

Приложение № 2  
к Постановлению  
администрации поселка  
Балакирево Александровского  
района от 08.02.2016 г. №19



**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ ПОСЕЛОК БАЛАКИРЕВО  
АЛЕКСАНДРОВСКОГО РАЙОНА ВЛАДИМИРСКОЙ ОБЛАСТИ  
(АКТУАЛИЗАЦИЯ ПО СОСТОЯНИЮ НА 2016 Г.)**

Балакирево, 2015

# СОДЕРЖАНИЕ

<b>ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....</b>	<b>4</b>
<b>ЧАСТЬ 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....</b>	<b>4</b>
<b>ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....</b>	<b>5</b>
<b>ЧАСТЬ 3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ И СООРУЖЕНИЯ НА НИХ.....</b>	<b>9</b>
<b>ЧАСТЬ 4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....</b>	<b>19</b>
<b>ЧАСТЬ 5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....</b>	<b>19</b>
<b>ЧАСТЬ 6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ.....</b>	<b>21</b>
<b>ЧАСТЬ 7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ.....</b>	<b>22</b>
<b>ЧАСТЬ 8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ.....</b>	<b>23</b>
<b>ЧАСТЬ 9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....</b>	<b>24</b>
<b>ЧАСТЬ 10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОТЕЛЬНОЙ.....</b>	<b>24</b>
<b>ЧАСТЬ 11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....</b>	<b>27</b>
<b>ЧАСТЬ 12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....</b>	<b>27</b>
<b>ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....</b>	<b>29</b>
<b>ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....</b>	<b>30</b>

<b>ГЛАВА 4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ КОТЕЛЬНОЙ.....</b>	<b>31</b>
<b>ГЛАВА 5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК.....</b>	<b>32</b>
<b>ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ КОТЕЛЬНОЙ.....</b>	<b>33</b>
<b>ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ.....</b>	<b>39</b>
<b>ГЛАВА 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....</b>	<b>42</b>
<b>ГЛАВА 9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....</b>	<b>43</b>
<b>ГЛАВА 10. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ.....</b>	<b>46</b>
<b>ГЛАВА 11. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ.....</b>	<b>54</b>
<b>СПИСОК НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.....</b>	<b>55</b>

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

## ЧАСТЬ 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

### *А) Зоны действия производственных котельных*

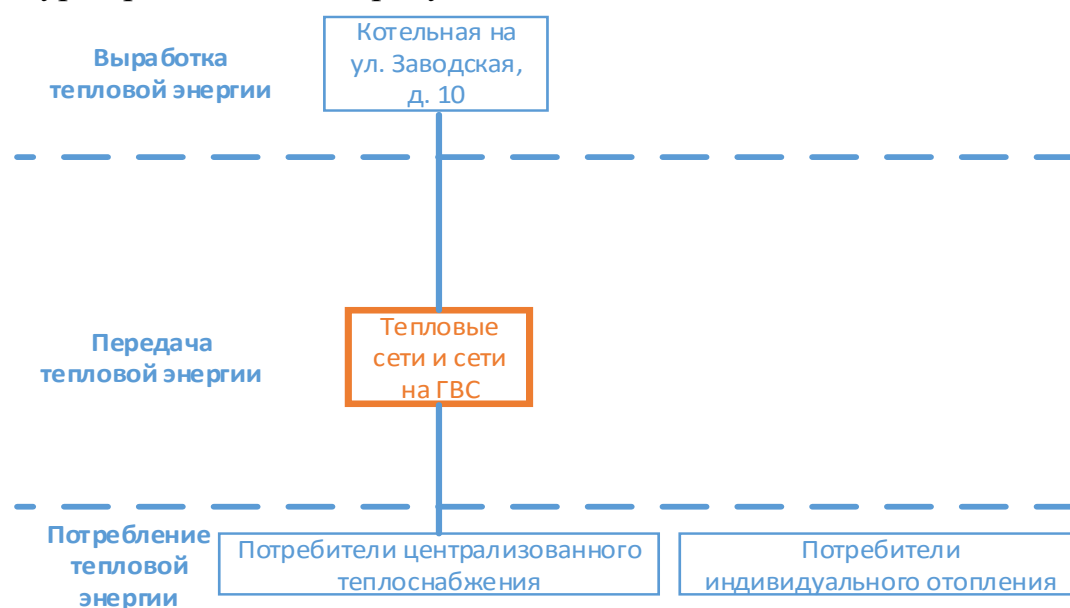
Централизованное теплоснабжение п. Балакирево осуществляется от одной котельной, находящейся на ул. Заводская д.10, эксплуатацию которой осуществляет ООО «Балакиревские тепловые сети». Подключенными потребителями являются 9-, 5-этажные, 1-4 этажные здания.

Функциональная структура систем централизованного теплоснабжения поселка представляет производство тепловой энергии и ее транспортировку до потребителей, что осуществляется регулируемой организацией ООО «Балакиревские тепловые сети», а также дальнейшее потребление тепловой энергии потребителями.

### *Б) Зоны действия индивидуального теплоснабжения*

Индивидуальное теплоснабжение в поселке осуществляется для индивидуального жилого сектора в виде печного и газового отопления. В перспективе для отопления и ГВС новой застройки предлагается также установка индивидуальных теплогенераторов.

Структура представлена на рисунке 1.1.1.



**Рисунок 1.1.1** – Функциональная структура системы теплоснабжения поселка Балакирево

## ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

### *А) Структура основного оборудования*

Основным оборудованием котельной являются два котла КВГМ 20/25, используемые потребителями, котел КВГ 3,48-95 используемый для теплоснабжения системы ГВС в неотапливаемый период, и два котла ДКВР 10/13, находящиеся в резерве и не планирующие запускаться. Котлы КВГМ 20/25 в котельной введены в эксплуатацию более 35 лет назад, в результате чего получили моральный и физический износ. Котел КВГ 3,48-95 введен в эксплуатацию в 2003 году, поэтому имеет незначительный износ. Подробные характеристики котельной приведены в таблице 1.2.1.

Котельная п. Балакирево работает на природном газе. Резервное топливо не предусмотрено. Транспорт тепловой энергии в котельной осуществляется теплоносителем «вода», пар не используется.

Отпуск тепловой энергии на отопление осуществляется по одноконтурной схеме, приготовление горячей воды для системы централизованного горячего водоснабжения осуществляется с помощью кожухотрубчатых водонагревателей.

### *Б) Параметры установленной тепловой мощности*

По паспортным данным установленная мощность водогрейных котлов КВГМ 20/25 составляет 38 Гкал/ч. Установленная мощность паровых котлов ДКВР 10/13 составляет 11,6 Гкал/ч, установленная мощность котла КВГ 3,48-95 составляет 3,48 Гкал/ч.

### *В) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой мощности*

Из-за износа оборудования, который составляет 60 %, располагаемая тепловая мощность водогрейных котлов КВГМ 20/25 снизилась до 26,6 Гкал/ч. Паровые котлы имеют более значительный износ, что приводит к невозможности эксплуатировать оборудование, отсюда их располагаемая мощность приравнивается нулю. Фактический КПД водогрейных котлов КВГМ 20/25 составляет 88 %.

Диагностика котлов осуществлялась на основании заключения экспертизы промышленной безопасности №12/146-1 и №12/146-2 на техническое устройство, применяемое на опасном производственном объекте. Результатами завершенной экспертизы были: внутренний и наружный осмотр, гидравлическое испытание, техническое диагностирование, освидетельствование металлоконструкций. В результате чего водогрейный котел №1 допускается к работе до 2018 г., а котел №2 до 2016 г.

*Г) Объем потребления тепловой энергии и теплоносителя на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто*

Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 1.2.2.

*Д) Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, мероприятия по продлению ресурса*

Сроки ввода теплофикационного оборудования в эксплуатацию, а также год последнего освидетельствования сведены в таблице 1.2.1.

В 2013 г. в котельной был выполнен капитальный ремонт котла КВГМ 20/25 №2, но согласно заключению экспертизы промышленной безопасности 2015 г. на техническое устройство, применяемое на опасном производственном объекте, необходимо заменить топочные экраны котла КВГМ №2, так как его ресурс в связи с износом экранов истекает в 2016 году.

*Е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок*

Источник тепловой энергии котельной не является источником комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

*Ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии*

Регулирование отпуска тепловой энергии производится качественным методом. Проектом предусмотрена работа тепловой сети по температурному графику 95/70°C.

*З) Среднегодовая загрузка оборудования*

Среднегодовой объем выработки тепловой энергии оборудованием представлен в таблице 1.2.1. Загрузка котельной представлена с учетом тепловых потерь, собственных нужд источника, нагрузки на отопление и ГВС при расчетных температурах наружного воздуха.

*И) Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети*

На выходе из котельной учет расхода тепловой энергии не ведется. Ведется учет тепловой энергии на входе к потребителям. Общее число узлов учета составляет для многоквартирных домов – 14, для юридических лиц – 22.

В будущем планируется установка прибора учета тепловой энергии на выходном коллекторе в котельной.

*К) Статистика отказов и восстановлений оборудования*

За последние три года прекращений в подаче тепловой энергии более чем на 10 часов не происходило.

*Л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии*

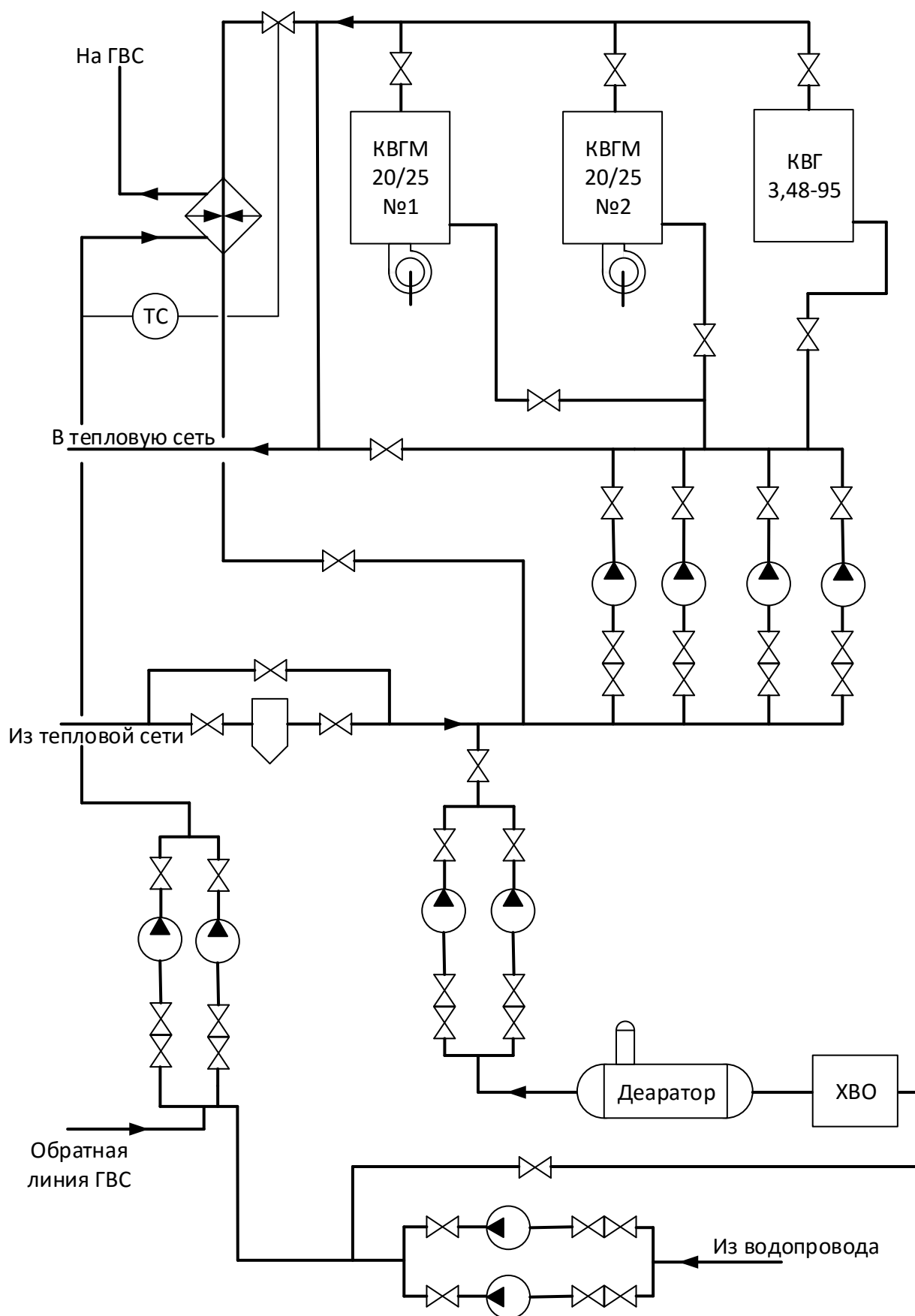
Согласно заключению №15/0350-02 экспертизы промышленной безопасности на техническое устройство, применяемое на опасном производственном объекте, на котле КВГМ №2 необходимо заменить топочный экран, так как используемый топочный экран изношен и подлежит использованию на период до 06.2016.

**Таблица 1.2.1** – Характеристика источников теплоснабжения п. Балакирево на 2015 год

Наименование источника ТС	Год ввода в эксплуатацию	Дата последнего освидетельствования	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Загрузка котельной, Гкал/ч	Наличие резервных мощностей, Гкал/ч	Среднегодовой объем выработки тепловой энергии, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, %	Среднегодовой расход электроэнергии, тыс. кВт*ч.	Процент износа основного оборудования
КВГМ-20/25	1980	28.09.15	38	26,6	19,6	6,96	63861	1,4 %	2203	52
ДКВР-10/13	1979	-	11,6	-	-	-	-	-		62
КВГ 3.48-95	2003	11.05.15	3,48	3	1,505	1,5	12641	-		15

**Таблица 1.2.2** – Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал

Года							
2013		2014		2015		2016	
План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт
1543,1	1436	920,0	1281	917,41	-	920	-



**Рисунок 1.2.1 – Тепловая схема котельной**  
**ЧАСТЬ 3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ И СООРУЖЕНИЯ НА НИХ**



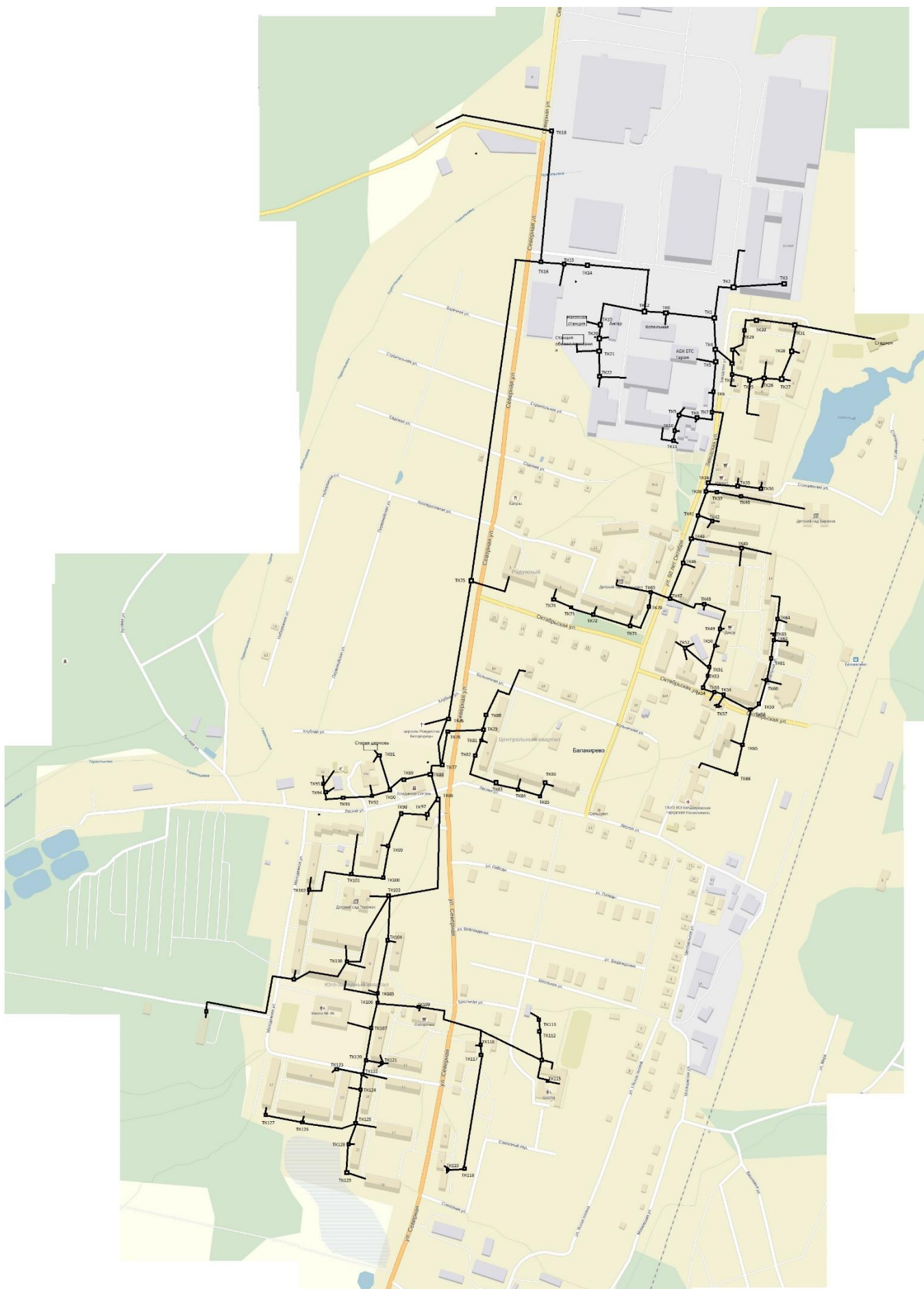
#### *А) Описание структуры тепловых сетей*

Тепловая сеть четырехтрубная. Приготовление горячей воды и регулировка параметров теплоносителя на отопление осуществляется в котельной, центральных тепловых пунктов не предусмотрено. Котельная п. Балакирево, находится на ул. Заводская д. 10. Самыми ближайшими потребителями тепловой энергии от котельной являются жилые дома, находящиеся на ул. Заводская, ул. Станционная, ул. 60 лет Октября, также общество «Животновод», тир, Заводоуправление. Самыми удаленными являются дома на ул. Молодежная, ул. Северная, ул. Московская, Теплица, Школа.

Тепловые сети эксплуатируются ООО «Балакиревские тепловые сети».

#### *Б) Зоны действия источника тепловой энергии*

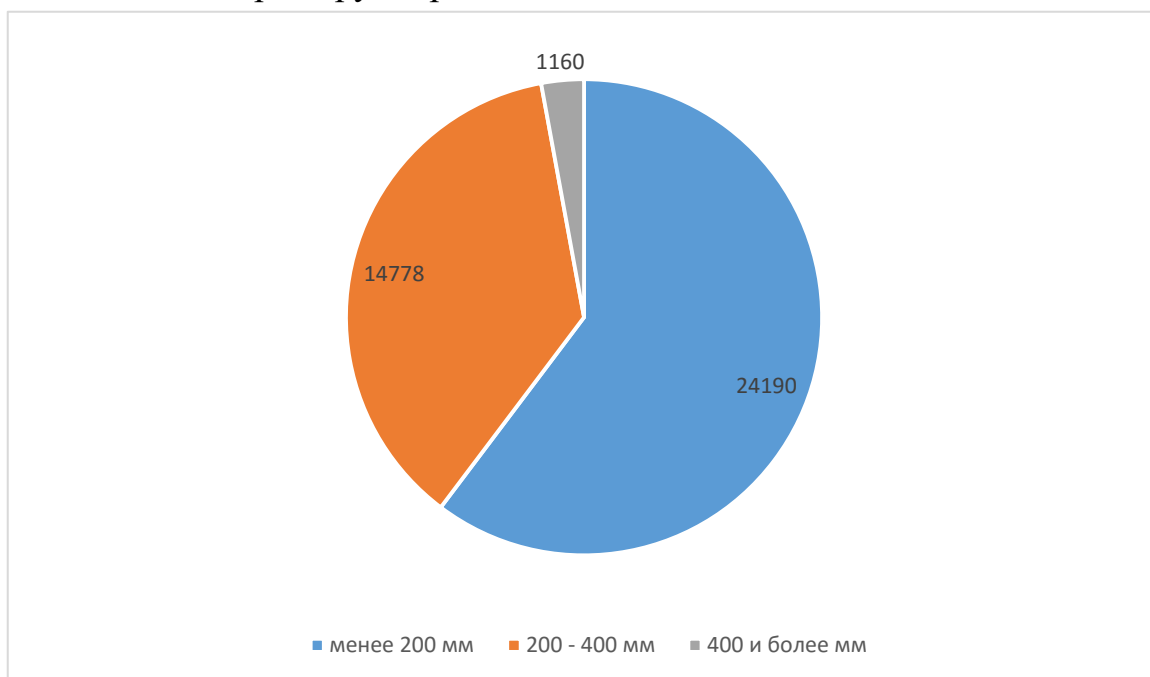
Зоны действия источника теплоснабжения графически изображены на рисунке 1.3.1



**Рисунок 1.3.1 – Генеральный план поселка с расположением трубопроводов**

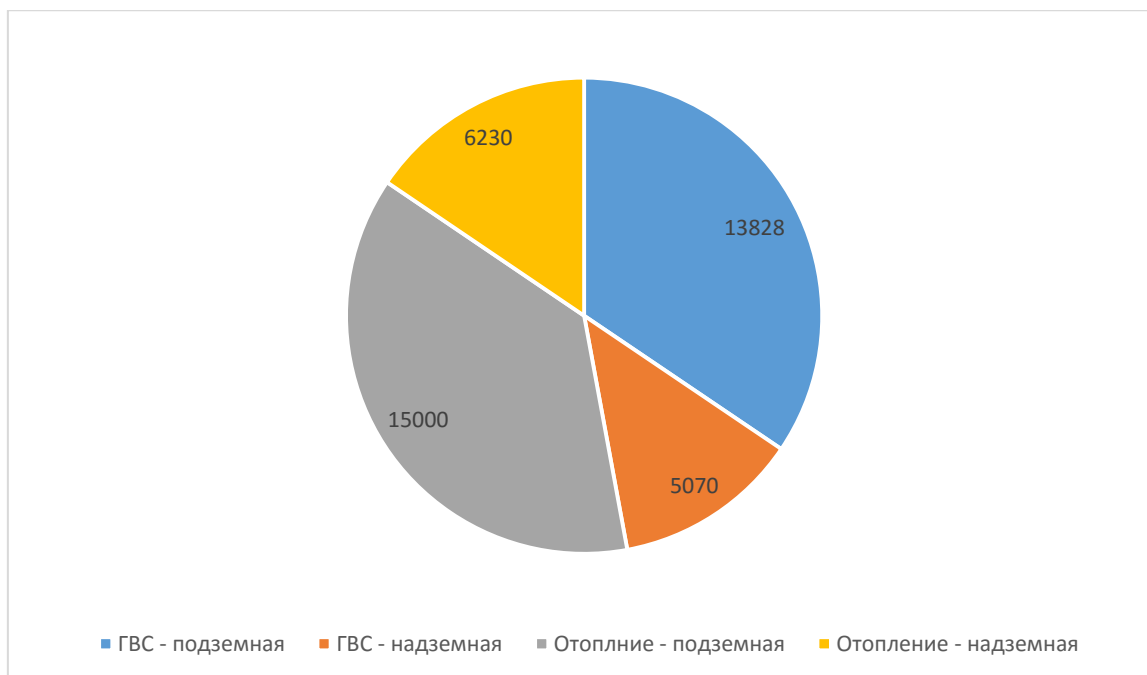
### *В) Параметры тепловых сетей*

Общая протяженность тепловых сетей и сетей ГВС поселка Балакирево составляет 40,1 км в однострубно́м исполнении. На рисунке 1.3.2 представлены соотношения диаметров трубопроводов с их длиной.



**Рисунок 1.3.2** – Распределение протяженности тепловых сетей п. Балакирево по условным диаметрам на начало 2015 г.

Трубопроводы тепловых сетей подземной и надземной прокладки. Соотношение трубопроводов надземной и подземной прокладки от длины тепловых сетей представлено на рисунке 1.3.3.



**Рисунок 1.3.3 – Соотношение характера прокладки тепловых сетей и их протяженности**

Тепловые сети надземной прокладки имеют стандартную изоляцию (маты из минеральной ваты толщиной 50-100 мм с покровным слоем из теплогидроизоляционной пленки), которую планируется заменить на скорлупы из полиуретана с покровным слоем из синтетических рулонных материалов, обладающих более низким коэффициентом теплопроводности.

Тепловые сети подземной прокладки также имеют стандартную изоляцию. Изоляция подземных теплопроводов изношена, что подтверждается термограммами, представленными на рисунках 1.3.5, 1.3.7, 1.3.8.

Теплоснабжение осуществляется по закрытой схеме. Циркуляция теплоносителя в системах теплоснабжения поддерживается сетевыми насосами котельной.

13,5 км тепловых сетей находится в ветхом состоянии и требует замены.

#### *Г) Описание типов секционирующей и регулирующей арматуры*

Секционирующая запорная арматура (задвижки с ручным приводом) для прекращения подачи тепловой энергии отдельным потребителям или группе потребителей установлена в тепловых камерах.

#### *Д) Описание тепловых камер и павильонов*

В п. Балакирево тепловые павильоны не предусмотрены. В поселке тепловые камеры применяются двух типов – железобетонные, покрытые бетонным блоком со смотровым отверстием из металлических листов, и тепловые камеры, покрытые металлическими листами.

#### *Е) Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети*

Теплоноситель в системе теплопотребления на нужды отопления – горячая вода с параметрами 95/70 °С, для нужд горячего водоснабжения температура воды обеспечивается на уровне 65 °С. Регулирование отпуска тепловой энергии на отопление производится качественным методом. Паровые нагрузки в поселке отсутствуют. Расход теплоносителя на потребителей регулируется шайбами с расчетным диаметром отверстия, установленными в разъемах фланцевых соединений запорных органов подающего трубопровода потребителей.

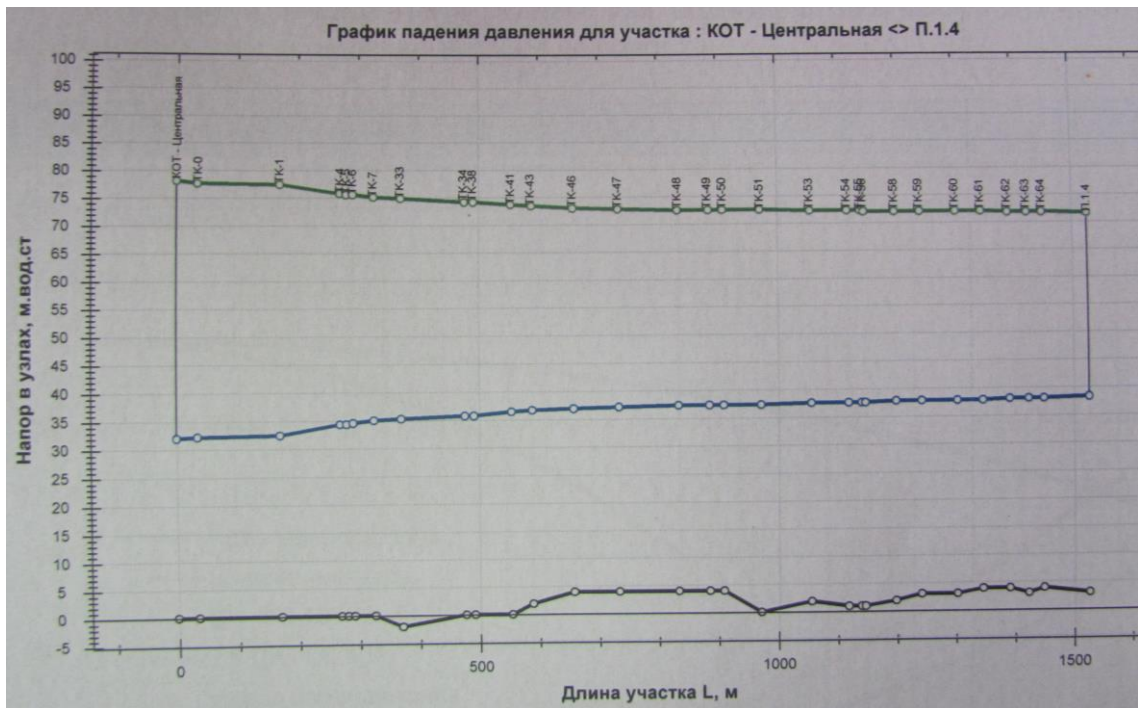
#### *Ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети*

Фактические температурные режимы совпадают с температурным графиком 95/70 °С.

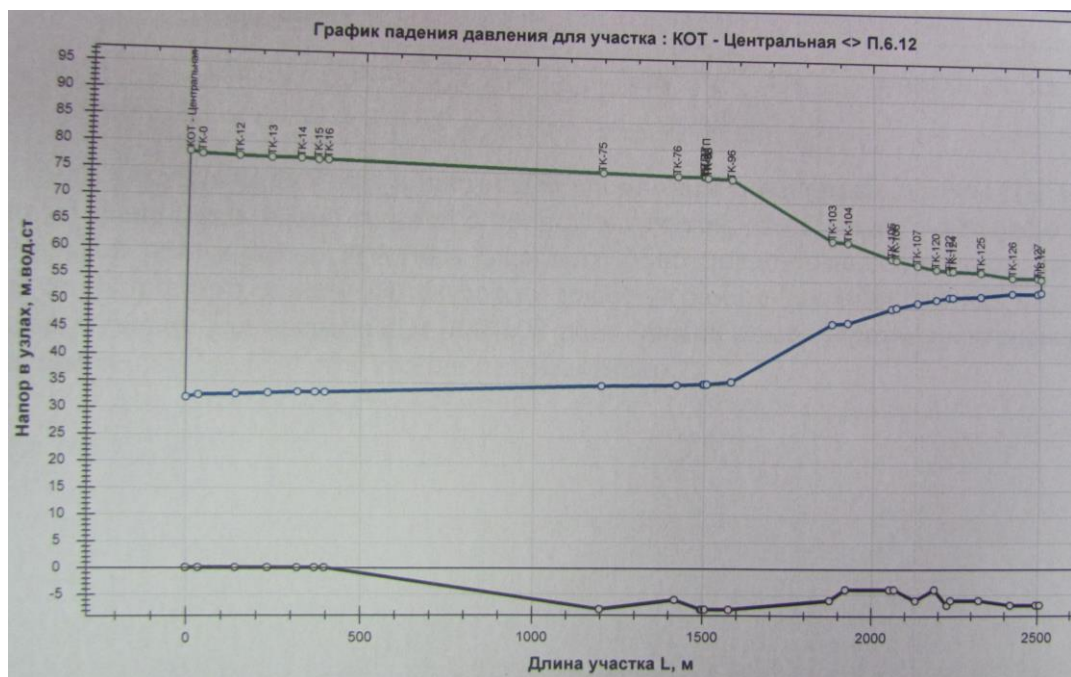
#### *З) Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики*

Давление воды прямого трубопровода составляет 6,2 кгс/см<sup>2</sup>, давление воды обратного трубопровода 3,8 кгс/см<sup>2</sup>. Общие потери давления составляют 2,4 кгс/см<sup>2</sup>.

Из котельной тепловая сеть расходится на две ветви, пьезометрические графики их магистральных направлений представлены на рисунках 1.3.3-1.3.4. По рисунку 1.3.4 видно, что вторая ветвь имеет значительные потери давления на участках тепловой сети от ТК96 до ТК103 и от ТК104 до ТК105. Потери давления связаны с несоответствием диаметра трубопровода на этих участках расчетным.



**Рисунок 1.3.3 – График падения давления первой ветви**



**Рисунок 1.3.4 – График падения давления второй ветви**

#### *И) Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей*

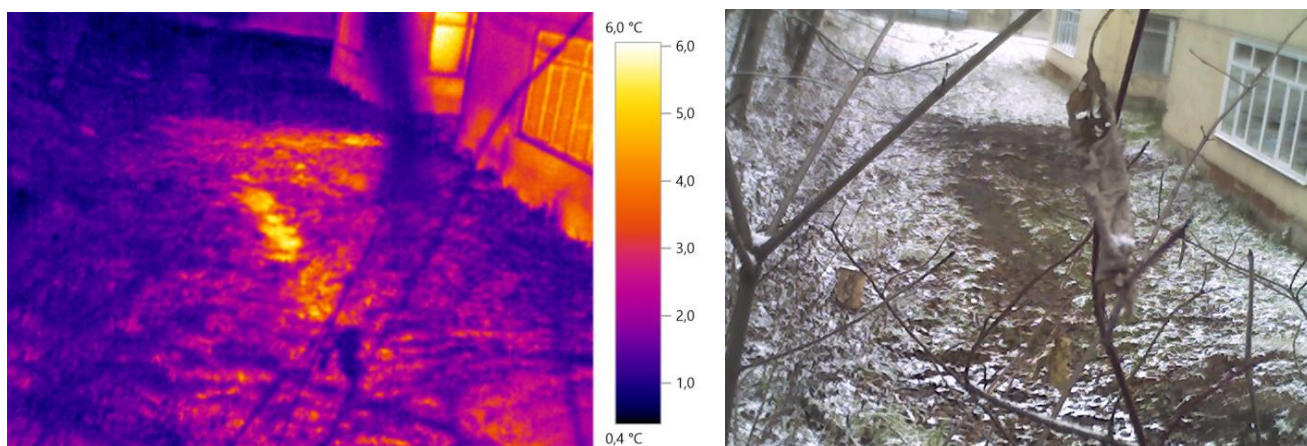
За последние три года прекращений в подаче тепловой энергии более чем на 10 часов не произошло.



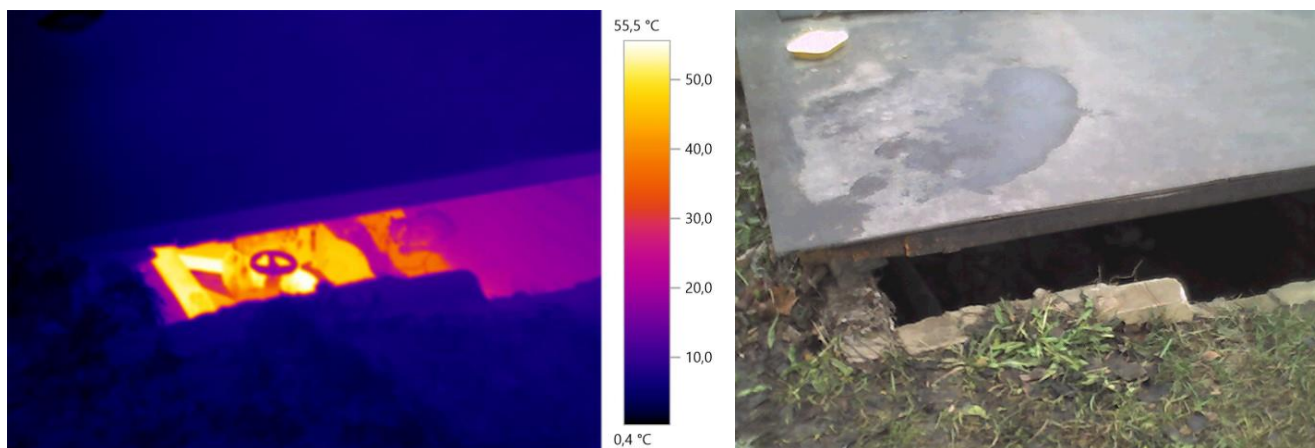
### *К) Диагностика состояния тепловых сетей*

Диагностика и наладка тепловых сетей осуществлялась согласно договору №ПЭ-БТС 01/09 от 2 ноября 2009 г. с ООО НТЦ «Промышленная Энергетика». В результате чего были выявлены проблемные участки тепловой сети, выполнены гидравлические расчеты.

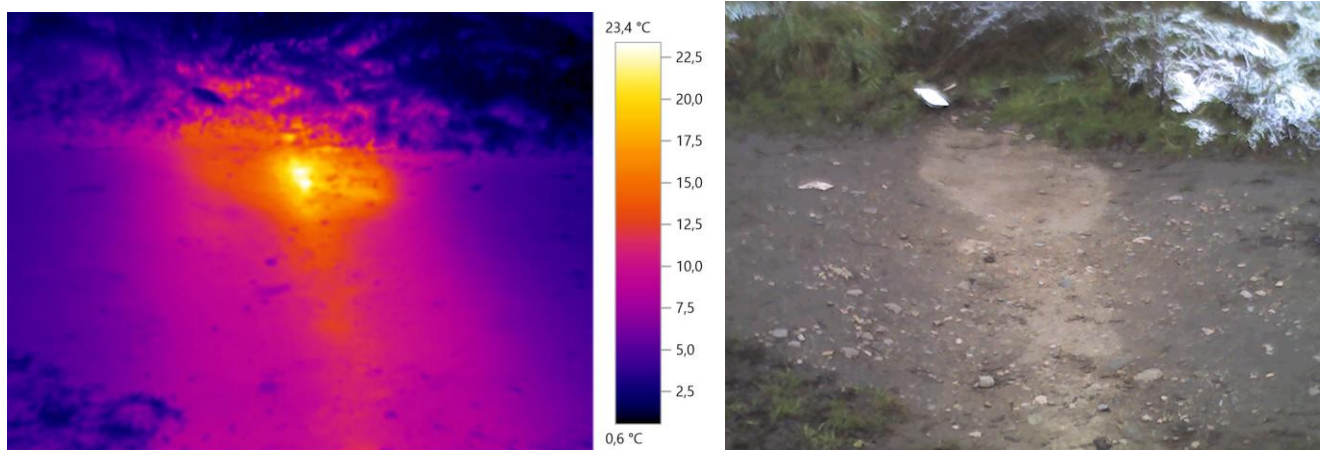
При теплографическом обследовании тепловых сетей были выявлены зоны тепловой сети, со сверхнормативными тепловыми потерями. Результаты инструментального обследования представлены на рисунках 1.3.5 – 1.3.8. Потери тепловой энергии тепловой сетью связаны с отсутствием изоляции трубопроводов.



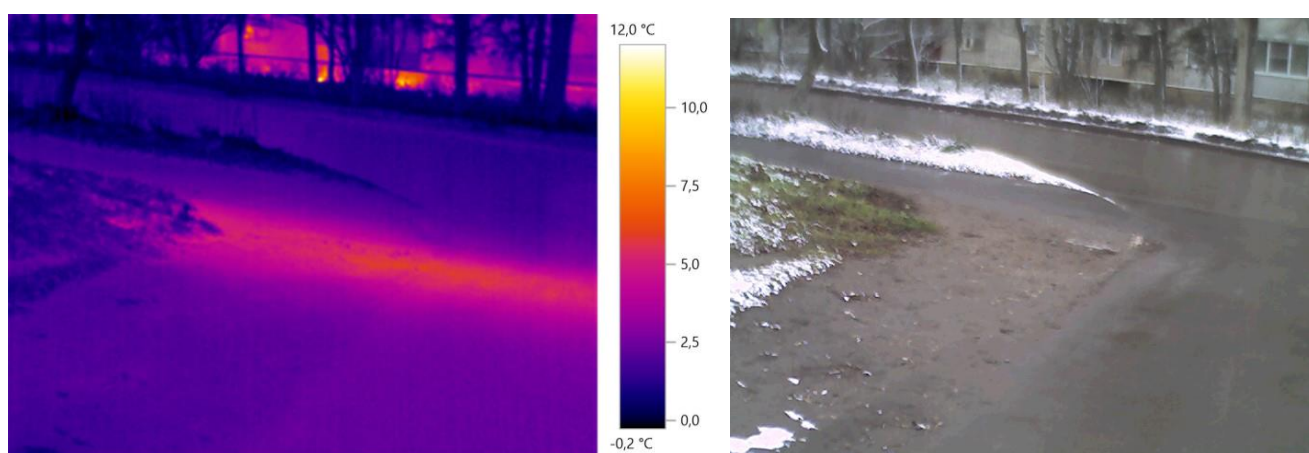
**Рисунок 1.3.5 – Потеря тепловой энергии тепловой сетью около Д/С «Солнышко»**



**Рисунок 1.3.6 – Отсутствие изоляции на трубах в ТК №69**

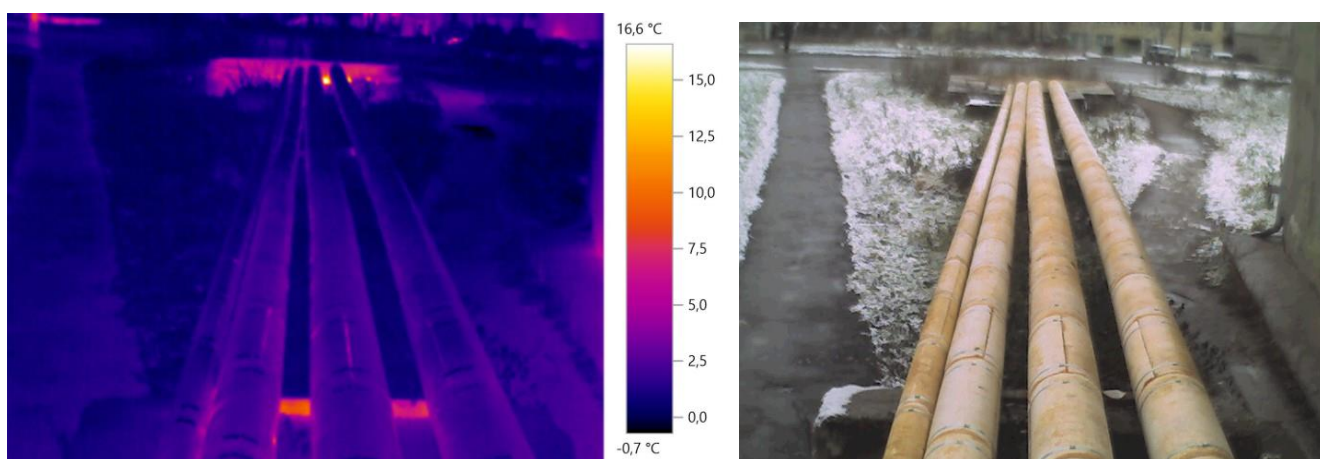


**Рисунок 1.3.7 – Потери тепловой энергии тепловой сетью через землю около администрации поселка**



**Рисунок 1.3.8 – Потери тепловой энергии подземными трубопроводами тепловой сети**

На рисунке 1.3.9 изображена часть трубопровода с обновленной тепловой изоляцией, ремонт которой осуществлялся ООО «БТС». Тепловые потери на этом участке не превышают нормативные.



**Рисунок 1.3.9 – Обновленная изоляция из ППУ части трубопровода**



*Л) Периодичность ремонтов*

Сведения по ремонту котельной и тепловых сетей сведены в таблицы 1.3.1-1.3.3.

**Таблица 1.3.1 – Выполненный капитальный ремонт в 2012 г.**

Наименование работ	Сумма с НДС (тыс.руб.)
Ремонт тепловой сети на ул. Заводская	436
Ремонт тепловой камеры на ул. Заводская	50,8
Ремонт тепловой камеры на ул. Совхозная	50,8
Ремонт изоляции на ул. 60 лет Октября	384,4
Всего	922

**Таблица 1.3.2 – Выполненный капитальный ремонт в 2013 г.**

Наименование работ	Сумма с НДС (тыс.руб.)
Ремонт тепловых сетей на отопление, кв. Юго-Западный	1528,282
Ремонт тепловых сетей на отопление на ул. 60 лет Октября	388,759
Ремонт трубопроводов ГВС, кв. Юго-Западный	2585,818
Ремонт трубопроводов ГВС на ул. 60 лет Октября	150,401
Ремонт трубопроводов ГВС на ул. Вокзальной	389,112
Ремонт котла КВГМ-20-150 №2	1447,820
Устранение крена дымовой трубы	250,0
Ремонт кирпичной дымовой трубы	2491,802
Всего	9232,001

**Таблица 1.3.3 – Выполненный капитальный ремонт в 2014 г.**

Наименование работ	Сумма с НДС (тыс.руб.)
Ремонт тепловых сетей на отопление, кв. Юго-Западный	1149,46
Ремонт тепловых сетей на отопление на ул. 60 лет Октября	387,194
Устранение крены дымовой трубы	600,0
Ремонт трубопроводов ГВС, кв. Юго-Западный	1069,045
Ремонт трубопроводов ГВС на ул. 60 лет Октября	81,451
Всего	3354,626

*М) Нормативы тепловых потерь и потерь теплоносителя*

Потери тепловой энергии и теплоносителя определялись в соответствии с методикой, изложенной в «Порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя», утвержденной приказом № 325 от 30 декабря 2008 г. Минэнерго России, с применением программного комплекса [РаТеН-325]. Результаты расчетов представлены в таблице 1.3.4.

**Таблица 1.3.4 – Потери тепловой энергии и теплоносителя**

	2014		2015	2016
Тепловая энергия, Гкал/год	План	Факт	14833,6	14833,6
	14833,6	14739,9		
Теплоноситель, м <sup>3</sup> /год	23340		23340	23340

*Н) Предписания надзорных органов по запрещению эксплуатации тепловых сетей*

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации тепловых сетей не выдавались

*О) Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям*

Теплопотребляющие установки подключены к тепловым сетям по зависимой схеме подключения.

*П) Анализ работы диспетчерских служб и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи*

На котельной ООО «БТС» используются средства связи для соединения начальника котельной с организацией, осуществляющей управление котельной, и с абонентами. Средства телемеханизации на котельной не используются, также не предусмотрена аварийно-диспетчерская служба.

*Р) Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления*

Тепловые сети не оборудованы системой защиты от превышения давления. Для контроля давления используется манометр, установленный в котельной.

*Х) Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию*

При разработке схемы теплоснабжения бесхозных сетей не обнаружено.

## ЧАСТЬ 4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Централизованная система теплоснабжения п. Балакирево состоит из одного источника теплоты, охватывающей весь поселок. Описание зон действия котельной находится в части 3 главы 1.

## ЧАСТЬ 5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

### *А) Значение потребления тепловой энергии*

Общая договорная тепловая нагрузка потребителей п. Балакирево (при среднечасовой нагрузке ГВС и расчетной температуре наружного воздуха  $-28^{\circ}\text{C}$ ), составляет 19,21 Гкал/ч. Расчет отпуска тепловой энергии потребителям выполнен для средней температуры отопительного периода ( $-3,5^{\circ}\text{C}$ ).

Годовой объем потребления тепловой энергии составляет 55,0 тыс. Гкал, в том числе потребление на отопление – 42,36 тыс. Гкал (таблица 1.5.1).

**Таблица 1.5.1** – Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии

Потребление тепловой энергии при расчетной температуре наружного воздуха ( $-28^{\circ}\text{C}$ ), Гкал/ч				Отпуск тепловой энергии потребителям, Гкал/год			
Отопление	ГВС	Пар	Всего	Отопление	ГВС	Пар	Всего
17,7	1,51	0	19,21	42364	12640	0	55004

### *Б) Отопление многоквартирных домов с применением индивидуальных источников тепловой энергии*

В поселке Балакирево действует одна котельная на весь поселок, индивидуальные теплогенераторы применяются в индивидуальном жилом секторе. Все многоквартирные дома подключены к централизованной системе теплоснабжения.

### *Д) Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение*

Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению установлены в п. Балакирево Решением Совета народных депутатов городского поселения поселка Балакирево Александровского района от 3.06.2010 г. №34 (таблица 1.5.2).

**Таблица 1.5.2** – Нормативы потребления коммунальных услуг населением на отопление

<b>№ п/п</b>	<b>Группа жилых домов по материалам стен</b>	<b>Норматив тепловой энергии на 1 м<sup>2</sup> площади жилья в мес./Гкал (на 12 месяцев)</b>
1	Многэтажные дома или жилые постройки до 1999 года	0,018
2	Многэтажные или жилые постройки после 1999 года	0,018

Норматив отопления установлен в расчете на 1 месяц исходя из равномерной оплаты коммунальной услуги в течение 12 месяцев в году.

Нормативы горячего водоснабжения установлены Решением Совета народных депутатов городского поселения поселка Балакирево Александровского района от 3.06.2010 г. №34 (таблица 1.5.3).

**Таблица 1.5.3** – Нормативы потребления коммунальных услуг населением на горячее водоснабжение

<b>Этажность многоквартирного или жилого дома</b>	<b>Норматив горячего водоснабжения, куб.м/чел. В месяц</b>	
	<b>Жилые дома квартирного типа с водопроводом, канализацией, централизованным ГВС и ваннами</b>	<b>Общежития с водопроводом, канализацией, централизованным ГВС</b>
1	3,866	2,575
2	3,925	
3	3,984	
5	4,102	2,733
9	4,399	2,891

## ЧАСТЬ 6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

### А) Балансы тепловой мощности

В рамках работ по «Схеме теплоснабжения МО п. Балакирево на 2016 г.» на основании договорных и фактических тепловых нагрузок потребителей и данных по установленным, располагаемым мощностям теплоисточников был составлен тепловой баланс котельной, представленный в таблице 1.6.1. Баланс тепловой мощности на период действия системы теплоснабжения без учета реализации инвестиционной программы сведен в таблицу 1.6.2.

**Таблица 1.6.1** – Тепловой баланс котельной п. Балакирево по состоянию на 2015 г.

Наименование котельной	Единица измерения	Установленная мощность	Располагаемая тепловая мощность	Затраты тепловой мощности на собственные нужды источника	Потери тепловой мощности в сетях	Подключенная нагрузка	Наличие резерва (+) / дефицита (-) мощности
Котельная ООО «БТС»	Гкал/ч	43,5	29,6	0,171	1,77	19,2	8,46
	%	100	68	3,9	4,1	4,1	19,5

**Таблица 1.6.2** – Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной поселка Балакирево, Гкал/ч

Наименование параметра	ФАКТ	ПЛАН					
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Установленная мощность	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	53,5
Располагаемая тепловая мощность	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	39,6
Тепловая нагрузка, в т.ч.	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2
- отопление	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72
- пар	-	-	-	-	-	-	-
- ГВС	1,505	1,505	1,505	1,505	1,505	1,505	1,505
Собственные нужды источника	0,153	0,171	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Потери в тепловых сетях,	1,755	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
Резерв/дефицит РТМ и ФТН	8,5	8,46	8,52	8,52	8,52	8,52	18,52

### *Б) Причины возникновения резервов тепловой мощности*

Анализ полученных данных показывает, что величина располагаемой тепловой мощности теплоисточников превышает присоединенные тепловые нагрузки потребителей, что позволяет сделать вывод о большом резерве (8,46 Гкал/ч). Проект котельной предусматривал теплоснабжение промышленного предприятия и перспективы развития поселка. В настоящее время потребление тепловой энергии промышленным предприятием, на территории которого расположена котельная существенно снижено, перспективное строительство в поселке не предусматривает организации централизованного теплоснабжения.

## ЧАСТЬ 7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ

Тепловая энергия от источников до потребителей передается в виде горячей воды.

В п. Балакирево применяется закрытая система теплоснабжения. В связи с этим водоподготовительные установки котельной должны восполнять технически неизбежные потери теплоносителя в водяных тепловых сетях и системах теплоснабжения.

Фактический баланс производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети в зоне действия источника теплоснабжения приведены в таблице 1.7.1.

**Таблица 1.7.1** – Фактический баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети в зоне действия источников теплоснабжения (фактические показатели)

Наименование котельной	Тип ХВО	Располагаемая производительность, т/ч	Среднечасовая подпитка тепловой сети в эксплуатационном режиме, т/ч	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения, т/ч	Резерв/Дефицит производительности ВПУ в эксплуатационном режиме, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч
Котельная № 1	две установки I ступени и две установки II ступени Накаатионирования	35	2,77	-	32,23	5

## ЧАСТЬ 8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

*А) Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии*

В п. Балакирево производство тепловой энергии для всего поселка происходит в одной котельной, в которой в качестве основного топлива используется природный газ.

Фактические и плановые показатели потребления топлива приведены в таблице 1.8.1. Согласно данным таблицы, котельная по факту потребила меньший объем газа, чем планировала на 8,1%, это связано с уменьшением фактического объема выработки тепловой энергии по сравнению с плановым. Фактический удельный расход топлива не отличается от планового значения.

*Б) Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями*

Согласно Графика перевода потребителей на резервные виды топлива при похолоданиях, ежегодно утверждаемых администрацией Владимирской области, переход котельной поселка Балакирево на резервный вид топлива не предусмотрен.

*В) Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки*

Доставка газа до котельной осуществляется обществом с ограниченной ответственностью «Газпром межрегионгаз Владимир».

Поставляемый газ полностью соответствует требованиям ГОСТ 5542-87.

*Г) Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.*

Поставка газа в период расчетных температур происходит без перерыва, так как переход на резервный вид топлива графиком перевода не предусмотрен.

**Таблица 1.8.1** – Фактические и плановые показатели потребления топлива на источниках теплоснабжения п. Балакирево в 2014 г.

Наименование котельной	Годовой расход газа на выработку тепловой энергии, тыс. м <sup>3</sup>		Годовой расход условного топлива, т у.т.		УРУТ на выработку тепловой энергии, кг. у.т./Гкал		Отклонение факта от плана, %
	факт	план	факт	план	факт	план	
Котельная на ул. Заводская	10145,4	11042,2	11749,8	12788,4	159,4	159,4	0

## ЧАСТЬ 9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

### *А) Описание показателей надежности и качества поставки тепловой энергии потребителям*

Показатели надежности поставки тепловой энергии потребителям рассчитаны в главе 9 настоящих обосновывающих материалов. В результате расчетов показатели надежности обнулились, ввиду отсутствия прекращений в подаче тепловой энергии. Из этого можно сделать вывод, что система теплоснабжения поселка Балакирево надежна.

### *Б) Анализ аварийных отключений потребителей*

Аварийные отключения потребителей не зафиксированы.

## ЧАСТЬ 10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОТЕЛЬНОЙ

Согласно постановлению Правительства РФ от 05.07.2013 г. «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования» регулируемой организацией подлежит раскрытию информация:

- а) о регулируемой организации (общая информация);
- б) о ценах (тарифах) на регулируемые товары (услуги);
- в) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемых видов деятельности);
- г) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемой организации;
- д) об инвестиционных программах регулируемой организации и отчетах об их реализации;
- е) о наличии (отсутствии) технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения, а также о



регистрации и ходе реализации заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;

ж) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров (оказание регулируемых услуг), и (или) об условиях договоров о подключении (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;

з) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением (технологическим присоединением) к системе теплоснабжения;

и) о способах приобретения, стоимости и объемах товаров, необходимых для производства регулируемых товаров и (или) оказания регулируемых услуг регулируемой организацией;

к) о предложении регулируемой организации об установлении цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.

В таблице 1.10.1 представлены фактические технико-экономические показатели котельной п. Балакирево за 2014 г.

**Таблица 1.10.1** – Технико-экономические показатели котельных п. Балакирево за 2014 г.

Наименование источника	Баланс тепловой энергии, Гкал				Расход топлива (природный газ), тыс. м <sup>3</sup>	Расход электроэнергии, тыс. кВт	Потери теплоносителя, м <sup>3</sup>
	Выработка	Собственные нужды котельной	Потери	Полезный отпуск потребителям			
Котельная	73712,7	1287	14739,9	57685,7	10145,4	2257,3	23340

## ЧАСТЬ 11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Производимой продукцией общества с ограниченной ответственностью «БТС» является тепловая энергия для отопления и горячего водоснабжения. Динамика утвержденных тарифов данной теплоснабжающей организации представлена в таблице 1.11.1.

**Таблица 1.11.1 – Динамика утвержденных тарифов**

Период действия тарифа	Тепловая энергия	ГВС
	руб/1 Гкал (с НДС)	руб/1 м <sup>3</sup> (с НДС)
С 1.01.2013 по 30.06.2013	1356,55	93,86
С 1.07.2013 по 31.12.2013	1661,90	113,67
С 1.07.2014 по 31.12.2014	1713,48	122,28
С 1.01.2015 по 30.06.2015	1713,48	122,28
С 1.07.2015 по 31.12.2015	1843,67	144,38

## ЧАСТЬ 12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

### *А) Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения*

По итогам проведенного анализа текущего состояния системы теплоснабжения п. Балакирево были выявлены следующие основные технические и технологические проблемы в системах теплоснабжения.

1. Оборудование котельной и тепловых сетей значительно изношено и морально устарело. В результате чего повышенные потери тепловой энергии и теплоносителя.

2. В котельной присутствует резерв мощности из-за большой установленной мощности.

3. Высокое потребление электроэнергии вентиляторами и дымососами из-за отсутствия возможности регулировать скорость вращения электродвигателя в соответствии с нагрузкой котла.

### *Б) Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения*

О надежности теплоснабжения поселка Балакирево можно судить по части 9 первой главы. Ввиду отсутствия аварийных прекращений подачи тепловой энергии потребителями следует, что надежность теплоснабжения высокая.

*В) Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения*

Источником теплоснабжения поселка является котельная, вырабатывающая тепловую энергию с помощью теплоты сгорания природного газа. Поставщик природного газа регулярно предоставляет паспорта на газ на основании которых определяется фактическая низшая теплота сгорания топлива.

Резервное топливо в котельной не предусмотрено, теплоснабжающая организация не включена в График перевода потребителей на резервные виды топлива при похолоданиях, утверждаемые администрацией Владимирской области.

В котельной установлены манометры на газовых трубопроводах.

Аварийных сбоев в газоснабжении не было.

*Г) Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения*

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, выдавались на котел КВГМ №2. Согласно выданным предписаниям, в котле необходимо заменить топочные экраны.

Топочные экраны водогрейных котлов – основные элементы, осуществляющие передачу тепловой энергии теплоносителю. Для качественного и экономичного нагрева воды в экранах, необходимо осуществлять периодические проверки на работоспособность экрана, прочищать экраны от различных отложений на поверхностях нагрева, а также заменять их в случае износа.

## ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Для оценки перспективных объемов был проанализирован сложившийся уровень потребления тепловой энергии в п. Балакирево (часть 5 главы 1 Обосновывающих материалов). Фактически сложившийся за 2014 год уровень потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения составляет 55 тыс. Гкал (таблица 1.9).

Основными факторами развития жилищного строительства в п. Балакирево на перспективу являются застройки индивидуального жилого сектора с целью повышения жилой площади на одного человека (22 м<sup>2</sup>/чел.).

Подключение строящегося жилого фонда к системе централизованного теплоснабжения предусмотрено на 2027 г., отопление ИЖС планируется осуществляться от индивидуальных теплогенераторов, поэтому перспективные приросты тепловой нагрузки будут осуществляться в 2027 г. в количестве 1,8 Гкал/ч при расчетных температурах наружного воздуха (-28 °С). Прогноз приростов строительных фондов представлен в таблице 2.1.

**Таблица 2.1 - Перспективные застройки**

Этажность	Исходный год, тыс. м2/%	Первая очередь (2015 год), тыс. м2/%	Расчетный срок (2027 год), тыс. м2/%
9 этажные	12,9 / 6,7	12,9 / 6,5	12,9 / 5,6
5 этажные	146,7 / 76,2	146,7 / 73,4	146,7 / 63,8
1-4 этажные многоквартирные	21,5 / 11,2	21,5 / 10,8	36,5 / 15,9
ИЖС	11,5 / 5,9	18,5 / 9,3	25,5 / 11,1
Коттеджная	- / -	-	9,0 / 3,6
Всего (округленно)	192,6 / 100	200,0 / 100	230,0

Так как на расчетный срок актуализации схемы теплоснабжения строительство нового жилищного фонда, подключаемого к системе ЦТС, осуществляться не будет, то показатели перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения не изменятся по сравнению с базовым периодом.

### **ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования поселок Балакирево не разрабатывалась в соответствии с п. 2 постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения». Численность населения п. Балакирево менее 100 тыс. жителей.

## ГЛАВА 4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ КОТЕЛЬНОЙ

В поселке Балакирево не предусмотрено строительство жилого фонда, подключаемого к централизованной системе теплоснабжения, а значит отсутствует перспективное потребление тепловой энергии, что позволяет сделать вывод о том, что перспективные балансы не изменятся по отношению к базовому периоду (таблица 4.1).

**Таблица 4.1** – Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной поселка Балакирево, Гкал/ч

Наименование параметра	ФАКТ	ПЛАН					
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Установленная мощность	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	53,5
Располагаемая тепловая мощность	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	39,6
Тепловая нагрузка, в т.ч.	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2
- отопление	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72
- пар	-	-	-	-	-	-	-
- ГВС	1,505	1,505	1,505	1,505	1,505	1,505	1,505
Собственные нужды источника	0,153	0,171	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Потери в тепловых сетях,	1,755	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
Резерв/дефицит РТМ и ФТН	8,5	8,46	8,52	8,52	8,52	8,52	18,52

## ГЛАВА 5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Производительность водоподготовительных установок не изменится в перспективе, в связи с отсутствием планов по застройке нового жилого фонда, подключаемого к СЦТ, а значит перспективные балансы ВПУ не изменятся по отношению к базовому периоду (таблица 5.1).

**Таблица 5.1** – Фактический баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети в зоне действия источников теплоснабжения (фактические показатели)

Наименование котельной	Тип ХВО	Располагаемая производительность, т/ч	Среднечасовая подпитка тепловой сети в эксплуатационном режиме, т/ч	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения, т/ч	Резерв/Дефицит производительности ВПУ в эксплуатационном режиме, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч
Котельная № 1	две установки I ступени и две установки II ступени На-катионирования	35	2,77	-	32,23	5



## ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ КОТЕЛЬНОЙ

*А) Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления*

Централизованное теплоснабжение в поселке Балакирево осуществляется от одной котельной, эксплуатируемой ООО «БТС». Источниками теплоснабжения являются два котла КВГМ 20/25, износ которых составляет 52 %, и котел КВГ 3,48. Также недостатком источника теплоснабжения является низкая присоединенная тепловая нагрузка по сравнению с располагаемой, в результате чего наблюдается резерв мощности.

Индивидуальное теплоснабжение предусмотрено от индивидуальных теплогенераторов, эксплуатацию которых осуществляют жители индивидуального сектора.

*Б) Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок*

Новые источники теплоснабжения, а также источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии строиться не планируются, так как отсутствует в планах застройка нового жилого фонда.

*В) Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок*

В реконструкции действующего источника тепловой энергии для перевода его в режим комбинированной выработки тепловой и электрической энергии нет необходимости по причине, описанной в пункте Б.

*Г) Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии*

Зона действия источника теплоснабжения не изменится к периоду актуализации схемы теплоснабжения, так как отсутствуют перспективные застройки, подключаемые к системе централизованного теплоснабжения.

*Д) Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями*

В поселке индивидуальное теплоснабжение жилого фонда присутствует у жилых домов ИЖС в виде теплогенераторов. Отказ от использования системы централизованного теплоснабжения для ИЖС связан с расположением потребителей на удаленном расстоянии от котельной, что могло бы увеличить тарифы на тепловую энергию и уменьшить эффективность теплоснабжения, а также с необходимостью в прокладке новых тепловых сетей, что экономически неоправданно (рисунок 6.1).



**Рисунок 6.1 – Зона действия котельной**

*Е) Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии)*

Радиус эффективного теплоснабжения рассчитывается по формуле 6.1.

$$R = \frac{140}{s^{0,4}} \cdot \varphi^{0,4} \cdot \frac{1}{B^{0,1}} \cdot \left(\frac{\Delta\tau}{\Pi}\right)^{0,15} \quad (6.1)$$

где  $R$  – радиус эффективного теплоснабжения, км;

$s$  – удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м<sup>2</sup>;

$\varphi$  – поправочный коэффициент, зависящий от постоянной части расходов на сооружение ТЭЦ;

$B$  – среднее число абонентов на 1 км<sup>2</sup>;

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

$\Pi$  – теплоплотность района, Гкал/ч\*км<sup>2</sup>;

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения ведется для определения целесообразности подключения новых потребителей к существующему источнику теплоснабжения, что связано с увеличением совокупных расходов в системе теплоснабжения при превышении радиуса.

*Ж) Мероприятия по энергосбережению*

Так как подключение новых потребителей к существующей системе теплоснабжения не предусмотрено на расчетный срок актуализации схемы теплоснабжения, то расчет эффективного радиуса теплоснабжения не проводился.

Так как для целей отопления в котельной используются два котла КВГМ 20/25, осуществляющие работу по очереди, то для надежности системы теплоснабжения рекомендуется использовать один водогрейный котел для выработки тепловой энергии на нужды отопления ГВС, так как его располагаемой мощности достаточно для покрытия фактических нагрузок, второй котел при этом будет находиться в резерве. В период температур, близких к расчетным (-28 °С), потребуется включение второго котла. В неотапительный период для выработки тепловой энергии на нужды ГВС использовать только котел КВГ 3,48-95.

Также рекомендуется установка нового котла марки КВГМ 10, используемого в переходный период, когда температура наружного воздуха близка к нулю градусов. В этот период тепловая нагрузка на отопление составляет 7,37 Гкал/ч, а на ГВС 1,5 Гкал/ч. В переходный период котел КВГМ 10 будет вырабатывать тепловую энергию на отопление и на ГВС, в этом случае его присоединенная тепловая нагрузка составит 8,87 Гкал/ч, что близко к номинальной мощности котла.

При установке нового котла КВГМ 10 существующие котлы КВГМ 20/25 останутся в эксплуатации, так как, согласно СП 89.13330.2012, при выходе из строя котла наибольшей мощности, оставшиеся в работе котла должны обеспечивать тепловую нагрузку для первой категории потребителей при температуре наиболее холодного месяца. Таким образом, при выходе из строя одного котла КВГМ 20/25 второй котел КВГМ 20/25 должен обеспечивать тепловую нагрузку на отопление и ГВС при температуре -28 °С. Нагрузка на отопление и ГВС в период расчетных температур составляет 19,2 Гкал/ч. Располагаемая мощность каждого котла КВГМ 20/25 составляет 13,3 Гкал/ч, а значит, что при выходе из строя одного из котлов КВГМ 20/25, второй котел не способен обеспечить тепловую нагрузку для первой категории потребителей. При установке нового котла КВГМ 10, располагаемая мощность увеличится на 10 Гкал/ч, что позволит обеспечить тепловую нагрузку для первой категории потребителей при расчетной температуре наружного воздуха.

Пуск паровых котлов ДКВР 10/13 в работу не предусмотрен, так как отсутствуют потребители пара, так же для пуска паровых котлов необходимы капитальные вложения на экспертизу промышленной безопасности котлов, на режимно-наладочные испытания котлов, на ремонт кирпичной дымовой трубы. Однако списание паровых котлов также не предусмотрено, так как их наличие не несет денежных затрат и затрат тепловой энергии на отопление помещений, где установлены паровые котлы, также на промплощадке в дальнейшем возможно появление потребителей пара, в этом случае котлы ДКВР 10/13 могут быть задействованы.

Также необходимо заменить топочный кран котла КВГМ-20-150 №2, согласно заключению №15/0350-02 Экспертизы промышленно безопасности на техническое устройство, применяемое на опасном производственном объекте.

Для уменьшения расхода электроэнергии вентиляторами и дымососами котлов предлагается установка ЧРП. В этом случае вентиляторы и дымососы будут потреблять электроэнергию в соответствии с загрузкой котла.

***Установка электроприводов с частотными регуляторами (ЧРП) на дымосос котла КВГМ №1 фирмы АВВ (ACS550-01-157A-4) и дутьевой вентилятор котла КВГМ №1 производства фирмы АВВ (ACS550-01-072A-4).***

***Установка электроприводов с частотными регуляторами (ЧРП) на дымосос котла КВГМ №2 фирмы АВВ (ACS550-01-125A-4) и дутьевой вентилятор котла КВГМ №2 производства фирмы АВВ (ACS550-01-125A-4).***

Актуальность данного мероприятия связана с тем, что тепловая нагрузка котлов в течение отопительного периода неравномерная, колеблется от 8,7% до 64,3% от установленной мощности.

Количество электроэнергии на привод тягодутьевых машин (кВт·ч) определяется по формуле 6.2.

$$\mathcal{E} = L \cdot \mathcal{E}_{\text{уд}} \cdot Z \cdot 10^{-3}, \quad (6.2)$$

где  $L$  – удельная производительность тягодутьевых установок, м<sup>3</sup>/Гкал. Рассчитывается по формуле (6.3);

$\mathcal{E}_{\text{уд}}$  – удельные затраты электроэнергии на привод тягодутьевых машин, кВт·ч/10<sup>3</sup>·м<sup>3</sup>.

$Z$  – продолжительность функционирования электродвигателя, ч.

$$L_{\Gamma} = B \cdot V_0 \cdot a_{\text{yx}} \cdot \frac{273 + t_{\text{yx}}}{273} \quad (6.3)$$

где  $B$  – средний расход топлива котлоагрегатом, м<sup>3</sup>/ч;

$V_0$  – удельный объем продуктов сгорания, нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (нм<sup>3</sup>/кг);

$a_{\text{yx}}$  – коэффициент избытка уходящих газов;

$t_{\text{yx}}$  – температура уходящих газов, °С, определялась на основании режимной карты котла.

Удельная производительность вентиляторов (м<sup>3</sup>/Гкал) определяется по формуле (6.4).

$$L_{\text{в}} = B V_{\text{ов}} a_{\text{т}} \frac{273 + t_{\text{хв}}}{273} \cdot \frac{101,3}{P_{\text{бар}}} \quad (6.4)$$

где  $B$  – затраты топлива, м<sup>3</sup>/ч;

$V_{\text{ов}}$  – теоретический удельный объем воздуха, необходимый для полного сгорания топлива, нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (нм<sup>3</sup>/кг);

$a_{\text{т}}$  – коэффициент избытка воздуха в топке;

$P_{\text{бар}}$  – барометрическое давление, КПа.  $P_{\text{бар}} = 99,5$  кПа (СНиП 23-01-99. Таблица 2);

$t_{\text{хв}}$  – температура холодного воздуха, °С.  $t_{\text{хв}} = 20^{\circ}\text{C}$ .

Расчет количества электроэнергии на привод тягодутьевых машин (дымосос ДС-15,5 и вентилятор ВДН-12,5 котла КВГМ-20/25 №1 выполняется по формулам (6.2), (6.3) и (6.4) в соответствии с данными режимных карт.

Расчет приводится по фактической нагрузке равной 40% для одного котла.

**Котел КВГМ-20/25 №1 и №2:**

- дымосос котла:

$$L_{\text{д100\%}} = 928,5 \cdot 11,19 \cdot 1,2 \cdot \frac{273 + 180}{273} = 20688,5 \text{ м}^3/\text{Гкал}$$

$$L_{д40\%} = 371,4 \cdot 11,19 \cdot 1,2 \cdot \frac{273 + 104}{273} = 6887 \text{ м}^3/\text{Гкал}$$

$$\mathcal{E}_{д100\%} = 20688,5 \cdot 0,74 \cdot 5112 \cdot 10^{-6} = 78,26 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{д40\%} = 6887 \cdot 0,74 \cdot 5112 \cdot 10^{-6} = 26,05 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_1 = \mathcal{E}_{д100\%} - \mathcal{E}_{д40\%} = 52,2 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$$

- вентилятор котла:

$$L_{в100\%} = 928,5 \cdot 9,98 \cdot 1,2 \cdot \frac{273 + 20}{273} \cdot \frac{101,3}{99,5} = 12150,2 \text{ м}^3/\text{Гкал}$$

$$L_{в40\%} = 371,4 \cdot 9,98 \cdot 1,2 \cdot \frac{273 + 20}{273} \cdot \frac{101,3}{99,5} = 4860,1 \text{ м}^3/\text{Гкал}$$

$$\mathcal{E}_{в100\%} = 12150,2 \cdot 1,23 \cdot 5112 \cdot 10^{-6} = 76,4 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{в40\%} = 4860,1 \cdot 1,23 \cdot 5112 \cdot 10^{-6} = 30,6 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_2 = \mathcal{E}_{в100\%} - \mathcal{E}_{в40\%} = 45,8 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$$

**Количество экономии электроэнергии от внедрения мероприятия:**

$$W = W_1 + W_2 = 98 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$$

Рекомендуется также реконструкция котлов с целью замены комбинированных горелок РГМГ-20 на газовые горелки фирмы Weushaupt WKG 80/3-A, тепловой производительностью 21740 кВт. В результате чего увеличится надежность работы котельного оборудования, а также КПД котлов изменится с 89,5% до 90 %.

Изменение КПД повлечет за собой изменение удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии. Удельный расход топлива до применения новых горелок составил 159,4 кг у.т./Гкал. При установке новых горелок он составил 158,9 кг у.т./Гкал.

По формуле 6.5 рассчитывается экономия топлива в условных единицах от применения газовых горелок фирмы Weushaupt.

$$\Delta G = \frac{\Delta \text{У.Т.} \cdot Q}{1000} \quad (6.5)$$

где  $\Delta \text{У.Т.}$  – изменение удельного расхода топлива, кг у.т./Гкал;

$Q$  – Производство тепловой энергии в год, Гкал.

$$\Delta G = \frac{(159,4 - 158,9) \cdot 70962,45}{1000} = 35,5 \text{ т у. т./год}$$

В натуральном выражении экономия составляет 30700 м<sup>3</sup>/год.

Установка прибора учета тепловой энергии, отпускаемой потребителям из котельной. В соответствии со статьей 13 Федерального закона от 23.11.2009 №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о

внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» производимые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета.

## **ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ**

*А) Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности*

Для теплоснабжения п. Балакирево используется одна котельная, а значит и зона действия источника тепловой энергии одна.

*Б) Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения*

Строительство новой жилой застройки на расчетный период актуализации схемы теплоснабжения не предусмотрено, а значит строительство новых тепловых сетей для покрытия перспективных нагрузок не планируется.

*В) Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения*

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения не предусмотрено, так как теплоснабжение осуществляется без сбоев.

*Г) Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса*

Общий износ тепловых сетей составляет 68%, длина ветхих сетей 13,5 км. Для нормативной надежности теплоснабжения и уменьшения тепловых потерь через изоляцию рекомендуется замена ветхих сетей, а также замена тепловой изоляции со стандартной на скорлупы из пенополиуретана с покровным слоем из синтетических рулонных материалов.

*Д) Строительство и реконструкция насосных станций*

Строительство насосных станций не предусмотрено, так как для транспортировки тепловой энергии в виде воды используются существующие насосы котельной.

### *Е) Мероприятия по энергосбережению*

Для повышения эффективности передачи тепловой энергии сетей предлагается:

- 1) Замена участков трубопровода от ТК104 до ТК105 на трубопроводы с большим диаметром.
- 2) Капитальный ремонт участков тепловых сетей, представленных в таблице 6.4.1 «Схемы теплоснабжения».

Применение изоляции в виде скорлуп из пенополиуретана на участках тепловых сетей надземной прокладки позволит сократить тепловые потери. Тепловые потери неизолированного участка тепловой сети рассчитывается по формуле 7.1. Для изолированного трубопровода используется формула 7.2. В качестве примера рассчитывается экономия от применения изоляции для участка с наружным диаметром 57 мм, и толщиной стенки 4 мм, в качестве изоляции применяются скорлупы из ППУ толщиной 40 мм.

$$Q = \frac{(T_1 - T_2) \cdot \pi}{\frac{1}{\alpha_1 d_1} + \frac{1}{2\lambda_{\text{тр}}} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\alpha_2 d_2}} \quad (7.1)$$

где  $Q$  – тепловые потери трубы, Вт/м;

$T_1$  – температура воды в трубе, °С;

$T_2$  – температура окружающей среды, °С;

$\alpha_1$  – коэффициент теплоотдачи воды к стенке трубы, Вт/(м<sup>2</sup>·°С);

$d_1$  – внутренний диаметр трубы, м;

$\lambda_{\text{тр}}$  – коэффициент теплопроводности трубы, Вт/(м·°С);

$d_2$  – наружный диаметр трубы, м;

$\alpha_2$  – коэффициент теплоотдачи от трубы к окружающей среде, Вт/(м<sup>2</sup>·°С).

$$Q = \frac{(T_1 - T_2) \cdot \pi}{\frac{1}{\alpha_1 d_1} + \frac{1}{2\lambda_{\text{тр}}} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{2\lambda_{\text{из}}} \cdot \ln \frac{d_{\text{из}}}{d_2} + \frac{1}{\alpha_2 d_{\text{из}}}} \quad (7.2)$$

где  $\lambda_{\text{из}}$  – коэффициент теплопроводности ППУ, Вт/(м·°С);



$d_{\text{из}}$  – наружный диаметр изоляции, м.

Для определения экономии определяется отношение двух вариантов тепловых потерь. Полученное отношение определяется формулой 7.3.

$$\frac{Q_{\text{не из.}}}{Q_{\text{из.}}} = \frac{10,31 \cdot \alpha_2 + 17,54 \cdot \alpha_1 + 9,4956 \cdot \alpha_1 \alpha_2}{2,04 \cdot \alpha_2 + 17,54 \cdot \alpha_1 + 0,00161 \cdot \alpha_1 \alpha_2} \quad (7.3)$$

Для определения коэффициента теплоотдачи от трубы воздуху определяется критерий Нуссельта по формуле 7.4.

$$Nu = 1,18 \cdot Ra^{\frac{1}{8}} \quad (7.4)$$

$$Nu = 1,18 \cdot 275,6^{\frac{1}{8}} = 2,38$$

Для определения коэффициента теплоотдачи используется формула (7.5).

$$Nu = \frac{\alpha \cdot D}{\lambda_{\text{в}}} \quad (7.5)$$

$$\alpha_2 = \frac{2,38 \cdot 0,022}{0,097} = 0,54 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$$

Для определения коэффициента теплоотдачи от воды к трубе используется формула 7.6 для определения критерия Нуссельта.

$$Nu = 0,21 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \quad (7.6)$$

$$Nu = 0,21 \cdot 300613^{0,8} \cdot 1,95^{0,43} = 6750$$

$$\alpha_1 = \frac{6750 \cdot 0,68}{0,049} = 93673 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$$

Тогда потери тепловой энергии сократятся:

$$\frac{Q_{\text{не из.}}}{Q_{\text{из.}}} = \frac{10,31 \cdot 0,54 + 17,54 \cdot 93673 + 9,4956 \cdot 93673 \cdot 0,54}{2,04 \cdot 0,54 + 17,54 \cdot 93673 + 0,00161 \cdot 93673 \cdot 0,54} = 1,292^*$$

\*сокращение потерь тепловой энергии на одном метре тепловой сети надземной прокладки при применении изоляции из ППУ.

При замене трубопроводов от ТК104 до ТК105 на трубы с большим диаметром сократятся гидравлические потери напора на этом участке на 1,5 м вод. ст.

## ГЛАВА 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

Согласно приложению к постановлению администрации поселка Балакирево от 20.09.13 №191, проектом не предусмотрено строительство нового жилого фонда, подключаемого к системе централизованного теплоснабжения, поэтому топливные балансы на расчетный период не изменятся по отношению к 2014 г. (таблица 8.1).

**Таблица 8.1** - Прогнозные значения выработки тепловой энергии и потребления топлива ООО «Балакиревские тепловые сети»

Наименование параметра	2014 г. (факт)	2015 г. (план)	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Выработка тепловой энергии, Гкал	73712,6 6	77882,9	70962,4 5	70962,4 5	70962,4 5	70962,4 5	70962,4 5
Удельный расход условного топлива на выработку, кг у.т./Гкал	159,4	159,4	159,4	159,4	158,9	158,9	158,5
Расход условного топлива на выработку, т у.т.	11890	12414	11311,4 1	11311,4 1	11275,9 3	11275,9 3	11247,5 5
Расход натурального топлива на выработку тепла (природный газ), тыс. м <sup>3</sup>	10266,4	10619,6	9784,96	9784,96	9754,26	9754,26	9729,72

## ГЛАВА 9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Показатели надежности рассчитываются в соответствии с постановлением Правительства №452 от 16.05.14. Плановые значения показателя надежности объекта теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях определяются формулой 9.1.

$$P_{\text{п сети от } t_n} = \frac{N_{\text{п сети от } t_{0-1}}}{L_{t_{0-1}}} \cdot \frac{L_{t_n} - \sum L_{\text{зам}} \cdot t_n}{L_t} \quad (9.1)$$

где  $N_{\text{п сети от } t_{0-1}}$  - фактическое количество прекращений подачи тепловой энергии, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях, за год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы;

$t_0$  - 1-й год реализации инвестиционной программы;

$t_n$  - соответствующий год реализации инвестиционной программы, на который устанавливаются показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения;

$L$  - суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров;

$\sum L_{\text{зам}} \cdot t_n$  - суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году реализации инвестиционной программы, километров;

$L_{t_n}$  - общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении в году, соответствующем году реализации инвестиционной программы, километров.

Плановое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии, определяется формулой 9.2.

$$P_{\text{п сети от } t_n} = \frac{N_{\text{п сети от } t_{0-1}}}{M_{t_{0-1}}} \cdot \frac{M_{t_n} - \sum M_{\text{зам}} \cdot t_n}{M_t} \quad (9.2)$$

где  $N_{\text{п сети от } t_{0-1}}$  - фактическое количество прекращений подачи тепловой энергии, причиной которых явились технологические нарушения на источниках тепловой

энергии, за год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы;

$t_0$  - первый год реализации инвестиционной программы;

$\sum M_{\text{зам}} \cdot t_n$  - суммарная мощность строящихся, реконструируемых и модернизируемых источников тепловой энергии, вводимых в эксплуатацию в году реализации инвестиционной программы;

$M$  - мощность источника тепловой энергии, Гкал/час;

$M_{t_n}$  - общая мощность источников тепловой энергии в году реализации инвестиционной программы;

$t_n$  - соответствующий год реализации инвестиционной программы, на который устанавливаются показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения;

Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу длины тепловой сети рассчитывается по формуле 9.3.

$$P_{\text{п сети от}} = \frac{N_{\text{п сети от}}}{L} \quad (9.3)$$

где  $N_{\text{п сети от}}$  - количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границах раздела балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях. В случае если в разных точках сети одновременно были зафиксированы несколько случаев прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя, они могут быть определены теплоснабжающей организацией как одно прекращение при условии, что такие точки находятся в одной системе теплоснабжения;

$L$  - суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км.

Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу тепловой мощности источника тепловой энергии теплоснабжающей организации, рассчитывается по формуле 9.4.

$$P_{\text{п сети от}} = \frac{N_{\text{п ист от}}}{M} \quad (9.4)$$

где  $N_{\text{п сети от}}$  - количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границах раздела балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях. В случае если в разных точках сети одновременно были зафиксированы

несколько случаев прекращения подачи тепловой энергии, теплоносителя, они могут быть определены теплоснабжающей организацией как одно прекращение при условии, что такие точки находятся в одной системе теплоснабжения;

М - Суммарная располагаемая мощность источников тепловой энергии, Гкал/час.

Плановые значения показателя надежности объекта теплоснабжения, зависящие от нарушений в подаче тепловой энергии на тепловой сети, рассчитываются по формуле 9.1:

$$P_{\text{п сети от } t_n} = \frac{0}{41,128} \cdot \frac{41,128 - 1,846}{41,128} = 0$$

Плановые значения показателя надежности объекта теплоснабжения, зависящие от нарушений в подаче тепловой энергии на источнике теплоснабжения, рассчитываются по формуле 9.2:

$$P_{\text{п сети от } t_n} = \frac{0}{43,48} \cdot \frac{43,48 - 0}{43,48} = 0$$

Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии в расчете на единицу длины, определяется формулой 9.3:

$$P_{\text{п сети от }} = \frac{0}{41,128} = 0$$

Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу тепловой мощности источника тепловой энергии теплоснабжающей организации, рассчитывается по формуле 9.4:

$$P_{\text{п сети от }} = \frac{0}{43,48} = 0$$

## ГЛАВА 10. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

### *А) Оценка финансовых потребностей*

Для строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии общая финансовая потребность в ценах 2015 года составляет 13864,2 тыс. руб. Результатами вложений денежных средств являются: установка ЧРП на дымососы и вентиляторы, замена топочных экранов на водогрейный котел КВГМ №2, а также установка нового котла КВГМ – 10.

Для реконструкции тепловых сетей требуются затраты денежных средств в размере 30349 тыс. руб. в ценах 2015 года, результатами вложений денежных средств является реконструкция участков тепловых сетей с целью уменьшения тепловых потерь и потерь теплоносителя.

Оценка инвестиций и анализ ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения разрабатываются в соответствии с пунктом «ж» пункта 4, пунктом 13 и пунктом 48 «Требований к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г.

Все стоимостные показатели рассчитаны на основании утвержденных смет, оценок экспертов, прейскурантов поставщиков оборудования и открытых источников информации с учетом уровня цен на 2015 г. Стоимость мероприятий учитывает проектно-изыскательские работы.

Реализация разработанных мероприятий направлена как на повышение качества и надежности теплоснабжения потребителей, так и на снижение расходов на тепловую энергию, что позволяет говорить о снижении эксплуатационных затрат за счет экономии топлива, энергии, трудовых ресурсов.

### *Б) Предложения по источникам инвестиций*

Источниками финансирования мероприятий являются внебюджетные источники и средства бюджета п. Балакирево.

Внебюджетными источниками являются средства организаций коммунального комплекса, получаемые от потребителей за счет установления тарифов (инвестиционной составляющей в тарифе). Условием привлечения данных внебюджетных источников является обеспечение доступности оплаты ресурсов потребителями с инвестиционной составляющей в тарифах.

Технико-экономические и финансово-экономические расчеты в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения выполнены с применением тарифно-балансовых моделей, которые связывают технические показатели работы элементов системы теплоснабжения (источников, системы транспорта теплоносителя) с экономическими показателями.

Общий срок выполнения работ по Схеме, начиная с базового 2015 года, составляет 12 лет. Расчет тарифных последствий выполнялся до 2020 г. Шаг расчета принимался равным одному календарному году.

Оценка капитальных затрат по каждому предлагаемому к реализации проекту приведена в разделе 5 и 6 Схемы теплоснабжения.

Базовым периодом для расчета тарифных последствий принят 2015 год. Структура производственных расходов принята в соответствии с утвержденной Департаментом цен и тарифов администрации Владимирской области на период с 01.07.2015 г.

Прогноз расходов на оплату труда и выплаты социального характера принимался с учетом индексов потребительских цен; на природный газ – с учетом индексов роста на топливо (природный газ); на электроэнергию - с учетом индексов роста цен на электроэнергию для всех потребителей, за исключением населения; на прочие расходы - с учетом индексов цен производителей промышленной продукции.

При расчете тарифных последствий учитывалась амортизация основных фондов, образованных в результате нового строительства модернизации и технического перевооружения основных производственных фондов включенных в состав проектов схемы теплоснабжения, принималась по линейному методу исходя из максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Собственные средства организаций коммунального комплекса, направленные на реализацию мероприятий по повышению качества товаров (услуг), улучшению экологической ситуации, представляют собой величину амортизационных отчислений, начисленных на основные средства, существующие и построенные (модернизированные) в рамках соответствующих мероприятий.

Средства, полученные организацией коммунального комплекса в результате применения инвестиционной составляющей в тарифе, имеют целевой характер и направляются на финансирование инвестиционной программы в части проведения работ по модернизации, строительству и восстановлению коммунальной инфраструктуры п. Балакирево, осуществляемых в целях повышения качества товаров (услуг), улучшения экологической ситуации, или на возврат ранее привлеченных средств, направленных на указанные мероприятия.

Расчет налога на имущество для вновь вводимого объекта выполнен в соответствии со ст. 380 НК РФ.

Принятые индексы-дефляторы должны уточняться при каждой последующей актуализации схемы.

Расчеты тарифных последствий для потребителей от реализации инвестиционных проектов схемы теплоснабжения на период до 2020 г. представлены в таблицах 10.2 – 10.4 для общества с ограниченной ответственностью «Балакиревские тепловые сети».



**Таблица 10.1** – Прогнозные индексы: потребительских цен и индексы дефляторы на продукцию производителей, принятых для расчетов долгосрочных ценовых последствий, %

Наименование показателя	Ед.изм.	Период					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Индекс потребительских цен (для определения расходов по оплате труда и социальным выплатам)	%	6,4	6,0	5,1	5,1	5,1	5,1
Индекс цен производителей промышленной продукции (для определения расходов по статьям условно-постоянных расходов, кроме оплаты труда, социальных выплат)	%	6,2	5,8	5,1	5,1	5,1	5,1
Рост цен на ТЭР							
Природный газ	%	2	3	3	3	3	3
Индексы роста цен на тепловую энергию	%	5,4	5,7	4,6	4,6	4,6	4,6
Индексы роста цен на электроэнергию	%	7,8	7,2	8	8	8	8
Индекс-дефлятор на капитальные вложения	%	7	5,8	5,5	5,5	5,5	5,5

**Таблица 10.2 – Расчет тарифных последствий для конечных потребителей ООО «БТС»**

№ п/п	Калькуляционные статьи затрат	Установлено с 01.07.2015	План				
			2016	2017	2018	2019	2020
	<b>Выработка тепловой энергии, Гкал</b>	<b>77882,91</b>	<b>75439,07</b>	<b>75439,07</b>	<b>75439,07</b>	<b>70962,45</b>	<b>70962,45</b>
	Покупка тепловой энергии, Гкал						
	Ресурсы, всего, Гкал	77882,91	75439,07	75439,07	75439,07	70962,45	70962,45
	Собственные нужды котельной, Гкал	917,41	888,64	888,64	888,64	920	920
	- в % к выработке	1,18%	0,01	0,01	0,01	1,30%	1,30%
	<b>Отпуск в сеть, Гкал</b>	<b>76965,5</b>	<b>74550,43</b>	<b>74550,43</b>	<b>74550,43</b>	<b>70042,45</b>	<b>70042,45</b>
	Потери тепловой энергии, Гкал	14833,6	14895,60	14895,60	14895,60	14833,6	14833,6
	- в % к отпуску в сеть	19,27%	0,20	0,20	0,20	21,18%	21,18%
	<b>Полезный отпуск, Гкал</b>	<b>62131,9</b>	<b>59654,83</b>	<b>59654,83</b>	<b>59654,83</b>	<b>55208,85</b>	<b>55208,85</b>
	в том числе:						
	на нужды предприятия, Гкал	74,61	204,10	204,10	204,10	204,1	204,1
	продажа на сторону, Гкал	61927,84	59450,73	59450,73	59450,73	55004,75	55004,75
	в том числе:						
	бюджетные потребители	4818,53	4625,79	4625,79	4625,79	4438,71	4438,71
	население	48017,99	46097,27	46097,27	46097,27	43520,78	43520,78
	прочие	9091,32	8727,67	8727,67	8727,67	7045,26	7045,26
<b>1.</b>	<b>Расходы на приобретение энергетических ресурсов, связанных с производством и реализацией, тыс. руб.</b>	<b>62938,04</b>	<b>63437,75</b>	<b>65837,87</b>	<b>68310,28</b>	<b>69982,52</b>	<b>72178,9</b>
<b>1.1.</b>	<b>Топливо, тыс. руб.</b>	<b>51245,01</b>	<b>51865,37</b>	<b>53421,33</b>	<b>55023,97</b>	<b>53693,4</b>	<b>55421,07</b>
	условное топливо, т у.т.	12414,54	12024,98	12024,98	12024,98	11275,93	11247,55
	удельный расход топлива на производство 1 Гкал, кг у.т.	159,4	159,40	159,40	159,40	158,9	158,5
	удельный расход топлива на отуск 1 Гкал, кг у.т.	161,3	161,30	161,30	161,30	161,1	160,7
<b>1.1.1.</b>	<b>Вид топлива</b>	<b>ГАЗ</b>	<b>ГАЗ</b>	<b>ГАЗ</b>	<b>ГАЗ</b>	<b>ГАЗ</b>	<b>ГАЗ</b>
	тыс. руб.	53352,72	51865,37	53421,33	55023,97	53693,4	55421,07
	цена за 1 тыс. куб. м, руб.	4990,13	5046,37	5197,76	5353,69	5504,61	5696,06
	тыс. куб. м	10691,65	10277,76	10277,76	10277,76	9754,26	9729,72
	коэффициент перевода в натуральное топливо	1,161	1,17	1,17	1,17	1,156	1,156
<b>1.2.</b>	<b>Электроэнергия, тыс. руб.</b>	<b>10470,46</b>	<b>9748,08</b>	<b>10449,94</b>	<b>11191,89</b>	<b>12202,26</b>	<b>12434,75</b>
	цена, руб. за 1 кВт/ч	3,53	3,40	3,64	3,90	4,66	4,95
	тыс. кВт/ч	2964,22	2871,21	2871,21	2871,21	2618,51	2512,07
	удельная норма расхода, кВт/ч на 1 Гкал	38,06	38,06	38,06	38,06	36,9	35,4
<b>1.3.</b>	<b>Холодная вода, тыс. руб.</b>	<b>1706,94</b>	<b>1824,30</b>	<b>1966,59</b>	<b>2094,42</b>	<b>4086,86</b>	<b>4323,08</b>

№ п/п	Калькуляционные статьи затрат	Установлено с 01.07.2015	План				
			2016	2017	2018	2019	2020
	цена, руб. за 1 куб.м	22,83	25,19	27,15	28,92	32,18	34,04
	тыс. куб.м	74,77	72,42	72,42	72,42	127	127
	удельная норма расхода, куб. м на 1 Гкал	0,96	0,96	0,96	0,96	1,7897	1,7897
<b>2.</b>	<b>Операционные расходы, тыс. руб.</b>	<b>21767,55</b>	<b>22600,75</b>	<b>23717,23</b>	<b>24654,06</b>	<b>26374,83</b>	<b>27356,19</b>
<b>2.1.</b>	<b>Сырье и материалы, тыс. руб.</b>	<b>332,97</b>	184,10	193,20	200,83	208,46	<b>216,09</b>
2.1.1.	Материалы для ХВО, тыс.руб.	332,97	184,10	193,20	200,83	208,46	216,09
	<b>Соль</b> цена, руб. за 1 т	1976,57	1787,52	1875,82	1949,92	2024,02	2098,12
	кол-во, т	128,46	61,80	61,80	61,80	61,8	61,8
	<b>Сульфуголь</b> цена, руб. за 1 т	62952,3	62893,22	66000,15	68607,15	71214,15	73821,15
	кол-во, т	0,82	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
2.1.2.	Прочие материалы, тыс. руб.	27,3	20,17	21,17	22,01	22,85	23,69
<b>2.2.</b>	<b>Ремонт основных средств, тыс. руб.</b>	<b>3472,44</b>	<b>4322,88</b>	<b>4536,43</b>	<b>4715,62</b>	<b>4965,01</b>	<b>5163,6</b>
2.2.1.	капитального характера	2817,07	2997,37	3145,44	3269,68	4738,82	4928,35
2.2.2.	текущего характера	655,37	1098,27	1152,53	1198,05	906,61	939,8
2.2.3.	замена узла учёта природного газа		227,24	238,46	247,88	257,3	266,72
<b>2.3.</b>	<b>Оплата труда всего, тыс. руб.</b>	<b>15316,03</b>	<b>16296,25</b>	<b>17101,29</b>	<b>17776,79</b>	<b>18452,29</b>	<b>19127,79</b>
	<i>Общая численность работающих, чел</i>	<i>69,08</i>	<i>69,08</i>	<i>69,08</i>	<i>69,08</i>	<i>69,08</i>	<i>69,08</i>
	<i>среднемесячная заработная плата, руб.</i>	<i>18476,2</i>	<i>19658,67</i>	<i>20629,81</i>	<i>21444,69</i>	<i>24485,38</i>	<i>25381,74</i>
2.3.1.	Оплата труда основных рабочих	9684,5	10304,31	10813,34	11240,47	13863,87	14371,4
	среднемесячная заработная плата, руб.	16271	17312,34	18167,57	18885,19	23292,8	24145,5
	численность, чел.	49,6	49,60	49,60	49,60	49,6	49,6
	срок работы котельной, мес.	12	12,00	12,00	12,00	12	12
2.3.2.	Оплата труда ремонтного персонала	0				0	0
	среднемесячная заработная плата, руб.	0				0	0
	численность, чел.	0				0	0
2.3.3.	Оплата труда цехового персонала	1260,28	1340,94	1407,18	1462,77	1955,08	2026,66
	среднемесячная заработная плата, руб.	16857,7	17936,60	18822,67	19566,17	26151,15	27109,78
	численность, чел.	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23
2.3.4.	Оплата труда АУП	4371,25	4651,01	4880,76	5073,56	5777,54	5989,05
	среднемесячная заработная плата, руб.	27492,11	29251,61	30696,63	31909,15	36336,7	37666,92
	численность, чел.	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25
<b>2.4.</b>	<b>Работы и услуги производственного характера, тыс. руб.</b>	<b>1425,65</b>	<b>1135,68</b>	<b>1191,78</b>	<b>1238,86</b>	<b>1285,94</b>	<b>1333,02</b>
	экспертиза нормативов, тыс. руб.		105,08	110,27	114,63	113,87	118,04
	энергетическое обследование, тыс.руб.						

№ п/п	Калькуляционные статьи затрат	Установлено с 01.07.2015	План				
			2016	2017	2018	2019	2020
	прочие цеховые расходы, тыс. руб.	1425,65	1030,60	1081,51	1124,23	1753,94	1818,15
<b>2.5.</b>	<b>Иные работы и услуги, тыс. руб.</b>	<b>641,0</b>	<b>348,33</b>	<b>365,54</b>	<b>379,98</b>	<b>823,94</b>	<b>854,11</b>
	услуги связи, тыс. руб.		57,28	60,11	62,49	64,87	67,25
	коммунальные услуги, тыс. руб.		50,14	52,62	54,70	466,21	483,29
	информационные услуги, тыс. руб.		240,91	252,81	262,80	272,79	282,78
<b>2.6.</b>	<b>Служебные командировки, тыс. руб.</b>	<b>37,6</b>	<b>32,62</b>	<b>34,24</b>	<b>35,59</b>	<b>45,31</b>	<b>46,97</b>
<b>2.7.</b>	<b>Обучение персонала, тыс. руб.</b>	<b>54,7</b>	<b>32,07</b>	<b>33,65</b>	<b>34,98</b>	<b>98,92</b>	<b>102,54</b>
<b>2.8.</b>	<b>Лизинговый платёж, арендная плата (непроизводственные объекты), тыс. руб.</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2.9.</b>	<b>Другие расходы, тыс.руб.</b>	<b>487,15</b>	<b>248,82</b>	<b>261,11</b>	<b>271,42</b>	<b>494,96</b>	<b>513,07</b>
	услуги банка, тыс. руб.	173,7	41,36	43,40	45,12	209,16	216,84
	прочие общехозяйственные расходы, тыс. руб.	210,4	176,18	184,89	192,19	252,26	261,52
	иные работы, тыс. руб.	103,0	31,28	32,82	34,12	35,42	36,72
<b>3.</b>	<b>Неподконтрольные расходы, тыс. руб.</b>	<b>8797,11</b>	<b>9639,39</b>	<b>9316,76</b>	<b>11350,38</b>	<b>18070,21</b>	<b>20574,5</b>
<b>3.1.</b>	<b>Оплата услуг регулируемых организаций, тыс. руб.</b>	<b>854,57</b>	<b>954,84</b>	<b>1029,32</b>	<b>1096,22</b>	<b>1623,47</b>	<b>1716,89</b>
	Стоимость стоков, тыс. руб.	854,57	954,84	1029,32	1096,22	1623,47	1716,89
	Объём стоков, тыс. куб. м.	22,74	22,02	22,02	22,02	30,73	30,73
	Цена стоков, руб. за 1 куб. м.	37,58	43,37	46,75	49,79	52,83	55,87
	Процент стоков от холодной воды, %	30,40%	0,30	0,30	0,30	24,2%	24,2%
<b>3.2.</b>	<b>Налоги и другие платежи всего, тыс. руб.</b>	<b>110,66</b>	<b>107,06</b>	<b>110,14</b>	<b>112,86</b>	<b>712,6</b>	<b>1130,3</b>
	в том числе:						
	налог на имущество, тыс. руб.	13,22	13,40	13,40	13,40	610,4	1025,4
	налог на землю, тыс. руб.						
	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, тыс. руб.	30,26	30,42	30,42	30,42	30,42	30,42
	транспортный налог, тыс. руб.	9,97	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87
	расходы на обязательное страхование, тыс. руб.	57,21	51,37	54,45	57,17	59,89	62,61
<b>3.3.</b>	<b>Налог на прибыль, тыс. руб.</b>	<b>245,5</b>	<b>250,55</b>	<b>703,28</b>	<b>2150,16</b>	<b>4422,2</b>	<b>5511,4</b>
<b>3.4.</b>	<b>Концессионная плата, тыс. руб.</b>						
<b>3.5.</b>	<b>Арендная плата, тыс. руб.</b>	<b>258,8</b>	<b>305,40</b>	<b>305,40</b>	<b>305,40</b>	<b>305,4</b>	<b>305,4</b>
<b>3.6.</b>	<b>Расходы по сомнительным долгам (2% от НВВ в части населения) - только для ЕТО, тыс. руб.</b>	<b>1442,79</b>	<b>1500,49</b>	<b>1500,49</b>	<b>1500,49</b>	<b>2327,71</b>	<b>2327,71</b>
<b>3.7.</b>	<b>Отчисления на социальные нужды с ФОТ работников, тыс. руб.</b>	<b>4625,44</b>	<b>4921,47</b>	<b>5164,59</b>	<b>5368,59</b>	<b>6522,13</b>	<b>6760,9</b>

№ п/п	Калькуляционные статьи затрат	Установлено с 01.07.2015	План				
			2016	2017	2018	2019	2020
	Величина отчислений, %	30,20%	30,20%	30,20%	30,20%	30,20%	30,20%
3.8.	Амортизация основных средств и нематериальных активов, тыс. руб.	176,52	159,00	159,00	472,11	1436,4	2101,6
3.9.	Выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним, тыс. руб.						
3.10.	Неучтенные ранее расходы всего, тыс. руб.	1082,83	1440,58	344,54	344,54	720,3	720,3
	в том числе по причине:						
3.10.1.	превышения фактической цены на топливо над плановой, тыс. руб.		689,08	344,54	344,54	344,54	344,54
3.10.2.	превышения фактической цены на электрическую энергию над плановой, тыс. руб.						
3.10.3.	несоответствия утверждённой ПП в сфере ГВС на 2014 год и структуры полезного отпуска тепловой энергии на 2014 год в части количества тепловой энергии для ГВС, тыс. руб.		751,50	375,75	375,75	375,75	375,75
4.	Итого текущие расходы, тыс. руб.	96094,78	95677,89	98871,86	104314,72	114427,56	120109,59
	в том числе на 1 Гкал, руб.	1546,63	1603,86	1657,40	1748,64	2072,6	2175,55
	топливная составляющая, %	55,5%	0,54	0,54	0,53	51,3%	50,6%
5.	Необоснованные расходы, выявленные на основании анализа представленных регулируемой организацией бухгалтерской и статистической отчётности, тыс. руб.						
6.	Прибыль, тыс. руб.	981,98	1002,19	2813,12	8600,66	17740,32	22099,16
	прибыль на поощрение, тыс. руб.	315,8	336,01	356,17	373,98	443,14	463,28
	прибыль на покрытие кассового разрыва, тыс. руб.	666,18	666,18	666,18	666,18	666,18	666,18
	Инвестиции			1790,77	7560,50	16631	20969,7
	нормативный уровень прибыли, %	1,00%				1,00%	1,00%
7.	Необходимая валовая выручка, тыс. руб.	97076,8	96680,08	101684,98	112915,38	132167,88	142208,75
9.	Тариф (без учёта НДС), руб.	1562,43	1620,66	1704,56	1892,81	2393,96	2575,83
	Тариф (с учётом НДС), руб.	1843,67	1912,38	2011,38	2233,52	2824,88	3039,48
	Рост к предыдущему тарифу, %		16,6	8,1	9,0	11,6	7,6

## **ГЛАВА 11. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Понятие «Единая теплоснабжающая организация» введено Федеральным законом от 27.07.2010 г. №190 «О теплоснабжении» (ст. 2, ст.15).

Правилами организации теплоснабжения, утвержденные постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 г. №808, в пункте 7 Правил устанавливают следующие критерии определения единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО):

- владение на праве собственности или ином законом основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

На территории поселка Балакирево теплоснабжение осуществляется от одной котельной, производство и распределение тепловой энергии которой осуществляется ООО «БТС».

В разделе 8 «Схемы теплоснабжения п. Балакирево» определена единая теплоснабжающая организация, которой является ООО «БТС». Данная теплоснабжающая организация отвечает вышеуказанным критериям определения ЕТО, а также является единственной теплоснабжающей организацией в поселке, в результате чего получила статус ЕТО.

## СПИСОК НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 г. Москва «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

2. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

3. 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».

4. Федеральный закон Российской Федерации от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

5. Федеральный закон Российской Федерации от 7 декабря 2011 г. № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении».

6. Постановление Правительства Российской Федерации от 16 мая 2014 г. № 452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определение достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340».

7. Приказ Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2012 г. № 565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения».

8. «Методические основы разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов Российской Федерации» РД-10-ВЭП.