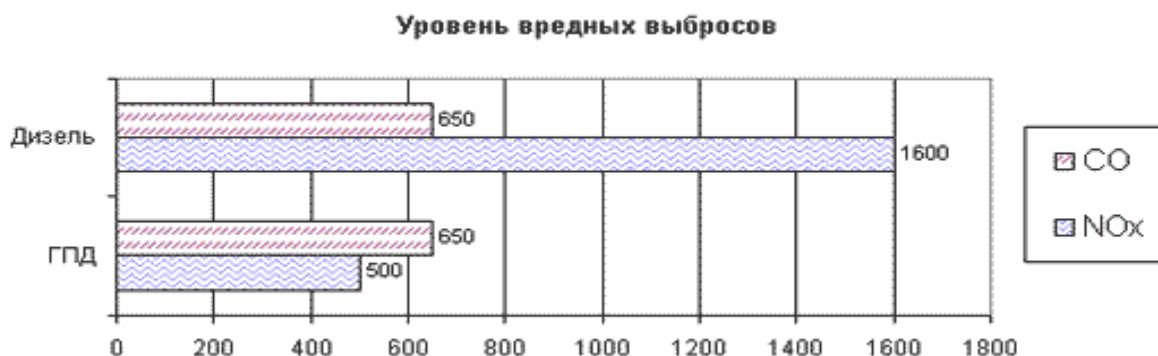


Рис. 5.8 Уровень вредных выбросов

Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

Присоединение новых нагрузок к системе теплоснабжения приведет к увеличению мощности водоподготовительных установок теплоисточников. Обоснования перспективного потребления теплоносителя при его передаче по сетям представлено в табл.6.1.

Таблица 6.1

Перспективное потребление теплоносителя				
Район	Обозначение застройки по генплану	Наименование	Норма утечки, м ³ /ч	Потери сетевой воды с нормативной утечкой, м ³

Район	Обозначение застройки по генплану	Наименование	Норма утечки, м ³ /ч	Потери сетевой воды с нормативной утечкой, м ³
1	25	Детский сад на 120 мест	0,014	39,53
1	26	Детский сад на 120 мест	0,014	39,53
1	20	Школа на 1100 учащихся	0,085	241,32
1	27	Детский сад на 120 мест	0,014	39,53
1	2	Городская поликлиника на 600 посещений	0,018	51,46
2	28	Детский сад на 120 мест	0,013	36,60
2	29	Детский сад на 140 мест	0,020	56,93
3	30	Детский сад на 80 мест	0,011	29,91
4	II	Баня на 150 посещений	0,005	15,19
5	III	Баня на 150 посещений	0,006	16,13
5	34	Детский сад на 200 мест	0,026	73,30
6	18	Гостиница на 200 мест	0,016	46,53
6	35	Детский сад на 120 мест	0,014	39,53
6	17	Диагностический центр	0,015	42,97
6	VIII	Пожарное депо 6 машин	0,014	39,03
7	VI	Пожарное депо 8 машин	0,017	48,17
8	V	Пожарное депо 6 машин	0,013	36,13
8	3	Гостиница на 400 мест	0,019	52,68
8	32	Детский сад на 80 мест	0,010	29,11
8	8	Школа искусств	0,018	51,81
8	31	Детский сад на 120 мест	0,014	39,53
8	37	Детский сад на 80 мест	0,012	33,04
8	22	Школа на 275 учащихся	0,029	80,67
8	33	Детский сад на 80 мест	0,012	33,04
9	36	Детский сад на 120 мест	0,015	43,63
9	23	Школа на 275 учащихся	0,027	76,54
ИТОГО			0,27	781,8

Из таблицы следует, что потребление теплоносителя увеличится в перспективе на 781,8 м³ /год при нормативной величине подпитки тепловых сетей 0,27 м³/ч. Баланс производительности ВПУ для перспективного потребления теплоносителя тепловыми сетями и теплопотребляющими установками приведен в табл. 6.2. Отметим, что аварийная подпитка может осуществляться водопроводной водой.

Таблица 6.2

Перспективный баланс производительности ВПУ

Наименование источника	Производительность, м ³ /ч	Максимальное водопотребление, м ³ /ч
Районная Котельная	48,3	12,8
Котельная №5	2,32	1,2
Котельная №7	2,32	1,2
Котельная №23	12,2	3,2
Котельная №25	13,1	5,8
Котельная №27	3,9	1,2
Котельная «ЦТП»	-	2,4
Котельная «Теплоцентр»	-	10,1
Котельная № 2/139	-	5,7

В результате подключения объектов нового строительства производительность ВПУ увеличится на 0,781тыс. м³/год. Бак аккумулятор холодной воды установлен рядом с котельной «ЦТП». В аварийных режимах допускается подпитка тепловых сетей химически не подготовленной водой. Как видно из табл. 6.2 производительности ВПУ достаточно при подключении дополнительной нагрузки. В актуализированной версии схемы теплоснабжения учтены изменения в производительности ВПУ.

Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

7.1. Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Требуется разъяснить порядок перевода отдельных квартир в существующих многоквартирных домах на теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов на газовом топливе, вызванных планируемым выводом из эксплуатации некоторых источников тепловой энергии (котельных) и строительством нового жилого фонда.

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» (статья 14, пункт 15) [1] запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием в индивидуальных квартирах источников тепловой энергии, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам централизованного теплоснабжения. В качестве исключения, при изменении схемы теплоснабжения (решение об изменении схемы теплоснабжения принимается органами местного самоуправления), **допускается перевод всего многоквартирного дома на 100% использование индивидуальных квартирных источников тепловой энергии с отключением всего дома от системы централизованного отопления!!**

Согласно действующим строительным нормам и правилам (СП 54.13330.2011 «Здания жилые многоквартирные», пункт, 7.3.7) применение систем поквартирного теплоснабжения может быть предусмотрено только во вновь возводимых зданиях, которые изначально проектируются под установку индивидуальных теплогенераторов в каждой квартире и имеют коллективные (общие) встроенные или пристроенные дымоходы и воздуховоды.

Допускается перевод существующих многоквартирных жилых домов на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов с закрытыми камерами сгорания на природном газе при условии полной проектной реконструкции инженерных систем переводимого дома, а именно:

-общей системы теплоснабжения дома;

-общей системы газоснабжения дома, в т.ч. внутридомовой газораспределительной сети, газового ввода, а в некоторых случаях – и уличного распределительного газопровода;

-систем дымоудаления и подвода воздуха для горения газа.

Кроме того, для установки теплогенератора объем кухни квартиры должен быть не менее 15 м³.

Существующие многоквартирные жилые дома, имеющие централизованное теплоснабжение, как правило, рассчитаны только для газоснабжения плит, предусмотренных в таких домах. При установке индивидуальных теплогенераторов объем потребляемого газа увеличивается примерно в 10 раз, что влечет за собой необходимость реконструкции (перекладки труб) системы газоснабжения дома (а в некоторых случаях и уличного газопровода), так как имеющиеся газопроводы не способны пропустить такой объем газа.

Индивидуальное теплоснабжение в многоквартирных домах требует создания коллективной (общей) встроенной или пристроенной герметичной системы дымоудаления для полного отвода продуктов сгорания в атмосферу, а также приточных воздуховодов для обеспечения подачи с улицы воздуха, необходимого для горения газа. При этом устройство дымоотводов от каждого теплогенератора через фасадную стену многоэтажного жилого дома запрещено (СП 7.13130.2009 Отопление, вентиляция и кондиционирование. Противопожарные требования). Приточные воздуховоды могут быть как коллективными, так и индивидуальными.

Проведение реконструкции инженерных систем многоквартирного жилого дома в целях его перевода с централизованного теплоснабжения на индивидуальное поквартирное отопление возможно только лишь при согласии всех собственников помещений жилого дома (статья, 36, 40, 44 Жилищного кодекса РФ). Поэтому, при принятии решения об изменении схемы теплоснабжения многоквартирного жилого дома органы местного самоуправления должны получить такое согласие в письменном виде от 100% собственников помещений в жилом доме. При несогласии с реконструкцией инженерных систем и переходом на поквартирное отопление хотя бы одного собственника вопрос решается в судебном порядке (статья, 247 пункт, 1 Гражданского кодекса РФ).

Для получения технических условий на реконструкцию системы газоснабжения многоквартирного жилого дома в газораспределительную организацию должен обратиться орган местного самоуправления, принявший решение об изменении схемы теплоснабжения многоквартирного дома. К заявлению должен быть приложен гидравлический расчет участка газораспределительной сети в районе планируемого к переводу на поквартирное отопление жилого дома и внутридомовой газораспределительной сети. Данный документ необходим для определения резерва пропускной способности действующих газопроводов и объема работ по перекладке газопроводов на больший диаметр в случае отсутствия или недостаточности резерва пропускной способности действующего газопровода.

После реконструкции систем инженерного обеспечения многоквартирного дома, у которого планируется изменить схему теплоснабжения, реконструированные системы должны быть введены в эксплуатацию с передачей в газораспределительную организацию исполнительной документации на реконструированный газопровод и документов, подтверждающих устройство в доме коллективных (общих) пристроенных или встроенных герметичных дымоходов и воздуховодов.

На основании полученных документов о готовности многоквартирного дома к переводу на поквартирное отопление газораспределительная организация будет выдавать по заявлениям собственников помещений в этом доме индивидуальные технические условия на установку газовых котлов и другого газоиспользующего оборудования в каждую из квартир этого дома (в зависимости от пожеланий заказчика о количестве и типах используемого газопотребляющего оборудования).

В схеме теплоснабжения г. Балашов предусматривается перевод некоторых потребителей на индивидуальное теплоснабжение, перечень объектов подлежащих переводу представлен в приложении 3.

7.2 Обоснование включения в схему теплоснабжения источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Схема теплоснабжения должна обеспечивать требуемую энергоэффективность в соответствии с Федеральным законом от 23.11. 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации (с

изменениями от 8 мая 2010г.)»[2]. Этим законом предусмотрен целый комплекс мероприятий, приведенный, в свою очередь, Федеральном Законе от 27.08.2010г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» [1]. В частности, в качестве действенного способа энергосбережения указывается на «...обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения», а также «централизацию теплоснабжения» [1].Комбинированная выработка теплоты и электрической энергии реализует известный принцип теплофикации и дает в конечном итоге системную экономию топлива по сравнению с отдельным способом их производства. Примечательно, что эта экономия оказывается более существенной по сравнению со многими способами энергосбережения, рекомендуемыми для систем теплоснабжения ЖКХ [11].

Выбор типа когенерационной установки, ее электрической и тепловой мощностей определяется на основании технико-экономического анализа с учетом действующих графиков электрических и тепловых нагрузок. В зависимости от конкретных условий определяющим может быть график как электрической, так и тепловой нагрузки. Для систем теплоснабжения ЖКХ уровни потребляемых тепловой и электрической мощностей предполагают использование в качестве теплофикационных когенерационные установки (газотурбинные, газопоршневые) и создание на их основе коммунальных ТЭЦ, располагаемых в городской черте. Это направление в последнее время получило широкое распространение во многих странах.

В настоящее время отечественные и зарубежные фирмы-изготовители предлагают когенерационные ГТУ для теплоснабжения, имеющие различные параметры, уровни мощности и величины КПД по выработке электрической энергии. Как правило, они выполняются по простым схемам, реализующим цикл Брайтона с котлом – утилизатором. Системная энергетическая эффективность таких ГТУ зависит не только от электрического КПД и коэффициента использования теплоты топлива (КИТ), но и от степени утилизации в котлах-утилизаторах теплоты отработавших в турбине газов. Примечательно, что различные ГТУ часто имеют отличающиеся электрические КПД по причине различных параметров (степени сжатия, величин температур рабочих тел перед газовой турбиной и компрессором и т.д.), в то время

как КИТ отличаются менее значительно. Следует подчеркнуть, что расход топливного газа при работе ГТУ определяется именно электрическим КПД.

Важным фактором при выборе типа ГТУ является степень повышения давления воздуха в компрессоре, оказывающая сильное влияние на электрический КПД. В подавляющем большинстве эта величина находится в пределах 15 -25 (электрический КПД при этом достигает 30 – 33%), что практически исключает возможность непосредственного использования топливного газа городских газопроводов (давлением 0,6 -1,2 Мпа) и требует для его компримирования специального дожимного компрессора. Это приводит к удорожанию установки и некоторому снижению ее топливной экономичности и надежности работы. Существенным недостатком таких ГТУ является также и увеличение расхода топливного газа в периоды отсутствия тепловой нагрузки. Этих недостатков лишены когенерационные ГТУ, реализующие циклы с регенеративным подогревом сжатого в компрессоре воздуха перед его подачей в камеру сгорания. Электрический КПД таких ГТУ достигает 37–40% при включенном регенераторе, а степень повышения давления не превышает 6–10, что делает возможным непосредственное использование топливного газа городских газопроводов. Кроме того, при отсутствии теплофикационных нагрузок топливная экономичность остается достаточно высокой.

На сегодняшний день только некоторые фирмы-изготовители могут выпускать когенерационные ГТУ с регенеративным подогревом воздуха. В России наиболее готовым к практическому внедрению является газотурбинный агрегат ГТЭ-009М, успешно эксплуатируемый в нескольких городах.

Основным назначением ТЭЦ №1 в г. Балашове является комбинированная выработка электрической и тепловой энергии, обеспечивающая системную экономию топлива [17]. На основании анализа графика отпуска электрической энергии г. Балашова было установлено, что максимальная нагрузка составляет 18МВт.

Общие сведения о ГТ-ТЭЦ№1

В составе ГТ-ТЭЦ имеется объединенный главный корпус, в котором устанавливаются 2 когенерационные газотурбинные установки ГТЭ-009М. Энергоблок содержит газотурбинный двигатель с регенеративным

воздухоподогревателем РВП 2200-02, водогрейный котел-утилизатор КУВ-23,2 (20,0)–170, турбогенератор ТФЭ 10-2(3×2)/6000. Для покрытия пиковых тепловых нагрузок устанавливаются два газовых водогрейных котла КВ-Г-23,3 (20,0)-170. Для одного энергоблока максимальная электрическая мощность - 10 МВт; номинальная тепловая мощность котла утилизатора (КУ) - 23,2 МВт (20 Гкал/ч). Номинальная тепловая мощность пикового котла (ПК) – 23,3 МВт (20 Гкал/ч). Регулирование теплопроизводительности котла утилизатора при работающем РВП осуществляться за счет пропуска газов помимо пакета поверхностей нагрева через встроенный в котел байпас.

Все оборудование произведено на предприятиях, входящих в группу компаний «Энергомаш». Основные технические характеристики ГТ-ТЭЦ№1 приведены в табл. 7.1. Тепловая схема ГТ-ТЭЦ с одним энергоблоком приведена на рис. 7.1.

Таблица 7.1

Технические характеристики ГТ-ТЭЦ №1 мощностью 18 МВт (эл.) (данные завода-изготовителя)

п/п	Наименование показателей	Размерность	Величина
1.1.	Газотурбинный двигатель:		
	тип		ГТ-009М
	количество	шт.	2
	Номинальная электрическая мощность	МВт	9
1.2.	Котел-утилизатор водогрейный:		
	тип		КУВ-23,2-170М
	количество	шт.	2
	Номинальная мощность	Гкал/ч	20
1.3.	Котел водогрейный:		
	тип		КВ-Г-23,3-170
	количество	шт.	2
	Номинальная мощность	Гкал/ч	20
1.4.	Воздушный регенератор		
	тип		РВП-2200-02
	количество	шт.	4
1.5.	Турбогенератор:		
	тип		ТФЭ-10-2(3х2) /6000УЗ
	количество	шт.	2
	Номинальная мощность	МВт	10
1.6.	Преобразователь частоты:		
	тип		ТПЧ-2900/12500У1
	количество	шт.	2
1.7.	Трансформатор собственных нужд:		
	тип		ТСЗС-1000-10,5/0,4

п/п	Наименование показателей	Размерность	Величина
	количество	шт.	2
1.8.	Повысительный трансформатор в ОКГ:		
	тип		ТРСЦДПЧ-16000/10
	количество	шт.	2

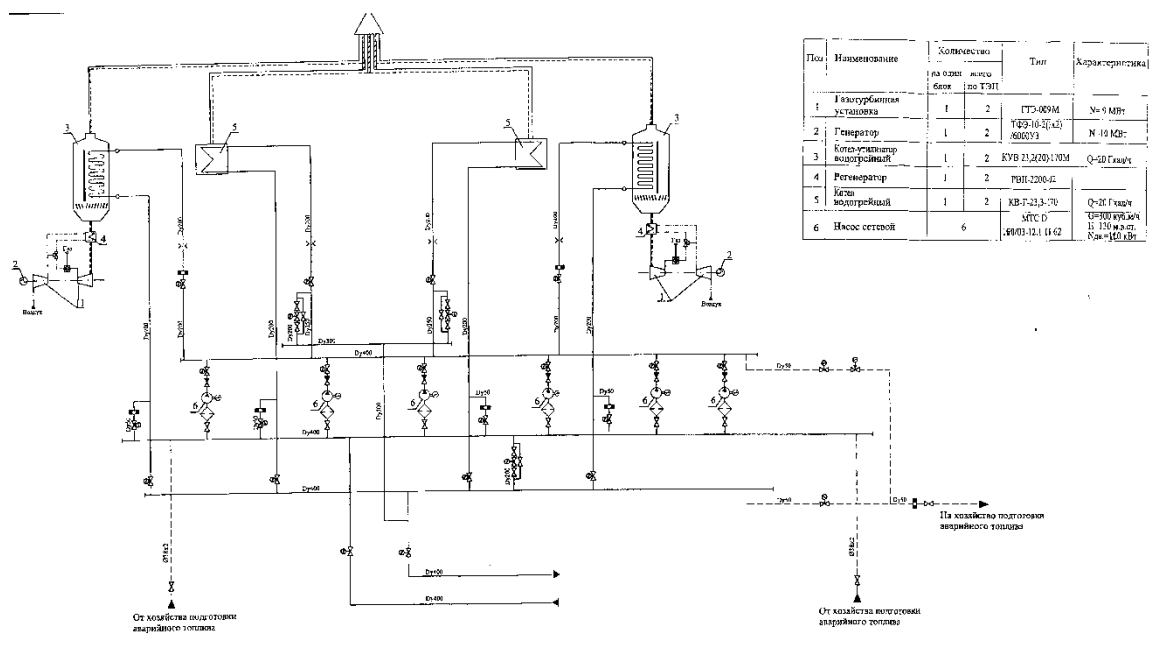


Рис. 6.3- Тепловая схема ГТ-ТЭЦ с двумя энергоблоками

7.3. Обоснование предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

В соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации (с изменениями от 8 мая 2010г.)» предусматривается целый комплекс мероприятий, направленных на «уменьшение объёма используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования». В системах теплоэнергоснабжения ЖКХ в качестве основных мер предписывается модернизация тепловых источников и тепловых сетей. В связи с этим для повышения надёжности теплоснабжения, увеличения коэффициента загрузки котельных, ликвидации малоэффективных котельных, отказа от аренды частных котельных, покрытия перспективных тепловых нагрузок, обеспечения высоких технико-экономических

показателей предлагается осуществить модернизацию схемы теплоснабжения г. Балашова.

7.4. Обоснование замены основного оборудования котельных

На основании анализа работы котельных в предыдущих отопительных сезонах, размещения основных потребителей и источников теплоснабжения, протяженности и состояния тепловых сетей, намечены основные энергосберегающие мероприятия, реализация которых обеспечит оптимальную загрузку котельных, снижение потребления топливно-энергетических ресурсов и улучшение экологической обстановки. Отметим, что приведение в соответствие перспективных нагрузок с установленной мощностью котельных позволит значительно уменьшить срок окупаемости капитальных затрат.

В качестве базового рассматривается вариант технического перевооружения котельных путем установки котлов с КПД не ниже 90%, а также сооружение блочно-модульных котельных. Удельные капиталовложения на техническое перевооружение принимаются в пределах $2 \cdot 10^6$ - $3,2 \cdot 10^6$ руб/(Гкал/ч) в зависимости от уровня тепловой мощности. Стоимостные показатели по сооружению новых котельных (включая блочно-модульные), модернизации существующих, прокладки тепловых сетей приняты по согласованию с теплоснабжающими организациями. В зависимости от конкретных условий предпочтительным может оказаться вариант полной замены котельной с изношенными строительными сооружениями, физически и морально устаревшим оборудованием на новую котельную с размещением ее на месте старой, или вблизи нее. При определении мощностей котельных суммарные потери теплоты на собственные нужды и транспорт, приняты равными 5% для всех вариантов.

7.5. Зона теплоснабжения ГТ-ТЭЦ№1

Для выполнения первого варианта по предварительному согласованию с администрацией принято размещение ГТ-ТЭЦ№1 на площадке рядом с котельной №25. Размещение ГТ-ТЭЦ №1 на опорной карте города представлено на рис.7.2.



Рис.7.2- Место расположения ГТ-ТЭЦ №1

Преобразование схемы теплоснабжения по первому варианту требует выбора рациональной структуры источников теплоты, включая ГТ-ТЭЦ№1 и котельные, часть из которых модернизируется, демонтируется, переводится в резерв, а часть нагрузки передается строящимся котельным. Таким образом, основным источником здесь будет вновь сооружаемая ГТ-ТЭЦ№1. Технологическая зона действия ГТ-ТЭЦ№1 будет включать в себя (или объединять) зоны действия нескольких котельных расположенных в непосредственной близости. В табл.7.2 представлены данные о расчетных тепловых нагрузках котельных, которые передаются на ГТ-ТЭЦ№1.

Таблица 7.2

Расчетные тепловые нагрузки, передаваемые на ГТ-ТЭЦ№1

№	Наименование котельной,	Единица измерения, Гкал/ч	Подключенная нагрузка			
			Жилой фонд		Прочие потребители	
			отопление	ГВС	отопление	ГВС
1	Котельная ООО «Теплоцентр»	Гкал/ч	35,4	3,29	9,95	1,44
2	Котельная № 2/139	Гкал/ч	9,02	5,75	0,18	1,44
4	Котельная №25	Гкал/ч	4,31	0,37	0,6	0,06
5	Котельная «ЦТП»	Гкал/ч	5,11	0,9	0	0
	ИТОГО	Гкал/ч	53,84	10,31	10,73	2,94

Из табл.6.4 следует, что расчетная тепловая нагрузка в зоне действия ГТ-ТЭЦ№1 составит 82,1 Гкал/ч. В связи с этим на ТЭЦ предполагается установка двух газотурбинных установок (ГТУ) марки ГТ-009М электрической мощностью по 9 МВт с регенератором и котлом-утилизатором, а также двух пиковых водогрейных котлов. Электрическая мощность ГТ-ТЭЦ№1 составит 18 МВт, тепловая - 80 Гкал/ч.

Зона теплоснабжения котельной Котельная ООО «Теплоцентр»

Вариант первый.

Котельная ООО «Теплоцентр» в связи с передачей тепловой нагрузки на ГТ-ТЭЦ№1 исключается из схемы теплоснабжения.

Вариант второй.

Теплоснабжение микрорайона КПТ осуществляется от котельной ООО "Теплоцентр", которая имеет большой избыток мощности. Диаметр тепловых сетей имеет завышенный диаметр. Планируется построить в микрорайоне 3 новые блочные котельные, провести техническое перевооружение существующей котельной МУП СТБР №20 и теплового пункта №12 под котельные, заменить теплотрассы, уйти тем самым от убыточной котельной.

Трубопроводы тепловых сетей от источника работают с высоким резервом пропускной способности, что приводит к увеличению стоимости транспорта теплоты.

Планируется техническое перевооружение теплотрасс в микрорайоне КПТ.

Суммарная установленная мощность блочно-модульных отопительных котельных, размещаемых на территории города, определена с учетом перспективной нагрузки, оптимального режима загрузки оборудования и представлена в таблице 7.3.

Таблица 7.3

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

Наименование источника, адрес.	Единицы измерения	Присоединенная тепловая нагрузка	Установленная мощность
БМК	Гкал/ч	50	60

Зона теплоснабжения Районной котельной

Учитывая высокую изношенность основного оборудования районной котельной для повышения надежности, экономичности производства и

транспорта тепловой энергии рассматривается вариант замены основного оборудования с подключением существующих нагрузок и использованием действующих тепловых сетей. Передача части тепловой нагрузки на другие источники не предусматривается. Установленная мощность котельной определена с учетом перспективной нагрузки, оптимального режима загрузки оборудования и представлена в таблице 7.4.

Таблица 7.4.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

Наименование источника, адрес.	Единицы измерения	Присоединенная тепловая нагрузка	Установленная мощность
Котельная Районная	Гкал/ч	41,04	65,6

Зона теплоснабжения котельной №1

На основании проведенного обследования котельной №1 установлено, что котельная работает минимальными эксплуатационными затратами. Передача части тепловой нагрузки на другие источники и обеспечение перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной не планируется.

Графическое изображение технологической зоны действия котельной №1 представлено в Приложении 2.

Наименование источника, адрес.	Единицы измерения	Присоединенная тепловая нагрузка	Установленная мощность
Котельная №1	Гкал/ч	7,18	10,3

Зона теплоснабжения котельной №5

В котельной по ул. Нефтяная, д. 5а эксплуатируется оборудование с низкими показателями тепловой экономичности. В связи с этим предлагается осуществить техническое перевооружение котельной, установив современное,

более совершенное котельное и вспомогательное оборудование. В зоне действия котельной планируется подключение перспективной тепловой нагрузки. С учетом оптимального режима загрузки оборудования определена перспективная установленная мощность котельной. Данные по установленной мощности котельной представлены в таблице 7.5.

Таблица 7.5.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

Наименование источника	Единицы измерения	Присоединенная тепловая нагрузка	Установленная мощность
Котельная №5	Гкал/ч	4,56	5,6

Зона теплоснабжения котельной №7

Основное оборудование котельной находится в удовлетворительном состоянии. В связи с этим необходима только реконструкция котельной. Планируется установка современных котлоагрегатов с более высокими показателями тепловой экономичности. Передача тепловой нагрузки на другие источники не планируется. Имеется перспективная тепловая нагрузка в зоне действия котельной. Данные по установленной мощности котельной представлены в таблице 7.6.

Таблица 7.6.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

Наименование источника	Единицы измерения	Присоединенная тепловая нагрузка	Установленная мощность
Котельная №7	Гкал/ч	3,904	4,8

Графическое изображение технологической зоны действия представлено в Приложении 2.

Зона теплоснабжения котельной №20

Планируется выполнить техническое перевооружение источника с учетом передачи части тепловой нагрузки от котельной ООО «Теплоцентр». Данные по установленной мощности представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

Наименование источника	Единицы измерения	Присоединенная тепловая нагрузка	Установленная мощность
Котельная №20	Гкал/ч	8,1	9

Зона теплоснабжения котельной №21

Для повышения надежности, экономичности производства и транспорта тепловой энергии рассмотрен вариант технического перевооружения с подключением существующих нагрузок и использованием действующих тепловых сетей. Перспективные нагрузки здесь не предусмотрены. Планируется передача тепловой нагрузки ГВС и отопления на индивидуальные источники. Данные по установленной мощности котельной и ИТГ представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

Наименование источника	Единицы измерения	Присоединенная тепловая нагрузка	Установленная мощность
ИТГ	Гкал/ч	2,194	2,43

Зона теплоснабжения котельной №23

В котельной №23 эксплуатируется два паровых котлоагрегата ДЕ-16-14 1982г постройки. В котельной предлагается выполнить техническое перевооружение с целью повышения энергоэффективности путем замены 2-х паровых котлов на 4 водогрейных. Передачи тепловой нагрузки на другие источники и обеспечение перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной не планируется.

Данные по установленной мощности представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

Наименование источника	Единицы измерения	Присоединенная тепловая нагрузка	Установленная мощность
Котельная №23	Гкал/ч	12,6	18,9

Зона теплоснабжения котельной №25

Вариант первый.

Котельная №25 в связи с передачей тепловой нагрузки на ГТ-ТЭЦ№1 исключается из схемы теплоснабжения.

Вариант второй.

Котельная № 25 располагает паровым котлом ДЕ-10-14 и водогрейным котлом КВ-Г-4, имеет большой моральный и физический износ и большой радиус теплоснабжения. Для снижения затрат на транспорт теплоты планируется строительство двух блочно модульных котельных (БМК) с выводом из эксплуатации котельной №25. В соответствии с проектом планировки территории города перспективных нагрузок в зоне действия котельной не предусмотрено. Передача части тепловой нагрузки на другие источники не планируется. Данные по установленной мощности и присоединенной нагрузке двух новых БМК представлены в таблице 7.10.

Таблица 7.10.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка БМК1,2

Наименование источника	Единицы измерения	Присоединенная тепловая нагрузка	Установленная мощность
БМК 1	Гкал/ч	3,43	4,5
БМК 2	Гкал/ч	3,43	4,5

Графическое изображение технологической зоны действия котельной №25 представлено в Приложении 2.

Вариант третий

Зона теплоснабжения котельной №27

В соответствии с проектом планировки территории города в зоне действия котельной планируется перспективная нагрузка, на основании

перспективных балансов тепловой мощности установлено, что на котельной имеется резерв мощности для обеспечения перспективной нагрузки. Передача части тепловой нагрузки на другие источники не планируется.

Графическое изображение технологической зоны действия котельной №27 приведено в Приложении.

Зона теплоснабжения котельной №28 (пер. Энергетический)

Котельная выводится из эксплуатации с передачей тепловой нагрузки на индивидуальное теплоснабжение 4-х квартирного жилого дома.

Зона теплоснабжения котельной №2/139

Вариант первый.

Котельная №2/139

в связи с передачей тепловой нагрузки на ГТ-ТЭЦ№1 исключается из схемы теплоснабжения.

Вариант второй.

Для повышения экономичности, надежности и качества теплоснабжения необходима замена основного и вспомогательного оборудования котельной. В соответствии с проектом планировки территории города перспективных нагрузок в зоне действия котельной не предусмотрено. Передача части тепловой нагрузки на другие источники не планируется. Данные по установленной мощности и присоединенной нагрузке представлены в таблице 7.11.

Таблица 7.11.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

Наименование источника	Единицы измерения	Присоединенная тепловая нагрузка	Установленная мощность
Котельная №2/139	Гкал/ч	29,9	32

Графическое изображение технологической зоны действия котельной №2/139 в Приложении 2.

Зона теплоснабжения котельной «ЦТП» в составе МУП «СТБР»

Вариант первый.

Котельная «ЦТП» в связи с передачей тепловой нагрузки на ГТ-ТЭЦ№1 исключается из схемы теплоснабжения.

Вариант второй.

В соответствии с проектом планировки территории города перспективных нагрузок в зоне действия котельной «ЦТП» не предусмотрено. Передача части тепловой нагрузки на другие источники не планируется. Данные по установленной мощности новой котельной и присоединенной нагрузке представлены в таблице 7.12.

Таблица 7.12.

Установленная мощность и присоединенная нагрузка котельной

Наименование источника	Единицы измерения	Присоединенная тепловая нагрузка	Установленная мощность
Котельная на базе ЦТП (ул. Титова, 13 б)	Гкал/ч	7,25	10,2

Графическое изображение технологической зоны действия котельной «Рабочий городок» представлено в Приложении 2

Вариант третий.

На первом этапе:

- планируется проведение углубленного технического аудита с параллельными работами по монтажу приборов учёта тепла и гвс на выходе из котельных и ТП для получения истинных параметров полезного отпуска тепла и уровня теплопотерь.
- по полученным данным проведётся корректировка проектного задания по проекту реконструкции систем теплоснабжения и внедрение систем автоматики и диспетчеризации управления комплексом теплоснабжения города и района, с последующей Госэкспертизой выполненного проекта.

На втором этапе:

- проводится весь перечень подготовительных работ по реконструкции котельных и ТП, без нарушения действующего производственного цикла теплоснабжения потребителей.

- производится комплектация оборудования по сметам проекта реконструкции систем теплоснабжения.

Параллельно с этими этапами, в соответствии с действующей Схемой теплоснабжения г.Балашова, проводится обновление технических условий на подключение электро, газо и водоснабжения выделенной площадки с з/у (оформлен в аренду в 2017г) под строительство нового теплоэнергетического объекта, котельной общей мощностью 60Гкал со строительством двух подводящих магистральных тепловых сетей, для обеспечения теплоснабжением мкр. КПТ, Ртищевского шоссе, Хлебной базы, Рабочего городка и жилого мкр.Военного городка. Взамен выводимых из эксплуатации старых котельных МУП №20,25, ООО Теплоцентр, в/ч Рембаза, подлежащих консервации как резервные источники тепла.

Проект строительства новой котельной согласовывается и подается на заключение Госэкспертизы. Параллельно обновляются и пере согласовываются изыскательские и геодезические работы архитектурного плана площадки под строительство котельной.

По получению положительного заключения Госэкспертизы и получению тех.условий на подключения, подрядчик незамедлительно приступает к строительным работам по проекту строительства котельной. Срок ввода в эксплуатацию новой котельной 8 месяцев, с момента начала строительства.

1. Обследование котельных и тепловых пунктов на наличие и достаточность:

- средств автоматизации, приборов учёта,
- оборудования для обеспечения безопасности в случае возникновения аварийных ситуаций, отключений котельных, тепловых пунктов и их отдельных систем, перепадов давления, температуры, возникновение утечек теплоносителя (потерь в следствие порывов и т.п.), - оборудования для сбора, обработки и передачи данных на диспетчерский (-ие) пункт.

2. Разработка решений по дооборудованию, переоборудованию обследованных систем

до уровня заданий на проектирования, достаточных для оценки величины необходимых капитальных вложений на установку приборов, оборудования средств сбора, обработки и передачи данных на диспетчерский (-ие) пункт с целью сокращения количества операторов котельных и тепловых пунктов.

3. Диспетчеризация котельных и тепловых пунктов

Центральная часть Балашова отапливается от Районной котельной через 11 тепловых пунктов, которые служат для преобразования температурного графика 130/70 в 95/70 и приготовления ГВС. На 7-ми тепловых пунктах постоянно присутствует обслуживающий персонал.

Цель проекта:

Повышение энергоэффективности системы теплоснабжения центральной части Балашова с помощью диспетчеризации котельных и тепловых пунктов. Системы диспетчеризации позволяют осуществлять централизованный мониторинг и управление с центрального диспетчерского пункта. Главный диспетчер берет на себя полный контроль и управление режимами работы котельных и тепловых пунктов. В реальном времени он получает актуальную информацию о работе каждого объекта теплоснабжения и ТП, что повышает оперативность принятия решения, и, соответственно, надежность функционирования всех систем в целом. Высокая точность регулирования и выбора оптимальных алгоритмов работы оборудования контролируемых программой компьютера, обеспечивают существенную экономию тепла и электроэнергии. Важнейшую роль в энергосбережении имеет не только регулирование тепловой энергии, но и учет энергоресурсов. Сегодня в обязательном порядке все котельные и тепловые пункты оборудуются узлами учета тепла. Современные системы диспетчеризации позволяют объединить узел автоматического регулирования и узел учета внутри котельной и ТП в единую систему диспетчеризации.

Реализация проекта: Для осуществления проекта планируется: -монтаж блоков управления, связи, датчиков на тепловых пунктах; -замена механических задвижек на электро управляемые затворы; -оборудование центральной

диспетчерской и рабочего места диспетчера; -настройка ПО, отладка, обучение.
Инвестиционные затраты на реализацию проекта 50 млн.руб.

4.Обновление насосного групп на котельных и тепловых пунктах

Большая часть имеющихся на котельных и тепловых пунктах насосов имеют КПД номинального режима 50-60%. Практически все насосы работают не в номинальном режиме, и, несмотря на применение частотных преобразователей их эффективность снижается до 40-50%.

Цель проекта:

Снижение потребления электроэнергии за счет применения насосов Grundfos имеющих большой выбор по производительности и напору с эффективностью 70-80%.

Реализация проекта:

Для осуществления проекта планируется:

- приобрести и заменить 42 сетевых насоса Grundfos;
- выполнить переобвязку с новой запорной арматурой;

Инвестиционные затраты на реализацию проекта 8 млн.руб.

Реконструкция Районной котельной предусматривает:

- замену водогрейных котлов общей тепло производительностью 45Гкал/час;
- замену основного оборудования (водоподогревателей, насосов, тягодутьевого, деаэрационно-питательного, оборудования водоподготовки);
- замену приборов автоматики и контрольно-измерительных приборов, замена газового оборудования; -ремонт дымовой трубы; -ремонт здания котельной и здания водоподготовки; -ремонт водовода (резервного)

Замена паровых котлов на водогрейные на котельной №23. Котельная №23 с двумя паровыми котлами ДЕ-16-14 была построена в 1982 году и работала на мазуте. В настоящее время мазут не используется ни как основное, ни как резервное топливо, и в дальнейшем не планируется его использование. Пар используется для нагрева сетевой воды в пароводяных теплообменниках, которые ежегодно приходится ремонтировать. Сторонних потребителей пара не имеется и не предвидится. Паровые котлы более требовательны к качеству

питательной воды. На паровой котельной должно быть больше обслуживающего персонала, чем на котельной с водогрейными котлами.

Цель проекта:

Повышение энергоэффективности котельной №23 за счет замены 2-х паровых котлов на 3 водогрейных КВ-Г-4.

Децентрализация потребителей котельной №21(район Ветлянка)

В 90-х года сократилось производство и теплопотребление Ремзавода «Хоперский» и предприятия «Сельхозтехника. Жители двухэтажных домов постепенно переходят, а жители одноэтажных домов уже перешли на индивидуальное отопление. В прошлом году завершился переход на индивидуальное горячее водоснабжение. Таким образом, теплопотребление данного района резко сократилось и продолжает сокращаться, а издержки на производство сокращаются только по статье топливо и к тому же не пропорционально (потери в сетях не уменьшаются).

Цель проекта:

Снижение издержек производства путем полной децентрализации и закрытия котельной №21.

Восстановление обветшалой теплоизоляции тепловых сетей

В настоящий момент тепловая изоляция теплосетей имеет существенный износ. На 6-и км трубопроводов полностью отсутствует изоляция. На этих участках ежегодно теряется 8,5 тыс. Гкал тепла, которого могло бы хватить для обогрева всех детских садов Балашова, Чрезмерные теплопотери в тепловых сетях отрицательно сказываются и на гидравлическом режиме.

Цель проекта:

Снижение теплопотерь тепловых сетей путем восстановления тепловой ИЗОЛЯЦИИ современными долговечными материалами.

Реализация проекта:

Для осуществления проекта планируется:

приобретение и монтаж пенополиуретановых скорлуп покрытых стеклопластиком диаметров от 48 до 377 мм общей протяженностью 9 км;

Инвестиционные затраты на реализацию проекта 8 млн.руб.

7.6 Расчет радиуса эффективного теплоснабжения (зоны обслуживания) от Районной котельной

Эффективный радиус теплоснабжения представляет собой максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до источника тепловой энергии, при превышении которого подключение потребителя к данной системе становится экономически нецелесообразным вследствие увеличения совокупных затрат. Эффективный радиус ассоциируется с зоной действия источника теплоснабжения, поэтому ниже будут определены эффективные зоны теплоснабжения от наиболее крупного источника – районной котельной, обеспечивающего около 23% тепловой нагрузки города и имеющего протяженные и разветвленные сети. В связи с планируемой реконструкцией зоны теплоснабжения от котельной «Теплоцентр», эффективный радиус для этого источника не рассматривался. Эффективные зоны действия остальных источников (мелких котельных) здесь так же не рассмотрены по причине малой тепловой нагрузки и небольшой протяженности сетей.

Для определения эффективных зон теплоснабжения от районной котельной использована методика, основанная на допущении, что затраты по системе теплоснабжения до каждой зоны пропорциональны ее тепловой нагрузке и расстоянию от источника. При этом система теплоснабжения разбивается на отдельные зоны с расчетом тепловых нагрузок и расстояний по трассам до источника. Усредненное расстояние от источника до центров зон вычисляется по формуле, км

$$L_{cp} = \sum_{i=1}^m Q_i \cdot L_i / Q, \quad (7.1)$$

где Q_i - тепловая нагрузка i – зоны, Гкал/ч; L_i - расстояние от центра зоны до источника тепловой энергии, км; Q - суммарная присоединенная тепловая нагрузка к источнику теплоснабжения, Гкал/ч.

Присоединенная нагрузка к источнику тепловой энергии, Гкал/ч

$$Q = \sum_{i=1}^m Q_i . \quad (7.2)$$

Годовой отпуск теплоты от источника, Гкал/год

$$Q^e = Q \cdot \tau , \quad (7.3)$$

где τ - число часов использования присоединенной тепловой нагрузки, ч/год.

Среднюю себестоимость транспорта теплоты принимаем равной тарифу, тогда годовые затраты по системе будут равны, руб./год

$$Z = Q^e \cdot c_{тр} , \quad (7.4)$$

где $c_{тр}$ - себестоимость транспорта теплоты по системе теплоснабжения, руб/Гкал.

Средние удельные затраты на транспорт теплоты рассчитываются по формуле, руб./Гкал км

$$z = \frac{Z}{Q^e \cdot L_{cp}} . \quad (7.5)$$

Абсолютная величина затрат до каждой зоны (с учетом расстояния до нее) определяется по выражению, руб./год

$$Z_i = z \cdot Q_i \cdot \tau \cdot L_i . \quad (7.6)$$

Сравнивая значения Z_i можно судить об эффективности теплоснабжения каждой зоны. Так при положительном значении $\Delta_i = Z - Z_i$ теплоснабжение эффективно, при отрицательном – неэффективно. Следовательно и радиус эффективного теплоснабжения определяется из условия $\Delta_i > 0$.

Используя приведенную методику, ниже выполнен расчет эффективности покрытия от районной котельной различных зон тепловых нагрузок города. На рис.7.3 показаны зоны теплоснабжения от котельной с учетом существующей и перспективной нагрузки. Число зон составило 6.

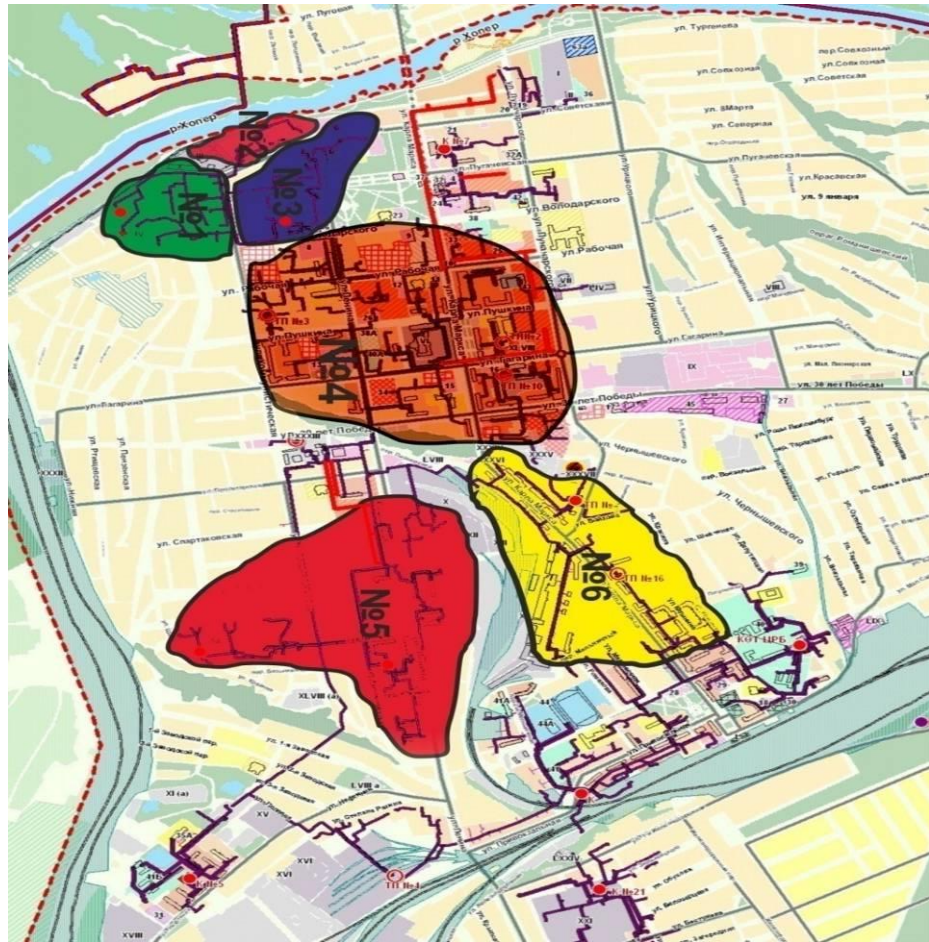


Рис. 7.3- Схема разделения системы теплоснабжения от Районной котельной

На рис.7.4. показаны значения существующих и перспективных тепловых нагрузок выделенных

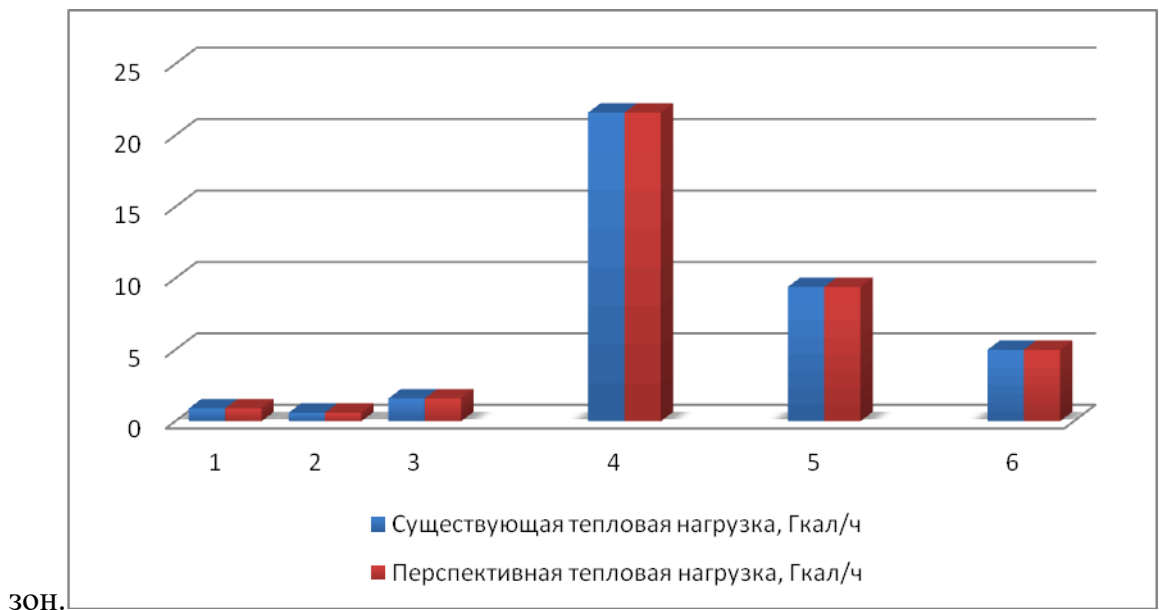


Рис. 7.2- Тепловые нагрузки выделенных зон

Из рис. 7.4 следует, что наибольшую тепловую нагрузку имеют зоны 4 и 5.

В табл. 7.13 приведены тепловые нагрузки каждой зоны и среднее расстояние от условного центра до источника. Удельная стоимость транспорта теплоты определена в диапазоне 20 - 40% от утвержденного тарифа по причине отсутствия данных по удельной стоимости транспорта в эксплуатирующей организации. При тарифе на теплоту во второй половине 2019г., равном 1740,79 руб./Гкал, удельная стоимость транспорта будет изменяться в пределах $c_{тр}=348,15-696,3$ руб/Гкал. В расчетах число часов использования максимальной тепловой нагрузки принято равным 2800 ч/год, тепловые потери в сетях 10%. Результаты расчетов затрат приведены в табл. 7.14. Как видно из таблицы все зоны теплоснабжения имеют меньшие затраты по сравнению со средними затратами, определенными по выражению (7.4). Следовательно, указанные зоны следует обеспечивать тепловой энергией от районной котельной. Наибольшее расстояние от источника до выделенных зон (по вектору) составляет 1,32 км (зона 2).

Согласно отчетным данным существующая присоединенная тепловая нагрузка котельной составляет 39,37 Гкал/ч, загрузка оборудования 56%. С учетом необходимого резерва следует констатировать, что Районная котельная эксплуатируется с эффективным радиусом.

Таблица 7.14

Тепловые нагрузки выделенных зон и расстояния до Районной котельной

№ зоны	Наименование выделенной зоны	Тепловые нагрузки, Гкал/ч	Расстояние от источника до центра зоны, км
1	Ул. Коммунистическая- ул. Ревякина	0,94	1,11
2	Ул. Советская	0,61	1,32
3	Ул. Ленина-ул. Коммунистическая-ул. Володарского	1,6	1,14
4	Ул. Ленина-ул. Володарского-ул. 30 лет Победы	19,8	0,6
5	Ул. Ленина-ул. Пролетарская-пер. Южный	9,42	0,63

№ зоны	Наименование выделенной зоны	Тепловые нагрузки, Гкал/ч	Расстояние от источника до центра зоны, км
6	ТП№4-ул.167 Стрелковой дивизии-ул. К.Маркса	5	0,78
	Итого	37,37	

Таблица 7.15

Затраты на транспорт тепловой энергии от Районной котельной

Номер зоны	Наименование района города	Затраты на транспорт с учетом удаления потребителя от источника (Z _i), млн. руб./год			Разность затрат, млн. руб./год		
		<i>c_{тр}</i> =295,8 руб./Гкал	<i>c_{тр}</i> =443,7 руб./Гкал	<i>c_{тр}</i> =591,7 руб./Гкал	<i>c_{тр}</i> =295,8 руб./Гкал	<i>c_{тр}</i> =443,7 руб./Гкал	<i>c_{тр}</i> =591,7 руб./Гкал
1	Ул. Коммунистическая-ул. Ревякина	1,972	2,958	3,944	50,228	75,342	1,972
2	Ул. Советская	1,566	2,349	3,132	50,634	75,951	1,566
3	Ул. Ленина-ул. Коммунистическая-ул. Володарского	3,6105	5,423	7,25	48,5895	72,877	3,6105
4	Ул. Ленина-ул. Володарского-ул. 30 лет Победы	25,6795	38,5265	51,33	26,5205	39,7735	25,6795
5	Ул. Ленина-ул. Пролетарская-пер. Южный	11,7305	17,6175	23,49	40,4695	60,6825	11,7305
6	ТП№4-ул.167 Стрелковой дивизии-ул. К.Маркса	7,7285	11,455	15,37	44,4715	66,845	7,7285
	Затраты на транспорт без учета	52,2	78,3	104,4	52,2	0	0

Номер зоны	Наименование района города	Затраты на транспорт с учетом удаления потребителя от источника (Z_i), млн. руб./год			Разность затрат, млн. руб./год		
		$c_{тр} = 295,8$ руб./Гкал	$c_{тр} = 443,7$ руб./Гкал	$c_{тр} = 591,7$ руб./Гкал	$c_{тр} = 295,8$ руб./Гкал	$c_{тр} = 443,7$ руб./Гкал	$c_{тр} = 591,7$ руб./Гкал
	удаления потребителя (Z), тыс. руб./год						

7.7. Перспективные балансы установленной и подключенной мощности источников тепловой энергии

Перспективные балансы установленной и подключенной мощности источников теплоснабжения г. Балашова составлены с учетом роста тепловой нагрузки и нового строительства котельных, описанных в разделе 2. На основании этих данных в табл. 7.16 – 7.27 представлены балансы установленной и присоединенной нагрузки источников тепловой энергии.

Таблица 7.16

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной «Теплоцентр»(вариант второй)

№		Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Установленная мощность	Гкал/ч	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	9,17	9,17	9,17	9,17	9,17	9,17	9,17	9,32	9,32	9,32	9,25
	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	8,29	8,29	8,29	8,29	8,29	8,29	8,29	8,43	8,43	8,43	8,46
	Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,66	0,66	0,66	0,56
	Перспективная нагрузка	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0,135	0	0	0,029
	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности	Гкал/ч	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,28	0,28	0,28	0,35

Таблица 7.17

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия новых БМК (вариант второй)

№		Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Установленная мощность	Гкал/ч	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	8,48	8,48	8,48	8,48	8,48	8,48	8,48	9,46	9,46	9,46	9,65
	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	8,55	8,55	8,55	8,82
	Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,67	0,67	0,67	0,59
	Перспективная нагрузка	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0,884	0	0	0,267
	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности	Гкал/ч	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	2,54	2,54	2,54	2,35

Таблица 7.18

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной 2/139 (вариант второй и третий)

№		Едини- ца изме- рения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Установленная мощ- ность	Гкал/ч	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	33,06	33,06	33,06	33,06	33,06	33,06	33,06	33,06	33,06	33,06	33,06
	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90
	Потери теп- ловой мощности в сетях	Гкал/ч	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
	Перспективная нагрузка	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности	Гкал/ч	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94

Таблица 7.19

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной на базе ЦТП в районе «Рабочий города»(вариант второй и третий)

№		Едини-ца изме- рения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Установленная мощность	Гкал/ч	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02
	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25
	Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
	Перспективная нагрузка	Гкал/ч											
	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности	Гкал/ч	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98

Таблица 7.20

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия районной котельной

№		Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Установленная мощность	Гкал/ч	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	42,5	42,5	43,37	43,37	43,37	43,37	43,37	43,37	43,37	43,37	43,37
	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	38,45	38,45	39,23	39,23	39,23	39,23	39,23	39,23	39,23	39,23	39,23
	Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	3,01	3,01	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07
	Перспективная нагрузка	Гкал/ч	0	0	0,787	0	0	0	0	0	0	0	0
	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности	Гкал/ч	7,5	7,5	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63

Таблица 7.21

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №1

№		Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Установленная мощность	Гкал/ч	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36
	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97
	Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97
	Перспективная нагрузка	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности	Гкал/ч	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94

Таблица .7.22

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №5

№		Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Установленная мощность	Гкал/ч	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04
	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56
	Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
	Перспективная нагрузка	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности	Гкал/ч	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56

Таблица 7.23

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №7

№		Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Установленная мощность	Гкал/ч	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,904	3,904	3,904	3,904	3,904	3,904	3,904	3,904	3,904	3,904	3,904
	Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
	Перспективная нагрузка	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности	Гкал/ч	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48

Таблица 7.24

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №20

№		Едини- ца изме- рения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Установленная мощность	Гкал/ч	3,75	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	3,75	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	2,25	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,037	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
	Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	0,16	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	Перспективная нагрузка	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности	Гкал/ч	1,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Таблица 7.25

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №23

№		Едини- ца изме- рения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Установленная мощность	Гкал/ч	17,92	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	17,92	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	8,62	8,62	8,62	8,62	8,62	8,62	8,62	8,62	8,62	8,62	8,62
	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	7,801	7,801	7,801	7,801	7,801	7,801	7,801	7,801	7,801	7,801	7,801
	Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
	Перспективная нагрузка	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности	Гкал/ч	9,3	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88

Таблица 7.26

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №25 (вариант второй и третий)

№		Едини- ца изме- рения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Установленная мощность	Гкал/ч	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	6,872	6,872	6,872	6,872	6,872	6,872	6,872	6,872	6,872	6,872	6,872
	Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
	Перспективная нагрузка	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Таблица 7.27

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №27

№		Едини- ца изме- рения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Установленная мощность	Гкал/ч	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	3,16	3,16	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,77	3,77	3,77	3,77
	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,86	2,86	2,959	2,959	2,959	2,959	2,959	3,41	3,41	3,41	3,41
	Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	0,22	0,22	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,27	0,27	0,27	0,27
	Перспективная нагрузка	Гкал/ч	0	0	0,099	0	0	0	0	0,451	0	0	0
	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности	Гкал/ч	2,54	2,54	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	1,93	1,93	1,93	1,93

7.8. Покрытие перспективной тепловой нагрузки

Перспективная тепловая нагрузка будет обеспечиваться существующими и новыми источниками теплоснабжения. В табл. 7.28 представлены данные по источникам, обеспечивающим покрытие перспективных тепловых нагрузок.

Таблица 7.28

Источники теплоты обеспечивающие покрытие перспективной нагрузки

Район	Обозначение застройки по генплану	Наименование	Суммарная максимальная часовая нагрузка, Гкал/ч	Источника теплоснабжения (вариант первый)	Источника теплоснабжения (вариант второй)	Год ввода в эксплуатацию, год
	25	Детский сад на 120 мест	0,243	Котельная Районная	Котельная Районная	2020
1	26	Детский сад на 120 мест	0,243	Котельная Районная	Котельная Районная	2020
1	20	Школа на 1100 учащихся	1,483	Котельная №7	Котельная №7	2020
1	27	Детский сад на 120 мест	0,243	Котельная Районная	Котельная Районная	2020
1	2	Городская поликлиника на 600 посещений	0,316	Котельная Районная	Котельная Районная	2020
2	28	Детский сад на 120 мест	0,225	Котельная Районная	Котельная Районная	2020
2	29	Детский сад на 140 мест	0,349	Котельная №5	Котельная №5	2020
3	30	Детский сад на 80 мест	0,184	ИТГ	ИТГ	2020
4	II	Баня на 150 посещений	0,093	Котельная №21	Котельная №21	2020
5	III	Баня на 150 посещений	0,099	Котельная №27	Котельная №27	2020
5	34	Детский сад на 200 мест	0,451	Котельная №27	Котельная №27	2025
6	18	Гостиница на 200 мест	0,286	ГТ-ТЭЦ№1	Котельная «Теплоцентр»	2025
6	35	Детский сад на 120 мест	0,243	ГТ-ТЭЦ№1	Котельная «Теплоцентр»	2020
6	17	Диагностический центр	0,264	ГТ-ТЭЦ№1	Котельная «Теплоцентр»	2020
6	VIII	Пожарное депо 6 машин	0,24	ГТ-ТЭЦ№1	Котельная «Теплоцентр»	2025
7	VI	Пожарное депо 8 машин	0,296	ГТ-ТЭЦ№1	Котельная «Теплоцентр»	2028

Район	Обозначение застройки по генплану	Наименование	Суммарная максимальная часовая нагрузка, Гкал/ч	Источника теплоснабжения (вариант первый)	Источника теплоснабжения (вариант второй)	Год ввода в эксплуатацию, год
8	V	Пожарное депо 6 машин	0,222	ИТГ	ИТГ	2020
8	3	Гостиница на 400 мест	0,324	ИТГ	ИТГ	2020
8	32	Детский сад на 80 мест	0,179	ИТГ	ИТГ	2025
8	8	Школа искусств	0,319	ИТГ	ИТГ	2025
8	31	Детский сад на 120 мест	0,243	ИТГ	ИТГ	2020
8	37	Детский сад на 80 мест	0,203	ИТГ	ИТГ	2020
8	22	Школа на 275 учащихся	0,496	ИТГ	ИТГ	2025
8	33	Детский сад на 80 мест	0,203	ИТГ	ИТГ	2025
9	36	Детский сад на 120 мест	0,268	ГТ-ТЭЦ№1	Котельная «Теплоцентр»	2020
9	23	Школа на 275 учащихся	0,47	ГТ-ТЭЦ№1	Котельная «Теплоцентр»	2025

Из таблицы видим, что покрытие перспективной тепловой нагрузки Завокзального района будет обеспечиваться индивидуальными теплогенераторами (ИТГ). Остальная перспективная нагрузка будет обеспечиваться существующими источниками с расширением технологических зон их действия.

7.9. Строительство новых котельных и необходимые инвестиции

В системе теплоснабжения г. Балашов предусматривается строительство новых котельных для покрытия перспективных и существующих тепловых нагрузок. В табл. 7.29. указан перечень новых источников теплоснабжения в предлагаемых вариантах.

Таблица 7.29

Перечень новых и реконструкция существующих источников теплоснабжения и стоимость их сооружения

№	Наименование источника и район сооружения	Количество,	Присоединенная нагрузка,	Установленная	Стоимость,
---	---	-------------	--------------------------	---------------	------------

		шт	Гкал/ч	мощность, Гкал/ч	млн. руб.
Вариант 1					
	Микрорайон «Ветлянка» установка ИТГ для обеспечения нагрузки ГВС и отопления	-	2,1	2,1	19,1
	Установка ИТГ в 4-х квартирном жилом доме вместо котельной по ул. Энергетическая, 6	-	0,043	0,043	0,2
	Установка ИТГ для обеспечения перспективной нагрузки	-	2,18	2,18	7,6
	Итого	-	4,32	4,32	26,9
Вариант 2					
микрорайон КПП					
1	БМК на базе ТП -12	1	5,5	6	28,45
2	БМК на базе котельной №20	1	8,1	9	32,8
3	БМК "Школа №15"	1	11	12	55
4	БМК на базе ТП -17	1	10	11	50
5	БМК "Школа №3"	1	6,3	7	33
6	Установка ИТГ в 4-х квартирном жилом доме вместо котельной №28 по ул. Энергетическая, 6	-	0,043	0,043	0,2
7	Установка ИТГ для обеспечения перспективной нагрузки	-	2,18	2,18	7,6
8	Установка ИТГ на ул. Саратовское шоссе	-	0,8	0,8	15,2
9	Микрорайон «Ветлянка» установка ИТГ вместо котельной №21	-	2,1	2,1	19,1
	Итого		46,02	50,12	241,35
Вариант 3					
	Строительство котельной с ГПД	1	74	80	518
	Микрорайон «Ветлянка» установка ИТГ (вместо котельной №21)	-	2,1	2,1	19,1
	Установка ИТГ в 4-х квартирном жилом доме вместо котельной по ул. Энергетическая, 6	-	0,043	0,043	0,2
	Установка ИТГ для обеспечения перспективной нагрузки	-	2,18	2,18	7,6

Итого		78,3	84,3	544,9
-------	--	------	------	-------

Общая стоимость работ по сооружению новых котельных при реализации первого варианта составит 26,9 млн. руб., второго 241,35 млн. руб. и третьего 544,9млн. руб.

В актуализированной версии схемы скорректированы значения тепловой мощности и нагрузки по каждому источнику. Пересчитан радиус эффективного теплоснабжения с учетом новых тарифов на тепловую энергию. Учтены изменения присоединенной нагрузки в зонах действия источников. Внесены изменения в перечень новых источников теплоснабжения. Скорректирована ориентировочная стоимость строительства новых БМК и установка ИТГ.

Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

8.1. Обоснования нового строительства тепловых сетей для отпуска тепловой энергии от источников

Для отпуска тепловой энергии от ГТ-ТЭЦ необходимо сооружение новых теплопроводов. В связи с этим обязательным является проведение гидравлического расчета тепловой сети с определением диаметров участков, потерь давления и располагаемых напоров в характерных точках. Учитывая использование новых и части существующих сетей, температурный график транзитной тепловой сети принят равным 115/70 °С. КПД тепловых сетей принят равным 0,95, гидравлическое сопротивление источника - 0,15 МПа. Перепад давлений в наиболее удаленной точке сети принят 0,2 МПа. Ситуационный план трассировки сетей от источников с указанием узловых точек показаны на рис. 7.1.

Ситуационный план трассировки сетей от ГТ-ТЭЦ№1 с указанием узловых точек показан на рис. 8.1. Прокладку сетей предполагается выполнить вдоль автомобильных дорог надземным или подземным способом с обязательным переходом на подземный внутри жилых кварталов.

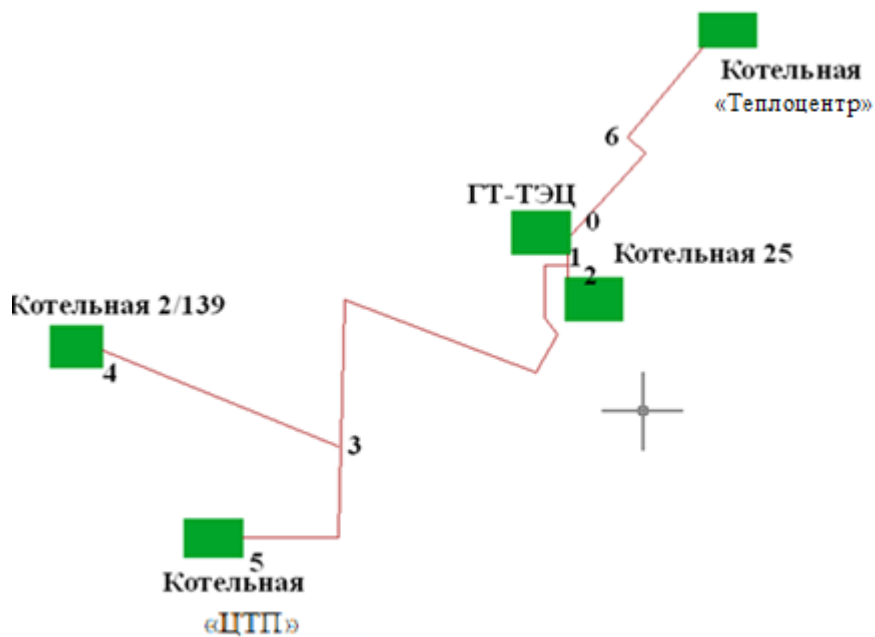


Рис. 8.1- Трассировка тепловых сетей и расположение районов теплоснабжения, подключаемых к источнику.

Выделенные цветом объекты соответствуют зданиям, сооружаемым в перспективе.

Результаты гидравлического расчета основной магистрали и ответвлений приведены в табл. 8.1.

Таблица 7.1

Гидравлический расчет участков сети от котельной Южного района

участок	Длина участка, м	Нагрузка участка, Гкал/ч	Расход, кг/с	Внутренний диаметр, мм	Линейная потеря давления, Па/м	Доля местных потерь давления	Общая потеря давления, кПа	Скорость воды на участке, м/с
0-1	30,00	47,00	304,43	500,00	48,04	0,33	1,92	1,60
1-2	30,00	6,87	44,50	311,00	12,41	0,13	0,42	0,61
1-3	1180,00	40,20	260,39	414,00	94,66	0,31	145,94	2,00
3-4	600,00	29,90	193,67	414,00	52,37	0,26	39,73	1,49
3-5	380,00	10,30	66,72	219,00	175,92	0,16	77,22	1,83
0-6	310,00	52,20	338,12	500,00	59,25	0,35	24,79	1,78
							290,02	

Перепад давления, развиваемый насосами, с учетом запаса составит

$$\Delta p_{сн} = 1,05 \cdot \left[\Delta p_{ум} + \Delta p_n + 2 \cdot \left(\sum_{i=1}^l \Delta p_i \right) \right] = 1,05 \cdot (0,15 + 0,1 + 2 \cdot (0,29)) = 0,87 \text{ МПа}$$

$$\text{Подача сетевых насосов } V_{сн} = 1,05 \cdot \frac{G_{св}}{\rho} = 1,05 \cdot \frac{642 \cdot 3600}{968} = 2507 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

На источнике предлагается установить насосы общей производительностью 2507 м³/ч, располагаемым напором 100 м вод. ст. и КПД 82%. Обеспечение требуемой производительности осуществляется количеством включенных насосов.

Расчет стоимости строительства тепловой сети представлен в табл. 8.2.

Таблица 8.2

Стоимость строительства тепловой сети

участок	Длина участка, м	Диаметр условный, мм	Стоимость, млн.руб
0-1	30,00	500,00	2,3
1-2	30,00	300,00	1,4
1-3	1180,00	400,00	81,1
3-4	600,00	400,00	41,5
3-5	380,00	200,00	11,4
0-6	310,00	500,00	23,3
Итого			161

Стоимость строительства новой тепловой сети в ценах на 2019 год составляет примерно 161 млн. руб. Стоимость прокладки трубопроводов тепловых сетей сохранилась.

8.2. Обоснования реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса

Тепловые сети являются наиболее уязвимым звеном в системе теплоснабжения т.к. стальные трубы наиболее подвержены коррозии. При эксплуатации сетей 15-20 лет трубопроводы становятся аварийными, а ремонт локальных аварий становится не эффективным. В связи с высоким износом тепловых сетей теплоснабжающим организациям необходимо произвести капитальный ремонт тепловых сетей заменяя на новые с более высокими технологическими характеристиками улучшающими эксплуатационные качества. Отмечено, что 60% тепловых сетей в г. Балашов изношено и нуждается в замене. Для решения этих проблем необходимы масштабные инвестиции. Величина инвестиций на капитальный ремонт изношенных участков определена исходя из протяженности и среднего диаметра. Общая

стоимость перекладки ветхих тепловых сетей отопления и ГВС, принадлежащих г. Балашову, составляет 0,5 млрд.руб.

Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения

Система теплоснабжения г. Балашов функционирует по закрытой схеме, без разбора теплоносителя из системы отопления. В связи с этим предложений и мероприятия по переводу потребителей с открытой схемы на закрытую в актуализированной схеме нет.

Глава 10. Перспективные топливные балансы

10.1. Расчет перспективных расходов основного вида топлива

Перспективные топливные балансы рассчитывались для каждого источника тепловой энергии, расположенного в границах поселения по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе планируемого периода.

Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии, расположенного в границах поселения по видам основного, резервного и аварийного топлива, представлены в табл.10.2.

Таблица 10.2.

Перспективные топливные балансы на период 2018-2019г.

Наименование котельной	Вариант первый		Вариант второй	
	Приход основного топлива млн. м ³ /год (природный газ)	Расход основного топлива млн. м ³ /год (природный газ)	Приход основного топлива млн. м ³ /год (природный газ)	Расход основного топлива млн. м ³ /год (природный газ)
ГТ-ТЭЦ№1	58,3	58,3	-	-
Котельная ООО «Теплоцентр» (Теплоцентр)	-	-	2,2	2,2
Котельная № 2/139	-	-	12,6	12,6

Наименование котельной	Вариант первый		Вариант второй	
	Приход основного топлива млн. м ³ /год (природный газ)	Расход основного топлива млн. м ³ /год (природный газ)	Приход основного топлива млн. м ³ /год (природный газ)	Расход основного топлива млн. м ³ /год (природный газ)
ГТ-ТЭЦ№1	58,3	58,3	-	-
Котельная Районная	13,85	13,85	13,85	13,85
Котельная №1	2,25	2,25	2,25	2,25
Котельная №5	1,61	1,61	1,61	1,61
Котельная №7	1,37	1,37	1,37	1,37
Котельная №20	0,238	0,238	0,238	0,238
Микрорайон «Ветлянка» установка ИТГ	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
Котельная №23	2,75	2,75	2,75	2,75
БМК1 и БМК2 вместо котельной №25	-	-	3,42	3,42
Котельная №27	1,20	1,20	1,20	1,20
Установка ИТГ в 4-х квартирном жилом доме вместо котельной №28 по пер. Энергетическая, 6	0,01	0,01	0,01	0,01
Котельная на базе ЦТП «Рабочий городок»	-	-	4,65	4,65
Установка ИТГ для обеспечения перспективной нагрузки	0,37	0,37	0,57	0,57
БМК в микрорайоне КИТ	-	-	2,9	2,9
Итого	81,94	81,94	49,61	49,61

Из рассмотрения таблицы следует, что перспективный расход топлива при реализации первого варианта 81,94 млн. м³/год, для второго варианта 49,61 млн. м³/год. и третьего варианта 52,7 млн. м³/год

10.2. Расчеты нормативных запасов аварийных видов топлива

Технологическими и режимными мероприятиями не предусматривалось наличие систем резервного топливохранилища (РТХ) в котельных. В настоящее время на существующих источниках теплоснабжения система хранения аварийных нормативных запасов топлива частично демонтирована и не функционирует в связи с моральным и физическим износом. Система хранения и использования запасов аварийного топлива в рабочем состоянии имеется на котельной военного городка. Аварийным видом топлива на котельной № 2/139 является мазут.

Для обеспечения надежности работы системы централизованного теплоснабжения рекомендуется восстановить работу системы использования аварийного топлива на источниках теплоты.

Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения

Надежность системы теплоснабжения, определяемая, нарушениями в подаче тепловой энергии потребителям, отклонениями параметров теплоносителя, зависит от надлежащей эксплуатации теплоэнергетического оборудования и теплосетей. Исходя из этого, в качестве показателей, характеризующих надежность работы системы теплоснабжения, приняты следующие индикаторы:

- уровень потерь (Гкал/км), определяемый отношением объема потерь тепловой энергии к протяженности сетей;

- удельный вес сетей, нуждающихся в замене (%), определяемый отношением протяженности сетей, нуждающихся в замене, к протяженности всех сетей;

- индекс замены оборудования (%), определяемый отношением количества замененного оборудования к количеству установленного оборудования.

С целью повышения надежности систем теплоснабжения на период до 2028 года предусмотрена реализация следующих мероприятий:

- модернизация оборудования теплоисточников;
- модернизация тепловых пунктов;
- перекладка сетей.

Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

12.1. Обоснование инвестиций в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

При реализации одного из вариантов потребуются масштабные инвестиции в систему теплоснабжения.

При реализации первого варианта капиталовложения в ГТ-ТЭЦ№1 определялись по формуле, руб:

$$K_{\text{ГТ-ТЭЦ}} = k_{\text{ГТ-ТЭЦ}} \cdot N_y, \quad (12.1)$$

где $k_{\text{ГТ-ТЭЦ}}$ – удельная стоимость ГТ-ТЭЦ№1, руб./кВт; N_y – установленная электрическая мощность ГТ-ТЭЦ№1, кВт.

Для выдачи тепловой энергии от ГТ-ТЭЦ№1 необходимо строительство магистральных сетей суммарной протяженностью 2530 м в двухтрубном исполнении диаметрами 250-500мм.

Капиталовложения в тепловые сети рассчитаны по выражению, руб.:

$$K_{\text{ТС}} = A_{\text{инф}} \cdot B \cdot \sum_{j=1}^m k_j l_j, \quad (12.2)$$

где $A_{\text{инф}}$ – коэффициент, учитывающий изменение стоимости сетей в текущем году по сравнению с базовым (для 2018 г. $A_{\text{инф}}=8$); B – коэффициент, учитывающий прочие затраты в сооружение сетей (принимается в пределах 1,35-1,65); k_j – стоимость одного километра j -го участка трубопровода, руб/км; l_j – длина j -го участка, км; m – число участков.

Стоимость источника и сетей рассчитаны при следующих исходных данных: $k_{ГТ-ТЭЦ} = 75$ тыс.руб./кВт, $N_y=18000$ кВт, $B=1,5$, k_j – в соответствии с федеральными расценками в зависимости от диаметра участка, l_j – по данным раздела 7. Принята надземная прокладка сети с пенополиуретановой изоляцией. Так как конструкция теплопроводов тепловых сетей с ППУ изоляцией выгодно отличается от тепловых сетей по сравнению с другими видами тепловой изоляции тем что, она имеет систему оперативного дистанционного контроля (ОДК), нет необходимости защиты от блуждающих токов.

Стоимость модернизации и технического перевооружения котельных принималась на уровне 4500-6000руб/кВт в зависимости от мощности источника.

Результаты расчетов капиталовложений в систему теплоснабжения приведены в табл. 10.1

Таблица 12.1

Величина капитальных вложений

№	Наименование объекта	Единицы измерения	Стоимость варианта развития схемы теплоснабжения		
			первый	второй	третий
1	Строительство ГТ-ТЭЦ№1	млн. руб.	1387	-	-
2	Строительство новых тепловых сетей	млн. руб.	161	-	85
3	Капитальный ремонт изношенных тепловых сетей	млн. руб.	509,4	422,1	11
4	Модернизации и техническое перевооружение котельных и сооружение новых БМК и ИТГ	млн. руб.	215,1	602,3	753,4
6	Всего по системе теплоснабжения города	млн. руб.	2272,5	1121,95	898,407

Потребные капиталовложения в объекты теплоснабжения г. Балашиха для ее совершенствования (первый вариант), млн. руб.

Наименование объекта	Всего, млн.руб	Реализация программы по годам										Обоснование мероприятий	
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028		
ГТ-ТЭЦ№1	1387		693,5	693,5									Повышение надежности, экономичности про-изводства тепловой энергии инженерного обеспечение существующих потребителей, поскольку оборудование физически изношено и надежность теплоснабжения крайне низкая
Котельные	0												
Котельная Районная	138,4		34,6	34,6	34,6	34,6							
Котельная №1	0												
Котельная №5	9			5	4								
Котельная №7	15		5	5	5								
Котельная №20	10		5	5									
Котельная №23	15		5	5	5								
Микрорайон «Ветлянка» установка ИТГ для обеспечения нагрузки ГВС и отопления	19,1			15	4,1								
Установка ИТГ в 4-х квартирном жилом доме вместо котельной по ул. Энергетическая, 6	1		1										
Установка ИТГ для обеспечения перспективной нагрузки	7,6		1	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
Итого	1602,1												
Тепловые сети													
Строительство новых тепловых сетей	161		80,5	80,5									
Замена ветхих тепловых сетей	509,4		56,6	56,6	56,6	56,6	56,6	56,6	56,6	56,6	56,6		
Итого	670,4												
Всего по системе	2272,5	0	882,2	901,2	110,1	92	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4		

Таблица 12.3

Потребные капиталовложения в объекты теплоснабжения г. Балашов для ее совершенствования (второй вариант), млн. руб.

Наименование объекта	Всего, млн.руб	Реализация программы по годам											
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028		
Котельные													Повышение надежности, экономичности производства тепловой энергии инженерного обеспечения существующих потребителей, поскольку оборудование физически изношено и надежность теплоснабжения крайне низкая
Котельная № 2/139	130		50	40	40								
Котельная Районная	138,4		34,6	34,6	34,6	34,6							
Котельная №1	0												
Котельная №5	9			5	4								
Котельная №7	10			5	5								
Котельная №20	32,8		4,5	28,3									
Котельная №23	45,357		4,5	40,857									
Котельная №25 (БМК 1,2)	35		5,6	29,4									
КПТ													
БМК на базе ТП -12	28,45		4,5	23,95									
БМК "Школа №15"	55		4,5	50,5									
БМК на базе ТП -17	50		4,5	45,5									
ИТГ "Саратовское шоссе"	15,2			15,2									
БМК "Школа №3"	33		7,5	25,5									
ИТГ вместо котельной №21	0												
Микрорайон «Ветлянка» установка ИТГ (вместо котельной №21)	19,1			19,1									
Установка ИТГ в 4-х квартирном жилом доме вместо котельной по ул. Энергетическая, 6	1		1										

Наименование объекта	Всего, млн.руб	Реализация программы по годам											
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028		
Итого	602,307												
Тепловые сети													
Строительство новых тепловых сетей	85		50	35									
Замена ветхих тепловых сетей	422,1		46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	
Итого	507,1												
Установка индивидуальных теплогенераторов	7,6		1	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	Инженерное обеспечение новых объектов
Установка приборов учета ГВС	4,95		2	2,95									
Итого	12,55												
Всего по системе	1121,957		221,1	448,757	131,3	82,3	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	

Таблица 12.4

Потребные капиталовложения в объекты теплоснабжения г. Балашов для ее совершенствования (третий вариант), млн. руб.

Наименование объекта	Всего, млн.руб	Реализация программы по годам										
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Котельные												Повышение надежности, экономичности производства тепловой энергии инженерного обеспечение существующих потребителей, поскольку оборудование физически изношено и надежность теплоснабжения крайне низкая
Строительство котельной с ГПД	518		400	118								
Реконструкция Районной котельной	138,4		34,6	34,6	34,6	34,6						
Котельная №1	0											
Котельная №5	9			5	4							
Котельная №7	10			5	5							
Реконструкция котельной №23	45,357		30	15,357								
Микрорайон «Ветлянка» установка ИТГ (вместо котельной №21)	19,1			19,1								
Установка ИТГ в 4-х квартирном жилом доме вместо котельной по ул. Энергетическая, 6	1			1								
Итого	740,857											
Тепловые сети												
Строительство новых тепловых сетей	85		50	35								
Замена ветхих тепловых сетей	7		4	3								
Замена ветхой изоляции	4		2	2								
Итого	92											

Наименование объекта	Всего, млн.руб	Реализация программы по годам										
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Установка индивидуальных теплогенераторов	7,6		1	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	Инженерное обеспечение новых объектов
Установка приборов учета ГВС	4,95		2	2,95								
Итого	12,55											
Замена насосных групп на котельных и ТП	8		4	4								
Диспетчеризация котельных и тепловых пунктов	45		5	40								
Всего по системе	898,407		532,6	286,007	44,4	35,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	

12.2. Расчеты итоговых технико-экономических показателей перспективной схемы теплоснабжения г. Балашова

Технико-экономическая эффективность схемы теплоснабжения определяется по методическим рекомендациям оценки эффективности инвестиционных проектов [13]. Применяются следующие критерии: интегральный эффект (чистый дисконтированный доход), индекс доходности, внутренняя норма доходности и срок окупаемости капиталовложений. Принятие решения об эффективности инвестиционного проекта осуществляется на основе качественного анализа перечисленных показателей.

Величина интегрального эффекта за расчетный период T_n вычисляется по формуле, руб.:

$$\begin{aligned} \Delta_{ин} = \sum_{t=1}^n (C_Q Q_m^e + C_{\mathcal{E}} \mathcal{E}^e - C_m B_{TЭЦ}^e - C_m B_K^e - I_{ун}^{TЭЦ} - I_{ун}^K - I_{ун}^{мс} - C_{\mathcal{E}} \mathcal{E}_{уд} Q_m^e) (1-n)(1+E)^{-t} - K \end{aligned} \quad (12.3)$$

где C_Q – тариф на тепловую энергию, руб/Гкал; $Q_T^Г$ – количество отпускаемой тепловой энергии, Гкал/год; $C_{\mathcal{E}}$ – тариф на электрическую энергию, руб/кВт ч; $\mathcal{E}^Г$ – отпуск электрической энергии, кВт ч/год; $B_{TЭЦ}^Г, B_K^Г$ – расходы топлива на ТЭЦ и котельных, м³/год; $I_{ун}^{TЭЦ}, I_{ун}^K, I_{ун}^{ТС}$ – условно постоянные затраты (амортизация, ремонты, обслуживание) на источниках и в тепловых сетях, руб/год; $\mathcal{E}_{уд}$ – удельные затраты электроэнергии на перекачку сетевой воды, кВт·ч/Гкал; n – коэффициент, учитывающий налоги, E – норма дисконта; K – дисконтированные капиталовложения в источники и тепловые сети, руб., T_n – рассматриваемый интервал времени работы системы, год.

Индекс доходности или рентабельность капиталовложений определяется выражением:

$$J_D = \frac{1}{K} \sum_{t=0}^{T_{ср}} (R_t - I_t) \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (12.4)$$

$$K = \sum_{t=0}^{T_{\text{сл}}} K_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (12.5)$$

где R_t, I_t – выручка от реализации электроэнергии и теплоты в год t , руб.

Проект считается эффективным при условии $J_D > 1$.

Внутренняя норма доходности (ВНД) представляет собой такую норму дисконта $E_{\text{вн}}$, при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям и находится в результате решения уравнения:

$$\sum_{t=0}^{T_{\text{сл}}} \frac{R_t - I_t}{(1 + E_{\text{вн}})^t} = \sum_{t=0}^{T_{\text{сл}}} \frac{K_t}{(1 + E_{\text{вн}})^t}. \quad (12.6)$$

Полученное значение $E_{\text{вн}}$ должно удовлетворять следующим условиям: $E_{\text{вн}} > E_{\text{д}}$, или $E_{\text{вн}} > E_{\text{кр}}$, или $E_{\text{вн}} > E_{\text{ин}}$. Здесь $E_{\text{д}}$, $E_{\text{кр}}$ – средние ставки доходности банков по депозиту и кредитным операциям, $E_{\text{ин}}$ – требуемая инвестором норма доходности капитала.

Срок окупаемости ($\tau_{\text{ок}}$) – минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект остается неотрицательным, то есть первоначальные вложения и другие затраты, связанные с инвестиционным проектом, покрываются суммарным результатом его осуществления. Срок окупаемости определяется из условия: $\mathcal{E}_{\text{ин}} = 0$.

В данном разделе представлены результаты финансово-экономических показателей от сооружения новых котельных с учетом затрат в системы транспорта теплоты. Стоимостные показатели приняты такими же, как в разделе 6. Условно постоянные эксплуатационные затраты в источники и тепловые сети определены в размере соответственно 12 и 8 % от капитальных вложений в эти объекты. Остальные данные приняты: $E=0,1$, $\mathcal{E}_{\text{уд}}=25$ кВт*ч/(Гкал), $n=0,8$, $T_{\text{п}}=15$ лет. В табл.10.1 представлены результаты технико-экономических показателей системы теплоснабжения на последний год расчетного периода (2028г.). На рис.10.1 показано влияние стоимости электроэнергии на величину затрат на величину затрат в систему энергоснабжения города.

Экономические показатели модернизации системы теплоснабжения

№	Наименование		Вариант первый	Вариант второй
п/п	показателя	Единицы измерения	Численное значение	
1	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	173,3	173,3
2	Полезный годовой отпуск теплоты потребителям	тыс. Гкал/год	424,6	424,6
3	Покупка электроэнергии		-	130
4	Годовая выработка электроэнергии ГТ-ТЭЦ№1	млн. кВт ч/год	130	-
5	ГТ-ТЭЦ№1	тыс. Гкал/год	152,8	-
6	-котельными и (ПВК)	тыс. Гкал/год	271,8	418,8
7	-индивидуальными теплогенераторами	тыс. Гкал/год	5,72	5,72
8	Годовой расход топлива:	млн. м ³ /год	81,9	61,4
9	ГТ-ТЭЦ№1	млн. м ³ /год	36,5	
10	-котельными	млн. м ³ /год	39,1	60,7
11	-индивидуальными теплогенераторами	млн. м ³ /год	0,7	0,7
12	Стоимость покупки электроэнергии	млн. руб.	-	393,2
13	Капиталовложения:	млн. руб.	2272,5	1121,9
14	- источники включая ГТУ-ТЭЦ	млн. руб.	1583,6	484,4
15	-тепловые сети	млн. руб.	727	469
16	Топливная составляющая затрат	млн. руб./год	442,6	333,27
17	Условно постоянные	млн. руб./год	295,1	222,18
18	Суммарные эксплуатационные затраты	млн. руб./год	737,7	555,5
19	Суммарные затраты на энергоснабжение города	млн. руб./год	737,7	948,7
20	Выручка от реализации продукции (источниками энергоснабжения)	млн. руб./год	1048,16	677,6
21	Прибыль	млн. руб./год	310,7	122,1
22	Интегральный эффект за 15 лет	млн. руб.	280	80,46
23	Срок окупаемости (простой)	год	8,4	8,6

На основании полученных результатов следует сделать вывод об экономической эффективности предлагаемых решений.

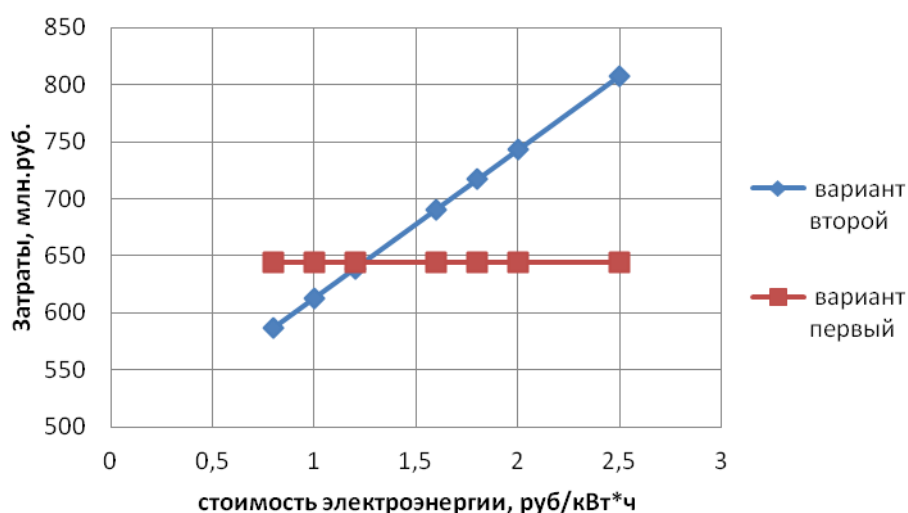


Рис. 12.1- Влияние стоимости электроэнергии на величину затрат в систему энергоснабжения города.

Таким образом, экономия затрат при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии на ГТ-ТЭЦ№1 по сравнению с приобретением электроэнергии из системы и собственного производства теплоты в котельных составит в ценах 2019 г. около 211 млн. руб. в год при стоимости электроэнергии 3,55 руб/кВт*ч. Как выяснилось в ходе анализа, самым весомым фактором, влияющим на эффективность, является величина тарифа отпускаемой электрической энергии. То есть изменение стоимости электрической энергии в наибольшей степени влияет на экономический эффект. Это обстоятельство обуславливает особенно тщательное планирование отпуска электрической энергии, качественный анализ рынка сбыта и тарифов в данном регионе. Реализация присоединения ГТ-ТЭЦ№1 в г. Балашове потребует увеличения потребления природного газа в размере: 20,5 млн. м³/год. Выработанной электроэнергии будет достаточно для обеспечения потребности города на уровне 2018 г. Дополнительная экономия топлива даст возможность предприятию снизить топливную составляющую в эксплуатационных затратах

при определении себестоимости отпущенной тепловой энергии и обеспечить рентабельность работы предприятия. Характерно, что количество потребляемого газа с вводом ГТ-ТЭЦ№1 увеличивается пропорционально электрической мощности и обратно пропорционально величине электрического КПД, но расход денежных средств на его приобретение окупается путем продажи населению электрической энергии. Вследствие этого величина затрат в систему энергоснабжения города практически не изменяется с увеличением стоимости электроэнергии. В результате качества базового направления повышения энергоэффективности системы теплоснабжения г. Балашова, при наличии инвестиций, является вариант с вводом в действие газотурбинной ТЭЦ (первый). При ограниченных финансовых возможностях рекомендуется вариант модернизации и технического перевооружения (второй).

Итоговые технико-экономические показатели перспективной схемы
теплоснабжения г. Балашова

Реализация перспективной схемы теплоснабжения г. Балашова позволит получить к 2028г. следующие показатели (табл. 12.5)

Таблица 12.5

Итоговые технико-экономические показатели перспективной схемы
теплоснабжения

№	Наименование показателя	Единицы измерения	Вариант	
			первый	второй
1.	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	173,3	
2.	Отпуск теплоты потребителям	тыс. Гкал/год	424,6	
3.	Годовой расход топлива	тыс. т у. т/год	81,9	61,4
4.	Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты потребителям	кг у.т./Гкал	155,8	164,3
5.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	%	89	93
6.	Коэффициент эффективности транспорта теплоты (КПД тепловой сети) при замене трубопроводов и изоляции	%	95	
7.	Экономия топлива от модернизации источников и тепловых сетей	тыс. т у.т./год	8,3	6,15
8.	Экономия электроэнергии на транспорт	млн.	3,41	3,41

№	Наименование показателя	Единицы измерения	Вариант	
			первый	второй
	теплоносителя	кВт ч/год		
9.	Экономия теплоты от сокращения потерь при транспорте	тыс. Гкал/год	16,9	
10.	Интегральный эффект за 15 лет	млн. руб.	280	80,46
11.	Срок окупаемости вложений в систему теплоснабжения города	год	8,4	8,6

По сравнению с существующим вариантом удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии снизится на 16,8 кгу.т./Гкал, что в относительных единицах составляет около 10%. Суммарная годовая экономия затрат на топливо от модернизации системы теплоснабжения составит 39,5 млн. руб./год в ценах 2019г.

Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения города Балашов Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

За период с 2016-2018гг в системе теплоснабжения г. Балашов не зафиксировано ни одного случая прекращения подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях и источниках. Удельные расходы топлива на источниках представлены в табл.

13.1

Таблица 13.1

Удельные расходы топлива котельными

Наименование источника	Удельный расход топлива на выработку теплоты кгу.т./Гкал					
	2019	2020	2021	2022	2023	2028
Котельная «Теплоцентр»	164,5	164,5	164,5	164,5	164,5	164,5
Котельная № 2/139	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8
Котельная Районная	163,1	163,1	163,1	163,1	163,1	163,1
Котельная №1	161,1	161,1	161,1	161,1	161,1	161,1
Котельная №5	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4
Котельная №7	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6
Котельная №20	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8

Котельная №21	167,3	167,3	167,3	167,3	167,3	167,3
Котельная №23	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2
Котельная №25	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8
Котельная №27	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2
Котельная «ЦТП»	161,4	161,4	161,4	161,4	161,4	161,4
Котельная №28	159,1	159,1	159,1	159,1	159,1	159,1
Котельная ГАОУСПО (медицинское училище)	155,4	155,4	155,4	155,4	155,4	155,4
Котельная ДЮСШ	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6
Котельная ФГБОУ ВПО	155,7	155,7	155,7	155,7	155,7	155,7
Котельная ФГБОУ ВПО	154,8	154,8	154,8	154,8	154,8	154,8

Одним из важных показателей, позволяющим сравнивать системы транспорта теплоносителя, является удельная материальная характеристика приведенная к расчетной тепловой нагрузке, которая рассчитывается по формуле:

$$\mu = \frac{M}{Q_{\text{расч}}} \quad [\text{м}^2/\text{Гкал/ч}],$$

где: $Q_{\text{расч}}$ - присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч;

M – материальная характеристика сети, определяется по формуле:

$$M = \sum_{i=1}^{i_n} d_i l_i \quad [\text{м}^2],$$

где: d_i – диаметр i – того подающего и обратного участка трубопровода тепловых сетей [м]; l_i – длина i – того подающего и обратного участка трубопровода тепловых сетей [м].

Удельная материальная характеристика показывает соотношение металлоёмкости тепловых сетей и передаваемой нагрузки, чем меньше величина удельной материальной характеристики тепловых сетей, тем выше энергоэффективность СЦТ в целом.

Относительное сравнение тепловых сетей котельных представлено в табл. 13.2

Таблица 13.2

Удельная материальная характеристика тепловых сетей

Наименование источника	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, , [м2 ч /Гкал]					
	2019	2020	2021	2022	2023	2028
Котельная «Теплоцентр»	253	253	253	253	253	253
Котельная № 2/139	259	259	259	259	259	259
Котельная Районная	230	230	230	230	230	230
Котельная №1	350	350	350	350	350	350
Котельная №5	210	210	210	210	210	210
Котельная №7	265	265	265	265	265	265
Котельная №20	341	341	341	341	341	341
Котельная №21	-	-	-	-	-	-
Котельная №23	245	245	245	245	245	245
Котельная №25	280	280	280	280	280	280
Котельная №27	245	245	245	245	245	245
Котельная «ЦТП»	295	295	295	295	295	295
Котельная №28	320	320	320	320	320	320
Котельная ГАОУСПО (медицинское училище)	-	-	-	-	-	-
Котельная ДЮСШ	-	-	-	-	-	-
Котельная ФГБОУ ВПО	-	-	-	-	-	-
Котельная ФГБОУ ВПО	-	-	-	-	-	-
Котельная Советская, 213	-	-	-	-	-	-

Относительно высокими значениями удельной материальной характеристики обладают системы теплоснабжения в составе нескольких котельных: Котельная №5 №27.

В табл. 13.3 представлено отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети, м²/Гкал.

Таблица 13.3

Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

Наименование источника	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, , [м ² ч /Гкал]					
	2019	2020	2021	2022	2023	2028
Котельная «Теплоцентр»	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Котельная № 2/139	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Котельная Районная	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Котельная №1	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Котельная №5	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Котельная №7	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Котельная №20	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Котельная №21						
Котельная №23	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Котельная №25	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Котельная №27	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Котельная «ЦТП»	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
Котельная №28	-	-	-	-	-	-
Котельная ГАОУСПО (медицинское училище)	-	-	-	-	-	-
Котельная ДЮСШ	-	-	-	-	-	-
Котельная ФГБОУ ВПО	-	-	-	-	-	-
Котельная ФГБОУ ВПО	-	-	-	-	-	-

Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия

14.1. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ нового строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

Реализация предлагаемой схемы теплоснабжения в муниципальном образовании город Балашов основе изменения структуры источников, участвующих в обеспечении перспективной и существующей тепловой нагрузки, внедрения энергосберегающего оборудования и эффективных теплопроводов будет оказывать влияние на надежность и качество теплообеспечения потребителей, тарифы на тепловую энергию. Основой понижения тарифов на тепловую энергию является снижение энергетических затрат на производство тепловой энергии.

Внедрение комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в городе, снижение ее тепловой нагрузки производилось за счет разгрузки пиковых котлов. При этом ее себестоимость по производству теплоты практически не изменилась.

Расчеты удельной себестоимости отпуска потребителям тепловой энергии выполнены в ценах 2019г. с учетом отпуска теплоты от ГТ-ТЭЦ №1, новых и существующих котельных. Предусмотрено строительство новых и замена изношенных сетей. В суммарные эксплуатационные затраты включены следующие составляющие: на топливо, условно постоянные по источнику, сетям, ЦТП и перекачки теплоносителя. Доля тепловой нагрузки, покрываемая источниками, составит: ГТ-ТЭЦ№1–46%, существующие котельные - 53%, индивидуальные теплогенераторы – 1,2%. Результаты расчетов удельной себестоимости теплоты приведены в табл. 14.1.

Таблица 14.1

Удельная себестоимость тепловой энергии, отпускаемая потребителям (вариант первый)

Наименование	Удельная себестоимость, руб./Гкал
--------------	-----------------------------------

источника тепловой энергии и системы	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028
Балашовская ГТ-ТЭЦ №1	1122,8	1257,5	1408,4	1577,5	1766,7	1978,8	2216,2
Новые котельные	1201,8	1346,0	1507,5	1688,4	1891,1	2118,0	2372,1
Существующие котельные (модернизированные)	1250,0	1400,0	1568,0	1756,2	1966,9	2202,9	2467,3
Средневзвешенное значение предлагаемой схемы теплоснабжения	1156,0	1294,7	1450,1	1624,1	1819,0	2037,3	2281,7

Таблица 14.2

Удельная себестоимость тепловой энергии, отпускаемая потребителям (вариант второй)

Наименование источника тепловой энергии и системы	Удельная себестоимость, руб./Гкал						
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028
Новые котельные	1201,8	1346,0	1507,5	1688,4	1891,1	2118,0	2372,1
Существующие котельные (модернизированные)	1250,0	1400,0	1568,0	1756,2	1966,9	2202,9	2467,3
Средневзвешенное значение предлагаемой схемы теплоснабжения	1222,0	1368,6	1532,9	1716,8	1922,8	2153,6	2412,0

Из таблицы видно, что величина удельной себестоимости при реализации первого варианта предлагаемой схемы теплоснабжения (с ГТ-ТЭЦ) снизится на 74 руб./Гкал по сравнению со вторым вариантом. При договорной мощности на уровне 168 Гкал/ч и числе часов использования установленной мощности 2150 ч/год годовая реализация составит 361200 Гкал/год, экономический эффект от разницы тарифов будет равен 27,7 млн. руб/год. Реализация предложенных мероприятий в перспективе позволит замедлить рост тарифа на тепловую энергию.

Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организации

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти

(далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения [4].

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации.

Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения. Всем этим критериям соответствует МУП «СТБР».

Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения

В период с 2016 по 2019гг. в системе теплоснабжения г. Балашов выполнена масштабная реконструкция ЦТП по ул. Титова путем установки водогрейных жаротрубных котлоагрегатов. Пуск котельной выполнен в 2017г., технико –экономические показатели работы источника обеспечивают рентабельность. Выполнены работы по замене ветхих тепловых сетей. Произведен плановый капитальный ремонт остальных источников теплоты и трубопроводов тепловых сетей.

Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в доработанной схеме теплоснабжения

В схеме теплоснабжения г. Балашов произошли изменения в отношении некоторых сведений:

- изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии, в том числе за счет перераспределения тепловой нагрузки;- распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии в период, на который распределяются нагрузки;
- внесение изменений в схему теплоснабжения или отказ от внесения изменений в части включения в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства;
- переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в весенне-летний период функционирования систем теплоснабжения;

- переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в отопительный период, в том числе за счет вывода котельных в пиковый режим работы , резерв
- ввод в эксплуатацию в результате строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и соответствие их обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации, и проектной документации;
- строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию в связи с исчерпанием установленного и продленного ресурсов;
- баланс топливно-энергетических ресурсов для обеспечения, в том числе расходов аварийных запасов топлива;
- финансовые потребности при изменении схемы теплоснабжения и источники их покрытия.
- в мастер-плане схемы теплоснабжения предложен третий вариант развития схемы теплоснабжения г. Балашов.

Заключение

Актуализация существующей схемы теплоснабжения Муниципального образования город Балашов показала, что действующие источники и тепловые сети реконструируются и модернизируются для обеспечения качественного и экономичного теплоснабжения потребителей на перспективу. Для обеспечения планируемых тепловых нагрузок, повышения энергоэффективности системы теплоснабжения необходимо внедрение новых прогрессивных технологий и замена устаревшего оборудования на современное. Модернизация системы теплоснабжения обеспечивается выполнением следующих мероприятий: - изменением структуры источников, участвующих в покрытии тепловой нагрузки города,- модернизацией котельного оборудования;- строительством новых котельных; - строительством новых и заменой существующих тепловых сетей в 2019 г. и на перспективу 2028 г. В актуализированной схеме сохранился вариант с предложением по установке ГТ-ТЭЦ№1 и дополнительно предложен третий вариант с сооружением новой котельной с ГПД для собственных нужд и техническим перевооружением оставшихся источников теплоснабжения. При реализации перспективной схемы теплоснабжения г. Балашова при сооружении ГТ-ТЭЦ№1 на уровне 2028г. могут быть получены следующие показатели: - удельный расход условного топлива на отпуск теплоты по системе 155,8-164,3кг у.т./Гкал;- коэффициент полезного использования теплоты топлива 89-95%; - экономия топлива от модернизации источников и тепловых сетей 6,15-8,3 тыс. ту.т/год; - экономия электроэнергии на транспорт теплоносителя 3,41 млн. кВт ч/год;- экономия теплоты от сокращения потерь при транспорте 16,9 тыс. Гкал/год.- срок окупаемости предложенных мероприятий –8,4-8,6 года. (простой).

При реализации третьего варианта с предложением установки ГПД для собственных нужд «новой» котельной тепловой мощностью 80Гкал/ч планируется достигнуть следующих показатели тепловой и экономической эффективности: - удельный расход условного топлива на отпуск теплоты по системе 155,6 кг у.т./Гкал; - стоимость электроэнергии 6,56 руб/кВт ч

Рекомендуемый вариант модернизации схемы теплоснабжения города базируется на минимальных затратах в систему энергоснабжения города, обеспечивающих надежное теплообеспечение потребителей. При появлении инвесторов следует финансовые ресурсы направить на строительство

когенерационных установок с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, например, на базе котельной №25, что позволит существенно снизить себестоимость производства теплоты. При ограниченных финансовых возможностях рекомендуется вариант модернизации и технического перевооружения (второй).

Список использованной литературы.

1. Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27.07.10 № 190-ФЗ.
2. Федеральный закон N 261-ФЗ от 23 ноября 2009 года. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации
3. Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 “О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения” (в редакции ПП РФ от 03.04.2018 №405).
4. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом №565/667 Минэнерго и Минрегион России 29.12.2012 г.
5. Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552- 93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
6. Постановление Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
7. РД-10-ВЭП. Методические основы разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов Российской Федерации. – М.: ОАО «ВНИПИЭнергопром».
8. РД-7-ВЭП. Расчет схем централизованного теплоснабжения с учетом требований надежности. – М.: ОАО «ВНИПИЭнергопром».
9. РД 153-34.0-20.507-98 Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей).
10. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 323 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных.
11. Приказ Минэнерго России №115 от 21.03.03 г «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок».
12. Приказ №30 от 31.05.13 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг для населения Саратовской области».

13. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях / О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011.
14. Бизнес-планирование в электроэнергетике: учеб. пособие для вузов / В.В. Жуков. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011.
15. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (Вторая редакция) / В.В. Косов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров и др. – М.: Экономика, 2000.
16. Отчет по теме «Разработка комплексной методики определения коммерческой эффективности электростанций небольшой и средней мощности на природном газе». – М.: Институт правовых основ энергоэффективности, 1999.
17. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006.
18. Тарифы. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.newtariffs.ru/> (дата обращения: 17.06.2013)
19. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С.В. Цанев, В.Д. Буров, В.Д. Ремезов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009.
20. Стратегия обновления и развития тепловых электростанций на территории России / А.Г. Щеглов. – М.: ОАО «Издательство «Стройиздат», 2007.
21. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. - №1715-р
22. Заключение по результатам материалов, обосновывающих значение нормативов удельных расходов топлива на отпущенную тепловую энергию от котельных ООО «Теплосети» на 2010-2013г.
23. Генеральный план муниципального образования город Балашов.
24. МДК 4-05.2004. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения.
25. МДС 41-6.2000 Организационно –методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации.- М.: СПО ОРГРЭС, 2000. - 37 с.

26. Положение о нормировании расхода топлива на электростанциях: РД 153-34.0-09.154-99: Разраб. ОАО "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС" и Департаментом электрических станций РАО "ЕЭС России", согласовано с Российским акционерным обществом энергетики и электрификации "ЕЭС России" 16.07.99 г., ввод в действие 10.12.99;
27. РД-03-94 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.
28. СНиП 2.04.14-88*. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.
29. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети.
30. СНиП II-35-76. Котельные установки.
31. СП 41-101-95. Проектирование тепловых пунктов.
32. СНиП 23-01-99* Строительная климатология.

Приложение

1. Приложение 1 Сведения о характеристиках вспомогательного оборудования.
2. Приложение 2 Перспективные зоны теплоснабжения источников теплоты.
3. Приложение 3 Перечень объектов подлежащих переводу на индивидуальное теплоснабжение.
4. Приложение 4 Перечень объектов и их источников теплоснабжения.
5. Приложение 5 Технические характеристики оборудования котельной по ул. Титова, 13б.
6. Приложение 6 Тепловая схема котельной на базе ЦТП по ул. Титова, 13б.
7. Приложение 7 Общий внешний вид и основное оборудование котельной на базе ЦТП по ул. Титова, 13б.

Сведения о характеристиках вспомогательного оборудования

Характеристики насосного оборудования котельных

Наименование оборудования	Марка насоса/электродвигателя	Мощность, кВт	Количество	Дата монтажа
	Районная котельная			
Сетевой насос воды	ЦН 400-105/ 4АМН 31554У3	200	3	1992
Сетевой насос (летний)	1Д315-71/4АМН225М2У3	90	1	1992
Циркуляционный насос (летний сетевой)	К200-315/5А200L4У3	45	1	1992
Насос сетевой	Д500-63/ М280-М	11	1	1992
Циркуляционный насос (резерв)	Д320-50/4А250S4	75	1	1992
Насос подпиточный.	К80-50-00/4АМ132М2	11	1	1992
Насос подпиточный	К90/55а/МО160М-2	18,5	3	1992
Насос рабочей воды	К45-30/АИРМ112У3,	7,5	1	1992
Насос рабочей воды	К80-50-200/АИР160S2	15	1	1992
Котельная №1				
Сетевой насос	К-100-150-250	30	1	1997
Сетевой насос	К200-150-315	45	1	2004
Сетевой насос	1Д315-50	90	1	1997
Сетевой насос	К100-65-160	7,5	1	2004
Насос сырой воды №1	К80-50-200	11	1	1997
Насос сырой воды №2	К90-35	15	1	1997
Насос подпитки теплосети №3	3К65-50-160	5,5	1	1997
Насос горячей воды №8	К100-65-200	22	1	1977
Насос горячей воды №9	К100-65-200	15	1	1977
Питательный насос №10	ЦНСГ4-160	5	1	1955
Насос сырой воды №1	К80-50-200	11	1	1997
Соляной насос №1	К-45-30	11	1	1977
Питательный насос	ЦНСГ38-154	30	1	-
Котельная № 5				
Насос	Д-315-50	11	1	1997
Насос холодной воды	К20/30	3	1	1997
Насос горячей воды	К45/30	1,1	1	1997
Насос сетевой	К290/1	37	1	2005
Насос сетевой	UPS 65-120		2	1997
Насос горячей воды	К 45/50	15	1	1997
Насос подпиточный	ВК-4/28Ац2	18	1	1997
Насос подпиточный	К20/30	4	1	1997
Насос соляной	ХМ 8/40	4	1	2000
Насос питательный	К8/18	1,5	1	2000
Котельная №7				

Наименование оборудования	Марка насоса/электродвигателя	Мощность, кВт	Количество	Дата монтажа
Насос сетевой	К200-150-315	11		
Насос сетевой	1Д-315-50	55		
Насос сетевой	Д-315-50	45		
Насос подпиточный	КМ50-32-125	2,2		
Насос подпиточный	К20/30	4		
Насосы горячей воды	К50-32-125	2,2		
Насосы горячей воды	К-80-60 –200	14,5		
Насос соляной	ХМ8-40	3,0		
Насос соляной	К20/30	4,0		
Котельная №20				
Насосный агрегат сетевой (летний) №1	К45/30	5,5	1	1994
Насосный агрегат сетевой №2	КМ 100-65-200	5,5	1	2006
Насосный агрегат сетевой №3	К 90/85	11	1	1994
Насос для горячего водоснабжения №2	-	11	1	1997
Насос для горячего водоснабжения №1	КМ80-50-200	15	1	1997
Насос холодной воды	К20/30	5,5	1	2005
Котельная №21				
Сетевой насос	Д 320/50	75	1	1999
Сетевой насос	Д 320/50	30	1	1999
Сетевой насос	К 90/85	37	1	1999
Сетевой насос	К90/20	-	1	-
Насос горячей воды	3КМ6	22	1	1986
Насос горячей воды	К85/6	30	1	1986
Насос холодной воды	К45/30	5,5	1	1986
Солевой насос	1,5Х6Л1	4	1	1986
Мазутный насос	Ш80-6	7,5	1	2000
Глубинный насос	ЭЦВ 6-10-185	6	1	1986
Котельная №23				
Сетевой насос	НК150-315/314	37	1	2011
Сетевой насос электродвигателем	NB125-250-266	30	1	2005
Насос сетевой	6К-8	22	1	2011
Насос сетевой	К100/65-250	7,5	1	2009
Насос питательный	ЦНСГ-38-110	22	1	2007
Подпиточный насос	К20/30	4	2	1982
Питательный насос	ЦНС22-262	37	1	1982
Питательный насос №3	-	17	1	1982
Насос горячей воды	КМ90/35	18	1	1982
Насос горячей воды	К100-65-200	30	1	1982
Перекачивающий насос сырой воды №1	К45/30	7,5	1	1982
Перекачивающий насос	К45/30	7,5	1	1982

Наименование оборудования	Марка насоса/электродвигателя	Мощность, кВт	Количество	Дата монтажа
сырой воды №2				
Насос сырой воды	КМ 80	22	2	1982
Насос конденсатный	К20/30	5,5	1	1982
Насос для соленого раствора	К50-32-125	4	1	1982
Насос перекачивающий для мазута	НМШ 4/25	5,5	2	1982
Насос перекачивающий между приемными емкостями	-	5,5	1	1982
	Котельная №25			
Насос питательный	ЦНСГ-38/220	45	1	1985
Насос горячего водоснабжения	ЗКМ6	-	1	1985
Насос паровой	ПВД-16125	-	1	1985
Насос сетевой	К200-150-315	45	1	2001
Насос сетевой	GRUNDFOS	22	1	2003
Насос подпиточный	К90/20	7,5	1	2003
Насос горячей воды	К 80-50-200	15	1	2000
Насос подпитки системы отопления	К8/18	1,5	1	1985
Насос холодной воды	К20/30	7,5	1	1985
Насос холодной воды	К90/55	2,2	1	1985
	Котельная №27			
Насос горячего водоснабжения с эл. двиг квт	К45/30	7,5	3	-
Насос сетевой	К90/55	18,5	1	-
Насос сетевой	К160/20	15	1	-
Насос питательный	ЦНСГ 38-154	30	1	-
Насос холодной воды	К80-60-100	11	1	-
	Котельная №28			
Насос сетевой	GRUNDFOST	-	1	2003
	ЦТП			
Насос	К90/55	22	5	1988
Насос	К90/35	15	4	1988
Насос ХВО	4А160	15	1	2008
Насос центробежный консольный	К8/18		1	2003
Электронасос погружной	ГНОМ 10-10Т		1	2003

Таблица 1.9

Характеристики тягодутьевых устройств

Наименование оборудования	Марка насоса/электродвигателя	Мощность, кВт	Количество	Дата монтажа
Районная котельная				
Дымосос	ДН-17/4А280S8	55	3	1992
Вентилятор	ВДН-12,5У/4АМ200L6	30	3	1992
Котельная №5				
Дымосос	ДН-9	11	2	1997
Котельная №7				
Дымосос	ВДН-9	11	2	1997
Котельная №21				
Дымосос	ДН-12,5	30	1	1985
Котельная №23				
Вентилятор №1	ВДН-11,2	30	1	1982
Вентилятор №2	ВДН-9	30	1	1982
Дымосос	ДН- 12,5	30	2	1982
Котельная №25				
Вентилятор	ВДН 10/1500	22	2	1985
Дымосос	ДН-10	30	2	1985
Котельная №27				
Дымосос	ВДН-9	15	1	-
Дымосос	ВДН -9	22	1	-
Дымосос	ДН -10	11	1	-

Таблица 1

Оборудование ТП№2

Наименование оборудования	Количество	Дата монтажа
Насос сетев,4К6, N=15квт	1	1980
Насос сетев. 5НК, N=22квт	1	1980
Насос сетев. 5НК 9x1, N=22квт	1	1980
Насос смешGRUNDFOSTUPS 50-60/2F (для школы)	1	2007
Насос 2К6 горячей воды N=4квт	1	1980
Насос 15К6 горячей воды N=1,5квт	1	1980
Насосг. водыGRUNDFOSTUPS 50-60/2F	1	2007
Теплообмен. пластинчатый	1	2007
Водоподогреватель водо-водяной Д=250мм L=4м, 1секц	1	1997
Резистор Р-25	1	2009

Манометр	7	1997
Термометр	5	2009
Термометр	3	1980

Таблица 2

Оборудование ТП№3

Наименование оборудования	Количество	Дата монтажа
Насос г. воды GRUNDFOSTUPS 0,72квт	1	2004
Насос смешения 1Д315х50 с электродвигателем 4AM225/2 N=75квт	3	1997
Насос горячей воды К20/30 1,5КВТ	1	1997
Манометр	17	1997
Термометр	3	1997
Шкаф электрический	1	1980
Светильник СГД5 (шахтерский)	1	1997
Теплообменник водогрейный Д=325мм, L=4м, 4секции	1	1997
Арматура	35	1997

Таблица 3

Оборудование ТП№4

Наименование оборудования	Количество	Дата монтажа
Электронасосный агрегат КМ-100-65-200, N=22кВт	2	1998
Преобразователь частотный АПЧ-ТППТ- 032-380-50УХЛ4 №7778	1	200-
Манометр	4	1998
Термометр	11	2009
Шкаф электрический	1	1998

Таблица 4

Оборудование ТП№8

Наименование оборудования	Количество	Дата монтажа
АМО-100УЧ	2	1993

Электронасосный агрегат 1Д315-50а насос 4АМ225М2У2 эл. дв. N=7,5кВт	1	1993
Насос холодной воды К65-50-160, Q=25м ³ /ч, H=32м.в.ст. N=5,5кВт,2880об/мин	1	
Электронасосный агрегат КМ-80-50-200 насос АИР160S2 эл. дв. N=15кВт	2	1993
Теплообменник водяной Д=325мм, 16секций, 16ОСТ34-588-68	1	1993
Манометр	10	1993
Термометр	5	1993
Емкость горячей воды V=30м ³	1	2002
Арматура	50	1993
Шкаф электрический	2	1993

Таблица 5

Оборудование ТП№9

Наименование оборудования	Количество	Дата монтажа
Насос Д200Л-4У3 с электродвигателем N=11кВт	1	1994
Насос опрессовочный, 30кВт	1	2007
Насос Д - 200Л-4У3 45кВт	1	2003
Термометр	2	

Таблица 6

Оборудование ТП№10

Наименование оборудования	Количество	Дата монтажа
Кран-балка грузоподъемностью 2т	1	1986
Насос КМ-100-65-200 N=30кВт	1	1986
Насос К-100-65-200 N=17кВт	1	1986
Насос горячей воды К45х30 N=11кВт	1	1986
Насос К45х30 N=11кВт	1	1986
Резистор Р25	1	2009
Термометр	9	1986
Теплообменник водоводяной Ø 100мм	1	2003

l=4м, 7секц		
Манометр	4	2009

Таблица 7

Оборудование ТП№11

Наименование оборудования	Количество	Дата монтажа
Насос сетевой N=15кВт	1	
Насос бНДВ с эл. двигат. N=75кВт	2	1987
Насос бНДВ с эл. двигат. N=55кВт	3	1987
Насос GRUNDFOSTUPS 0,37кВт	1	2006
Водоподогреватель №1 (Ø 219 l-4м)	1	1998
Водоподогреватель №2 (Ø 219 l-4м)	1	1998
Водоподогреватель №3 (Ø219 l-4м)	1	1998
Водоподогреватель №4 (Ø219 l-4м)	1	1998
Насос горячей воды 22 кВт №1	1	1999
Насос горячей воды 7,5кВт кВт №2	1	1999
Емкость горячей воды 60 м ³	1	1987
Термометры	2	2000
АПЧ	2	2005
МЭО	1	

Таблица 8

Оборудование ТП№13

Наименование оборудования	Количество	Дата монтажа
Насос К-100-80-160А, N=22кВт	1	1997
Насос К-80-50-200, N=15кВт	1	1998
Электронасосный агрегат АИР80А2У3, N=1,5кВт	1	1998
Электронасосный агрегат К80-65, N=2,2кВт	1	1988
Счетчик гор. воды ВСГ-65	1	2001
Т/Регулятор ТРМ-12	1	2009
Теплообменник водяной Д=273, L=4м, 4 секции	2	1999

Шкаф электрический	1	1988
Преобразователь частоты АПЧ-ТТПТ-16-380-50УХЛ4 №0775	1	2009
Преобразователь частоты АПЧ-ТТПТ-16-380-50УХЛ4 №0774	1	2009
Манометр	8	2000
Термометр	2	2009
Термометр	4	2000

Таблица 9

Оборудование ТП№15

Наименование оборудования	Количество	Дата монтажа
Насос К 90/20, N=7,5кВт	1	1996
Насос К-45-30, N=3,0кВт	1	1996
Манометр	3	1996
Термометр	2	2009

Таблица 10

Оборудование ТП№16

Наименование оборудования	Количес тво	Дата монтажа
Электронасосный агрегат К-100-65-200, N=30,0кВт	1	1998
Электринасосный агрегат К100-80-160А	1	2004
Шкаф электрический	1	
Манометр	6	
Термометр	4	2009

Таблица 11

Оборудование ТП№24

Наименование оборудования	Количество	Дата монтажа
Электронасосный агрегат К-45-30, N=1,1кВт 1500об/мин	1	1999
Электронасосный агрегат К65-50-160 5,5 кВт, 3000 об/мин	1	1999
Манометр	3	1999
Термометр	3	1999

Шкаф электрический	1	1999
--------------------	---	------

Таблица 12

Оборудование ТП№12

Наименование оборудования	Количество	Дата монтажа
Циркуляционный насос К-80-50-200	1	1999
Циркуляционный насос К-45/30	1	1999
Водонагреватель Д=325, 4 секц	1	2007
Водонагреватель Д=273, 4 секц	1	1985

Таблица 13

Оборудование ТП№17

Наименование оборудования	Количество	Дата монтажа
Циркуляционный насос	2	1999
Водонагреватель Д=325, 4 секц	1	1985

Таблица 14

Оборудование ТП№18

Наименование оборудования	Количество	Дата монтажа
Циркуляционный насос К90/55А	1	1999
Водонагреватель Д=325, 4 секц	1	1985

Таблица 15

Перечень приборов КИПиА тепловых сетей.

№	Наименование прибора	Измеряемый параметр	Тип датчика Год выпуска зав. №	Шкала, размерность	Класс точности	Дата поверки	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
Манометры							
1	МТП-100	давление	915524	1мПа	2,5	4кв2013г.	
2	МТП-100	давление	778334	1мПа	2,5	4кв2013г.	

3	МТП-100	давление	323025	1мПа	2,5	4кв2013г.	
4	МТП-100	давление	907795	1мПа	2,5	4кв2013г.	
5	М-250	давление	18764	1,6мПа	1,6	4кв2013г.	
6	АМУ-1	давление	570955	1мПа	1,6	4кв2013г.	
7	МП5	давление	47115	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
8	МП5	давление	45928	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
9	МП4У	давление	1389174	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
10	МТП-100	давление	946893	1мПа	2,5	4кв2013г.	
11	МП3-У	давление	1513621	400кПа	1,5	4кв2013г.	
12	МТП-100	давление	022095	1,6мПа	2,5	4кв2013г.	
13	МТП-100	давление	888391	1мПа	2,5	4кв2013г.	
14	МТП-100	давление	323029	1мПа	2,5	4кв2013г.	
15	МТП-100	давление	501955	1мПа	2,5	4кв2013г.	
16	ОБМ1-100	давление	26432	1мПа	2,5	4кв2013г.	
17	ОБМ1-160	давление	1549403	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
18	МП-5	давление	13040	2,5мПа	1,5	4кв2013г.	
19	ОБМ-160	давление	2270784	600кПа	1,6	4кв2013г.	
20	МТП-100	давление	390279	600кПа	2,5	4кв2013г.	
21	МП4-У	давление	1382935	1,6кПа	1,5	4кв2013г.	
22	МП3-У	давление	1519806	400кПа	1,5	4кв2013г.	
23	МВП3	давление	222578	0,3мПа	1,5	4кв2013г.	
24	МТП-100	давление	236614	1мПа	2,5	4кв2013г.	
25	ОБМ1-160	давление	1660690	100кПа	1,5	4кв2013г.	
26	М-250	давление	4792046	1,6мПа	1,6	4кв2013г.	
27	АМУ-1	давление	2416958	2,5мПа	1,5	4кв2013г.	
28	МТП-160	давление	2427577	4мПа	1,5	4кв2013г.	
29	МП-5	давление	27639	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
30	МТП-160	давление	2315119	2,5мПа	1,5	4кв2013г.	
31	МП4-У	давление	1035	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
32	МТП-160	давление	2309621	2,5мПа	1,5	4кв2013г.	
33	МП4-У	давление	1389174	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	

34	ОБМ-160	давление	1356354	2,5мПа	1,5	4кв2013г.	
35	МП4-У	давление	1422639	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
36	МП4-У	давление	499926	600кПа	1,5	4кв2013г.	
37	МП4-У	давление	464896	600кПа	1,5	4кв2013г.	
38	ОБМ1-160	давление	1549403	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
39	ОБМ1-100	давление	76432	1мПа	2,5	4кв2013г.	
40	ОБМ1-160	давление	2478718	400кПа	1,5	4кв2013г.	
41	МП4-У	давление	1427239	1.6мПа	1,5	4кв2013г.	
42	МТП-100	давление	323029	1мПа	2,5	4кв2013г.	
43	МП4-У	давление	1427256	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
44	МП4-У	давление	1374237	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
45	МТП-100	давление	330574	1,6мПа	2,5	4кв2013г.	
46	МТП-160	давление	1403110	0,6мПа	1,5	4кв2013г.	
47	МП5	давление	27639	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
48	МП4-У	давление	781269	2,5мПа	1,5	4кв2013г.	
49	ОБМ1-160	давление	1184117	1,6мПа	1,6	4кв2013г.	
50	МП5	давление	47115	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
51	МП4-У	давление	448298	600кПа	1,5	4кв2013г.	
52	МП4-У	давление	732642	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
53	МВТП-160	давление	919926	-0,1- +0,15мПа	1,5	4кв2013г.	
54	МП4-У	давление	1367915	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
55	ОБМВ-160	давление	1362880	-0,1- +0,15мПа	1,5	4кв2013г.	
56	МВТП-160	давление	919926	-0,1- +0,15мПа	1,5	4кв2013г.	
57	МТП-100	давление	866420	2,5мПа	2,5	4кв2013г.	
58	МП4-У	давление	1414519	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
59	МП4-У	давление	1422403	1,6мПа	1,5	4кв2013г.	
60	МВП3-У	давление	1133592	-0,1- +0,3мПа	1,5	4кв2013г.	

61	МТП-100	давление	022095	1,6МПа	2,5	4кв2013г.	
62	МТП-100	давление	915524	1мПа	2,5	4кв2013г.	
63	МТП-160	давление	2349849	1,6МПа	1,5	4кв2013г.	
64	МП5	давление	46973	1,6МПа	1,5	4кв2013г.	
65	МП5	давление	35704	1,6МПа	1,5	4кв2013г.	
66	МП4-У	давление	1383665	1,6МПа	1,5	4кв2013г.	
67	МП5	давление	45928	1,6МПа	1,5	4кв2013г.	
Блок управления котлом							
68	БУК -3М	Авт. без.	№ 438 1995г.в	ГБ 0,85	—	-	
69	БУК -4М	Авт. без.	№109 1999г.в.	ГБ 0,85	—	-	
70	БУК -4М	Авт. без.	№214 1998г.в.	ГБ 0,85	—	-	
71	БУК -4М	Авт. без.	№231 1998г.в.	ГБ 0,85	—	-	
72	БУК -4М	Авт. без.	№041 1999г.в.	ГБ 0,85	—	-	
73	БУК -4М	Авт. без.	№146 1998г.в.	ГБ 0,85	—	-	
74	БУК -4М	Авт. без.	№083 1999г.в.	ГБ 0,85	—	-	
75	БУК -3М	Авт. без.	№577 1997г.в.	ГБ 0,85	—	-	
76	БУК -3М	Авт. без.	№488 1996г.в.	ГБ 0,85	—	-	
77	БУК -3М	Авт. без.	№365 1996г.в.	ГБ 0,85	—	-	
78	БУК -3М	Авт. без.	№373 1996г.в.	ГБ 0,85	—	-	
79	БУК -3М	Авт. без.	№258 1996г.в.	ГБ 0,85	—	-	
80	БУК -3М-3А	Авт. без.	№008 1996г.в.	ГБ 0,85	—	-	
81	БУК -3М-3А	Авт. без.	№020 1997г.в.	ГБ 0,85	—	-	
82	БУК -3М-3А	Авт. без.	№009 2002г.в.	ГБ 0,85	—	-	
83	МАК 2001	Авт. без.	№0094 2006г.в.	ГБ 0,85	—	-	
84	КСУМ	Авт. без.	№7264 1992г.в.	ГБ 0,85	—	-	
85	КСУМ	Авт. без.	№7214 1992г.в.	ГБ 0,85	—	-	
Регуляторы частоты							
86	Е1-7011-040Н	давление	№0422012029701 2011г.в.	30кВт	—	-	
87	Е1-7011-075Н	давление	№0425012029801 2011г.в.	55кВт	—	-	

88	Е1-7011	давление	№9000405943298 2011г.в.	7,5кВт	—	-	
89	Е1-7011	давление	№70301108598 2011г.в.	22кВт	—	-	
90	Е1-7011	давление	№656131037 2011г.в.	7,5кВт	—	-	
91	ЭПВ	давление	№6695 2003г.в.	22кВт	—	-	
92	АПЧ	давление	№778 2005г.в.	15кВт	—	-	
93	ПЧ-ТТПТ	давление	№202177 2005г.в.	кВт	—	-	
94	АПЧ	давление	№773 2005г.в.	11кВт	—	-	
95	АПЧ	давление	№813 2005г.в.	11кВт	—	-	
96	АПЧ	давление	№817 2005г.в.	15кВт	—	-	
97	АПЧ	давление	№720 2005г.в.	30кВт	—	-	
98	АПЧ	давление	№882 2005г.в.	30кВт	—	-	
99	АПЧ	давление	№896 2005г.в.	30кВт	—	-	
100	АПЧ	давление	№890 2005г.в.	5,5кВт	—	-	
101	АПЧ	давление	№812 2005г.в.	11кВт	—	-	
102	АПЧ	давление	№818 2005г.в.	11кВт	—	-	
103	АПЧ	давление	№742 2005г.в.	15кВт	—	-	
104	АПЧ	давление	№836 2005г.в.	30кВт	—	-	
105	АПЧ	давление	№767 2005г.в.	15кВт	—	-	
106	АПЧ	давление	№772 2005г.в.	15кВт	—	-	
107	АПЧ	давление	№711 2005г.в.	11кВт	—	-	
108	ПЧ-ТТПТ	давление	№403449 2003г.в.	30кВт	—	-	
109	ПЧ-ТТПТ	давление	№08041061 2004г.в.	30кВт	—	-	

**Перечень жилых домов на отключение от системы централизованного теплоснабжения
(отопление, горячее водоснабжение)**

Районная котельная

	Адрес	Площадь	Этажн.	Кол-во квартир	Кол-во подъездов	Площадь квартир с автономн. отоплен.	УК	ГВС
1	Пушкина 86	54,2	1	2			НУ	
2	Ленина 50	64,1	2	2	1		НУ	
3	Гагарина 83	44,73	1	2			НУ	
4	Гагарина 83 А	67,2	1	2		59,2	НУ	
5	Гагарина 83 Г	71,7	1	1			НУ	
6	Гагарина 83 Д	55,8	1	1			НУ	
Тепловой пункт № 2								
7	Пушкина 38	57,05	1	1			НУ	
8	Пушкина 38 А	127,5	1	5	1		НУ	
9	Пушкина 47	29,5	1	1			НУ	
10	Пушкина 49	78,1	1	2			НУ	
Тепловой пункт № 3								
11	Володарского 63 А	139,4	1	2	2	75,1	НУ	
12	Володарского 65	26,1	1	1			НУ	
13	Володарского 67	50,5	1	1			НУ	
14	Коммунистическая 53	98,6	1	3			НУ	
15	Ленина 28	367,02	2	11	3	105,1	НУ	
16	Рабочая 70	127,8	2	4	1	32,6	НУ	
17	Рабочая 76	158,1	1	5		18,6	НУ	
18	Рабочая 76 А	61,8	1	2			НУ	
19	Рабочая 80	47,6	1	2			НУ	
20	Рабочая 82	126,1	2	2	1		НУ	
21	Рабочая 83 А	62,9	1	3			НУ	
22	Рабочая 84	35,9	1	1			НУ	
23	Рабочая 84 А	127,9	1	4			НУ	
24	Рабочая 84 Б	19,8	1	1			НУ	
25	Рабочая 85	71,3	1	1			НУ	
26	Рабочая 85 А	24,9	1	1		42,6	НУ	
27	Рабочая 85 В	88,2	1	2			НУ	
28	Рабочая 87	68,8	1	1			НУ	
29	Рабочая 97	794,4	3	19	2		НУ	
30	Пушкина 114	55,3	1	1			НУ	
Тепловой пункт № 9								
31	Коммунистическая 3	146,6	1	6			НУ	нет газа
32	Коммунистическая 4	58,6	1	2		69,5	НУ	
33	Коммунистическая 10	24,7	1	1			НУ	
34	Коммунистическая 12	67,3	1	2		103,4	НУ	
35	Пугачевская 315	106,5	1	4			НУ	
36	Пугачевская 319	37,1	1	2		15	НУ	

37	Пугачевская 321 А	126,6	1	3		47,2	НУ	
38	Пугачевская 352	177,1	2	7	2		НУ	
39	Советская 170 А	43,9	1	1			НУ	нет газа
40	Советская 172	70,8	1	2			НУ	нет газа
41	Советская 176	99	1	3			НУ	нет газа
42	Советская 180	128,5	2	3			НУ	нет газа
43	Советская 182	198,3	1	6			НУ	нет газа
44	Советская 182 А	204,1	1	7			НУ	нет газа
45	Советская 184	68,1	1	1			НУ	нет газа
46	Советская 186	176,9	1	4			НУ	нет газа
47	Фабричная 4	130,6	2	5	2	115,1	НУ	1,1А, 2,4,9А
Тепловой пункт № 10								
48	Гагарина 51 А	84,4	1	3			НУ	
49	Гагарина 51 Б	18,1	1	2			НУ	
50	Гагарина 57 -	20	1	1		34,6	НУ	
51	Маркса 49 -	68,3	1	3			НУ	
Тепловой пункт № 11								
52	Пушкина 64 -	51	1	1			НУ	
53	Пушкина 66 -	73,8	1	3		35,6	НУ	гвс
54	Пушкина 70 Б	13,1	1	1		57,2	НУ	
55	Рабочая 59 А	53,5	1	1			НУ	
Тепловой пункт № 13								
56	167 Стрелковой Дивизии 12	80	1	2			НУ	
57	167 Стрелковой Дивизии 14	154,54	1	4			НУ	
58	167 Стрелковой Дивизии 16	137,1	1	3			НУ	
Тепловой пункт № 24								
59	Крайний Переулок 15 -	50	1	1			НУ	гвс
60	Крайняя 29 -	46,7	1	1			НУ	
61	Уральская 15 -	298,9	2	6	2		НУ	
62	Уральская 19 -	204,4	2	7	1	43,3	НУ	
63	Уральская 21 -	623,4	2	14	2	50,5	НУ	
64	Уральская 21 А	957,4	4	21	3	40,9	УК ЗАРЯ	
Котельная №1								
65	Петровский Пер. 8 -	44,6	1	1			НУ	
66	Энгельса 18 -	36	1	1			НУ	
67	Энгельса 20 -	75,8	1	2			НУ	
	Итого:	156,4	3	4				
Котельная №7								
68	Маркса 21 А	87,2	1	3			НУ	

	Итого:	87,2		3				
--	--------	------	--	---	--	--	--	--

Котельная №23

69	Привокзальная 4 -	276	1	5			НУ	ГВС
	Итого:	276	1	5		0		

Котельная №25

70	Шоссейная 5 А	194,3	1	5			НУ	
	Итого:	194,3		5		0		

Топочная

71	пер. Энергетический, 6	289,8	2	6	1		Лидер-С	
----	------------------------	-------	---	---	---	--	---------	--

Котельная №21

72	Бестужева 25 А	628,8	2	14	2		НУ	
73	Бестужева 35 -	627,5	2	15	2	43,9	НУ	
74	Бестужева 36 -	816,9	2	22	3	41,4	Престиж	
75	Бестужева 37 -	659,7	2	15	2	52,7	НУ	
76	Бестужева 39 -	621,3	2	16	2		Комфорт	
77	Бестужева 43 -	529,3	2	14	2		НУ	
78	Весенняя 14 -	106,6	2	4	1		Комфорт	
79	Весенняя 16 -	212,4	2	5	1		НУ	
80	Железнодорожная 63	594,7	2	22	1		Бал ЖЭК	
81	Зюльковского 32 -	484,4	2	11	1	44,8	НУ	
82	Зюльковского 34 -	890,4	4	24	2		НУ	
83	Репина 2 -	607,3	2	16	2		Комфорт	
84	Репина 4 -	621,85	2	16	2		НУ	
	Итого:	7401,15		194		182,8		

Приложение 4

Объемы по теплоснабжению и ГВС котельная "ЦТП" за январь-апрель 2019 года

Потребители	Годовой объем (Гкал)
<i>д/с "Елочка"</i>	87,5
<i>д/с "Космос"</i>	257,8
<i>школа №12</i>	388,663
<i>МУ ДО "ДЮСШ БМР"</i>	175
№2 <i>ГУЗ СО Балашовская РБ Поликлиника</i>	523,737
<i>МУК Центр культуры БМР</i>	34,400
<i>ФГПУ "Почта России" счетчик</i>	10,781
<i>МУП БМР "Совтех-инфо" счетчик</i>	2,989
<i>Фомин А.И. (гараж)</i>	1,787
<i>Маркарян С.С. (гараж)</i>	2,584
Население:	5195,924
в т.ч.	
Титова 5	405,783
Титова6	115,829
Титова 7	294,651
Титова8	171,283
Титова 9	423,327
Титова 11а	318,701
Титова12	152,954
Титова 13а	286,847
Титова 14	165,142
Титова 15а	251,809
Титова 17а	248,902
Титова18	34,112
Титова 19а	227,802
Титова20	72,972
Титова 21а	619,463
Титова 22	136,980
Титова 24	151,632
Титова 26	229,266
Титова 28	232,359
пер. Титова2	39,355
пер. Титова3	45,840
пер. Титова 5	282,778
пер Титова 7	288,136
Итого:	6681,165

Объемы по теплоснабжению и ГВС "Районная котельная" за январь-апрель 2019 года

Потребители	Годовой объем (Гкал)
<i>д/с "Одуванчик"</i>	337,810
<i>д/с "Пчелка" норматив</i>	342,110
<i>д/с "Ивушка" норматив</i>	223,090
<i>д/с "Ивушка" счетчик</i>	29,718
<i>д/с "Ласточка"</i>	197,730
<i>д/с "Лучик"</i>	437,530

<i>д/с "Дюймовочка"</i>	106,460
<i>МБУ ДО ЦДО "Созвездие"</i>	180,086
<i>Школа № 1 Гимназия им. Гарнаева</i>	58,420
<i>Школа № 1 Гимназия им. Гарнаева</i>	485,622
<i>Школа № 6</i>	504,876
<i>Школа № 7</i>	336,013
<i>Школа № 7</i>	51,990
<i>БИ ФГБОУ ВО "Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского" норматив</i>	336,940
<i>БИ ФГБОУ ВО "Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского" счетчик</i>	508,878
<i>ГАПОУ СО "Балашовский техникум механизации сельского хозяйства"</i>	1193,908
<i>МУ "Спортивная школа БМР"</i>	225,690
<i>МУДО "Детская школа искусств №1 г. Балашова"</i>	256,250
<i>МУДО "Детская школа искусств №1 г. Балашова им. В.Н. Бочкова"</i>	30,311
<i>ГУЗ СО "Балашовская стоматологическая поликлиника" счетчик</i>	73,031
<i>ГУЗ СО "Балашовская детская больница"</i>	120,613
<i>ГУЗ СО "Балашовская районная больница"</i>	765,872
<i>МУК "Балашовский драматический театр" норматив</i>	15,760
<i>МУК "Балашовский драматический театр" счетчик</i>	5,345
<i>МУ "Балашовский краеведческий музей"</i>	32,220
<i>МУ "Балашовский краеведческий музей"</i>	127,366
<i>МУ "Киноvideоцентр"</i>	120,250
<i>ГАУ СО "КЦСОН Балашовского района" счетчик</i>	16,349
<i>МОВО Бф ФГКУ УВО ВНГ России по Саратовской области норматив</i>	67,860
<i>Комитет ЖКХ БМР</i>	9,870
<i>УФК по Саратовской области (Комфин)</i>	4,853
<i>Межрайонная ИФНС России №1 по Саратовской области</i>	325,046
<i>МКУ "Управление ГО и ЧС БМР"</i>	36,693
<i>МО МВД России "Балашовский" Саратовской области норматив</i>	951,660
<i>ФКУТ УФСИН России по Саратовской области</i>	1157,141
<i>УПФР в Балашовском районе Саратовской области</i>	176,500
<i>ГКУ СО "Центр занятости населения г.Балашова"</i>	70,710

<i>УФС Судебных приставов России по Саратовской области</i>	129,470
<i>Территориальный орган федеральной службы государственной статистики по Саратовской области</i>	5,135
<i>ГКУ СО "Центр обслуживания судебных участков мировых судей Саратовской области"</i>	0,000
<i>ГКУ СО "Центр обслуживания судебных участков мировых судей Саратовской области"</i>	0,000
<i>УФС государственной регистрации, кадастра и картографии по Саратовской области</i>	0,000
<i>ОГУ "Служба спасения Саратовской области"</i>	14,340
<i>Филиал ФГБУ "ФКП Росреестра" по Саратовской области</i>	158,750
<i>МУ "Центральная бухгалтерия учреждений образования БМР"</i>	137,622
<i>Комитет по управлению муниципальным имуществом администрации БМР норматив</i>	12,840
<i>Комитет по управлению муниципальным имуществом администрации БМР счетчик</i>	32,387
<i>ФКГУ "8 отряд ФПС по Саратовской области"</i>	192,390
<i>МКУ "Управление сельского хозяйства БМР"</i>	21,350
<i>МКУ "Управление сельского хозяйства БМР"</i>	31,531
<i>МУ "Централизованная бухгалтерия учреждений культуры БМР"</i>	76,326
<i>МУ "Централизованная бухгалтерия учреждений культуры БМР"</i>	36,869
<i>Администрация БМР</i>	8,850
<i>МКУ "Административно-хозяйственное управление БМР"</i>	320,260
<i>МКУ "Административно-хозяйственное управление БМР"</i>	158,220
<i>МУ "Городская централизованная библиотечная система" норматив</i>	93,220
<i>МУ "Городская централизованная библиотечная система" счетчик</i>	17,852
<i>ГАУ СО "МФЦ"</i>	62,720
<i>Управление судебного департамента в Саратовской области</i>	212,620
<i>Управление по делам ЗАГС Правительства Саратовской области</i>	21,250
<i>Нижне-Волжский МУГАДН</i>	24,763
<i>МУК "Управление СЖКХ, архитектуре и градостроительству БМР"</i>	0,000
<i>Управление Федерального казначейства по Саратовской области</i>	37,200

УФС по ветеринарному и фитосанитарному надзору Саратовской области	0,000
МКУ МО г.Балашов "Городское ЖКХ"	145,410
СУ СК России по Саратовской области	52,690
Управление Россельхознадзора по Саратовской области	15,440
УФК по Республике Татарстан (Межрегиональный филиал ФКУ "ЦОКР" в г.Казани)	21,700
УФСБ России по Саратовской области	72,040
ООО "Русское слово"	9,193
ЗАО "Бытсервис"	1,260
ООО "Тройка-90"	45,868
ФГПУ "Почта России"	9,996
ФГПУ "Почта России"	279,420
Объединение "РОСИНКАС"	30,850
Балашовский районный филиал СОКА	2,470
ООО "Эфир"	88,274
ООО "Товары для дома"	45,297
ООО "Уют"	28,071
КХ им.Тараса Шевченко	9,806
ПАО "МРСК Волги"	404,038
АО "Облкоммунэнерго"	210,380
ООО "РКТ"	12,011
ООО "Престиж"	85,056
ПАО "Сбербанк"	266,601
ЧПОУ "Балашовский кооперативный техникум"	449,302
Балашовский городской филиал СОКА	8,895
ООО "Авто-2009"	8,930
ООО "Кафе"Алыкель"	0,000
МОО БМР "Народная дружина"	2,698
Дирекция по управлению ТСК ЮВЖД	66,778
ООО "Юность"	354,398
МУП БМР "Совтех-нифо" сч	20,269
МУП БМР "Совтех-нифо"	16,620
ООО "Маяк"	125,637
МАУ РГ "Балашовская правда"	34,329
АО "Экон-Бухгалтер"	17,316
ООО "Балашовгражданстрой"	208,890
ООО "Промсельстройпроект"	141,830
АО "Ростехинвентаризация Федеральное БТИ"	14,096
ООО "Гален"	32,769
ООО "Пищевик"	23,727
АО "Экономбанк"	66,748
ООО "Сервис-центр"	8,057
СО ПП "КПРФ"	7,446
АО "Тандер"	78,306
АО "Тандер"	31,110
ОО БР СО "Фонд помощи"Чернобль"	0,915
Саратовская региональная общественная организация "Память о защитника Отечества"	9,800

ООО "Завиток"	6,920
ООО "Хопер"	11,410
ООО "Территория - С"	82,763
ООО "Межрайонная стоматологическая клиника"	16,325
ООО "УК"Жилстрой-1"	4,338
ООО "Интерьер"	0,000
ООО "Ветар"(ООО "Нита")	15,490
ООО "Саратовтрансигнал"	19,442
ООО "КапиталМС"	4,746
ООО "Союз предпринимателей"	4,507
АО "Россельхозбанк"	15,132
ООО "Фабрика рекламы "Европласт"	2,998
Торгово-промышленная палата Саратовской области	5,987
ООО "Центр Реструктуризации"	101,064
ООО "АРК"	39,719
ООО "Медиа Сервис"	15,468
ООО "Радий"	7,889
ЧПОУ "Автошкола "Автокласс"	6,872
ООО "Билдинг"	45,390
ООО "Монахов пруд"	5,663
ООО "Стройгарант"	5,663
ПАО "Ростелеком"	286,574
ООО Балашовское предприятие щеточных изделий "Успех"	130,120
СОО "Всероссийское общество слепых"	4,349
СОО "Всероссийское общество слепых"	3,316
МУП "Благоустройство и озеленение"	140,130
МУП "Благоустройство и озеленение"	56,010
ООО "Авлос"	1,492
Нотариус Шмакаева Н.В.	3,184
ИП Руднева С.В.	1237,326
ИП Мельченко С.В.	6,219
ИП Советникова А.В.	4,346
ИП Бурминова О.П.	4,545
ФЛ Масюков Ю.А	3,817
ИП Понятова Е.В.	11,587
ФЛ Шахнович М.М.	7,557
ФЛ Харитонова Е.Ф.	7,524
ФЛ Афанасьева О.А.	6,624
ИП Борисенко Н.И.	20,071
ИП Кузнецов С.И.	6,810
ИП Баранова Н.Н.	4,251
ФЛ Лактионов А.Г. норма	21,630
ФЛ Лактионов А.Г. счетчик	27,159
ИП Дронов П.П.	100,379
ИП Дронов П.П.	28,246
ФЛ Федорин Е.А.	29,027
ФЛ Винокуров А.С.	12,578
ФЛ Мячина Т.В.	3,877
ИП Пухова Ю.В.	6,372
ИП Николаева Г.О.	5,574

ФЛ Липьявко А.В.	7,618
ФЛ Борисова Т.И.	7,329
ИП Кулевацкий Г.А.	46,420
ИП Кулевацкий Г.А.	6,845
ИП Байкина Т.Ю.	21,139
ФЛ Добрынина И.А.	4,574
ИП Алексашин И.В.	74,340
ИП Алексашин И.В.	9,370
ИП Радугина Т.М.	64,556
ИП Зюбина И.А. Кар.Марк 75	3,845
ИП Зюбина И.А. Кар.Марк 73	15,272
ИП Васильева М.В.	6,263
ИП Попыкина С.В.	7,881
ИП Ткаченко И.В.	0,000
ФЛ Соболева Н.С.	6,767
ФЛ Спириг А.Г.	59,750
ИП Востриков С.А.	135,754
ИП Бунин Д.В.	5,090
ИП Бунин Д.В.	3,856
ФЛ Алпатов С.А.	6,130
ИП Александрова В.Н.	7,004
ИП Саяпина С.В. 36 а	12,703
ИП Саяпина С.В. 34	16,023
ИП Жегунова Л.Ю.	7,969
ИП Ланских Е.Н.	8,115
ИП Гусев Д.Г.	5,181
ИП Морозов М.С.	9,162
ФЛ Угланов М.В.	2,435
ИП Калюжнов В.А.	23,469
ФЛ Климочкин А.В.	5,640
ИП Кравцов Р.В.	6,092
ИП Полях Т.А.	5,202
ФЛ Исаенкова С.С.	4,610
ИП Козырева Т.В.	9,379
ИП Власов А.Н.	1,331
ИП Небезина С.И.	36,813
ИП Власова Т.Т.	4,250
ФЛ Каравайцев В.А.	2,133
ИП Русанов Ю.Н.	32,292
ФЛ Самвелян А.Р.	7,980
ФЛ Кардышова А.В.	3,295
ИП Дробышева Л.И.	18,811
ИП Самарская Г.А.	8,728
ИП Атапин Н.И.	4,493
ИП Рахманова Т.А.	3,433
ФЛ Кихайогло Г.И.	10,495
ИП Бородин Г.П.	6,009
ФЛ Дедовец Л.В.	10,521
ООО "Корзинка-6"	18,290
ИП Никулин А.В.	2,330
ФЛ Крылов Д.А.	10,129
ФЛ Неменко О.А.	3,230
ФЛ Черноносова М.П.	26,995
ФЛ Жевлаков Е.В.	3,607

ФЛ Жевлаков Д.Е.	1,863
ФЛ Добромильский А.М.	5,245
ИП Середа Е.Н.	6,448
ИП Сучков Е.А.	83,321
ФЛ Лысенко Л.М.	11,365
ИП Завалищина Е.В.	3,684
ИП Конаныхина Г.М.	6,006
ИП Голиков А.В.	2,762
ИП Палаженко Р.В.	4,696
ИП Голубева О.А.	13,879
ИП Демкин С.А.	3,562
ФЛ Кононыхин Р.А.	4,421
ФЛ Аветян Л.Б.	6,263
ИП Мишенев Д.И.	6,263
ФЛ Бежкенов Р.В.	6,902
ИП Ковалев А.А.	5,607
ИП Захарова Т.Б.	3,371
ИП Ковалева Н.Е.	5,427
ИП Аленькин С.А.	0,000
ФЛ Стоякин Б.Н.	3,003
ИП Рябушко С.А.	2,768
ИП Селиверстова М.Н.	2,053
ФЛ Анохин А.С.	0,000
ФЛ Плахов П.А.	15,164
ФЛ Пискунов Ю.Н.	3,590
ФЛ Жарков И.С.	1,186
ФЛ Цепель Д.Ю.	1,186
ФЛ Глухова Т.Н.	1,186
ФЛ Бесчетнов А.В.	8,706
ФЛ Быков И.В.	4,492
ФЛ Лейрих О.А.	9,435
ФЛ Чесноков Н.В. норма	9,915
ФЛ Чесноков Н.В. счетчик	29,596
ФЛ Бояринова С.В.	3,524
ФЛ Мясникова Е.А.	5,527
ИП Карташов Е.Б.	5,160
ФЛ Шаповалова Л.З.	11,610
ИП Перова Н.Д.	7,470
ИП Саяпин А.В.	1,750
ФЛ Ефименко Д.В.	8,697
ФЛ Сиденкова Т.Н.	0,872
ФЛ Солянин К.В.	0,777
ФЛ Салазникова И.В.	1,697
ООО "Лидер"	81,518
ООО "СМУ-5"	10,486
ФЛ Юркова О.В.	3,402
ФЛ Кожевников В.А.	4,660
ИП Фатеева О.С.	1,914
СОСОП "Федерация профсоюзных организации Саратовской области"	4,170
ИП Абрамов В.А.	80,270
ИП Шеин С.Е.	6,680
ИП Мусенов А.А.	26,850
ООО "Первая Бал УК"	1,744

ИП Куркиева Л.З.	29,882
Гаражно-строительный кооператив №81	8,483
ФЛ Липьво М.	2,441
ООО "Камышинский текстиль"	18,627
Население	22108,872
в т.ч.	
30 Лет Победы 133 -	187,305
30 Лет Победы 137 -	602,193
Гагарина 152 -	409,244
Гагарина 152 А	262,530
Ленина 38 -	347,200
Ленина 62 -	548,692
Ленина 36 А	427,045
Маркса 38 -	96,388
Маркса 40 -	60,357
Маркса 40Б	85,212
Маркса 42 -	57,904
Маркса 44 -	70,916
Маркса 46 -	542,964
Пушкина 65 -	308,519
Пушкина 71 А	362,800
Пушкина 86 -	7,145
Пролетарская 3 -	217,963
Володарского 53 -	240,955
Ленина 13 -	231,578
Ленина 34 -	28,147
Ленина 35 -	3,691
Ленина 50 -	8,450
30 Лет Победы 200 -	340,102
Гагарина 83 -	5,898
Гагарина 83 А	8,859
Гагарина 83 Г	9,452
Гагарина 83 Д	7,357
Гагарина 130 -	160,004
Луначарского 66 А	146,758
Пушкина 38 -	7,522
Пушкина 38 А	16,810
Пушкина 47 -	3,890
Пушкина 49 -	10,297
Володарского 63 -	9,281
Володарского 63 А	18,379
Володарского 65 -	3,441
Володарского 67 -	6,658
Гагарина 154 -	664,768
Коммунистическая 37 -	12,565
Коммунистическая 49 -	116,218
Коммунистическая 53 -	12,999
Ленина 15 -	229,860
Ленина 16 -	187,398
Ленина 17 -	244,880
Ленина 18 -	28,806
Ленина 20 -	340,856
Ленина 28 -	48,388
Рабочая 68 -	109,502

Рабочая 70 -	16,850
Рабочая 76 -	20,844
Рабочая 76 А	8,147
Рабочая 80 -	11,509
Рабочая 82 -	16,625
Рабочая 83 -	12,696
Рабочая 83 А	8,292
Рабочая 84 -	4,734
Рабочая 84 А	17,338
Рабочая 84 Б	2,610
Рабочая 85 -	9,400
Рабочая 85 А	3,282
Рабочая 85 В	11,629
Рабочая 87 -	9,071
Рабочая 91 -	9,493
Рабочая 93 -	3,824
Рабочая 97 -	104,734
Пушкина 114 -	7,292
Луначарского 118 -	107,608
Маркса 65 -	284,237
Маркса 67 -	286,057
Маркса 69 -	262,065
Горохова 9 -	46,080
Горохова 11 -	197,107
Горохова 19 -	321,999
Ленина 51 -	262,784
Ленина 51 А	263,282
Ленина 65 -	87,131
Ленина 65 А	24,442
Ленина 118 -	275,235
Ленина 120 -	592,898
Ленина 132 -	142,673
Ленина 134 -	242,962
Ленина 136 -	77,614
Малый Переулок 15 -	342,394
Южный Переулок 3 -	53,844
Южный Переулок 4 -	34,581
Володарского 46 А	50,639
Володарского 50 -	228,593
Коммунистическая 3 -	19,327
Коммунистическая 4 -	7,725
Коммунистическая 10 -	3,255
Коммунистическая 12 -	11,800
Ленина 4 -	169,374
Ленина 8 -	105,306
Ленина 10 -	129,943
Ленина 12 -	382,435
Пугачевская 315 -	14,042
Пугачевская 319 -	4,892
Пугачевская 321 А	16,690
Пугачевская 352 -	23,350
Советская 163 -	41,227
Советская 170 А	32,840
Советская 172 -	9,335

Советская 176 -	9,308
Советская 177 -	106,230
Советская 180 -	16,941
Советская 181 -	93,956
Советская 182 -	26,144
Советская 182 А	30,863
Советская 184 -	8,978
Советская 186 -	23,323
Фабричная 4 -	17,218
30 Лет Победы 168 -	229,575
30 Лет Победы 170 -	237,048
30 Лет Победы 176 -	93,567
Гагарина 51 А	8,199
Гагарина 51 Б	2,386
Гагарина 57 -	2,637
Гагарина 61 -	239,867
Луначарского 92 -	389,046
Маркса 47 -	156,532
Маркса 49 -	15,451
Маркса 51 -	193,995
Маркса 22 -	92,682
Маркса 24 -	251,173
Маркса 34	204,968
Маркса 39 -	1212,877
Пушкина 64 -	6,723
Пушкина 66 -	14,595
Пушкина 68 -	112,106
Пушкина 70 Б	1,727
Рабочая 41 -	101,607
Рабочая 59 А	7,053
Гагарина Переулок 2 -	264,426
Гагарина Переулок 4 -	163,161
Гагарина Переулок 6 -	201,056
167 Стрелковой Дивизии 2 -	279,943
167 Стрелковой Дивизии 3 -	233,224
167 Стрелковой Дивизии 8 -	79,159
167 Стрелковой Дивизии 8 А	95,268
167 Стрелковой Дивизии 8 Б	93,369
167 Стрелковой Дивизии 12 -	10,547
167 Стрелковой Дивизии 14 -	15,247
167 Стрелковой Дивизии 16 -	18,076
Маркса 71 -	145,697
Маркса 73 -	125,234
Романова 4 -	101,135
Романова 4 А	55,247
Романова 6 -	102,454
Горохова 10 -	85,895
Ленина 41 -	6,658
Ленина 43 -	104,081
Ленина 45 -	64,663
Ленина 49 -	89,428
Маркса 75 -	243,915
Маркса 77 -	246,861
Маркса 79 -	109,596

Маркса 81 -	225,155
Маркса 83 -	227,593
Калинина 26 -	320,059
Калинина 52 -	251,048
Калинина 54 -	340,898
Коммунистическая 190 А	139,524
Крайний Переулок 15 -	6,592
Крайний Переулок 16 -	191,148
Уральская 19 -	26,948
Уральская 21 -	82,190
Уральская 21 А	126,117
Энергетический Переулок 6 -	38,206
Итого:	41431,149
Объемы по теплоснабжению и ГВС "Котельная №1" за январь-апрель 2019 года	
Потребители	Годовой объем (Гкал)
Лицей	569,018
МДОУ Дс "Росинка"	216,29
ГУЗ СО "Балашовская районная больница"	2111,72
ГУЗ "Балашовский противотуберкулезный диспансер"	204,113
ГУЗ "Балашовский межрайонный психоневрологический диспансер" 1 кот	316,39
ФБУЗ "Центр гигиены и эпидемиологии по ж/д транспорту	31,953
Линейный отдел МВД России на станции Балашов счетчик	71,679
ОАО "РЖД"	243,863
БМО СО ООО "Всероссийское общество инвалидов"	1,726
ООО "Элби"	5,043
ООО "АРК"	4,007
ООО "Тандер"	15,821
ЗАО "Бытсервис"	3,783
ФЛ Дъякова Г.Н.	2,776
ИП Цыплухин Ю.В.	2,776
ИП Макаров А.В.	4,604
ИП Плахов В.А.	1,249
ИП Кудряшов С.А.	5,442
ФЛ Алинкин С.И.	2,012
ФЛ Агафонова В.А.	3,467
ФП Лактионов А.Г.	10,087
ФЛ Самохин А.А.	3,062
ФЛ Гайшун Л.В.	0,763
ИП Кардышов В.Ф.	1,944
ИП Дронова В.М.	3,92
ООО "Территория - С"	6,873
Население	3286,994
в т.ч.	
Депутатская 27 -	87,540
Калинина 56 -	260,942
Калинина 58 -	215,189

Красина 82 -	560,102
Красина 84 -	517,709
Маркса 95 -	236,106
Петровский Пер. 8	5,881
Софинского 1 -	256,463
Софинского 2 -	280,918
Софинского 3 -	130,086
Софинского 5 -	188,134
Энгельса 12 -	173,124
Энгельса 18 -	4,745
Энгельса 20 -	9,994
Энгельса 26 -	360,061
Итого:	7131,375
Объемы по теплоснабжению и ГВС "Котельная №5" за январь-апрель 2019 года	
Потребители	Годовой объем (Гкал)
<i>ГАУ Саратовской области "Балашовский дом-интернат для престарелый и инвалидов" счетчик</i>	1062,795
<i>ГБУ СО "Балашовский центр "Семья"</i>	79,690
<i>Комитет по управлению муниципальным имуществом администрации БМР</i>	224,584
<i>Комитет по управлению муниципальным имуществом администрации БМР</i>	28,799
<i>МУ "Городская централизованная библиотечная система"</i>	16,181
<i>МУП "Городское ЖКХ"</i>	245,470
<i>ООО "АРК"</i>	6,528
<i>ТСЖ "Нефтяник" норма</i>	11,15
<i>ТСЖ "Нефтяник" счетчик</i>	3,47
<i>МУП БМР "Совтех-инфо"</i>	1,829
<i>ФГПУ "Почта России"</i>	20,7
<i>ИП Власов А.Н.</i>	6,048
<i>ФЛ Кузнецова А.В.</i>	3,4
<i>ФЛ Гаспарян А.А.</i>	0
<i>ФЛ Дьяченко А.Г.</i>	4,116
<i>ФЛ Медведева С.С.</i>	1,921
Население:	2343,109
<i>в т.ч.</i>	
<i>Нефтяная 30 -</i>	273,250
<i>Нефтяная 30 А</i>	51,408
<i>Нефтяная 32 -</i>	49,413
<i>Нефтяная 34 -</i>	27,614
<i>Нефтяная 42 -</i>	54,056
<i>Нефтяная 44 -</i>	264,492
<i>Нефтяная 44 А</i>	314,013
<i>Нефтяная 46 -</i>	172,491
<i>Нефтяная 48 -</i>	202,849
<i>Нефтяная 50 -</i>	146,669
<i>Нефтяная 52 -</i>	358,829
<i>Нефтяная 54 -</i>	65,739
<i>Нефтяная 56 -</i>	233,835

Нефтяная 58 -	128,451
Итого:	4059,790
Объемы по теплоснабжению и ГВС "Котельная №7" за январь-апрель 2019 года	
Потребители	Годовой объем (Гкал)
д/с "Юбилейный" норматив	182,060
д/с "Юбилейный" счетчик	94,713
Школа № 5	275,490
Школа № 2 (вечерняя школа)	174,057
БИ ФГБОУ ВО "Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского"	245,134
ГПОУ "Саратовский областной колледж искусств"	156,605
МУ "Спортивная школа БМР"	99,790
ФБУ "Саратовский ЦСМ им Б.А. Дубовикова	16,140
Прокуратура Саратовской области	58,510
МО МВД России "Балашовский" Саратовской области	265,740
ГКУ СО "Центр обслуживания судебных участков мировы судей Саратовской области"	0,000
ГКУ СО "Центр обслуживания судебных участков мировы судей Саратовской области"	70,148
Управление судебного департамента в Саратовской области	73,080
ООО "Экспрес-Агро-Регион"	176,721
СРО ПП "ЛДПР"	3,729
ИА "Город"	8,651
ООО "АРК"	7,323
ООО "Тандер"	37,69
ФЛ Алпатов С.А.	11,718
ФЛ Бежкенева Н.В.	6,295
ИП Алексашин И.В.	37,838
ИП Русакова О.И.	5,306
ООО "Территория - С"	17,634
ФЛ Шелунц Р.Л.	8,992
Население	940,529
в т.ч.	
Володарского 14 -	67,802
Володарского 16 -	155,857
Володарского 30 -	227,713
Маркса 9 -	291,651
Маркса 21 А	12,94448
Пугачевская 334 -	184,562
Итого:	2973,893
Объемы по ГВС "Котельная №20" за январь-апрель 2019 года	
Потребители	Годовой объем (Гкал)
ГУЗ СО "Балашовская районная больница"	35,573

ГУЗ СО "Балашовская детская больница"	81,633
ГУЗ СО "Балашовский родильный дом"	138,937
Население:	810,532
в т.ч.	
Ртищевское Шоссе 1	117,348
Ртищевское Шоссе 3	119,469
Ртищевское Шоссе 5	317,071
Ртищевское Шоссе 7	256,644
Итого:	1066,675
Объемы по теплоснабжению и ГВС "Котельная №23" за январь-апрель 2019 года	
Потребители	Годовой объем (Гкал)
Школа № 17	216,686
д/с "Рябинка"	137,18
Школа № 16	436,072
д/с "Звездочка"	191,93
МУ "Спортивная школа БМР"	65,05
МАУ "Спортивная школа по игровым видам спорта"	111,08
ГУЗ СО "Балашовская районная больница"	37,421
ГУЗ СО "Балашовский кожвендиспансер"	368,94
МУК Центр культуры БМР	156,641
МУК Центр культуры БМР	172,281
ООО "Сельхозтехника"	313,76
ОАО "РЖД" счетчик	805,379
ОАО "РЖД" норма	91,633
ЮВ Дирекция пассажирских обустройств(вокзал ст. Балашов) счетчик	32,67
АО "СарАвтовокзал"	6,351
АО "Железнодорожная торговая компания"	89,326
АО "Железнодорожная торговая компания"	14,136
НУЗ "Отделенческая больница"	306,233
НУЗ "Отделенческая больница"	26,217
ФГПУ "Почта России"	13,523
ООО "Дентикюр"	4,387
ООО "Тандер"	35,115
ПАО "Сбербанк" счетчик	21,822
ООО "Сириус-С"	4,248
ФЛ Дъякова Г.Н.	6,361
ИП Понятова Е.В.	10,363
ИП Сираев Р.Ф.	6,209
ИП Ломакин М.Н.	6,608
ИП Селиверстова М.Н.	15,558
ФЛ Волоколупов В.А.	18,374
ИП Ляпина Е.А.	3,468
ФЛ Дробязко С.В.	10,17
ФЛ Рахманов В.А.	0,745
ИП Федорина А.С.	15,12
ФЛ Сиденкова Т.Н.	2,064

Население:	6316,930
в т.ч.	
167Стрелковой Дивизии 18А	154,246
167Стрелковой Дивизии 18Б	277,538
167 Стрелковой Дивизии 20 -	162,901
167Стрелковой Дивизии 22А	271,851
Ленина 152 -	71,901
Ленина 153 -	38,155
Ленина 153 А	41,609
Ленина 155 -	35,992
Ленина 156 -	68,227
Ленина 158 -	85,181
Маркса 85 -	287,779
Мельничная 12 -	114,701
Мельничная 14 -	46,433
Мельничная 16 -	186,124
Мельничная 18	267,909
Привокзальная 1 -	204,693
Привокзальная 3 -	195,618
Привокзальная 4 -	36,387
Привокзальная 5 -	183,901
Привокзальная 6 -	195,168
Привокзальная 7 -	143,839
Привокзальная 9 -	228,364
Привокзальная 10 -	121,827
Привокзальная 11 -	189,625
Привокзальная 13 -	240,045
Привокзальная 18 -	59,287
Привокзальная 20 -	56,691
Привокзальная 20 Б	82,888
Привокзальная 22 -	48,877
Привокзальная 26 -	30,244
Привокзальная 28 -	36,283
Привокзальная 28А	72,771
Привокзальная 32 -	50,230
Привокзальная 34 -	54,594
Привокзальная 36 -	54,100
Привокзальная 38 -	19,261
Романова 1 -	54,278
Романова 3 -	42,676
Романова 5 -	50,617
Романова 7 -	43,877
Романова 9 -	50,725
Романова 11 -	36,730
Романова 13 -	51,470
Романова 17 -	141,608
Романова 17 А	169,712
Софинского 11 -	116,058
Софинского 20 -	49,797
Софинского 22 -	43,336
Софинского 24 -	38,365
Софинского 26 -	36,466
Бестужева 25 А	82,901
Бестужева 35 -	82,256

Бестужева 36 -	107,700
Бестужева 37 -	86,973
Бестужева 39 -	81,912
Бестужева 43 -	69,783
Весенняя 14 -	14,055
Весенняя 16 -	28,002
Железнодорожная 63	78,404
Зюльковского 32 -	63,863
Зюльковского 34 -	117,389
Репина 2 -	80,065
Репина 4 -	82,671
Итого:	10070,051
Объемы по теплоснабжению и ГВС "Котельная №25" за январь-апрель 2019 года	
Потребители	Годовой объем (Гкал)
МДОУ Дс "Черемушки"	142,92
МДОУ Дс "Зернышко"	322,96
ООО "Балашовский маслосыр-комбинат"	4,838
ООО "Центр Реструктуризации"	35,804
ООО "Альфа-6"	5,2
ООО "Тандер"	23,979
Глава крестьянского ферм. Хоз-ва	12,276
ИП Журавлев В.В.	15,377
ФЛ Меринова Т.В.	18,281
ООО "Строительная компания "Система"	126,05
Население:	5131,664
в т.ч.	
Автомобилистов 2 -	89,638
Автомобилистов 3 -	244,894
Автомобилистов 5 -	295,330
Автомобилистов 14 -	333,188
Менделеева 2 -	214,392
Менделеева 2 А	163,129
Менделеева 3 -	295,751
Менделеева 4 -	123,982
Менделеева 4 А	191,422
Менделеева 5	330,245
Менделеева 6 -	71,812
Менделеева 6 А	76,508
Менделеева 8 -	76,454
Менделеева 8 А	70,336
Менделеева 10 -	95,663
Спортивная 2 -	370,017
Спортивная 4 -	24,654
Спортивная 8 -	96,112
Спортивная 22 -	105,379
Шоссейная 3 -	196,280
Шоссейная 5 А	25,616
Шоссейная 6 -	35,044
Шоссейная 8 -	39,012
Шоссейная 8А корп. 1	56,164

Шоссейная 8 А корп. 2	63,784
Шоссейная 10 -	269,941
Шоссейная 10 А	218,588
Шоссейная 10 Б	351,915
Шоссейная 11 -	260,190
Энергетическая 48 -	178,221
Энергетическая 48 А	168,003
Итого:	5839,349
Объемы по теплоснабжению и ГВС "Котельная КПТ" за январь-апрель 2019 года	
Потребители	Годовой объем (Гкал)
МДОУ "д/с Ландыш" сч	96,135
МДОУ "д/с Ландыш" норм	312,140
МДОУ "д/с Челночок"	337,779
МДОУ "д/с Дубравушка"	401,107
МДОУ "д/с Дубравушка"	53,080
МОУ "Гимназия №1"	580,924
МАОУ " СОШ №15 г.Балашова"	594,801
МОУ " СОШ №3 г.Балашова"	397,436
ГАПОУ СО "Саратовский колледж водного транспорта, строительства и сервиса"	69,622
ГБПОУ СО "Балашовский политехнический лицей" счетч	438,575
МУДО "Детская школа искусств №2 г. Балашова"	199,814
ГБОУ УСО "Школа для обучающихся по адаптированным образовательным программам №11 г.Балашова"	503,423
МУ "Спортивная школа БМР"	43,100
ГУЗ СО "Балашовская детская больница" счетчмк	989,709
ГУЗ СО "Балашовская районная больница"счетчик	524,889
ГУЗ СО "Балашовская районная больница"счетчик	25,580
ГАУЗ СО "Областная офтальмологическая больница"	59,172
ГУЗ СО "Балашовский родильный дом"	982,926
МУК "Балашовский драматический театр" счетчик	7,079
ГКУ СО "Управление социальной поддержки населения балашовского района" счетчик	75,197
ГАУ СО "Комплексный центр социального обслуживания населения Балашовского района"счетчик	67,127
ГУЗ "Бюро судебно-медицинской экспертизы Министерства здравоохранения Саратовской области" норматив	26,700
ГКУ СО "Центр обслуживания судебных участков мировых судей Саратовской области"	25,930
ФКУ "Главное бюро медико-социальной экспертизы по Саратовской области "Министерства труда и социальной защиты РФ"	15,112

МУ "Городская централизованная библиотечная система" счетчик	34,005
ГБУ СО "Балашовский центр "Семья" счетчик	110,491
МО МВД России "Балашовский" Саратовской области	58,230
ОГУ "Балашовская районная станция по борьбе с болезнями животных"	4,203
Комитет по управлению муниципальным имуществом администрации БМР счетчик	106,521
ООО "Русское слово" счетчик	19,240
ООО "Чародейка" счетчик	13,074
ООО "Маяк"	2,332
ПАО "Ростелеком" счетчик	7,339
ПАО "Ростелеком" норматив	139,538
ООО "Алтей"	18,270
ООО "Корнет"	11,550
ООО "Афродита"	10,520
МУП БМР "Балашовский банно-прачечный комбинат"	156,440
ООО "Балашовская птицефабрика"	0,790
ООО "Олимп"	44,400
ООО "Альфа-6"	10,698
ООО "АРК"	11,681
ООО "Территория - С"	38,124
ЗАО "Бытсервис"	13,920
ООО "Балашовский ДРСУ"	53,558
ООО "Городтелесеть"	4,155
ЧОУ "Лицей-интернат естественных наук"	154,631
Гаражно-строительный кооператив №4	48,895
Гаражно-строительный кооператив №96	22,930
Гаражно-строительный кооператив "2012"	48,909
АО "Тандер"	50,890
АО "Тандер"	110,184
ООО "Магазин "Комиссионный"	0,000
Гаражно-строительный кооператив №10	23,180
Гаражно-строительный кооператив №1	16,430
Кооператив №16 Владельцев личного автотранспорта	41,191
ЧОУ ДПО "Балашовский центр профессиональной подготовки и повышения квалификации"	5,106
ООО "Центр Реструктуризации"	24,210
ООО "Центр Реструктуризации"	117,296
ИП Саяпина С.В.	22,864
МУП БМР "Совтех-инфо"	8,549
ИП Кулевацкий Г.А.	59,365
ООО "Кафе "Дорожное"	29,450
ООО "Лечебно-оздоровительный центр "Современная медицина"	142,020
ФЛ Акимова А.О.	3,091
ИП Нуриев Р.Г.	3,942
ИП Барышникова И.В.	3,640
ИП Галевич Н.А.	4,832

ИП Жукова Л.А.	1,812
ИП Живодеров В.И.	2,638
ЖСК-22	280,063
ЖСК-15	2,480
ФЛ Зайцева В.И.	5,757
ИП Игидова К.И.	3,097
ФЛ Игнатъев Э.А.	52,623
ИП Илясова А.И.	4,832
ИП Капцов С.А.	2,100
ИП Испас В.П.	38,350
ИП Лобик А.В.	19,368
ФЛ Лукьянов В.В.	9,792
ФЛ Мальковская Ю.В.	8,084
ФЛ Мелихов П.Н.	2,683
ИП Морозов К.В.	2,627
ИП Мусадерян Ю.Х.	2,334
ФЛ Петров А.В.	9,770
ФЛ Проваторов С.В.	5,238
ИП Протасова Н.В.	13,504
ФЛ Саргесян В.Ж.	1,693
ФЛ Чернышов В.А.	11,649
ФЛ Шамина Т.В.	3,753
ИП Шеин Е.Н.	4,512
ФЛ Шорин Н.И	13,474
ИП Юшманова Ю.Р.	3,587
ФЛ Плахова Л.А.	7,555
ИП Авдюнина О.Н.	1,022
ИП Альбикова Ю.Г.	3,272
ИП Семина М.С.	1,060
ИП Ефанова О.А.	6,375
ИП Жданова О.К.	11,247
ИП Иванкевич С.Н.	84,050
ИП Клейменов А.М.	3,555
ИП Кутафин В.Е.	5,477
ИП Лыбанева О.И.	5,579
ИП Москвичев Е.М.	79,320
ИП Обухов А.А.	14,850
ФЛ Онучина И.Э.	7,045
ИП Петухова И.В.	12,296
ИП Пинигин М.А.	29,030
ИП Пинчук Н.А.	3,312
ИП Рузаева О.А.	4,122
ИП Хащина Г.Ф.	3,365
ИП Шляхтина А.В.	2,750
ФЛ Шельдяев А.В.	5,460
ИП Лактионова Н.В.	6,657
ИП Алексахин И.В.	28,309
ИП Акинин А.Н.	16,248
ИП Тюнин Д.А.	47,161
ФЛ Судариков Б.В.	24,565
ИП Плахов П.А.	15,970
ИП Баранова Н.Н.	4,854
ИП Дронов П.П.	65,031
ФЛ Аветян Л.Б.	12,748

ИП Щербаков А.С.	2,630
ИП Степанов А.А.	11,076
ФГУП "Почта России"	30,699
ООО "Лето"	44,010
ООО "Очистные Сооружения Канализации"	26,610
ПАО СК "РОСГОССТРАХ"	4,929
Гаражно-строительный кооператив №2013	32,373
ФЛ Леденев А.Н.	21,860
Население	35419,395
в т.ч.	
50 лет ВЛКСМ, 1	283,355
50 лет ВЛКСМ, 3	308,678
50 лет ВЛКСМ, 5	181,8959
50 лет ВЛКСМ, 7	271,216
50 лет ВЛКСМ, 9	295,268
50 лет ВЛКСМ, 11	348,206
50 лет ВЛКСМ, 15	263,756
50 лет ВЛКСМ, 17	310,4025
50 лет ВЛКСМ, 19	355,586
50 лет ВЛКСМ, 21	342,685
50 лет ВЛКСМ, 21а	299,646
Космонавтов, 2	210,891
Космонавтов, 3	256,464
Космонавтов, 4	239,166
Космонавтов, 5	208,855
Космонавтов, 6	257,016
Космонавтов, 7	244,717
Космонавтов, 9	755,8904
Космонавтов, 15	258,973
Космонавтов, 15а	272,602
Космонавтов, 16	322,505
Космонавтов, 16а	182,1574
Космонавтов, 17	315,2104
Космонавтов, 18	287,763
Космонавтов, 20	257,676
Космонавтов, 21	340,122
Космонавтов, 24	352,233
Молодежная, 7	725,3275
Орджоникидзе, 1	884,5395
Орджоникидзе, 2	418,973
Орджоникидзе, 3а	505,889
Орджоникидзе, 4	295,252
Орджоникидзе, 5	475,11
Орджоникидзе, 6	497,274
Орджоникидзе, 7	254,6624
Орджоникидзе, 9	177,3346
Орджоникидзе, 8	506,497
Орджоникидзе, 12	492,664
Орджоникидзе, 12а	407,899
Орджоникидзе, 12б	205,488
Пригородная, 27	584,573
Саратовское шоссе, 3	265,338
Саратовское шоссе, 3а	46,0649

Саратовское шоссе, 5	23,9014
Саратовское шоссе, 7	325,26
Строителей, 3	436,8162
Строителей, 5	484,9818
Строителей, 6	393,639
Строителей, 7	859,6191
Строителей, 8	723,3435
Строителей, 9	562,8345
Строителей, 11	181,7922
Фестивальная, 1	227,9261
Фестивальная, 1а	375,7865
Фестивальная, 3	284,9412
Фестивальная, 4	308,456
Фестивальная, 5	365,838
Фестивальная, 6	456,7395
Фестивальная, 7	246,056
Фестивальная, 8	330,94
Фестивальная, 9	352,201
Фестивальная, 10	567,129
Фестивальная, 14а	464,7148
Фестивальная, 15	419,63
Фестивальная, 16	990,7174
Фестивальная, 17	550,7396
Фестивальная, 18	447,3311
Фестивальная, 20	406,1228
Фестивальная, 21	256,5755
Фестивальная, 23	471,8006
Фестивальная, д.23А	280,735
Энтузиастов, 6	220,585
Энтузиастов, 8	258,079
Энтузиастов, 8а	319,658
Энтузиастов, 10	277,773
Энтузиастов, 10а	234,749
Энтузиастов, 12	347,399
Энтузиастов, 14	285,944
Энтузиастов, 16	278,144
Энтузиастов, 20	1611,3012
Энтузиастов, 30	349,7915
Энтузиастов, 30а	402,518
Энтузиастов, 32а	345,296
Юбилейная, 1	444,792
Юбилейная, 24	306,404
Юбилейная, 26	338,021
Юбилейная, 28	327,939
Юбилейная, 30	353,644
Юбилейная, 32	411,3747
Юбилейная, 34	313,539
Юбилейная, 36	364,011
Юбилейная, 38	365,631
Юбилейная, 40	366,952
Юбилейная, 42	333,46
Итого:	45249,728

Объемы по теплоснабжению и ГВС "Котельная №27"	
Потребители	Годовой объем (Гкал)
СОШ №9	1016,65
д/с «Золотой ключик»	561,146
Комитет по имуществу администрации БМР	93,17
Саратовский соц-эконом институт	88,92
Ип Пакурина Ю.Г. (баня)	54,90
ИТОГО:	1814,786
население	
Народная, 34	409,01
Народная, 36	305,44
Астраханская, 67а	493,27
Астраханская, 67б	519,46
Астраханская, 81	366,47
Астраханская,87	365,15
Итого:	2458,80
ВСЕГО:	4273,586

Приложение 5

Поз.	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код, продукции	Поставщик	Ед. измерения	Кол.	Масса 1 ед., кг	Примечание
<u>Оборудование</u>								
К1	Котел водогрейный жаротрубный автоматизированный производительностью 4,0 МВт КВ-Г-4-110Н	КВ-Г-4-110Н		ОАО «СарЭнергоМаш»	шт.	3	11160	
К1.1	Горелка газовая модулируемая Ecoflam BLU 6000.1 PR TL SGT 230-400-50 NS	BLU 6000.1 PR TL SGT 230-400-50 NS		Ecoflam	шт.	3	291	в комплекте поставки котла
К2	Насос циркуляционный контура отопления (первое направление - нагрузка ЦТП) WiloBL 100/330-22/4 P _н =22 кВт; P _{мак} =16 бар; T _{мак} =140 °С Fr.т=177 м ³ /час; Нр.т=33,9 м вод.ст.	WiloBL 100/330-22/4	2131316	Wilo	шт.	2	289	
К3	Насос циркуляционный контура отопления (второе направление - нагрузка Рембазы) Wilo IL 80/190-18,5/2, P _н =18,5 кВт; P _{мак} =16 бар; T _{мак} =140 °С; Fr.т=138 м ³ /час; Нр.т=36,4 м вод.ст.	Wilo IL 80/190-18,5/2	2088381	Wilo	шт.	2	187	
К4	Насос циркуляционный наружного контура ГВС (третье направление) WiloIL 65/160-5,5/2 P _н =5,5 кВт; P _{мак} =16 бар; T _{мак} =140 °С, Fr.т=44,7 м ³ /час; Нр.т=31,7 м вод.ст.	Wilo IL 65/160-5,5/2	2088361	Wilo	шт.	2	98	
К5	Насос циркуляционный внутреннего контура ГВС Wilo IL 80/130-5,5/2 P _н =5,5 кВт; P _{мак} =16 бар; T _{мак} =140 °С, Fr.т=108 м ³ /час; Нр.т=14,1 м вод.ст.	Wilo IL 80/130-5,5/2	2088394	Wilo	шт.	2	97	
К6	Насос исходной воды (заполнение системы) WiloEconomyMHI 1604 (3~400 В, EPDM), P _н =2,2 кВт; P _{мак} =10 бар; T _{мак} =110 °С; Fr.т=15,3 м ³ /час; Нр.т=34,4 м вод.ст.	Wilo Economy MHI 1604 (3~400 В, EPDM)	4149123	Wilo	шт.	1	17	
К7	Насос исходной воды (подпитка системы) WiloEconomyMHIL 105 (3~400 В), P _н =0,55 кВт; P _{мак} =10 бар; T _{мак} =90°С; Fr.т=1,29 м ³ /час; Нр.т=41,6 м вод.ст.	Wilo Economy MHIL 105 (3~400 В)	4083889	Wilo	шт.	2	13	
К8	Насос рециркуляционный котла WiloIL 65/160-1,1/4 P _н =1,1 кВт; P _{мак} =16 бар; T _{мак} =140 °С; Fr.т=44 м ³ /час; Нр.т=5,5 м вод.ст.	Wilo IL 65/160-1,1/4	2088366	Wilo	шт.	3	60	
К9	Теплообменник пластинчатый, разборный для системы горячего водоснабжения Ридан НН№22 (согласно расчета №566977) Q=2,93 МВт; P _{расч.} =10 бар; P _{исп.} =14 бар; T _{мак} =130 °С	Ридан НН№22	расчет №566977	ЗАО «Ридан»	шт.	2	361	контур ГВС
К10	Автоматическая установка умягчения непрерывного действия АКВАЮНИТ ASW 1354FL91, в комплекте с сетчатым фильтром Ду 25, разовой заправкой катионита и соли таблетированной	АКВАЮНИТ ASW 1354FL91		ООО «Ватера»	шт.	1	300	

Поз.	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код, продукции	Поставщик	Ед. измерения	Кол.	Масса 1 ед., кг	Приме-чание
К11	Комплекс дозирования Ds 6E2006 в комплекте с дозирующим насосом Seko 603, водосчетчиком с импульсным выходом 3/4", расходной емкостью 600 л, разовой заправкой реагентом АМИНАТ КО-2	Ds 6E2006		ООО «Ватера»	шт.	1	17	
К12	Бак запаса воды AquaTechCOMBIW2000			AquaTech	шт.	1		
К13	Предохранительный клапан ПРЕГРАН КПП 095-05-16 пропорциональный, пружинный, угловой, резьбовой Ду 100x100, Ру 16	ПРЕГРАН КПП 095-05-16 Ду 100x100		Компания АДЛ	шт.	3		
К14	Дымовая труба модульная Двн./Днар. = Ø800/Ø900 высотой 22 м				шт.	3		см. газо-воздушный тракт котельной

