



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА
ПРИБЕЛЬСКИЙ КАРМАСКАЛИНСКОГО
РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН НА
ПЕРИОД 2013-2028 ГОД**

**ТОМ 1
Пояснительная записка**

Уфа, 2013

**Министерство жилищно-коммунального хозяйства
Республики Башкортостан**

Открытое акционерное общество «Башкоммунэнерго»



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА
ПРИБЕЛЬСКИЙ КАРМАСКАЛИНСКОГО
РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН НА
ПЕРИОД 2013-2028 ГОД**

**ТОМ 1
Пояснительная записка**

Уфа, 2013

Содержание пояснительной записки (том 1)

№ раздела	Наименование	Стр.
1.	<i>Введение</i>	9
2.	<i>Общие сведения по климатологии с. Прибельский</i>	10
3.	<i>Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения</i>	11
3.1.	<i>Функциональная структура теплоснабжения</i>	11
3.1.1.	<i>Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями</i>	11
3.2.	<i>Источники тепловой энергии</i>	12
3.2.1.	<i>Структура основного оборудования</i>	13
3.2.2.	<i>Описание источников тепловой энергии</i>	15
3.3.	<i>Описание тепловых сетей, сооружений на них и тепловых пунктов</i>	19
3.4.	<i>Определение эффективного радиуса теплоснабжения</i>	21
3.5.	<i>Расчёт гидравлического режима тепловой сети</i>	24
3.5.1	<i>Расчёт гидравлического режима от Блочно-модульной котельной КВМ-3600</i>	24
3.5.2	<i>Расчёт гидравлического режима от котельной с. Прибельский</i>	29
4.	<i>Существующий и перспективный топливные балансы систем теплоснабжения в разрезе календарного года</i>	32
5.	<i>Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии</i>	43
6.	<i>Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей</i>	46
7.	<i>Решение об определении единой теплоснабжающей организации (ЕТО)</i>	50
8.	<i>Решение по бесхозяйным тепловым сетям</i>	52
9.	<i>Заключение</i>	54
10.	<i>Список использованной литературы</i>	56
11.	<i>Схема тепловых сетей от Блочно-модульной котельной КВМ-3600 Схема тепловых сетей от котельной с. Прибельский</i>	57
12.	<i>Схема тепловых сетей от котельной с. Прибельский</i>	58

Том 2.1 Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения

№ раздела	Наименование	Стр.
1.	<i>Расчёт существующих в схеме теплоснабжения тепловых нагрузок от котельных</i>	6
2.	<i>Расчёт гидравлического режима тепловой сети от Блочно-модульной котельной КВМ-3600 при существующем режиме работы теплоисточника</i>	9
2.1.	<i>Паспорт источника тепловой энергии</i>	10
2.2.	<i>Паспорта участков</i>	11
2.3.	<i>Расчет узловых расходов</i>	16
2.4.	<i>Гидравлический расчёт</i>	18
2.5.	<i>Расчёт диаметров дросселирующих устройств по узлам</i>	22
2.6.	<i>Пьезометрические графики</i>	30
3.	<i>Расчёт гидравлического режима тепловой сети от котельной с. Прибельский (существующее положение)</i>	69
3.1.	<i>Паспорт источника тепловой энергии</i>	70
3.2.	<i>Паспорта участков</i>	71
3.3.	<i>Расчет узловых расходов</i>	72
3.4.	<i>Гидравлический расчёт</i>	73
3.5.	<i>Расчёт диаметров дросселирующих устройств по узлам</i>	74
3.6.	<i>Пьезометрические графики</i>	76
4.	<i>Расчёт нормативных тепловых потерь тепловых сетей от Блочно-модульной котельной КВМ-3600 (существующее положение)</i>	84
4.1.	<i>Паспорт системы теплоснабжения</i>	85
4.2.	<i>Параметры настройки</i>	86
4.3.	<i>Справочник нормативных температур</i>	87
4.4.	<i>Характеристика тепловой сети по участкам</i>	88
4.5.	<i>Исходные данные по характеристике теплосетей</i>	95
4.6.	<i>Расчет нормативных тепловых потерь через изоляцию</i>	100
4.7.	<i>Расчет нормативных тепловых потерь с утечкой</i>	105
4.8.	<i>Расчет нормативных утечек теплоносителя</i>	110
4.9.	<i>Расчет нормативных тепловых потерь по месяцам</i>	115
4.10.	<i>Расчётные потери тепловой энергии в месячном, квартальном и годовом разрезах</i>	120

4.11.	<i>Результаты расчёта технологических потерь при передаче тепловой энергии</i>	121
5.	<i>Расчёт нормативных тепловых потерь тепловых сетей от котельной с. Прибельский (существующее положение)</i>	122
5.1.	<i>Паспорт системы теплоснабжения</i>	123
5.2.	<i>Параметры настройки</i>	124
5.3.	<i>Среднемесячные, среднесезонные и среднегодовые температуры наружного воздуха, грунта, сетевой и холодной воды</i>	125
5.4.	<i>Справочник нормативных температур</i>	126
5.5.	<i>Характеристика тепловой сети по участкам</i>	127
5.6.	<i>Исходные данные по характеристике теплосетей</i>	129
5.7.	<i>Расчет нормативных тепловых потерь через изоляцию</i>	131
5.8.	<i>Расчет нормативных тепловых потерь с утечкой</i>	133
5.9.	<i>Расчет нормативных утечек теплоносителя</i>	135
5.10.	<i>Расчет нормативных тепловых потерь по месяцам</i>	137
5.11.	<i>Расчётные потери тепловой энергии в месячном, квартальном и годовом разрезах</i>	139
5.12.	<i>Результаты расчёта технологических потерь при передаче тепловой энергии</i>	140
6.	<i>Результаты расчёта нормативов удельного расхода топлива по Блочно-модульной котельной КВМ-3600</i>	141
6.1.	<i>Паспорт котельной</i>	142
6.2.	<i>Паспортные данные по котлу №1</i>	143
6.3.	<i>Паспортные данные по котлу №2</i>	144
6.4.	<i>Результаты расчёта НУР по котлу №1</i>	145
6.5.	<i>Результаты расчёта НУР по котлу №2</i>	146
6.6.	<i>Потери тепловой энергии с продувочной водой</i>	147
6.7.	<i>Расход тепловой энергии на растопку котлов</i>	148
6.8.	<i>Потери тепловой энергии при хранении мазута</i>	149
6.9.	<i>Расход тепловой энергии на обогрев мазутопроводов</i>	150
6.10.	<i>Потери тепловой энергии котлоагрегатами</i>	151
6.11.	<i>Прочие потери</i>	152
6.12.	<i>Расход тепловой энергии на отопление помещений котельной</i>	153
6.13.	<i>Результаты распределения нагрузок между котлами</i>	154
6.14.	<i>Расход тепловой энергии на собственные нужды по составляющим</i>	155
6.15.	<i>Сводные результаты расчёта НУР по котельной</i>	156
7.	<i>Основные исходные данные и результаты расчета нормативов создания запасов топлива по Блочно-модульной котельной КВМ-3600</i>	159
8.	<i>Результаты расчёта нормативов удельного расхода</i>	160

	<i>топлива по котельной с. Прибельский</i>	
8.1.	<i>Паспорт котельной</i>	161
8.2.	<i>Паспортные данные по котлу №1</i>	162
8.3.	<i>Паспортные данные по котлу №2</i>	163
8.4.	<i>Результаты расчёта НУР по котлу №2</i>	164
8.5.	<i>Результаты распределения нагрузок между котлами</i>	165
8.6.	<i>Потери тепловой энергии с продувочной водой</i>	166
8.7.	<i>Расход тепловой энергии на растопку котлов</i>	167
8.8.	<i>Прочие потери</i>	168
8.9.	<i>Расход тепловой энергии на отопление помещений котельной</i>	169
8.10.	<i>Расход тепловой энергии на собственные нужды по составляющим</i>	170
8.11.	<i>Сводные результаты расчёта НУР по котельной</i>	171
9.	<i>Основные исходные данные и результаты расчета нормативов создания запасов топлива по котельной с. Прибельский</i>	173
10.	<i>Сертификаты соответствия на программные комплексы РаТеН-323-66 и РаТеН-325</i>	174

Том 2.2 Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения

№ раздела	Наименование	Стр.
1.	<i>Расчёт гидравлического режима тепловой сети от Блочно-модульной котельной КВМ-3600 при перспективном режиме работы теплоисточника (после перекладки тепловой сети по рекомендациям, изложенным в схеме теплоснабжения)</i>	6
1.1.	<i>Паспорт источника тепловой энергии</i>	7
1.2.	<i>Паспорта участков</i>	8
1.3.	<i>Расчет узловых расходов</i>	13
1.4.	<i>Гидравлический расчёт</i>	15
1.5.	<i>Расчёт диаметров дросселирующих устройств по узлам</i>	19
2.	<i>Расчёт гидравлического режима тепловой сети от котельной с. Прибельский (перспективное положение)</i>	66
2.1.	<i>Паспорт источника тепловой энергии</i>	67
2.2.	<i>Паспорта участков</i>	68
2.3.	<i>Расчёт узловых расходов</i>	69
2.4.	<i>Гидравлический расчёт по участкам</i>	70
2.5.	<i>Расчёт диаметров дросселирующих устройств по</i>	71

	<i>узлам</i>	
3.	<i>Расчёт нормативных тепловых потерь тепловых сетей от Блочно-модульной котельной КВМ-3600 (перспективное положение)</i>	81
3.1.	<i>Паспорт системы теплоснабжения</i>	82
3.2.	<i>Параметры настройки</i>	83
3.3.	<i>Среднемесячные, среднесезонные и среднегодовые температуры наружного воздуха, грунта, сетевой и холодной воды</i>	84
3.4.	<i>Справочник нормативных температур</i>	85
3.5.	<i>Характеристика тепловой сети по участкам</i>	86
3.6.	<i>Исходные данные по характеристике теплосетей</i>	93
3.7.	<i>Расчет нормативных тепловых потерь через изоляцию</i>	98
3.8.	<i>Расчет нормативных тепловых потерь с утечкой</i>	103
3.9.	<i>Расчет нормативных утечек теплоносителя</i>	108
3.10.	<i>Расчет нормативных тепловых потерь по месяцам</i>	113
3.11.	<i>Расчётные потери тепловой энергии в месячном, квартальном и годовом разрезах</i>	116
3.12.	<i>Результаты расчёта технологических потерь при передаче тепловой энергии</i>	117
4.	<i>Расчёт нормативных тепловых потерь тепловых сетей от котельной с. Прибельский (перспективное положение)</i>	118
4.1.	<i>Паспорт системы теплоснабжения</i>	119
4.2.	<i>Параметры настройки</i>	120
4.3.	<i>Среднемесячные, среднесезонные и среднегодовые температуры наружного воздуха, грунта, сетевой и холодной воды</i>	121
4.4.	<i>Справочник нормативных температур</i>	122
4.5.	<i>Характеристика тепловой сети по участкам</i>	123
4.6.	<i>Исходные данные по характеристике теплосетей</i>	125
4.7.	<i>Расчет нормативных тепловых потерь через изоляцию</i>	127
4.8.	<i>Расчет нормативных тепловых потерь с утечкой</i>	129
4.9.	<i>Расчет нормативных утечек теплоносителя</i>	131
4.10.	<i>Расчет нормативных тепловых потерь по месяцам</i>	133
4.11.	<i>Расчётные потери тепловой энергии в месячном, квартальном и годовом разрезах</i>	135
4.12.	<i>Результаты расчёта технологических потерь при передаче тепловой энергии</i>	136
5.	<i>Результаты расчёта нормативов удельного расхода топлива по Блочно-модульной котельной КВМ-3600</i>	137
5.1	<i>Паспорт котельной</i>	138

5.2.	<i>Паспортные данные по котлу №1</i>	139
5.3.	<i>Паспортные данные по котлу №2</i>	140
5.4.	<i>Результаты расчёта НУР по котлу №1</i>	141
5.5.	<i>Результаты расчёта НУР по котлу №2</i>	142
5.6.	<i>Потери тепловой энергии с продувочной водой</i>	143
5.7.	<i>Расход тепловой энергии на растопку котлов</i>	144
5.8.	<i>Потери тепловой энергии при хранении мазута</i>	145
5.9.	<i>Расход тепловой энергии на обогрев мазутопроводов</i>	146
5.10.	<i>Потери тепловой энергии котлоагрегатами</i>	147
5.11.	<i>Потери тепловой энергии баками различного назначения</i>	148
5.12.	<i>Прочие потери</i>	149
5.13.	<i>Расход тепловой энергии на отопление помещений котельной</i>	150
5.14.	<i>Результаты распределения нагрузок между котлами</i>	151
5.15.	<i>Расход тепловой энергии на собственные нужды по составляющим</i>	152
5.16.	<i>Сводные результаты расчёта НУР по котельной</i>	153
6.	<i>Основные исходные данные и результаты расчета нормативов создания запасов топлива по Блочно-модульной котельной КВМ-3600</i>	155
7.	<i>Результаты расчёта нормативов удельного расхода топлива по котельной с. Прибельский</i>	156
7.1.	<i>Паспорт котельной</i>	157
7.2.	<i>Паспортные данные по котлу №1</i>	158
7.3.	<i>Паспортные данные по котлу №2</i>	159
7.4.	<i>Результаты расчёта НУР по котлу №1</i>	160
7.5.	<i>Потери тепловой энергии с продувочной водой</i>	161
7.6.	<i>Расход тепловой энергии на растопку котлов</i>	162
7.7.	<i>Потери тепловой энергии при хранении мазута</i>	163
7.8.	<i>Расход тепловой энергии на обогрев мазутопроводов</i>	164
7.9.	<i>Потери тепловой энергии котлоагрегатами</i>	165
7.10.	<i>Прочие потери</i>	166
7.11.	<i>Расход тепловой энергии на отопление помещений котельной</i>	167
7.12.	<i>Результаты расчета распределения нагрузок между котлами</i>	168
7.13.	<i>Расход тепловой энергии на собственные нужды по составляющим</i>	169
7.14.	<i>Сводные результаты расчёта НУР по котельной</i>	170
8.	<i>Основные исходные данные и результаты расчета нормативов создания запасов топлива по котельной с. Прибельский</i>	172

1. Введение

Село Прибельский является административным центром Прибельского сельского поселения Кармаскалинского района Башкортостана. Расположен на левом берегу реки Белой, в 5 км от железнодорожной станции Сахарозаводская Куйбышевской железной дороги (на линии Уфа — Стерлитамак).

Расстояние до районного центра Кармаскалы 24 км, до ближайшей железнодорожной станции (Сахарозаводская) — 5 км.

Настоящая схема теплоснабжения разрабатывается ОАО «Башкоммунэнерго» г. Уфа на период до 2028 года. В соответствии с п. 24 Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденных постановления Правительства РФ №154 от 22.02.2012, актуализация схемы теплоснабжения должна производиться ежегодно.

2. Общие сведения по климатологии с. Прибельский

Для проведения расчётов климатологические параметры приняты по близлежащему населенному пункту г. Уфа.

В соответствии с СНиП 23-01-99 «Строительная климатология», климатические параметры холодного периода года, принятые в расчетах, определились:

- Продолжительность отопительного сезона (с учётом положений п.7.4 СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети») при его начале и окончании при температуре наружного воздуха $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 227 суток;
- Средняя за отопительный период температура $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь 5 м/с.

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

3.1. Функциональная структура теплоснабжения

Теплоснабжение потребителей с. Прибельский Кармаскалинского района Республики Башкортостан осуществляется как централизованно, с использованием котельных, так и индивидуально в частном секторе с использованием газовых котлов, так и печного отопления на дровах и угле.

Централизованное горячее водоснабжение (далее – ГВС) в с. Прибельский отсутствует. Котельные газифицированы. Котельные работают по температурному графику 95-70 °С. Присоединение потребителей к тепловой сети осуществляется по зависимой схеме, без применения теплообменных аппаратов. Индивидуальные тепловые пункты у потребителей отсутствуют.

На предприятии ООО «Коммунальник» проводится целенаправленная работа по повышению надежности и устойчивости работы котельных и тепловых сетей, качества предоставляемых услуг.

3.1.1. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями

В системе централизованного теплоснабжения с. Прибельский единственной теплоснабжающей организацией, занимающейся производством и транспортировкой тепловой энергии по тепловым сетям и её поставкой до границ эксплуатационной ответственности абонентов, является ООО «Коммунальник». В целях обеспечения производства тепловой энергии ООО «Коммунальник» заключает договора потребления энергетических ресурсов (газ на топливные нужды, электрическая энергия, вода) с соответствующими поставщиками. Оплата производится за фактический объём потребленных энергетических ресурсов по приборам учёта соответствующего вида.

3.2 Источники тепловой энергии

Источниками централизованного теплоснабжения коммунально-бытовых потребителей, административных зданий и объектов соцкультбыта с. Прибельский являются четыре котельных:

- Блочно-модульная котельная;
- Котельная с. Прибельский;
- Котельная Прибельской участковой больницы;
- Котельная школы.

Основные данные котельных приведены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1

Наименование котельной	Адрес котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв(+)/дефицит установленной тепловой мощности
Блочно-модульная котельная	ул. Ленина, 2 а	ИТОГО 2,58 (2×КВ-1,25МВ (2×1,29)=2,58)	2,58	2,556	2,24	0,316
Котельная с. Прибельский	ул. Мирная, 9	ИТОГО 10,16 (2×КСВ-2,9Г-2 (2×2,5)=5)	4,92	4,677	0,724	3,953
Котельная Прибельской участковой больницы	ул. Пушкина, 18/1	ИТОГО 0,54 (5×ТГМ-120 (5×0,108)= 0,54)	0,4		0,39374	
Котельная МОБУ СОШ	ул. Школьная, 1	ИТОГО 0,43 (2×RS-D-250 (2×0,215)=0,43)	0,414			

При приведении основных данных по котельным использована следующая терминология:

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

располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе.;

мощность источника тепловой энергии нетто - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды;

Необходимо отметить, что техническими причинами, снижающими установленную мощность источников тепловой энергии, является физический износ котлов.

Величина собственных нужд по котельным рассчитана в сертифицированном программном комплексе РаТеН 323-66, реализующего расчетные зависимости приказа Министерства энергетики РФ №323 от 30 декабря 2008 «Об организации в министерстве энергетики РФ работы по утверждению нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от электрических станций и котельных».

3.2.1. Структура основного оборудования

Структура основного оборудования источников тепловой энергии представлена в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2.

Наименование котельной	Марка водогрейных котлов	Предельные параметры работы (давление, температура)	Паспортная производительность	Фактическая производительность	Дата ввода в эксплуатацию
Блочномодульная котельная КВМ-3600	КВ-1,25МВ № 100	0,9 МПа, 70-115 °С	1,29	1,29	октябрь 2012 г
	КВ-1,25МВ № 99	0,9 МПа, 70-115 °С	1,29	1,29	октябрь 2012 г
Котельная с. Прибельский	КСВ 2,9-2 № 3092	0,9 МПа, 70-115 °С	2,5	2,19	июль 1998 г
	КСВ 2,9-2 № 3093	0,9 МПа, 70-115 °С	2,5	2,19	июль 1998 г
Котельная Прибельской участковой больницы	ТГМ-120, № 1	0,6 МПа 50-95 °С	0,108	0,08	
	ТГМ-120, № 2	0,6 МПа 50-95 °С	0,108	0,08	
	ТГМ-120, № 3	0,6 МПа 50-95 °С	0,108	0,08	
	ТГМ-120, № 4	0,6 МПа 50-95 °С	0,108	0,08	
	ТГМ-120, № 5	0,6 МПа 50-95 °С	0,108	0,08	
Котельная МОБУ СОШ	RS-D-250, № 1668	0,6 МПа 50-95 °С	0,250	0,215	
	RS-D-250, № 1669	0,6 МПа 50-95 °С	0,250	0,215	

Структура насосного оборудования представлена в таблице 3.2.3

Таблица 3.2.3.

Наименование котельной	Марка насоса	Количество	Производительность, м ³ /ч	Напор, м	Число оборотов, мин ⁻¹	Мощность электродвигателя, кВт
Блочномодульная котельная КВМ-3600	Сетевой Wilo-IL 80/190-18,5/2	2	900	110	3000	18,5
Котельная с. Прибельский	Сетевой КМ 100-80-160	2	100	32	2900	11,2
	Подпиточный К20/30	2	20	30	2805	4
Котельная Прибельской	Циркуляционный насос					

участковой больницы						
	Подпиточный насос					
Котельная МОБУ СОШ	Циркуляционный насос DAB B50/250.40 M230/50	4				
	Автоматическая система дозирования реагентов Комплексон-6	1				

3.2.2. Описание источников тепловой энергии

Блочно-модульная котельная КВМ -3600 предназначена для теплоснабжения жилых, общественных зданий и объектов соцкультбыта.

По характеру работы котельная является автоматизированной (без постоянного присутствия обслуживающего персонала) отопительной, нагрузка ГВС потребителей отсутствует.

Для выработки тепловой энергии в теплоносителе сетевая вода по температурному графику 95/70 °С в котельной используются топливо (основное – природный сетевой газ, аварийное – дизельное топливо), электрическая энергия (на привод оборудования, питание низковольтных комплектных устройств и осветительные нужды), а также вода (приготовление умягченной воды для последующей подпитки системы теплоснабжения).

Котельная работает в автоматическом режиме в отопительный период без постоянного присутствия дежурного персонала.

Топливо, электрическая энергия, вода поставляются на котельную по проектируемым инженерным сетям соответствующего назначения, технологически присоединяемых к сетям ресурсоснабжающих организаций ООО «Коммунальник» с. Прибельский (тепловые сети, водопровод), ОАО «Газ-Сервис» (газ) и ООО «Кармаскалинсксельхозэнерго» (электрическая энергия).

Расчётный расход природного сетевого газа, поставляемого на котельную с. Прибельский для обеспечения расчетной производительности котельной составляет 305 м³/ч (максимальный часовой расход), минимальный 63 м³/ч. Потребление газа котельной является переменной величиной,

зависящей от температуры наружного воздуха. Годовой расход топлива составляет 0,72 млн.н.м³.

Согласно СНиП 41-02-2003 п. 5.4. табл.1 при температуре наружного воздуха -35 °С допустимое снижение подачи теплоты для потребителей второй категории составляет 88%. При таких условиях, расчетная тепловая нагрузка отопления при работе на аварийном топливе составляет 2,24 Гкал/ч×0,88=1,97 Гкал/ч. Расчетный часовой расход аварийного топлива при низшей теплоте сгорания дизельного топлива 10200 ккал/кг и КПД котельной с учетом собственных нужд 90% составляет 0,21 т/час. Для обеспечения трехсуточного запаса, предусмотренного п. 11.38 СНиП II-35-76 необходима ёмкость 18,1 м3.

Расчётный часовой расход воды на технологические нужды котельной и подпитку тепловых сетей составляет 1,3 м3/ч. Годовой расход воды 7,08 тыс.м3.

Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным (по температуре) способом. Температурный график работы системы теплоснабжения от блочно-модульной котельной КВМ-3600 в численном и графическом выражении представлен в таблице 3.2.4 и на рисунке 1.2.2.

Таблица 3.2.4

Температурный график работы системы теплоснабжения

Температура наружного воздуха, °С	температура ПСВ, °С	температура ОСВ, °С
-35	95,0	70,0
-34	93,9	70,0
-33	92,7	68,6
-32	91,6	67,9
-31	90,4	67,2
-30	89,3	66,5
-29	88,1	65,8
-28	87,0	65,1
-27	85,8	64,4
-26	84,6	63,7
-25	83,5	63,0
-24	82,3	62,3

-23	81,1	61,6
-22	79,9	60,8
-21	78,7	60,1
-20	77,5	59,4
-19	76,3	58,6
-18	75,1	57,9
-17	73,9	57,1
-16	72,7	56,3
-15	71,5	55,6
-14	70,3	54,8
-13	69,0	54,0
-12	67,8	53,3
-11	66,6	52,5
-10	65,3	51,7
-9	64,0	50,9
-8	62,8	50,1
-7	61,5	49,2
-6	60,2	48,4
-5	58,9	47,6
-4	57,6	46,7
-3	56,3	45,9
-2	55,0	45,0
-1	53,7	44,2
0	52,4	43,3
1	51,0	42,4
2	49,7	41,5
3	48,3	40,6
4	46,9	39,6
5	45,5	38,7
6	44,1	37,7
7	42,7	36,8
8	41,2	35,8
9	39,7	34,7
10	38,3	33,7

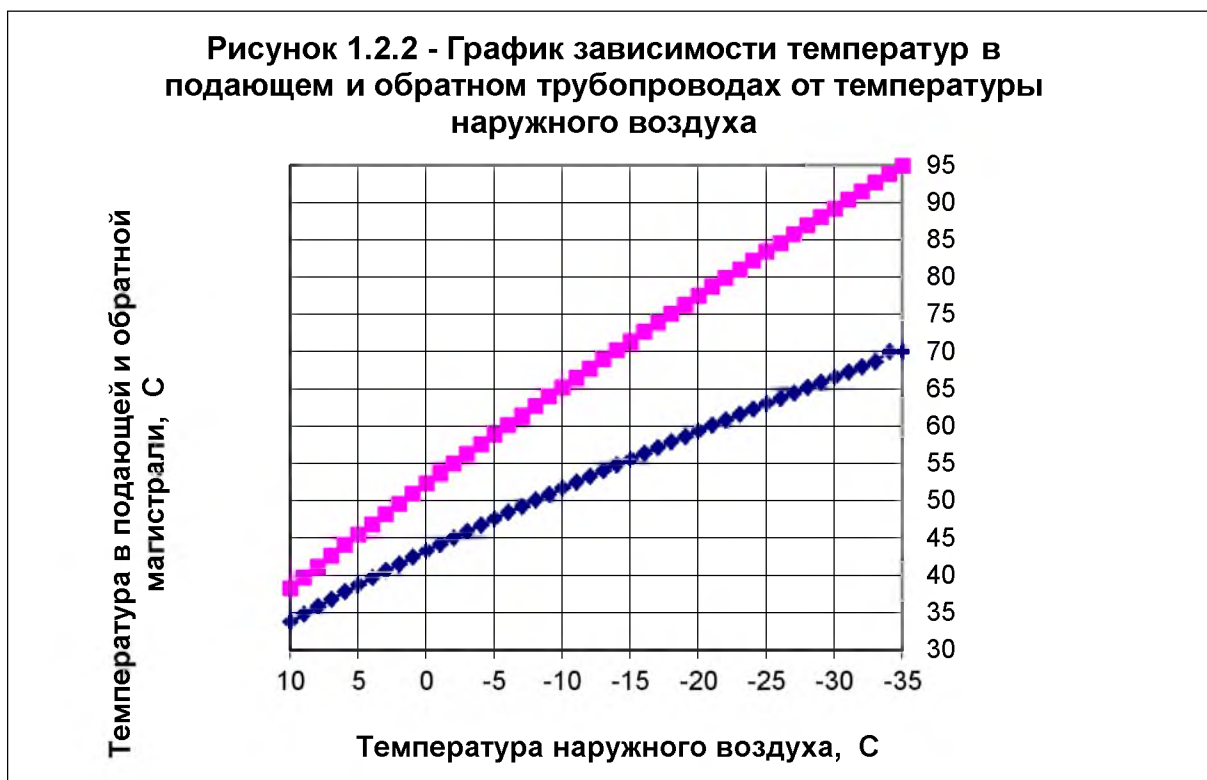
Выбор температурного графика обусловлен рекомендациями [10, прил. 11], предусматривающими применение в жилых, общественных и административно-бытовых помещениях применение графика 95-70 °С.

Необходимо отметить, что в соответствии с рекомендациями [9, п 7.4] при расчете графиков температур сетевой воды в системах централизованного теплоснабжения начало и конец отопительного периода при среднесуточной температуре наружного воздуха принимаются:

8 °С в районах с расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления до минус 30 °С и усредненной расчетной температурой внутреннего воздуха отапливаемых зданий 18 °С;

10 °С в районах с расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления ниже минус 30 °С и усредненной расчетной температурой внутреннего воздуха отапливаемых зданий 20 °С.

С учётом расчётной температуры наружного воздуха на цели отопления -35 °С (по близлежащему г. Уфе) [11, табл.1], начало и конец отопительного сезона следует принимать 10 °С, что и реализовано при вычислении параметров температурного графика. Существующий на котельной температурный график составлен с началом отопительного сезона +8 °С, он подлежит замене на указанный в таблице 3.2.4



Котельная с. Прибельский

Из существующего оборудования в котельной имеется групповая тяговая установка, состоящая из двух дымососов, отводящие дымовые газы в существующую дымовую трубу диаметром 800 мм и высотой – 21 м.

Подпитка теплосети осуществляется химочищенной водой, прошедшей химобработку в натрий-катионитных фильтрах первой и второй ступени.

Деаэрация химочищенной воды осуществляется химическим способом с использованием сульфата натрия.

Данные по результатам загрузки оборудования по каждой из котельных представлены на листах «Результаты расчёта распределения нагрузок между котлами» результатов расчета по ПК РаТеН-323-66.

3.3. Описание тепловых сетей, сооружений на них и тепловых пунктов

Теплоснабжение объектов жилищного фонда и сельской инфраструктуры осуществляется с помощью индивидуальных и централизованных источников тепловой энергии. Описание централизованных источников тепловой энергии выполнено выше.

Обе котельные находятся в ведении предприятия ООО «Коммунальник» с.Прибельский на праве аренды. Котельные работают только в отопительный сезон (224 сут.).

Общая протяженность тепловых сетей от блочно-модульной котельной 7,2052 км (в однострубно́м исчислении), 3,6026 км (в двухтрубно́м исчислении).

Общая протяженность тепловых сетей от котельной с. Прибельский 0,9632 км (в однострубно́м исчислении), 0,4816 км (в двухтрубно́м исчислении).

Тепловые сети имеют следующую структуру: подающий и обратный трубопровод, тепловые камеры (колодцы с отключающими задвижками),

потребитель тепловой энергии. Центральные тепловые пункты на тепловых сетях отсутствуют, отсутствуют и ИТП у потребителей.

В качестве теплоносителя в тепловых сетях используется сетевая вода с температурным графиком 95/70 °С.

В схеме тепловых сетей от котельных участки проложены подземной бесканальной прокладкой, за исключением переходов через дорожные преграды, где теплосети проложены в лотке. Материал изоляции – минеральная вата с покрывным слоем из стеклопластика, или стеклохолста.

В целях выявления объема нормативных потерь произведены расчеты нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии. Расчеты произведены в сертифицированном программном комплексе Ра-ТеН-325, использующим расчётные зависимости приказа Приказа Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

Результаты расчетов приведены в обосновывающих материалах по схеме теплоснабжения (том 2.2)

По блочно-модульной котельной КВМ-3600:

Нормативные тепловые потери через изоляцию составляют 227599 ккал/ч (1239,954 Гкал в год).

Нормативные тепловые потери с утечкой составляют 9842 ккал/ч (53,640 Гкал/год).

Нормативная утечка теплоносителя 0,2911 м³/ч (1585,810 м³/год)

Суммарные нормативные тепловые потери 237447 ккал/ч (1296,346 Гкал в год)

По котельной с. Прибельский:

Нормативные тепловые потери через изоляцию составляют 35653 ккал/ч (194,236 Гкал в год).

Нормативные тепловые потери с утечкой составляют 1182 ккал/ч (6,452 Гкал в год).

Нормативная утечка теплоносителя 0,0349 м³/ч (190,936 м³)

Суммарные нормативные тепловые потери 36834 ккал/ч (201,019 Гкал в год)

Конструкции тепловых камер и колодцев и год их постройки различные. Имеются тепловые камеры и колодцы нестандартных размеров из красного кирпича. Размеры камер 1,8-2,0 в «чистоте», высотой 1,8 м. В тепловых камерах имеются приямки для возможности откачки воды.

В качестве запорной арматуры используются стальные и чугунные задвижки, материал которых позволяет выдерживать температуры до -40 °С. Регулирующая арматура и дроссельные шайбы отсутствуют.

3.4. Определение эффективного радиуса теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Подключение дополнительной тепловой нагрузки с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии и одновременно к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой то расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Для действующих источников тепловой энергии это означает, что удельные затраты (на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии) являются минимальными.

В основу расчёта были положены полуэмперические соотношения, которые представлены в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938г. Для приведения указанных зависимостей к современным условиям была проведена дополнительная работа по анализу структу-

ры себестоимости производства и транспорта тепловой энергии в функционирующих в настоящее время системах теплоснабжения. В результате этой работы были получены эмпирические коэффициенты, которые позволили уточнить имеющиеся зависимости и применить их для определения минимальных удельных затрат и действующих в настоящее время ценовых индикаторов.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения осуществляется с помощью следующей полуэмпирической зависимости:

$$S = b + \frac{30 \cdot 10^8 \varphi}{R^2 \pi} + \frac{95 \cdot R^{0,86} B^{0,26} s}{\pi^{0,62} H^{0,19} \Delta \tau^{0,38}},$$

где

R - радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали) самого протяженного вывода от источника, км;

H - потеря напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м. вод.ст.;

b - эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб./Гкал/ч;

s - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м²

B – среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км²

Π – теплоплотность района, Гкал/ч×км²;

$\Delta \tau$ – расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

φ - поправочный коэффициент, принимаемый равным 1 для котельных.

Дифференцируя полученное соотношение по параметру R и приравняв к нулю производную, можно получить формулу для определения эффективного радиуса теплоснабжения в виде:

$$R_3 = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{s}\right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left(\frac{\Delta\tau}{\Pi}\right)^{0,13}$$

В соответствии с [12. ,п. 48] при определении эффективного радиуса теплоснабжения целесообразно ориентироваться на потери в тепловых сетях 10,7% (минимальный порог энергетической эффективности разветвленных тепловых сетей). При превышении данного значения падает энергетическая эффективность работы тепловых сетей, растут совокупные затраты на газ. Как правило, тепловые потери в объёме свыше 10% в тариф на тепловую энергию не закладываются и предприятие вынуждено работать без рентабельности, деятельность его является планово-убыточной.

Задачей определения радиуса эффективности теплоснабжения, таким образом, является определение методом последовательных приближений такого радиуса, совокупные потери тепловой энергии в пределах которого не превысят 10,7%.

Для этого определены:

Количество тепловой энергии, Гкал, необходимой для отопления зданий на планируемый период (отопительный период в целом)

$$Q_o = \frac{Q_{o\max} 24(t_j - t_{om})n}{(t_j - t_o)},$$

где $Q_{o\max}$ - расчетное значение часовой тепловой нагрузки всей системы отопления;

t_j - усредненное расчетное значение температуры воздуха внутри отапливаемых зданий, °С;

t_o - расчетное значение температуры наружного воздуха для проектирования отопления в конкретной местности, °С;

t_{om} - среднее значение температуры наружного воздуха за отопительный сезон, °С;

n - продолжительность функционирования систем отопления в планируемый период, сут.

3.5 Расчёт гидравлического режима тепловой сети

3.5.1 Расчёт гидравлического режима от Блочно-модульной котельной КВМ-3600

В порядке разработки схемы теплоснабжения с. Прибельский выполнен расчёт гидравлического режима работы тепловых сетей. Расчёт выполнялся в программном комплексе «Расчет гидравлических режимов тепловых сетей», разработанном НТЦ «КомпАС» г.Москва.

При этом при расчёте введены следующие исходные данные:

- Коэффициент эквивалентной шероховатости труб $K_s=1,5$ мм, что соответствует шероховатости труб, имеющих значительную внутреннюю коррозию;

- Коэффициент для определения суммарных эквивалентных длин местных сопротивлений (в отсутствии подробных данных о типе местных сопротивлений) принимался в зависимости от диаметра в пределах $0,3\div 0,6$ ($30\div 60\%$) для тепловых сетей с П-образными компенсаторами и гнутыми отводами, согласно рекомендациям [Приложение 5, 8];

- длины и диаметры участков – в соответствии с данными предоставленными ООО «Коммунальник» с. Прибельский и составленной расчетной схеме;

- высотные отметки применялись согласно топосъёмки с. Прибельский. При этом за отметку относительного нуля принята котельная. Высотные отметки низа (уровня земли) зданий тепловых сетей приняты относительно нулевой отметки котельной;

- тепловые нагрузки - в соответствии с ранее выполненными расчётами с учётом данных, предоставленных ООО «Коммунальник» с. Прибельский по объёмам здания по наружному обмеру, их году постройки и назначению;

- расходы теплоносителя на участках приняты равными расчётными исходя из норматива $40 \text{ м}^3/\text{ч}$ на $1 \text{ Гкал}/\text{ч}$ при имеющемся графике $95/70 \text{ }^\circ\text{C}$ [1, Прил. 3 п. 4.2]. При этом для учёта тепловых потерь по уравнению теплового баланса источника $Q=c \cdot G \cdot (t_{\text{под}}-t_{\text{обр}})$ при качественном регулировании тепловой нагрузки введён коэффициент $1,1$ к расчётному расходу, что соответствует минимальному расчёту потерь, принимаемому в инженерных расчётах 10% .

Таблица исходных данных представлена ниже

№ участка	Наименование начальной точки участка	Наименование конечной точки участка	диаметр, мм×толщина стенки	Протяженность участка	Высотная отметка земли	Высота здания	α, %	Расчётная нагрузка по потребителю
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Котельная	ТК	219х6	10	0		40	
2	ТК	ТК1	219х6	96	-2,2		40	
3	ТК1	ТК23	273х7	82	-2,2		60	
4	ТК23	ТК21	159х4,5	76	-4,9		30	
5	ТК21	УТ1	159х4,5	157	-4,8		30	
6	УТ1	ТК15	159х4,5	83	-4,8		30	
7	ТК15	УТ2	159х4,5	206	4,1		30	
8	УТ2	УТ3	159х4,5	183	4,0		30	
9	УТ3	УТ4	114х4,5	64	4,0		30	
10	УТ4	УТ5	114х4,5	120	4,0		30	
11	УТ5	УТ6	114х4,5	103	5,7		30	
12	УТ6	УТ7	114х4,5	73	6,9		30	
13	УТ7	д/с Колокольчик	76х3,5	145	6,9	6	30	0,099354
14	УТ7	Ленина, 18	76х3,5	13	6,9	6	30	0,050345
15	УТ6	УТ8	76х3,5	10	5,7		30	
16	УТ8	Шоферская, 1 (1)	76х3,5	16	5,7	6	30	0,038979
17	УТ8	Шоферская, 1 (2)	76х3,5	9	5,7	6	30	0,038979
18	УТ5	Шоферская, 7	76х3,5	20	4,0	6	30	0,051153
19	УТ5	Ленина, 20	76х3,5	47	1,9	6	30	0,044674
20	УТ4	Ленина, 16	57х3,5	53	4,9	6	30	0,052422
21	УТ4	Ленина, 14	57х3,5	37	1,9	6	30	0,053253
22	УТ2	УТ9	89х3,5	192	-1,3		30	
23	УТ9	Шоферская, 11	76х3,5	66	-0,5	6	30	0,035926
24	УТ9	Шоферская, 13	76х3,5	18	-1,0	6	30	0,035958
25	ТК15	УТ10	159х4,5	17	-4,8		30	
26	УТ10	ТК14	159х4,5	54	-4,8		30	
27	ТК14	УТ11	76х3,5	83	-3,9		30	
28	УТ11	Администрация	76х3,5	14	-2,8	6	30	0,070320
29	ТК14	УТ12	108х4	15	-2,8		30	
30	УТ12	УТ13	108х4	15	-3,9		30	
31	УТ13	Юлаева, 12 (1)	76х3,5	10	-3,9	6	30	0,035647
32	УТ13	Юлаева, 12 (2)	76х3,5	12	-3,9	6	30	0,035647
33	УТ12	Юлаева, 14	76х3,5	12	-2,8	6	30	0,072028
34	УТ10	Юлаева, 10	76х3,5	35	-3,9	3	30	0,018475
35	ТК15	ТК63	108х4	87	-2,8		30	
36	ТК63	ДК	76х3,5	140	0,8	6	30	0,150064
37	ТК63	Ленина, 23	76х3,5	28	-1,6	6	30	0,072788

38	TK63	УТ14	108х4	7	-2,0		30	
39	УТ14	Ленина, 25 (1)	76х3,5	8	-1,0	6	30	0,035865
40	УТ14	УТ15	108х4	33	-1,3		30	
41	УТ15	Ленина, 25 (2)	76х3,5	7	-1,0	6	30	0,035865
42	УТ15	УТ16	108х4	44	-1,0		30	
43	УТ16	УТ17	108х4	34	-1,3		30	
44	УТ16	Ленина, 27 (1)	76х3,5	6	-1,0	6	30	0,036367
45	УТ16	Ленина, 27 (2)	76х3,5	11	-1,0	6	30	0,036367
46	УТ1	УТ18	108х4	8	-4,8		30	
47	УТ18	УТ19	108х4	26	-4,8		30	
48	УТ19	УТ20	76х3,5	8	-3,9		30	
49	УТ20	Энергетическая, 2 (1)	76х3,5	11	-3,9	6	30	0,035688
50	УТ20	Энергетическая, 2 (2)	76х3,5	4	-3,9	6	30	0,035688
51	УТ18	Юлаева, 8	76х3,5	9	-4,8	6	30	0,077011
52	УТ18	Юлаева, 6	76х3,5	2	-4,8	6	30	0,030737
53	TK21	TK24	108х4	14	-5,6		30	
54	TK24	д/с Сказка	76х3,5	100	-6,0	6	30	0,078756
55	TK23	ЦДГТ	57х3,5	30	-4,6	6	30	0,068030
56	TK23	Ленина, 11	76х3,5	40	-4,6	6	30	0,074533
57	TK	УТ21	108х4	20	-1,0		30	
58	УТ21	TK61	159х4,5	76	-1,2		30	
59	TK61	TK60	108х4	26	-4,6		30	
60	TK60	TK59	108х4	10	-6,9		30	
61	TK59	УТ22	108х4	130	-8,0		30	
62	УТ22	УТ23	76х3,5	50	-5,8		30	
63	УТ23	Ленина, 3а (1)	76х3,5	20	-5,6	6	30	0,036880
64	УТ23	Ленина, 3а (2)	76х3,5	10	-5,6	6	30	0,036880
65	УТ23	УТ24	76х3,5	15	-6,9		30	
66	УТ24	Ленина, 3 (1)	76х3,5	10	-6,9	6	30	0,041924
67	УТ24	Ленина, 3 (2)	76х3,5	20	-6,9	6	30	0,041924
68	TK59	УТ25	108х4	20	-6,9		30	
69	УТ25	Ленина, 7	108х4	60	-5,6	6	30	0,052283
70	УТ25	Ленина, 5	57х3,5	6	-5,2	6	30	0,051980
71	TK59	Калинина, 1	76х3,5	9,6	-6,9	6	30	0,037481
72	TK60	УТ26	89х3,5	42	-4,6		30	
73	УТ26	УТ27	89х3,5	97	-4,8		30	
74	УТ27	УТ28	89х3,5	86	-4,9		30	
75	УТ28	Калинина, 6	76х3,5	65	-6,0	6	30	0,031178
76	УТ28	Калинина, 4	76х3,5	10	-4,9	6	30	0,076770
77	УТ27	Калинина, 2	76х3,5	10	-4,8	6	30	0,079650
78	УТ26	Ленина, 9	57х3,5	7	-4,6	6	30	0,050428

В ходе расчетов гидравлического режима в существующей конфигурации тепловой сети выявлены участки, имеющие завышенные диаметры, скорость движения воды в которых менее 0,3 м/с, что ухудшает гидравлический режим работы тепловых сетей и в соответствии с [5. п. 97] является основанием для перехода на меньшие диаметры трубопроводов.

В целях оптимизации тепловой сети по расчётным диаметрам, обеспечивающим наименьшие гидравлические потери, и замены на меньшие расчётные диаметры участков тепловых сетей, скорость движения на которых не превышает 0,3 м/с, выполнен подбор оптимальных диаметров.

Результаты расчёта представлены в таблице ниже

№ участка	Наименование начальной точки участка	Наименование конечной точки участка	диаметр, мм×толщина стенки	Протяженность участка	Диаметр по расчёту	На какой диаметр требуется замена (в случае необходимости)
1	2	3	4	5	6	7
1	Котельная КВМ-3600	ТК	219х6	10	219х6	219х6
2	ТК	ТК1	219х6	96	219х6	219х6
3	ТК1	ТК23	273х7	82	273х7	273х7
4	ТК23	ТК21	159х4,5	76	159х4,5	159х4,5
5	ТК21	УТ1	159х4,5	157	159х4,5	159х4,5
6	УТ1	ТК15	159х4,5	83	159х4,5	159х4,5
7	ТК15	УТ2	159х4,5	206	159х4,5	159х4,5
8	УТ2	УТ3	159х4,5	183	159х4,5	159х4,5
9	УТ3	УТ4	114х4,5	64	114х4,5	114х4,5
10	УТ4	УТ5	114х4,5	120	114х4,5	114х4,5
11	УТ5	УТ6	114х4,5	103	114х4,5	114х4,5
12	УТ6	УТ7	114х4,5	73	89х3,5	89х3,5
13	УТ7	д/с Колокольчик	76х3,5	145	76х3,5	76х3,5
14	УТ7	Ленина, 18	76х3,5	13	57х3,5	57х3,5
15	УТ6	УТ8	76х3,5	10	57х3,5	57х3,5
16	УТ8	Шоферская, 1 (1)	76х3,5	16	45х2,5	45х2,5
17	УТ8	Шоферская, 1 (2)	76х3,5	9	45х2,5	45х2,5
18	УТ5	Шоферская, 7	76х3,5	20	57х3,5	57х3,5
19	УТ5	Ленина, 20	76х3,5	47	45х2,5	45х2,5
20	УТ4	Ленина, 16	57х3,5	53	57х3,5	57х3,5
21	УТ4	Ленина, 14	57х3,5	37	57х3,5	57х3,5
22	УТ2	УТ9	89х3,5	192	57х3,5	57х3,5
23	УТ9	Шоферская, 11	76х3,5	66	45х2,5	45х2,5
24	УТ9	Шоферская, 13	76х3,5	18	45х2,5	45х2,5
25	ТК15	УТ10	159х4,5	17	108х4	108х4
26	УТ10	ТК14	159х4,5	54	108х4	108х4
27	ТК14	УТ11	76х3,5	83	57х3,5	57х3,5
28	УТ11	Администрация	76х3,5	14	57х3,5	57х3,5
29	ТК14	УТ12	108х4	15	89х3,5	89х3,5
30	УТ12	УТ13	108х4	15	57х3,5	57х3,5
31	УТ13	Юлаева, 12 (1)	76х3,5	10	45х2,5	45х2,5
32	УТ13	Юлаева, 12 (2)	76х3,5	12	45х2,5	45х2,5

33	УТ12	Юлаева, 14	76x3,5	12	57x3,5	57x3,5
34	УТ10	Юлаева, 10	76x3,5	35	38x2,5	38x2,5
35	ТК15	ТК63	108x4	87	108x4	108x4
36	ТК63	ДК	76x3,5	140	76x3,5	76x3,5
37	ТК63	Ленина, 23	76x3,5	28	57x3,5	57x3,5
38	ТК63	УТ14	108x4	7	89x3,5	89x3,5
39	УТ14	Ленина, 25 (1)	76x3,5	8	45x2,5	45x2,5
40	УТ14	УТ15	108x4	33	76x3,5	76x3,5
41	УТ15	Ленина, 25 (2)	76x3,5	7	45x2,5	45x2,5
42	УТ15	УТ16	108x4	44	57x3,5	57x3,5
43	УТ16	УТ17	108x4	34	45x2,5	45x2,5
44	УТ16	Ленина, 27 (1)	76x3,5	6	45x2,5	45x2,5
45	УТ16	Ленина, 27 (2)	76x3,5	11	45x2,5	45x2,5
46	УТ1	УТ18	108x4	8	89x3,5	89x3,5
47	УТ18	УТ19	108x4	26	57x3,5	57x3,5
48	УТ19	УТ20	76x3,5	8	57x3,5	57x3,5
49	УТ20	Энергетическая, 2 (1)	76x3,5	11	45x2,5	45x2,5
50	УТ20	Энергетическая, 2 (2)	76x3,5	4	45x2,5	45x2,5
51	УТ18	Юлаева, 8	76x3,5	9	57x3,5	57x3,5
52	УТ18	Юлаева, 6	76x3,5	2	45x2,5	45x2,5
53	ТК21	ТК24	108x4	14	76x3,5	76x3,5
54	ТК24	д/с Сказка	76x3,5	100	57x3,5	57x3,5
55	ТК23	ЦДТТ	57x3,5	30	57x3,5	57x3,5
56	ТК23	Ленина, 11	76x3,5	40	57x3,5	57x3,5
57	ТК	УТ21	108x4	20	108x4	108x4
58	УТ21	ТК61	159x4,5	76	159x4,5	159x4,5
59	ТК61	ТК60	108x4	26	108x4	108x4
60	ТК60	ТК59	108x4	10	108x4	108x4
61	ТК59	УТ22	108x4	130	89x3,5	89x3,5
62	УТ22	УТ23	76x3,5	50	57x3,5	57x3,5
63	УТ23	Ленина, 3а (1)	76x3,5	20	57x3,5	57x3,5
64	УТ23	Ленина, 3а (2)	76x3,5	10	45x2,5	45x2,5
65	УТ23	УТ24	76x3,5	15	57x3,5	57x3,5
66	УТ24	Ленина, 3 (1)	76x3,5	10	45x2,5	45x2,5
67	УТ24	Ленина, 3 (2)	76x3,5	20	45x2,5	45x2,5
68	ТК59	УТ25	108x4	20	76x3,5	76x3,5
69	УТ25	Ленина, 7	108x4	60	45x2,5	45x2,5
70	УТ25	Ленина, 5	57x3,5	6	57x3,5	57x3,5
71	ТК59	Калинина, 1	76x3,5	9,6	45x2,5	45x2,5
72	ТК60	УТ26	89x3,5	42	89x3,5	89x3,5
73	УТ26	УТ27	89x3,5	97	89x3,5	89x3,5
74	УТ27	УТ28	89x3,5	86	76x3,5	76x3,5
75	УТ28	Калинина, 6	76x3,5	65	45x2,5	45x2,5
76	УТ28	Калинина, 4	76x3,5	10	57x3,5	57x3,5
77	УТ27	Калинина, 2	76x3,5	10	57x3,5	57x3,5
78	УТ26	Ленина, 9	57x3,5	7	57x3,5	

Наиболее целесообразно при оптимизации диаметров тепловых сетей в соответствии с расчётами заменить существующие тепловые сети в минватной изоляции на трубопроводы в ППУ изоляции. Такая замена просчитана в томе 2.2 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения. При выполнении комплексной реконструкции тепловых сетей от блочно-модульной котельной КСВ-3600 к 2019 г. возможно уменьшить годовые нормативы:

- нормативные потери теплоносителя с его утечкой с 1585,810 м³ (2013) до 1354,799 м³ (2019);

- нормативные затраты теплоносителя на проведение плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ с 55,444 м³ (2013) до 47,371 м³ (2019);

- нормативные технологические тепловые потери с утечкой теплоносителя со 53,640 Гкал (2013) до 45,774 Гкал (2019);

- нормативные эксплуатационные потери тепловой энергии через изоляционные конструкции трубопроводов с 1239,954 Гкал (2013) до 833,210 Гкал (2019);

- суммарные нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии, в случае реализации вышеуказанных мероприятий уменьшатся с 1296,346 Гкал (2013) до 881,335 Гкал (2019).

По всем вариантам рассчитаны дроссельные шайбы, которые нужно установить у потребителя с целью гашения избыточного напора. Их установка рекомендуется с целью сокращения расхода теплоносителя, циркулирующего в тепловой сети и, таким образом и газа на теплоисточнике (в котельной). Ожидаемый эффект от установки шайб - сокращение потребления газа на 5-10%.

3.5.2 Расчёт гидравлического режима от котельной с. Прибельский

Таблица исходных данных представлена ниже

№ участка	Наименование начальной точки участка	Наименование конечной точки участка	диаметр, мм×толщина стенки	Протяженность участка	Высотная отметка земли	Высота здания	α, %	Расчётная нагрузка потребителя
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Котельная	ТК1	159х4,5	80	0,0		30	
2	ТК1	ТК2	159х4,5	20	-0,3		30	
3	ТК2	ТК3	159х4,5	38	-0,5		30	
4	ТК3	ТК4	159х4,5	8	-0,7		30	
5	ТК4	ТК5	159х4,5	30	-1,0		30	
6	ТК5	ТК6	89х3,5	74,7	-1,0		30	
7	ТК6	Победа, 64а	76х3,5	8	-1,0	3	30	0,020800
8	ТК6	Победа, 64	76х3,5	6	-1,0	6	30	0,098700
9	ТК5	ТК7	108х4	20	-1,0		30	
10	ТК7	Лермонтова, 54	76х3,5	61,5	-1,0	6	30	0,107600
11	ТК7	Лермонтова, 56	76х3,5	10,0	-1,0	6	30	0,110200
12	ТК4	Лермонтова, 58	76х3,5	28,7	-0,7	6	30	0,078800
13	ТК3	Лермонтова, 60	76х3,5	29,4	-0,5	6	30	0,079000
14	ТК2	Лермонтова, 62	76х3,5	31,3	-0,3	6	30	0,083500
15	ТК1	Лермонтова, 64	76х3,5	36,0	1	6	30	0,079200

В целях оптимизации тепловой сети по расчётным диаметрам, обеспечивающим наименьшие гидравлические потери выполнен подбор оптимальных диаметров.

Результаты расчёта представлены в таблице ниже

№ участка	Наименование начальной точки участка	Наименование конечной точки участка	диаметр, мм×толщина стенки	Протяженность участка	Диаметр по расчёту	На какой диаметр требуется замена (в случае необходимости)
1	2	3	4	5	6	7
1	Котельная	ТК1	159х4,5	80	159х4,5	
2	ТК1	ТК2	159х4,5	20	159х4,5	
3	ТК2	ТК3	159х4,5	38	159х4,5	
4	ТК3	ТК4	159х4,5	8	133х4	133х4
5	ТК4	ТК5	159х4,5	30	133х4	133х4
6	ТК5	ТК6	89х3,5	74,7	76х3,5	76х3,5
7	ТК6	Победа, 64а	76х3,5	8	38х2,5	38х2,5
8	ТК6	Победа, 64	76х3,5	6	76х3,5	
9	ТК5	ТК7	108х4	20	108х4	

10	ТК7	Лермонтова, 54	76х3,5	61,5	76х3,5	
11	ТК7	Лермонтова, 56	76х3,5	10,0	76х3,5	
12	ТК4	Лермонтова, 58	76х3,5	28,7	57х3,5	57х3,5
13	ТК3	Лермонтова, 60	76х3,5	29,4	57х3,5	57х3,5
14	ТК2	Лермонтова, 62	76х3,5	31,3	57х3,5	57х3,5
15	ТК1	Лермонтова, 64	76х3,5	36,0	57х3,5	57х3,5

Наиболее целесообразно при оптимизации диаметров тепловых сетей в соответствии с расчётами заменить существующие тепловые сети в минватной изоляции на трубопроводы в ППУ изоляции. Такая замена просчитана в томе 2.2 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения. При выполнении комплексной реконструкции тепловых сетей от котельной с. Прибельский к 2019 г. возможно уменьшить годовые нормативы:

- нормативные потери теплоносителя с его утечкой с 190,936 м³ (2013) до 166,654 м³ (2019);

- нормативные затраты теплоносителя на проведение плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ с 6,676 м³ (2013) до 5,826 м³ (2019);

- нормативные технологические тепловые потери с утечкой теплоносителя со 6,452 Гкал (2013) до 5,638 Гкал (2019);

- нормативные эксплуатационные потери тепловой энергии через изоляционные конструкции трубопроводов с 194,236 Гкал (2013) до 112,231 Гкал (2019);

- суммарные нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии, в случае реализации вышеуказанных мероприятий уменьшатся с 201,019 Гкал (2013) до 118,158 Гкал (2019).

4. Существующий и перспективный топливные балансы систем теплоснабжения в разрезе календарного года

Расчёт существующего и перспективного баланса теплоносителя от блочно-модульной котельной КВМ-3600

Ёмкость трубопроводов тепловых сетей определяется в зависимости от их удельного объема и длины по формуле:

$$V_{mc} = \sum_{i=1}^n v_{di} l_{di}$$

где v_{di} - удельный объем i -го участка трубопроводов определенного диаметра, $\text{м}^3/\text{км}$; принимается по таблице 6 [1]

Материальная характеристика существующих двухтрубных тепловых сетей от блочно-модульной котельной КВМ-3600 в однострубно́м исчислении на перспективу представлена в нижеследующей таблице:

№ п/п	Внутренний диаметр трубопровода	Суммарная протяженность, км	Удельный расход воды на участке, $\text{м}^3/\text{км}$	Суммарный расход воды на участке, м^3
1	50	0,266	1,4	0,37
2	69	2,2072	3,9	8,61
3	82	0,834	5,3	4,42
4	100	1,098	8	8,78
5	105	0,72	8	5,76
6	150	1,704	18	30,67
7	207	0,212	34	7,21
8	259	0,164	53	8,69
ВСЕГО		7,2052		74,52

Ёмкость систем теплопотребления зависит от их вида и определяется по формуле:

$$V_{c.m.i} = \sum_{i=1}^n v Q_{o\max}$$

где v - удельный объем системы теплопотребления, $\text{м}^3/\text{Гкал}$; принимается в зависимости от вида нагревательных приборов, которыми оснащена система, и температурного графика регулирования отпуска тепловой энергии, принятого в системе теплоснабжения;

n - количество систем теплопотребления, оснащенных одним видом нагревательных приборов.

Однако, данные о типе нагревательных приборов (радиаторы, регистры, конвекторы) отсутствуют. В соответствии с [1] при отсутствии информации о типе нагревательных приборов, которыми оснащены системы теплоснабжения, допустимо принимать значение удельного объема для систем в размере 30 (м³ ч)/Гкал.

При суммарной расчётной тепловой нагрузке потребителей 2,04 Гкал/ч (без учёта потерь в наружных тепловых сетях) ёмкость систем теплоснабжения составит:

$$2,04 \text{ Гкал/ч} \times 30 \text{ (м}^3 \text{ ч)/Гкал} = 61,2 \text{ м}^3$$

Суммарная ёмкость трубопроводов тепловой сети и подключенных к ней систем теплоснабжения составит:

$$V_{\text{тс}} = 74,52 + 61,2 = 135,72 \text{ м}^3 \approx 136 \text{ м}^3$$

Норма среднечасовой утечки теплоносителя, установленная Правилами [2] в пределах 0,25% ёмкости трубопроводов тепловой сети и подключенных к ней систем теплоснабжения в час.

Норматив среднечасовой утечки теплоносителя в отопительный период составит

$$136 \times 0,0025 = 0,34 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Суммарный объём подпитки тепловой сети за отопительный сезон (227 дней) составит

$$0,34 \cdot 227 \cdot 24 = 1852,32 \text{ м}^3$$

Необходимо отметить, что годовой объём нормативных потерь теплоносителя с его утечкой, рассчитанный по Приказу Минэнерго № 325 от 30.12.2008, в программном комплексе РаТеН-325 составляет 1696,698 м³, включая нормативные затраты теплоносителя на проведение плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ в размере 55,444 м³. Дело в том, что согласно Приказа Минэнерго №325 в объём нормативных потерь теплоносителя с утечкой включаются только нормативные потери на тепловых сетях до границ балансовой ответственности с потребителями и не включаются нормативные потери, имеющие место за этими границами у потребителя (капли в арматуре и т.п. в подвалах и иных местах общего пользования). При этом затраты теплоносителя у потребителя (определяемые по прибору учёта тепловой энергии и теплоносителя по разности расходов в подающем и обратном трубопроводах, или расчётным путём как сумма затрат на заполнение внутренних систем теп-

лоснабжения потребителей и утечек через неплотности арматуры и фланцевых соединений, сливы в результате аварийных работ) подлежат компенсации ресурсоснабжающей организации по тарифу на теплоноситель, который устанавливается органом регулирования.

Расчётный объём нормативной подпитки по трубопроводам тепловой сети от блочно-модульной котельной КВМ-3600 на 2013 по месяцам указан в нижеследующей таблице:

Месяц	Нормативный объём утечки, м ³
Январь	137,516
Февраль	124,2
Март	137,516
Апрель	133,066
Май	137,516
Июнь	99,8
Июль	137,516
Август	137,516
Сентябрь	133,066
Октябрь	137,516
Ноябрь	133,066
Декабрь	137,516
Итого за год	1588,81

Установка для подпитки системы теплоснабжения на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воду соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов [2, п.4.11.6].

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения.

Расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают расчетные технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с нормативной утечкой из тепловой сети и систем теплоснабжения.

Среднегодовая утечка теплоносителя (м³/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели).

Технологические потери теплоносителя включают количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплоснабжения при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию, проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей [2, п.4.12.30].

Для компенсации этих расчетных технологических потерь (затрат) сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25 % от объема теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды не должен превышать $G_M=20$ м³/ч при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром D_y 200 мм (наибольший по диаметру секционированный участок тепловой сети). Однако, ввиду того, что при этом будут превышены максимальные часовые расходы при заполнении участков тепловых сетей, имеющие меньшие диаметры во избежании гидравлических ударов следует ориентироваться на средний по материальной характеристике диаметр тепловых сетей D_y 100 мм для которого $G_M=10$ м³/ч [4, п. 6.16]

При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть ниже указанного расхода [3, п.5.2.1.4].

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , м³/ч) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{TC} + G_M,$$

где G_M – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой сети, принимаемый по таблице 3, либо ниже при условии такого согласования;

V_{TC} – объем воды в системах теплоснабжения, м³, определенный выше в размере 136 м³.

Таким образом, максимальная производительность подпиточной установки должна составлять

$$G_3 = 0,34 + 10 = 10,34 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Таким образом, диапазон расходов подпиточного насоса должен быть в пределах 0,305÷10,34 м³/ч. В проекте компоновки блочно-

модульной котельной подпиточный насос предусмотрен не был. Подпитка осуществляется от установок умягчения воды УНК-0,33-1,35-1-0П (первой ступени) и УНК-0,2-1,1-1-0-П (второй ступени) производительностью 0,7 м³/ч. Установки работают под давлением водопроводной воды. Ввиду того, что на протяжении нескольких лет при работе прежнего источника тепловой энергии (котельной сахарного завода с. Прибельский) вода в системах отопления использовалась бесконтрольно для нужд ГВС на бытовые цели, продолжает иметь место разбор теплоносителя и, как следствие, подпитка превышает нормативную величину и величину производительности водоподготовительной установки. Кроме того, водоподготовительная установка работает стабильно при наличии входного давления в поселковом водопроводе не менее 2 кгс/см², что в часы максимального водоразбора (утреннее и вечернее время) не соблюдается.

При полном опорожнении тепловой сети на время летней ремонтной компании, проведении ежегодной гидропневматической промывке потребителей, общее время заполнения тепловой сети составит (при условии герметичности тепловой сети и отсутствии водоразбора потребителями)

$$136 \text{ м}^3 / 0,7 \text{ м}^3/\text{ч} = 194,3 \text{ ч} = 8,1 \text{ суток}$$

В целях повышения надежности теплоснабжения от блочно-модульной котельной целесообразно предусмотреть вблизи блочно-модульной котельной ёмкость обогреваемую и изолированную ёмкость запаса химически подготовленной (подпиточной воды) объёмом порядка 50-60 м³, а также установить и интегрировать в алгоритм автоматической работы котельной подпиточный насос. Диапазон его подачи с учётом перспективной замены ряда участков по рекомендациям выполненного гидравлического расчёта определяется исходя из нижеследующих выкладок:

Материальная характеристика двухтрубных тепловых сетей в перспективном варианте от блочно-модульной котельной КВМ-3600 в однострубно-м числении на перспективу (с учётом изменения диаметров трубопроводов по гидравлическому расчёту и их полной перекладке в ППУ изоляции) представлена в нижеследующей таблице:

№ п/п	Внутренний диаметр трубопровода	Суммарная протяженность, км	Удельный расход воды на участке, м ³ /км	Суммарный расход воды на участке, м ³
1	33	0,07	0,6	0,042
2	40	0,8712	1,3	1,13256
3	50	1,704	1,4	2,3856

4	69	0,876	3,9	3,4164
5	82	0,744	5,3	3,9432
6	100	1,002	8	8,016
7	133	0,366	12	4,392
8	150	1,196	18	21,528
9	207	0,212	34	7,208
10	259	0,164	53	8,692
ВСЕГО		7,2052		60,76

В условиях стабильности тепловых нагрузок потребителей (уменьшение и увеличение тепловых нагрузок генпланом поселения не предусматривается), ёмкость внутренних систем отопления на расчётный период не изменится и составит 61,2 м³.

Суммарная ёмкость трубопроводов тепловой сети и подключенных к ней систем теплоснабжения составит:

$$V_{\text{ТС}} = 60,76 + 61,2 = 121,96 \text{ м}^3 \approx 122 \text{ м}^3$$

Норма среднечасовой утечки теплоносителя, установленная Правилами [2] в пределах 0,25% ёмкости трубопроводов тепловой сети и подключенных к ней систем теплоснабжения в час.

Норматив среднечасовой утечки теплоносителя в отопительный период составит

$$122 \times 0,0025 = 0,305 \approx 0,31 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Диапазон рекомендуемой перспективной производительности подпиточного насоса составит 0,31-10,31 м³/ч.

Напор подпиточного насоса должен определяться из условий поддержания в водяных тепловых сетях статического давления (заполнение самого высокого здания на самой высокой отметки земли относительно уровня котельной). Такими потребителями на тепловой сети от блочно-модульной котельной КВМ 3600 является детский сад «Колокольчик» и жилой дом по ул.Ленина, 18, имеющие высоту здания 6 м и расположенные на 6,9 м выше уровня котельной №1. Таким образом, линия статического давления должна быть выше уровня котельной на 6+6,9=12,9 м. Остальные высотные здания расположены ниже по рельефу, поэтому при одинаковых высотах здания напор для их заполнения (залива) может быть ниже.

В режиме эксплуатации давление в обратном трубопроводе для водяной системы теплоснабжения устанавливается выше статического не

менее чем на 0,05 МПа ($0,5 \text{ кгс/см}^2$, 5 м вод.ст.), но не превышающим максимально допустимого давления для наименее прочного элемента системы. [7, 9.3.20]. С учётом выполнения данного пункта необходимо обеспечить напор в обратном трубопроводе $12,9+5=17,9 \approx 18$ м вод. ст. ($1,8 \text{ кгс/см}^2$).

Напор в обратном трубопроводе в существующем положении составляет 20 м вод. ст., чего достаточно для отсутствия завоздушивания потребителей. Ввиду того, что генпланом поселения не предусмотрено изменение количества потребителей от блочно-модульной котельной на расчётный срок, потребный напор подпиточного насоса не изменится. В этой связи целесообразно рассмотреть вопрос об установке подпиточного насоса, работающего в комплексе с баком запаса подпиточной воды, который в свою очередь должен быть запитан от существующей линии подачи подпиточной воды с установок умягчения УНК первой и второй ступени.

Параметру максимальной энергетической эффективности удовлетворяет насос Wilo Stratos GIGA 40/1-45/3,8, имеющий параметры в рабочей точке:

- расход $10,3 \text{ м}^3/\text{ч}$,
- напор 18 м вод.ст.,
- потребление электрической энергии 0,821 кВт.

Необходимо отметить, что данный тип насоса для нормальной работы требует создания кавитационного запаса 3,92 м вод. ст., который можно достичь путём установки бака запаса подпиточной воды на высоте порядка 5 м.

Число подпиточных насосов должно составлять не менее двух. Один из которых является резервным.

При установке подпиточного насоса Wilo Stratos GIGA 40/1-45/3,8 сроки заполнения опорожненной тепловой сети и внутренних систем отопления значительно снизятся и составят:

$$122/10,34=11,8 \text{ ч.}$$

Расчётный объём нормативной подпитки по трубопроводам тепловой сети от блочно-модульной котельной КВМ-3600 на перспективу до 2028г (при завершившейся замене существующих физически изношенных труб и минватной изоляции на трубы в ППУ изоляции) по месяцам указан в нижеследующей таблице:

Месяц	Нормативный объём утечки, м ³
Январь	117,484
Февраль	106,104
Март	117,484
Апрель	113,682
Май	117,484
Июнь	85,261
Июль	117,484
Август	117,484
Сентябрь	113,682
Октябрь	117,484
Ноябрь	113,682
Декабрь	117,484
Итого за год	1354,799

Из сравнения итоговых значений вышеприведенной таблицы и таблицы, характеризующей существующее положение может быть получен целевой показатель снижения величины нормативного объёма утечки, который составит за 15 лет реализации мероприятий по реконструкции тепловой сети в рамках настоящей схемы теплоснабжения:

$$(1588,81-1354,799)/15=15,6 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расчёт существующего и перспективного баланса теплоносителя от котельной для отопления жилых домов по ул. Лермонтова

Материальная характеристика существующих двухтрубных тепловых сетей от котельной с. Прибельский в однострубно́м исчислении на перспективу представлена в нижеследующей таблице:

№ п/п	Внутренний диаметр трубопровода	Суммарная протяженность, км	Удельный расход воды на участке, м ³ /км	Суммарный расход воды на участке, м ³
1	33	0,016	0,6	0,0096
2	50	0,2508	1,4	0,3511
3	69	0,3044	3,9	1,1872
4	100	0,04	8	0,32
5	125	0,076	12	0,912
6	150	0,276	18	4,958
ИТОГО		0,9632		7,748≈7,75

При суммарной расчётной тепловой нагрузке потребителей 0,66 Гкал/ч (без учёта потерь в наружных тепловых сетях) ёмкость систем теплоснабжения составит:

$$0,66 \text{ Гкал/ч} \times 30 \text{ (м}^3 \text{ ч)/Гкал} = 19,8 \text{ м}^3$$

Суммарная ёмкость трубопроводов тепловой сети и подключенных к ней систем теплоснабжения составит:

$$V_{\text{тс}} = 7,75 + 19,8 = 27,55 \text{ м}^3$$

Норматив среднечасовой утечки теплоносителя в отопительный период составит

$$27,55 \times 0,0025 = 0,069 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Суммарный объем подпитки тепловой сети за отопительный сезон (227 дней) составит

$$0,069 \cdot 227 \cdot 24 = 376 \text{ м}^3$$

Необходимо отметить, что годовой объем нормативных потерь теплоносителя с его утечкой, рассчитанный по Приказу Минэнерго № 325 от 30.12.2008, в программном комплексе РаТеН-325 составляет 178,307 м³, включая нормативные затраты теплоносителя на проведение плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ в размере 5,826 м³. Причина расхождения с расчетными данными объясняется выше в разделе при анализе котельной КВМ-3600. Расчетный объем нормативной подпитки по трубопроводам тепловой сети от котельной (по котельной с. Прибельский) до потребителей на перспективу 2028 по месяцам указан в нижеследующей таблице:

Месяц	Нормативный объем утечки, м ³
Январь	14,452
Февраль	13,052
Март	14,452
Апрель	13,984
Май	14,452
Июнь	10,486
Июль	14,452
Август	14,452
Сентябрь	13,984
Октябрь	14,452
Ноябрь	13,984
Декабрь	14,452
Итого за год	166,654

Для компенсации расчетных технологических потерь (затрат) сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподгото-

вительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25 % от объема теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды не должен превышать $G_M=15 \text{ м}^3/\text{ч}$ при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром $D_y, 150 \text{ мм}$ (наибольший по диаметру секционированный участок тепловой сети). Однако, ввиду того, что при этом будут превышены максимальные часовые расходы при заполнении участков тепловых сетей, имеющие меньшие диаметры во избежании гидравлических ударов следует ориентироваться на средний по материальной характеристике диаметр тепловых сетей $D_y, 100 \text{ мм}$ для которого $G_M=10 \text{ м}^3/\text{ч}$ [4, п. 6.16]

Таким образом, максимальная производительность подпиточной установки должна составлять

$$G_3 = 0,072 + 10 \approx 10,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Таким образом, диапазон расходов подпиточного насоса должен быть в пределах $0,072 \div 10,1 \text{ м}^3/\text{ч}$

Напор подпиточного насоса должен определяться из условий поддержания в водяных тепловых сетях статического давления (заполнение самого высокого здания на самой высокой отметки земли относительно уровня котельной). Таким потребителем на тепловой сети от котельной является жилой дом по ул. Лермонтова, 64, имеющие высоту здания 6 м и расположенные на 1 м выше уровня котельной. Таким образом, линия статического давления должна быть выше уровня котельной на $6+1=7 \text{ м}$. Остальные высотные здания расположены ниже по рельефу, поэтому при одинаковых высотах здания напор для их заполнения (залива) может быть ниже.

В режиме эксплуатации давление в обратном трубопроводе для водяной системы теплоснабжения устанавливается выше статического не менее чем на $0,05 \text{ МПа}$ ($0,5 \text{ кгс}/\text{см}^2$, 5 м вод.ст.), но не превышающим максимально допустимого давления для наименее прочного элемента системы. [7, 9.3.20]. С учётом выполнения данного пункта необходимо обеспечить напор в обратном трубопроводе $7+5=12 \text{ м вод. ст.}$ ($1,2 \text{ кгс}/\text{см}^2$).

Напор в обратном трубопроводе в существующем режиме эксплуатации составляет 15 м вод. ст., чего достаточно для отсутствия завоздушивания потребителей.

Ввиду того, что генпланом поселения не предусмотрено изменение количества потребителей от котельной для отопления жилых домов по ул. Лермонтова на расчётный срок, потребный напор подпиточного насоса не изменится. В этой связи целесообразно рассмотреть вопрос об установке подпиточного насоса расчётной производительности.

Параметру максимальной энергетической эффективности удовлетворяет насос Wilo Stratos GIGA 40/1-39/3,0-R1, имеющий параметры в рабочей точке:

- расход 10,1 м³/ч,
- напор 12 м вод. ст.,
- потребление электрической энергии 0,527 кВт.

Необходимо отметить, что данный тип насоса для нормальной работы требует создания кавитационного запаса 3,99 м вод. ст., который можно достичь путём установки расходного бака запаса подпиточной воды на высоте порядка 5 м.

Замененный при капитальном ремонте подпиточный насос К-20/30 имеет параметры:

Подача - 20 м³/час;

Напор - 30м;

Частота вращения - 2900 об/мин⁻¹;

Максимальная потребляемая мощность – 3,50 кВт;

Допускаемый кавитационный запас – 3,80 м.

При расчётных параметрах работы насос К-20/30 будет работать вне рабочей точки и отличаться относительно высоким потреблением электрической энергии.

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

Результаты обследования эксплуатируемых источников теплоснабжения блочно-модульной котельной (КВМ-3600) и котельной для отопления жилых домов по ул. Лермонтова выявили следующие недостатки:

По котельной КВМ-3600

- 1) Нестабильность давления в водопроводе. Невозможность при падении давления ниже 2 кгс/см^2 работы водоподготовительной установки в автоматическом режиме;
- 2) Отсутствие подпиточного насоса, и как следствие нестабильность гидравлического режима тепловой сети.

В то же время с учётом наличия на котельной аварийного топливного хозяйства, возможности автоматического режима работы котельной без обслуживающего персонала, наличия заявленного производителем блочно-модульной котельной КВМ-3600 срока эксплуатации не менее 15 лет, существенных изменений в конструкцию котельной вносить не требуется.

Для решения выявленных задач предлагается:

1. Установить вблизи котельной теплоизолированную и изолированную от атмосферы обогреваемую ёмкость запаса подпиточной воды объёмом 60 т, установив её на раме с высотой дна ёмкости не менее 5 м.

2. Смонтировать и интегрировать в систему автоматики подпиточный насос Wilo Stratos GIGA 40/1-45/3,8, имеющий параметры в рабочей точке:

- расход $10,3 \text{ м}^3/\text{ч}$,
- напор 18 м вод.ст.,
- потребление электрической энергии 0,821 кВт.

либо аналогично с вышеуказанными параметрами и высокой энергетической эффективностью потребления электрической энергии.

Ориентировочные затраты указаны в нижеследующей таблице.

№ п/п	Сущность мероприятия	Ориентировочные сроки реализации мероприятия	Ориентировочная стоимостная оценка
<i>Подготовительные работы по выполнению ПИР по привязке подпиточных насосов, ёмкости подпиточной воды.</i>			
1.	Выполнение инженерных изысканий под ёмкость запаса подпиточной воды	2013-2014	50 тыс. руб.
<i>Проектно-изыскательские работы по привязке ёмкости подпиточной воды и подпиточных насосов</i>			
2.	Разработка проектно-сметной документации	2013-2014	200 тыс. руб.
3.	Проведение экспертизы проектно-сметной документации	2013-2014	40 тыс. руб.
<i>Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы по монтажу ёмкости подпиточной воды и подпиточных насосов</i>			
4.	СМР и ПНР	2014-2015	500 тыс. руб.
5	Проведение энергетического аудита котельной	2013, 2018, 2023, 2028	150 тыс.руб.×4= =600 тыс.руб.
<i>ИТОГО по БМК КВМ-3600 с. Прибельский</i>			<i>1,4 млн. руб.</i>

По котельной для отопления жилых домов по ул. Лермонтова:

- 1) Большой физический износ основного оборудования (котлы, насосы, горелки), низкие показатели эффективности работы (невысокий КПД не превышающий 85%);
- 2) Отсутствие на котельной теплосчётчика для регистрации параметров и объёмов вырабатываемой тепловой энергии и теплоносителя. Это не позволяет производить адекватный контроль качественных и количественных параметров вырабатываемой тепловой энергии и теплоносителя.
- 3) Отсутствие на котельной аварийного топливного хозяйства и котлов для сжигания аварийного вида топлива.
- 4) Отсутствие специальных помещений, необходимость в которых обусловлена требованиями нормативных документов по проектированию котельных (уборной, душевой, комнаты уборочного инвентаря, бытовых помещений отдельно для мужчин и женщин и т.п.).
- 5) Не соответствие газовых обвязок котлов КСВ-2,9-3Г действующим Правилам безопасности систем газораспределения и газопотребления (ПБ-12-529-03) - отсутствие контроля герметичности газовых клапанов.
- 6) Наличие морально и физически устаревшей автоматики регулирования и безопасности.

Так же ни по одной из котельных не проведено энергетическое обследование, не составлен энергетический паспорт, не разработана комплексная программа повышения энергетической эффективности работы теплоисточников.

В целях снижения эксплуатационных затрат по котельной, рекомендуется рассмотреть вопрос о комплексной реконструкции котельной, путём её замены на блочно-модульную котельную без обслуживающего персонала. Также необходимо оснастить котельную аварийным топливным хозяйством объёмом 7 м³, соответственно, в котельной необходимо разместить котлы с комбинированными горелками. Ориентировочная оценка затрат представлена в нижеследующей таблице:

№ п/п	Сущность мероприятия	Ориентировочные сроки реализации мероприятия	Ориентировочная стоимостная оценка
<i>Подготовительные работы по выполнению ПИР по комплексному проектированию реконструкции котельной, устройству аварийного топливного хозяйства и т.п.</i>			
1.	Выполнение инженерных изысканий под устройство аварийного топливного хозяйства и блочно-модульной котельной	2013-2014	100 тыс. руб.
<i>Проектно-изыскательские работы по комплексному проектированию котельной и аварийного топливного хозяйства</i>			
2.	Разработка проектно-сметной документации на реконструкцию котельной	2013-2014	800 тыс. руб.
3.	Проведение экспертизы проектно-сметной документации	2013-2014	160 тыс. руб.
<i>Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы котельной и аварийного топливного хозяйства</i>			
4.	СМР и ПНР по комплексной реконструкции котельной №1	2014-2015	10000 тыс. руб.
5.	Проведение энергетического аудита котельной	2013, 2018, 2023, 2028	150 тыс.руб.×4= =600 тыс.руб.
<i>ИТОГО по котельной с. Прибельский</i>			<i>11,560 млн. руб.</i>

6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

В ходе обследования тепловых сетей и проведения расчётов гидравлического режима тепловой сети и технологических потерь тепловой энергии выявлены следующие проблемы, требующие решения в последующих проектах реконструкции тепловых сетей:

1) Значительный физический износ теплопроводов тепловой сети, связанный с длительным (без перекладки и капитального ремонта) сроком их эксплуатации, свыше 20-30 лет, а также трубопроводной арматуры;

2) Высокие удельные нормы тепловых потерь, не соответствующая современным требованиям толщина изоляции и, как следствие, высокие нормативные тепловые потери;

3) Высокие фактические тепловые потери, связанные с высоким уровнем подъёма внешних грунтовых вод, намоканием изоляции и утратой её физических свойств;

4) Наличие коррозионной активности со стороны электрохимической защиты близлежащих подземных газопроводов, как следствие наличие ускоренной внешней коррозии подпадающих под воздействие электрохимической защиты участков теплопроводов;

5) Неадекватные существующим расходам диаметры участков тепловых сетей, наличие участков с неоправданно высокими сечениями, скорости движения воды в которых ниже нормативных в разы;

6) Отсутствие доступных для обслуживания тепловых камер в объёме, необходимом для секционирования тепловых сетей, выполнения аварийных отключений.

7) Отсутствие гидравлической регулировки, шайбирования потребителей, оснащения потребителей термометрами и манометрами на прямой и обратной магистралях (за исключением потребителей, оборудованных узлами учёта тепловой энергии и теплоносителя).

Для решения вышеуказанных проблем необходима комплексная реконструкция тепловых сетей с применением эффективных методов защиты от коррозии, грунтовой влаги, отвечающая современным требованиям в области норм плотности теплового потока, что приведёт к повышению энергоэффективности работы теплоснабжающего предприятия. Таким требованиям удовлетворяют теплопроводы с изоляцией из пенополиуретана в ин-

дустриальной полиэтиленовой оболочке, оснащенные системой оперативно-диспетчерского контроля её влажности (при повреждении).

Для реализации комплексной реконструкции тепловых сетей необходимо разработать проектно-сметную документацию в объёме, достаточном для прохождения государственной экспертизы.

Ориентировочная оценка затрат по теплотрассе от БМК КВМ-3600:

№ п/п	Сущность мероприятия	Ориентировочные сроки реализации мероприятия	Ориентировочная стоимостная оценка
<i>Подготовительные работы по выполнению ПИР по комплексной реконструкции тепловых сетей от котельной</i>			
1.	Выполнение инженерных изысканий на протяжении трассы тепловых сетей	2013-2014	800 тыс. руб.
<i>Проектно-изыскательские работы по комплексной реконструкции тепловых сетей от котельной</i>			
2.	Разработка проектно-сметной документации на реконструкцию тепловой сети бесканальной прокладки в ППУ изоляции в полиэтиленовой оболочке	2014	1400 тыс. руб.
3.	Проведение экспертизы проектно-сметной документации	2014	280 тыс. руб.
<i>Строительно-монтажные по комплексной реконструкции тепловых сетей от котельной</i>			
4.	СМР по комплексной реконструкции тепловых сетей от котельной КВМ-3600	2014-2015	5000 тыс. руб.
5.	Проведение энергетического аудита тепловых сетей	2013, 2018, 2023, 2028	80 тыс.руб.×4=320 тыс. руб.
<i>Установка на абонентских вводах тепловых сетей (у потребителей) дроссельных шайб, манометров и термометров</i>			
6.	Установка дроссельных шайб в соответствии с выполненными в настоящей работе расчётами гидравлического режима тепловой сети	2014-2016	150 тыс. руб. (с компенсацией всех или части затрат за счёт средств собственников соответствующих абонентских вводов)
7.	Оснащение абонентских вводов манометрами и термометрами для контроля параметров теплоносителя и гидравлического режима объектов	2014-2016	200 тыс. руб. (с компенсацией всех или части затрат за счёт средств собственников со-

			<i>ответствующих абонентских вводов)</i>
8.	Ежегодная гидropневматическая постоянная промывка внутренних систем отопления абонентов	2014-2028	300 тыс. руб. ежегодно (с компенсацией всех или части затрат за счёт средств собственников соответствующих абонентских вводов): $300 \times 15 = 4500$
ИТОГО по тепловым сетям от котельной КВМ-3600, в том числе:			12,65 млн. руб.
мероприятия по обеспечению готовности абонентов к приёму теплоносителя			4,85 млн. руб.

Ориентировочная оценка затрат по теплотрассе от котельной с. Прибельский

№ п/п	Сущность мероприятия	Ориентировочные сроки реализации мероприятия	Ориентировочная стоимостная оценка
<i>Подготовительные работы по выполнению ПИР по комплексной реконструкции тепловых сетей от котельной</i>			
1.	Выполнение инженерных изысканий на протяжении трассы тепловых сетей	2013-2014	100 тыс. руб.
<i>Проектно-изыскательские работы по комплексной реконструкции тепловых сетей от котельной</i>			
2.	Разработка проектно-сметной документации на реконструкцию тепловой сети бесканальной прокладки в ППУ изоляции в полиэтиленовой оболочке	2014	200 тыс. руб.
3.	Проведение экспертизы проектно-сметной документации	2014	40 тыс. руб.
<i>Строительно-монтажные работы по комплексной реконструкции тепловых сетей от котельной</i>			
4.	СМР по комплексной реконструкции тепловых сетей от котельной с. Прибельский	2014-2015	2000 тыс. руб.
5.	Проведение энергетического аудита тепловых сетей	2013, 2018, 2023, 2028	50 тыс.руб.×4= =200 тыс. руб.
<i>Установка на абонентских вводах тепловых сетей (у потребителей) дроссельных шайб, манометров и термометров</i>			
6.	Установка дроссельных шайб в соответствии с выполненными в настоящей работе рас-	2014-2016	80 тыс. руб. (с компенсацией всех или части затрат за

	чётами гидравлического режима тепловой сети		<i>счёт средств собственников соответствующих абонентских вводов)</i>
7.	Оснащение абонентских вводов манометрами и термометрами для контроля параметров теплоносителя и гидравлического режима объектов	2014-2016	80 тыс. руб. (с компенсацией всех или части затрат за счёт средств собственников соответствующих абонентских вводов)
8.	Ежегодная гидропневматическая постоянная промывка внутренних систем отопления абонентов	2014-2028	150 тыс. руб. ежегодно (с компенсацией всех или части затрат за счёт средств собственников соответствующих абонентских вводов): $150 \times 15 = 2250$
ИТОГО по тепловым сетям от котельной КВМ-3600, в том числе:			4,95 млн. руб.
мероприятия по обеспечению готовности абонентов к приёму теплоносителя			2,41 млн. руб.

7. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (ЕТО)

Границы зон деятельности, предлагаемых для установления в них единых теплоснабжающих организаций, предполагаются неизменными.

В существующих границах тепловой сети от котельных подключение новых потребителей не ожидается. В настоящее время заявки на технологическое присоединение отсутствуют, технические условия на перспективу подключения не выдавались.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на признание в качестве ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности. Решение об установлении организации в качестве ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает, в соответствии с ч. 6 ст.6 Федерального закона №190 «О теплоснабжении» орган местного самоуправления сельского поселения.

Определение статуса ЕТО для проектируемых зон действия планируемых к строительству источников тепловой энергии, рассмотренных в главе 4 должно быть выполнено в ходе актуализации схемы теплоснабжения, после определения источников инвестиций на реализацию решений по новому строительству.

Обязанности ЕТО установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п. 12 правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением). В соответствии с приведенным документом ЕТО обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

С учётом требования законодательства, предлагается определить в качестве ЕТО ООО «Коммунальник» с. Прибельский, удовлетворяющей минимальным установленным Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации требованиям (п.7):

- 1) Владение на законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей ёмкостью в границах зоны деятельности ЕТО;
- 2) Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в эксплуатируемых ею системах теплоснабжения котельных №1 и №2»

8. Решение по бесхозным тепловым сетям

В ходе выполнения работы по разработке схемы теплоснабжения установлено, что тепловые сети на всем протяжении от котельных до потребителей эксплуатируются ООО «Коммунальник».

Однако в соответствии с законодательством на тепловые сети, как на линейные объекты необходимо оформить паспорт, зарегистрированный в установленном порядке. Для этого необходимо выполнить требования:

1). Постановления Правительства РФ от 17.09.2003 № 580 (ред. от 12.11.2004) «Об утверждении Положения о принятии на учет бесхозяйных недвижимых вещей»;

2). Приказа Минэкономразвития РФ от 04.02.2010 № 42 «Об утверждении Порядка ведения государственного кадастра недвижимости»(Зарегистрировано в Минюсте РФ 31.03.2010 N 16771);

3). Письма Минэкономразвития России от 29.05.2013 № 10571-ПК/Д23и «О порядке осуществления государственного кадастрового учета отдельных типов сооружений (линейных и тому подобных)»

Данные условия также должны быть выполнены и в целях реализации Распоряжения Правительства РФ №688-р от 10.06.2013, которым предусматривается необходимость в срок до 1 апреля 2014г произвести регистрацию права муниципальной собственности на объекты энергетики и коммунальной сферы, в т.ч. бесхозные объекты и передать их в срок до 1 января 2015 г в концессию, или долгосрочную аренду (на срок более чем 1 год)

В случае выявления бесхозных тепловых сетей необходимо руководствоваться ст. 15, п. 6. Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ: «В случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить за-

траты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

9. Заключение

Уровень централизованного теплоснабжения в сельском поселении Прибельский отвечает минимальным требованиям к надежности и качеству теплоснабжения. Центральным отоплением охвачены все наиболее важные объекты капитальной застройки центральной части с. Прибельский, а Прибельская участковая больница и школа имеют собственные котельные.

В то же время удельный вес малоэтажной индивидуальной застройки с автономными (индивидуальными) теплогенераторами (доля децентрализованного теплоснабжения) превышает 80%.

Плотность тепловой нагрузки в местах прохождения тепловых сетей превышает 0,01 Гкал/га. В этих условиях дальнейшая децентрализация тепловых сетей в соответствии с рекомендациями [5, п.39] не целесообразна. Как показали расчёты, переход ранее подключенных к системе централизованного теплоснабжения потребителей частного сектора и некоторых других объектов на индивидуальное отопление, привёл к росту процента технологических потерь при передаче тепловой энергии, разрегулировке гидравлического режима, росту себестоимости вырабатываемой тепловой энергии. Кроме того, оборудование многоквартирных домов индивидуальным поквартирным отоплением приводит к следующим отрицательным эффектам:

1) Промерзание водопровода в подвалах здания ввиду отказа от подводящих теплопроводов;

2) Отсутствие отопления мест общего пользования (подъездов), запотевание, образование плесени на стенах квартир, имеющих с неотапливаемыми подъездами общую стену, и, впоследствии, растрескивание таких стен;

3) Отсутствия равномерности прогрева помещений, вплоть до возможности промерзания отдельных помещений, что также приводит к ускоренному разрушению строительных конструкций жилых многоквартирных домов.

По этим причинам целесообразно сохранение централизованного теплоснабжения. Разработанной схемой теплоснабжения намечены мероприятия по повышению надежности, экономичности и качества теплоснабжения, в том числе путём:

- повышения энергетической эффективности при выработке тепловой энергии (снижение удельных расходов топлива на выработку тепловой энергии при модернизации оборудования котельной);

- снижения технологических потерь тепловой энергии при её транспортировке (переход на энергоэффективные тепловые сети, оптимизированные по расчётным диаметрам);

- обеспечения доставки потребителям расчётного количества тепловой энергии (путём установки дроссельных устройств и балансировочных клапанов на границе балансовой принадлежности тепловых сетей с потребителями).

Разработка в схеме теплоснабжения мероприятий по повышению энергетической эффективности и по энергосбережению у самих потребителей тепловой энергии нормативными документами по разработке схем теплоснабжения не предусматривается. Такие мероприятия как утепление фасадов здания, установка энергоэффективных окон, постоянная регулировка теплоносителя с установкой на радиаторах термостатических регулирующих устройств, установка индивидуальных тепловых пунктов и т.п., должны проводиться за счёт средств управляющих компаний и собственников жилых домов. Такие мероприятия позволят снизить текущее потребление топлива на котельных до 40%. При расчёте нагрузок потребителей объектов с нагрузкой, превышающей 0,2 Гкал/ч (порог обязательности установка узла учёта тепловой энергии и теплоносителя), не выявлено.

Реализация целевых программ развития сельского поселения с. Прибельский (энергоэффективности и энергосбережения, комплексной программы развития инженерных сетей, и т.п.), инвестиционной и производственных программ единой теплоснабжающей организации позволит выполнить намеченные в схеме теплоснабжения мероприятия, что приведет к повышению надежности и качества теплоснабжения и позволит ограничить стремительный рост тарифа на тепловую энергию.

Разработанная схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации и корректировке один раз в пять лет.

10. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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.
2. СО 153-34.20.501-2003, РД 34.20.501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М., Энергосервис, 2003.
3. РД 153-34.0-20.507-98 Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей).
4. Свод правил СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.
5. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения. Утверждены приказом Минэнерго России и Минрегиона России от 29 декабря 2012 г №565/667.
6. Справочник проектировщика тепловых сетей под редакцией А. А. Николаева, М., 1965.
7. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок, Утверждены Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24 марта 2003 г. № 115.
8. СНиП 2.04.07-86* «Тепловые сети» - М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1987.
9. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» - М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1987.
10. СНиП 2.04.05-91* «Отопление, вентиляция и кондиционирование» М.: 1997
11. СНиП 23-01-99 Строительная климатология. М.: Госстрой России, 2000
12. Постановление Правительства Российской Федерации от 12 июля 2011 №562 «Об утверждении перечня объектов и технологий, имеющих высокую энергетическую эффективность, осуществление инвестиций в создание которых является основанием для предоставления инвестиционного налогового кредита.

Схема тепловых сетей от Блочной-модульной котельной КВМ-3600

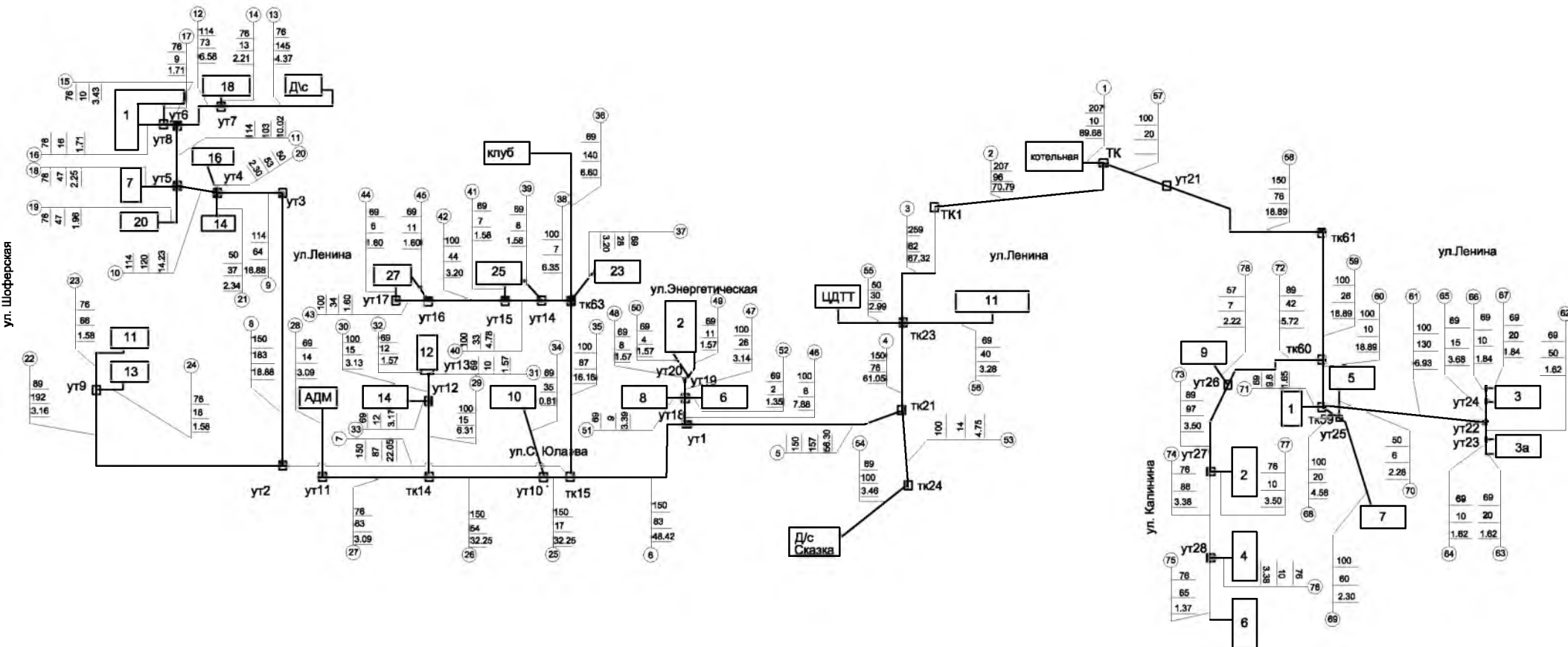


Схема тепловых сетей от котельной с. Прибельский

