

## Содержание

<b>Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения</b>	<b>4</b>
Глава 1. часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	4
Глава 1. часть 2. Источники тепловой энергии	7
Глава 1. часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	20
Глава 1. часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	35
Глава 1. часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии	36
Глава 1. Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	40
Глава 1. часть 7. Балансы теплоносителя	43
Глава 1. часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.	44
Глава 1. часть 9. Надежность теплоснабжения	45
Глава 1. Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	52
Глава 1. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	55
Глава 1. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения	61
<b>Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения</b>	<b>64</b>
<b>Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения</b>	<b>70</b>
<b>Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки</b>	<b>71</b>
<b>Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей в том числе в аварийных режимах</b>	<b>74</b>
<b>Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии</b>	<b>79</b>
<b>Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них</b>	<b>88</b>

<b>Глава 8. Перспективные топливные балансы</b>	<b>93</b>
<b>Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения</b>	<b>96</b>
<b>Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение</b>	<b>105</b>
<b>Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации</b>	<b>112</b>
<b>Заключение</b>	<b>113</b>
<b>Используемая литература</b>	<b>114</b>
<b>Приложение</b>	

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

## **Глава 1. часть 1. Функциональная структура теплоснабжения**

### **Зоны действия производственных котельных**

На территории поселения действует одна изолированная система теплоснабжения, образованная на базе котельной это котельная д. Штанигурт (далее по тексту котельная). Котельная, на данный момент, для выработки тепловой энергии использует природный газ. Резервных источников тепловой энергии нет. Актуальные (существующие) границы зон действия системы теплоснабжения определена точками присоединения самых удаленных потребителей к тепловым сетям.

Котельная изолированной системы теплоснабжения выполняют функции ЦТП. Тепловые сети - 2-х трубные. По характеру теплопотребления и способу присоединения систем отопления к тепловым сетям по сельскому поселению системы теплоснабжения - закрытые. Закрытые системы теплоснабжения – это системы, в которых вода, циркулирующая в трубопроводе, используется только как теплоноситель, и не отбирается для нужд обеспечения горячего водоснабжения.

Подача тепла регулируется централизованным способом, при этом количество теплоносителя, остается в системе неизменным. Расход тепла зависит от температуры циркулирующего теплоносителя.

Регулирование отпуска теплоты в системы отопления потребителей осуществляется по центральному качественному методу регулирования в зависимости от температуры наружного воздуха. Температурные графики систем теплоснабжения разработаны, исходя из расчетной температуры наружного воздуха минус 35°C и усредненной температуры в отапливаемых помещениях 20°C.

Котельная обеспечивает тепловой энергией населенный пункт д. Штанигурт. Основными потребителями являются бюджетные учреждения и население.

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, расположенных в д. Штанигурт составляет 0,968 Гкал/ч.

На рис 1 изображен внешний вид котельной.



Рис 1 Внешний вид котельной

### **Зоны действия индивидуального теплоснабжения.**

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в поселении сформированы в исторически сложившихся на территории поселения районах с индивидуальной малоэтажной жилой застройкой. Такие здания (одно-, двухэтажные, коттеджного типа), как правило, не присоединены к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение большинства жителей, живущих в частном секторе, осуществляется от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление.

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

На момент разработки схемы теплоснабжения по МО «Штанигуртское» в системах централизованного теплоснабжения производство и передача тепловой энергии осуществляет одна организация ООО «ЖКХ Глазовский район».

Потребители заключают договор с ресурсоснабжающей организацией на покупку и передачу тепловой энергии. Оплата за потребленную тепловую энергию от потребителей поступает на счета ресурсоснабжающих компаний. Схематично структура договорных отношений представлена на рис 2.

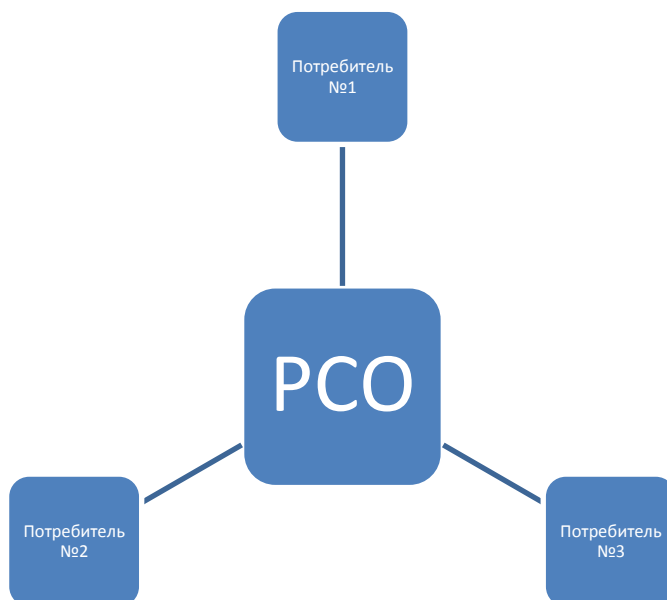


Рис 2 Структура договорных отношений

Отпуск тепловой энергии в горячей воде от теплоисточника потребителям определяется на границах балансовой принадлежности по их приборам учета, а также расчетным методом. Основными потребителями тепловой энергии по поселению является бюджетные учреждения и население.



## Глава 1. часть 2. Источники тепловой энергии

### Структура основного оборудования.

Выработка тепловой энергии в поселении осуществляется от одной котельной – структурного подразделения ООО «ЖКХ Глазовский район»: котельная д. Штанигурт.

В д. Штанигурт расположена газовая котельная.

В котельной установлены 4 котла марки Братск 1Г. Общая мощность котельной 3,44 Гкал/ч. КПД котлов на момент разработки схемы теплоснабжения составляет 80%. На рис 3 представлены газовые котлы марки Братск 1Г.



Рис 3 Газовые котлы, расположенные в котельной д. Штанигурт

Промышленные отопительные котлы предназначены для теплоснабжения зданий и сооружений различного назначения.

В котельной установлена водоподготовительная установка с ионообменным фильтром в количестве 1 шт., обеспечивающая нормативные параметры качества теплоносителя. В качестве теплоносителя используется вода из системы центрального водоснабжения д. Штанигурт. Результаты проб воды прилагаются (см. рис. 4,5).

Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека  
Филиал ФБУЗ "Центр гигиены и эпидемиологии в УР" в г. Глазове

**АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР**  
(Испытательная лаборатория)

Юридический адрес:  
427621, Удмуртская республика, г. Глазов,  
ул. Кирова, д. 27а.  
Телефон, факс: 8(34141)28437, 55825  
ОКПО 05342461, ОГРН 1051800458962  
ИНН/КПП 1831102821/182902001

Аттестат аккредитации  
Зарегистрирован в Госреестре:  
№ РОСС RU.0001.511010  
Лействителен до 29.08.2018г

**ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

№ 2543 от 19.05.2015

Дата выдачи: 19.05.2015

Наименование пробы (образца):

Вода питьевая - централизованное водоснабжение:

Буфет школы: МОУ "Штанигуртская НШДС". УР, Глазовский район, д. Штанигурт, ул. Глазовская, б. А.

Пробы (образцы) направлены:

МОУ "Штанигуртская НШДС". УР, Глазовский район, д. Штанигурт, ул. Глазовская, б. А.

Дата и время отбора пробы (образца): 18.05.2015 09 ч. 20 мин.

Дата и время доставки пробы (образца): 18.05.2015 09 ч. 50 мин.

Сотрудник, отобравший пробу:

Представитель организации - м/с  
Булдакова Т.Н.

Цель отбора:

Производственный контроль

Юридическое лицо, индивидуальный предприниматель или физическое лицо, у которого отбирались пробы (образцы):

МОУ "Штанигуртская НШДС". УР, Глазовский район, д. Штанигурт, ул. Глазовская, б. А.

Объект, где производился отбор пробы (образца):

Буфет школы: МОУ "Штанигуртская НШДС". УР, Глазовский район, д. Штанигурт, ул. Глазовская, б. А.

Код пробы (образца):

Б.15254311

Тара, упаковка:

Стерильная стеклянная емкость 0,5л.

НД на методику отбора:

ГОСТ 31861-12, ГОСТ 31862-12, ГОСТ 31942-12.

НД на объем лабораторных исследований и их оценку:

СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"

Условия транспортировки:

Автотранспорт.

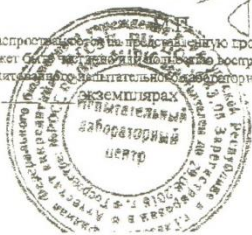
Лицо ответственное за составление данного протокола:

Заместитель главного врача Царегородцев С.В.

Руководитель (заместитель) ИЛЦ:

Гл. врач  
Гольшиев С.Д.


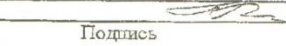

1. Результаты исследований распространяются только на данную пробу
  2. Настоящий документ не может быть использован для распространения (скапирован или перепечатан) без разрешения на то аккредитованного испытательного лабораторного центра
- Протокол составлен в



Стр. 1

1 Сен 2015 14:56 МО Штанигуртское 97639

Рис 4 Анализы проб воды д. Штанигурт

Микробиологическая лаборатория					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	Общие колиформные бактерии	Не обнаружено	не доп.	в 100 мл	МУК 4.2.1018-01
2	Термотолерантные колиформные бактерии	Не обнаружено	не доп.	в 100 мл	МУК 4.2.1018-01
3	Общее микробное число	менее 1	не более 50	КОЕ в 1 мл	МУК 4.2.1018-01
Исследования проводили:					
Должность, Ф.И.О.			Подпись		
Врач-бактериолог Овсянникова А.В.					
Фельдшер-лаборант Касимова Г.А.					
Ф.И.О. заведующего лабораторией Овсянникова А.В.			Подпись		
					

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ:**

Буфет школы. МОУ "Штанигурская НШДС". УР, Глазовский район, д. Штанигурт, ул. Глазовская, 6 А.

Качество воды по исследуемым показателям соответствует требованиям НД: СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения".

Заключение сформировал: Врач-эксперт Царегородцев Сергей Васильевич  
Дата формирования: 19.05.2015

Рис 5 Анализы проб воды д. Штанигурт

Система теплоснабжения закрытого типа. Забор воды из системы теплоснабжения не допускается. При выявлении факта забора воды применяются химические красители. Использование водоподготовительной установки обеспечивает продолжительную работу теплоагрегатов и тепловых сетей.

В котельной установлены приборы учета холодной воды, электрической энергии и природного газа, но отсутствуют приборы учета отпуска тепловой энергии.

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

Данные об установленной и располагаемой тепловой мощности на конец 2014 года представлены в таблице 1.

Таблица №1 Существующие балансы тепловой мощности котельных по МО "Штанигурское"

Источник тепловой энергии	Адрес	УТМ, Гкал/ч	РТМ, Гкал/ч	Потери УТМ, %
Котельная д. Штанигурт	д. Штанигурт, ул. Глазовская . 14 б	3,44	3,44	-
<b>Всего</b>		<b>3,44</b>	<b>3,44</b>	-



Установленная и располагаемая тепловая мощность котельной – 3,44 Гкал/ч.  
Режимные карты предоставлены на рис 6-9.

Объект: Котельная д. Штанигурт  
Глазовского района УР  
ООО «СВЕТ»

УТВЕРЖДАЮ  
Директор ООО «СВЕТ»  
И.И. Ельцов  
2013 г.

**ОПЕРАТИВНАЯ РЕЖИМНАЯ КАРТА**  
Работы водогрейного котла №1 Братск -1Г  
(топливо-природный газ;  $Q_{\text{га}} = 8030 \text{ ккал/м}^3$ )

№ п/п	Параметры работы подогревателя	Ед.изм.	Режим горения	
			Малое	Большое
1	Теплопроизводительность	Гкал/час	0,340	0,584
2	Давление газа на входе в ГРУ	кгс/см <sup>2</sup>	6,0	6,0
3	Давление газа после регулятора давления	кгс/см <sup>2</sup>	0,35	0,35
4	Давление газа на горелке	кгс/см <sup>2</sup>	0,13	0,4
5	Температура топлива	°С	10	10
6	Расход топлива	м <sup>3</sup> /ч	50,6	85
7	Температура воздуха	°С	15	15
8	Давление воздуха перед горелкой	кПа	0,1	0,55
9	Содержание CO <sub>2</sub> из подогревателем	%	4,8	8,5
10	Содержание CO за подогревателем	ppm	0,0	0,0
11	Содержание O <sub>2</sub> за подогревателем	%	12,2	5,6
12	Коэффициент избыточного воздуха		1,24	1,21
13	Температура уходящих газов	°С	117,1	186,5
14	Давление на входе в котёл	кгс/см <sup>2</sup>	2,50	2,50
15	Давление на выходе котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,45	2,45
16	Температура на входе в котёл	°С	65	65
17	Температура на выходе котла	°С	79	95
18	Расход теплоносителя	м <sup>3</sup> /ч	60	60
19	КПД	%	83,80	85,60
20	Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	м <sup>3</sup> <sub>ул</sub> /Гкал	170,41	166,82
21	Удельный расход натурального топлива на выработку 1 Гка тепла	м <sup>3</sup> <sub>нз</sub> /Гкал	148,61	145,48

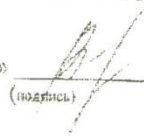
Примечание: 1. Оперативная режимная карта составлена по состоянию оборудования на январь 2013г.  
2. Оперативная режимная карта действительна только с печатью  
наладочной организации.  
Режимную карту составил:  
Главный инженер ООО «СВЕТ»  А.Д.Веретенников  
(подпись)

Рис 6 Режимная карта котла №1 котельной.

Объект: Котельная д. Штанигурт  
Глазовского района УР  
ООО «СВЕТ»

УТВЕРЖАЮ  
Директор ООО «СВЕТ»  
И.А. Ельцов  
2013г.

**ОПЕРАТИВНАЯ РЕЖИМНАЯ КАРТА**  
Работы водогрейного котла №4 Братск - II  
(топливо-природный газ;  $Q_{\text{н.р.}} = 8030 \text{ ккал/м}^3$ )

№ п/п	Параметры работы подогревателя	Ед.изм.	Режим работы	
			Миним.	Максим.
1	Теплопроизводительность	Гкал/час	0,44	0,66
2	Давление газа на входе в ГРУ	кгс/см <sup>2</sup>	6,0	6,0
3	Давление газа после регулятора давления	кгс/см <sup>2</sup>	0,35	0,35
4	Давление газа на горелке	кгс/см <sup>2</sup>	0,13	0,4
5	Температура топлива	° С	10	10
6	Расход топлива	м <sup>3</sup> /ч	80,6	85
7	Температура воздуха	° С	15	15
8	Давление воздуха перед горелкой	кПа	0,1	0,54
9	Содержание CO <sub>2</sub> за подогревателем	%	4,7	8,3
10	Содержание CO за подогревателем	ppm	0,0	0,0
11	Содержание O <sub>2</sub> за подогревателем	%	12,1	5,3
12	Коэффициент избыточного воздуха		1,24	1,21
13	Температура уходящих газов	° С	140	170
14	Давление на входе в котёл	кгс/см <sup>2</sup>	2,50	2,50
15	Давление на выходе котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,45	2,45
16	Температура на входе в котёл	° С	65	65
17	Температура на выходе котла	° С	79	95
18	Расход теплоносителя	м <sup>3</sup> /ч	60	60
19	КПД	%	90,3	90,0
20	Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	м <sup>3</sup> <sub>ул</sub> /Гкал	158,9	159,8
21	Удельный расход натурального топлива на выработку 1 Гкал тепла	м <sup>3</sup> <sub>н.р.</sub> /Гкал	139,0	139,8

Примечание: 1. Оперативная режимная карта составлена по состоянию оборудования на январь 2013г.

2. Оперативная режимная карта действительна только с печатью  
наладочной организации.

Режимную карту составил:

Главный инженер ООО «СВЕТ»

(подпись)

А.Д. Веретинников

Рис 7 Режимная карта котла №4 котельной.



А.Д.Веретенников  
Братского района УР  
ООО «СВЕТ»

УТВЕРЖДЕНО  
Директор ООО «СВЕТ»  
2013г.

**ОПЕРАТИВНАЯ РЕЖИМНАЯ КАРТА**  
Работы водогрейного котла №3 Братск -1Г  
(топливо-природный газ;  $Q_{н.р} = 8030 \text{ ккал/м}^3$ )

№ п/п	Параметры работы подогревателя	Ед.изм.	Режим горения Малое
1	Теплопроизводительность	Гкал/час	0,390
2	Давление газа на входе в ГРП	кгс/см <sup>2</sup>	6,0
3	Давление газа после регулятора давления	кгс/см <sup>2</sup>	0,35
4	Давление газа на горелке	кгс/см <sup>2</sup>	0,13
5	Температура топлива	° С	10
6	Расход топлива	м <sup>3</sup> /ч	57
7	Температура воздуха	° С	15
8	Давление воздуха перед горелкой	кПа	20
9	Температура уходящих газов	° С	120,7
10	Давление на входе в котёл	кгс/см <sup>2</sup>	2,30
11	Давление на выходе котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,45
12	Температура на входе в котёл	° С	65
13	Температура на выходе котла	° С	80
14	Расход теплоносителя	м <sup>3</sup> /ч	60
15	КПД	%	85,0
16	Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	м <sup>3</sup> <sub>ул</sub> /Гкал	168,0
17	Удельный расход натурального топлива на выработку 1 Гкал тепла	м <sup>3</sup> <sub>нр</sub> /Гкал	146,2


Примечание: 1. Оперативная режимная карта составлена по состоянию оборудования на январь 2013г.  
2. Оперативная режимная карта действительна только с печатью наладочной организации.  
Режимную карту составил:  
Главный инженер ООО «СВЕТ»  А.Д.Веретенников  
(подпись)

Рис 8 Режимная карта котла №3 котельной.

Объект: Котельная д. Штанигурт  
Глазовского района УР  
ООО «СВЕТ»

УТВЕРЖДАЮ  
Директор ООО «СВЕТ»  
И.И.Ельцов  
2013г.

**ОПЕРАТИВНАЯ РЕЖИМНАЯ КАРТА**  
Работы водогрейного котла №2 Котельной - II  
(топливо-предварительный газ;  $Q_{\text{в}} = 80 \text{ Гкал/ч}$ )

№ п/п	Параметры работы подогревателя	Ед. изм.	Режим горения	
			Малый	Большой
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,334	0,547
2	Давление газа на входе в ГРП	кгс/см <sup>2</sup>	6,0	6,0
3	Давление газа после регулятора давления	кгс/см <sup>2</sup>	0,35	0,35
4	Давление газа на горелке	кгс/см <sup>2</sup>	0,20	0,90
5	Температура топлива	° C	10	10
6	Расход топлива	м <sup>3</sup> /ч	50	60
7	Температура воздуха	° C	16	16
8	Давление воздуха перед горелкой	кПа	0	1
9	Температура уходящих газов	° C	128,7	174,7
10	Давление на входе в котёл	кгс/см <sup>2</sup>	2,50	2,50
11	Давление на выходе котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,45	2,45
12	Температура на входе в котёл	° C	65	65
13	Температура на выходе котла	° C	78	95
14	Расход теплоносителя	м <sup>3</sup> /ч	60	60
15	КПД	%	84,1	85,2
16	Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	м <sup>3</sup> <sub>ул</sub> /Гкал	169,80	167,61
17	Удельный расход натурального топлива на выработку 1 Гка тепла	м <sup>3</sup> <sub>нл</sub> /Гкал	148,08	146,17

Примечание: 1. Оперативная режимная карта составляется по состоянию оборудования на январь 2013г.

2. Оперативная режимная карта действительна только с печатью  
наладочной организации.

Режимную карту составил:

Главный инженер ООО «СВЕТ»

(подпись)

А.Д.Веретенников

Рис 9 Режимная карта котла №2 котельной.

Суммарная установленная и располагаемая тепловая мощность котельной по поселению равна мощности котельной.

**Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.**



Собственные нужды котельной - это количество тепловой энергии, расходуемое в котельной: на отопление здания котельной, на продувку котлов, на ХВП, на хозяйственно-бытовые нужды и на прочие технологические нужды.

Расход тепла на собственные нужды котельной определяется расчетным или опытным путем. (Расчет проводится согласно разделу 3 «Методических указаний по определению расхода топлива, электроэнергии и воды на выработку тепла отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий».)

Общий расход теплоты на собственные нужды котельной определяется как сумма расходов теплоты на отдельные элементы затрат:

- потери теплоты на нагрев воды, удаляемой из котла с продувкой;
- расход теплоты на технологические процессы подготовки воды;
- расход теплоты на отопление помещений котельной и вспомогательных зданий;
- расход теплоты на бытовые нужды персонала;
- прочие.

При расчетах собственные нужды котлов отнесены к статье нужд котельной, при этом принимается к.п.д. котла брутто.

Доля теплоты на собственные нужды котельной определяется по формуле:

$$K_{сн} = Q_{сн}/Q_{выр.}$$

Потери теплоты при растопке водогрейных котлов принимаются равными 0,9 аккумулирующей способности обмуровки.

Затраты тепловой энергии на собственные нужды котельной за 2010 – 2014 г. приведены в Таблице 2 и на Рис. 10.

Таблица № 2 Затраты тепловой энергии на собственные нужды котельных по годам

Наименование показателя, единицы измерения	Единица измерения	Значение показателя				
		2010	2011	2012	2013	2014
Котельная д. Штанигурт						
Выработка тепловой энергии	Гкал	н/д	н/д	2548,69	2668,12	2429,27
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	н/д	н/д	62,38	61,37	63,39
Расход тепловой энергии на собственные нужды в % от выработки	%	н/д	н/д	2,4	2,3	2,6
Отпуск тепловой энергии потребителям	%	н/д	н/д	97,6	97,7	97,4

Из таблицы № 2 видно, что по котельной с 2012-2014гг расход тепловой энергии на собственные нужды в среднем по годам составляет 2,4 % от общей выработки тепловой энергии, в натуральном выражении среднее значение по годам 62,38 Гкал. Данные за 2010,2011 года не представлены.

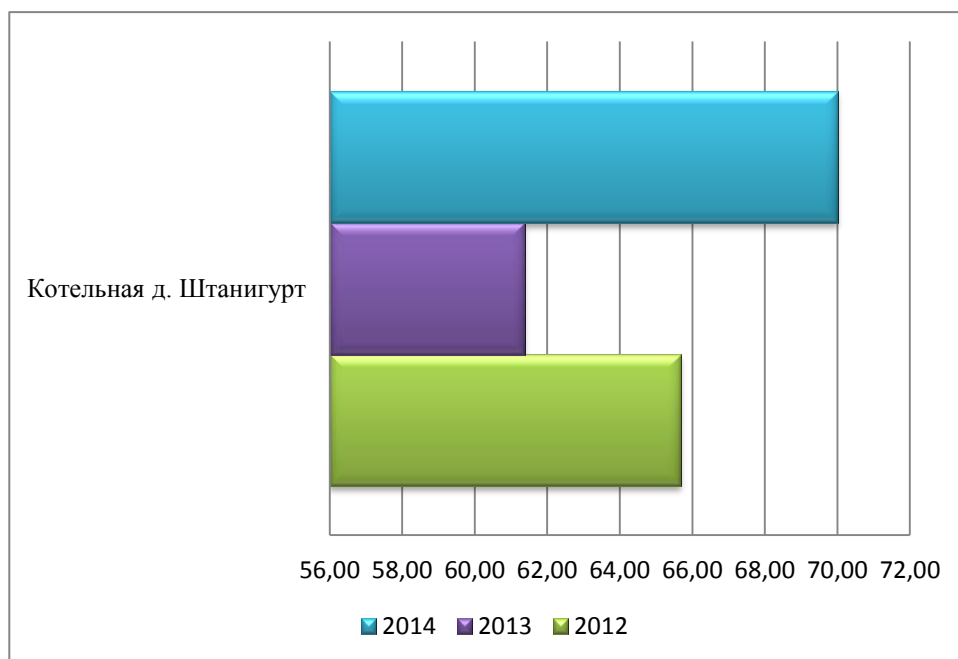


Рис. 10 Затраты тепловой энергии на собственные нужды котельных поселения МО «Штанигуртское» по годам, Гкал/год

Параметры тепловой мощности котельных, расположенных на территории МО «Штанигуртское» приведены в таблице № 3.

Таблица 3 Расчетная тепловая мощность, потребление тепловой мощности на собственные нужды котельной, тепловая мощность нетто по котельным МО «Штанигуртское» на конец 2014 г.

№ п/п	Источник теплоснабжения	Номер котла	Расчетная ТМ, Гкал/ч	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
1	Котельная д. Штанигурт	1	0,86	0,088	3,352
		2	0,86		
		3	0,86		
		4	0,86		
	<b>Итого по поселению</b>		<b>3,44</b>	<b>0,088</b>	<b>3,352</b>

На рис 11 представлена структура тепловой мощности нетто поселения МО «Штанигуртское».

## Тепловая мощность нетто, Гкал/ч



Рис. 11 Структура тепловой мощности нетто котельных МО «Штанигуртское»

В связи с тем, что в поселении действует одна котельная, структура тепловой мощности котельной в поселении составляет 100%.

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

В таблице 4 представлены год ввода в эксплуатацию и год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации котельного оборудования.

Таблица 4 Год ввода в эксплуатацию и год освидетельствования при допуске к эксплуатации котельного оборудования на конец 2014 года.

№п/п	Источник теплоснабжения	Тип и марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Год освидетельствования при допуске к эксплуатации
1	Котельная д. Штанигурт	Братск 1 Г	1988	2013
		Братск 1 Г	1988	2013
		Братск 1 Г	1988	2013
		Братск 1 Г	1988	2013

Как видно из таблицы 4 котельное оборудование установлено в восьмидесятых годах прошлого столетия. Котлы морально и физически устарели, имеют КПД около 81%, требует больших затрат на поддержание в нормативном эксплуатационном состоянии. Для продления паркового ресурса в 2013 г проведено техническое диагностирование котлов.

### **Схемы выдачи тепловой мощности**

Схема теплоснабжения от котельной – двухтрубная, закрытая. Теплоноситель подается по температурному графику 95-70 °С.

Тепловая схема водогрейной котельной д. Штанигурт не представлена. В качестве исходной воды используется водопроводная вода. Давление воды в водопроводе в точке подключения 1,0-1,2 кгс/см<sup>2</sup>. Общая жесткость воды подаваемой к котлам должна составлять не более 0,7 мг-экв/л.

Водоснабжение в д. Штанигурт осуществляет организация которая эксплуатирует котельную поселения, прекращений в подаче холодной воды за последние пять лет не было, качество водопроводной воды соответствует требуемым нормам.

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

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условий и заданной температуры горячей воды.

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, на отопление по температурному графику 95/70°С; выбор температурного графика обусловлен отсутствием центральных тепловых пунктов, наличием нагрузки по отоплению с непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям.

### **Среднегодовая загрузка оборудования.**

Плановая продолжительность отопительного периода по МО «Штанигуртское» составляет 231 день или 5544 час. По котельной поселения факт работы в 2014 году составил 241 день или 5784 час. Время работы котлов представлена в таблице 5.



Таблица 5 Технические показатели оборудования котельной д. Штанигурт

п/п	Марка котла	Теплопроизводительность Гкал/час	Вид топлива	Вид теплоносителя	Время работы котла в течение года, час
1	Братск-1Г	0,86	Природный газ	вода	3912
2	Братск-1Г	0,86	Природный газ	вода	1536
3	Братск-1Г	0,86	Природный газ	вода	2568
4	Братск-1Г	0,86	Природный газ	вода	1632

Из таблицы 5 видно, что в отопительный период основным работающим котлом является котел 1, его работа составила 3912 часов или почти 68 %, котел 3 проработал 2568 часов или 44 %, котлы 2 и 4 отработали примерно равное количество времени и составили за год 1536 и 1632 часов работы соответственно. На рисунке 12 представлена доля работы котлов в котельной.

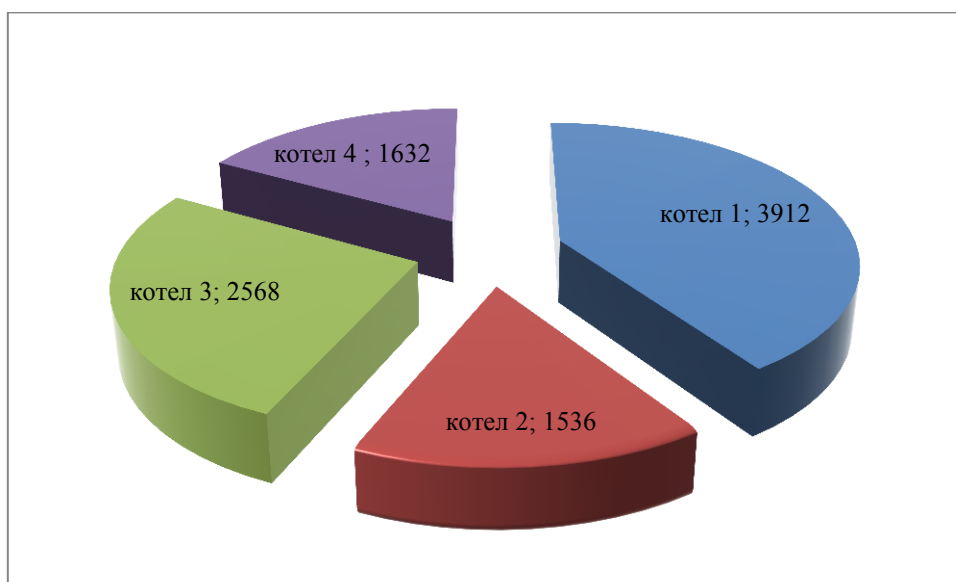


Рис. 12 Часовая работа котлов котельной д. Штанигурт за год

### Способы учета тепла, отпущенного в водяные тепловые сети.

Узел учета тепловой энергии в котельной д. Штанигурт отсутствует. Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, определяется расчетным способом, исходя из подключенной нагрузки с корректировкой на температуру наружного воздуха. Установка приборов учета тепловой энергии в котельной запланирована до конца 2017 г.

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

Технологические нарушения не приводили к ограничению отпуска тепловой энергии и снижению качества теплоносителя. После выяснения причин в сжатые сроки принимались меры для устранения нарушений.

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

Предписаний от надзорных органов в 2013-2014 гг по запрещению дальнейшей эксплуатации действующих источников тепловой энергии не было.

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, устраняются работниками энергоснабжающей организации своевременно.

## Глава 1. часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

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

Тепловые сети муниципального образования «Штанигуртское» обеспечивают передачу тепловой энергии от источников тепловой энергии к потребителям.

Централизованным теплоснабжением снабжаются учреждения образования, здравоохранения, социального обслуживания, культуры, население и прочие.

Общая протяженность тепловых сетей поселения по данным на конец 2014 года составляет 4392,0 м в однострубно́м исчислении, при этом максимальный наружный диаметр 219 мм, минимальный – 57 мм. На рис 13 представлена структура протяженности тепловых сетей по условным диаметрам на конец 2014 года. Из структуры видно, что 31% от всех тепловых сетей МО «Штанигуртское» имеет диаметр 76 мм, затем 26 % диаметром 108 мм, 20% - диаметром 219 мм, 8%, 7% и 6% имеет диаметр 89; 159; и 57 мм соответственно и оставшаяся часть, а это 2% диаметром 133 мм.

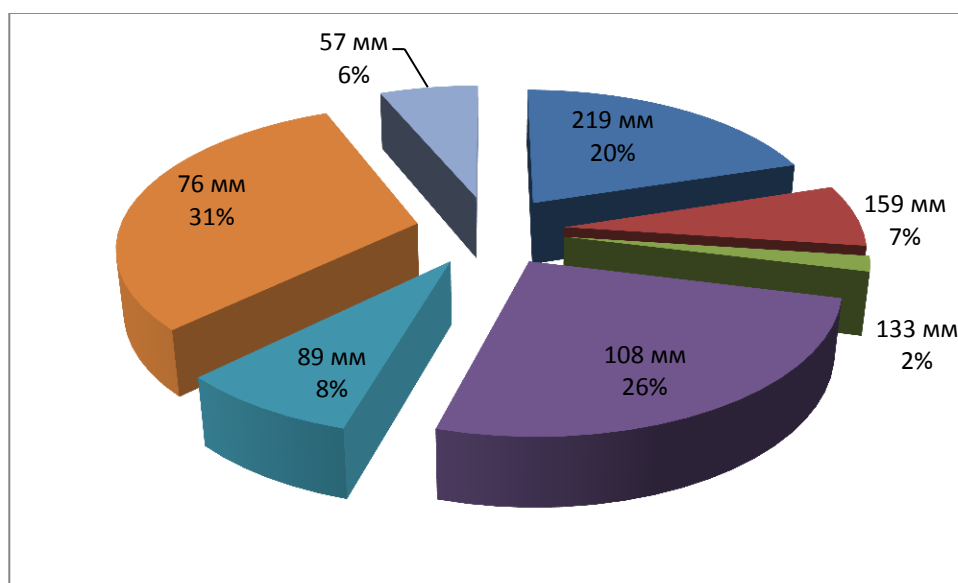


Рисунок 13 - Распределение протяженности тепловых сетей поселения по условным диаметрам на конец 2014 года

ООО «ЖКХ Глазовский район» - единственная эксплуатирующая организация тепловых сетей МО «Штанигуртское». Тепловые сети поселения имеют тупиковую сеть в двухтрубном исполнении от отдельно расположенной котельной.

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

Подробные бумажные карты (схемы) находятся в Приложении № 1.

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

Обобщенные технические характеристики тепловых сетей приведены в табл. 6.

Таблица №6 Техническая характеристика тепловой сети в зоне действия котельной д. Штанигурт

№ участка тепловой сети	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию	Материал труб	Диаметр труб, м	Протяженность, м	теплоизоляционный материал	Материальная характеристика тепловой сети, м <sup>2</sup>	Подключенная нагрузка, Гкал/ч
1	Надземная	1965	сталь	0,108	467,4*2	маты минералов.	262,65	0,968
2	Надземная			0,057	138,2*2			
3	Канальная			0,219	114,8*2			
4	Канальная			0,089	136,4*2			
5	Надземная			0,219	325,5*2			
6	Надземная			0,076	246,7*2			
7	Надземная			0,108	94,5*2			
8	Надземная			0,159	155,3*2			
9	Надземная			0,133	38,2*2			
10	Канальная			0,076	435,4*2			
11	Надземная			0,089	43,9*2			

Основная доля трубопроводов тепловых сетей отопления проложена надземным способом – 69 %. Наибольшая протяженность трубопроводов (682,10 м) тепловых сетей отопления с наружным диаметром 0,076 м.

Универсальным показателем, позволяющим сравнивать системы транспортировки теплоносителя, отличающиеся масштабом теплофицируемого района, является *удельная материальная характеристика сети*, равная

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



где

$Q_{сумм}^p$  - присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч р сумм Q

M – материальная характеристика сети, равная

$$M = \sum_{i=1}^{i=n} d_i l_i [м2]$$

где

$d_i$  - диаметр i-го участка трубопровода тепловых сетей, м;

$l_i$  – протяжённость i -го участка трубопровода тепловых сетей, м.

Этот показатель является одним из индикаторов эффективности централизованного теплоснабжения. Он определяет возможный уровень потерь теплоты при ее передаче (транспорте) по тепловым сетям и позволяет установить зону эффективного применения централизованного теплоснабжения. Зона высокой эффективности централизованной системы теплоснабжения с тепловыми сетями выполненными с подвесной теплоизоляцией определяется не превышением приведенной материальной характеристики в зоне действия котельной на уровне  $100 \text{ м}^2/\text{Гкал/час}$ . Зона предельной эффективности ограничена  $200 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$ . Значение приведенной материальной характеристики превышающей  $200 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$  свидетельствует о целесообразности применения индивидуального теплоснабжения. В то же время применение в системе теплоснабжения труб с ППУ, сдвигает зону предельной эффективности до  $300 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$ .

Сравнение тепловых сетей в поселении МО «Штанигуртское» представлено в таблице 7.

Таблица № 7 Удельные материальные характеристики тепловых сетей котельных МО «Штанигуртское»

№ пп	Источник тепловой энергии	Материальная характеристика тепловой сети, $\text{м}^2$	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Удельная материальная характеристика, $\text{м}^2/\text{Гкал/ч}$
1	Котельная д. Штанигурт	262,65	0,968	271,23

Из таблицы 7 видно, что котельная поселения находится вне зоны предельной эффективности централизованной системы.

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

В поселении имеется тупиковая сеть теплопроводов от отдельно расположенной котельной.

Регулирующей арматуры на тепловых сетях нет. Вся имеющаяся арматура - запорная и дренажная (спускная).

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

Располагаясь под слоем грунта, тепловые камеры обеспечивают качественную работу теплотрасс. От исправности того участка труб, который располагается в тепловой камере, зависит эффективность работы всей системы в целом.

Существующие тепловые камеры тепловых сетей выполнены по различным проектам разных лет. В основном на теплосетях имеются камеры трёх типов:

- из сборных железобетонных элементов по типовым проектам
- из железобетонных блоков с перекрытиями из ж/б панелей с отверстиями для люков и монолитным ж/б полом
- с кирпичными стенами

Основная масса камер в поселении с кирпичными стенами. Существующие тепловые камеры с кирпичными стенами выполнены по индивидуальным проектам. Внутри камер сконцентрированы соединения труб в изоляции и специальные устройства для регулировки и наладки давления в них.

Павильонов для размещения регулирующей и отключающей арматуры на территории поселения нет.

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

Температурный график 95/70°C; выбор температурного графика обусловлен наличием только тепловой нагрузки с непосредственным (отсутствие элеватора) присоединением абонентов к тепловым сетям, отсутствием центральных тепловых пунктов.

На рис 14 представлен температурный график ООО «ЖКХ Глазовский район».

Температурный график работы котельной

Температура наружного воздуха, °C	Температура теплоносителя в подающем трубопроводе, °C	Температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °C
10	95	70
9	38.5	33.9
8	40	35
7	41.2	35.8
6	42.1	36.2
5	43.0	36.8
4	43.9	37.1
3	44.7	37.5
2	45.6	37.8
1	46.4	38.2
0	47.2	38.6
-1	48.0	38.9
-2	48.8	39.2
-3	49.6	39.6
-4	50.3	39.9
-5	51.6	40.7
-6	52.9	41.6
-7	54.2	42.4
-8	55.5	43.2
-9	56.8	44.1
-10	58.0	44.8
-11	59.3	45.7
-12	60.6	46.5
-13	61.8	47.3
-14	63.0	48.0
-15	64.3	48.8
-16	65.5	49.6
-17	66.7	50.3
-18	67.9	51.1
-19	69.1	51.9
-20	70.3	52.6
-21	71.5	53.4
-22	72.7	54.1
-23	73.9	54.8
-24	75.1	55.6
-25	76.3	56.3
-26	77.5	57.0
-27	78.8	57.7
-28	79.8	58.4
-29	81.7	59.1
-30	83.6	60.3
-31	85.5	62.8
-32	87.4	64.2
-33	89.3	65.7
-34	91.2	67.1
-35	93.1	68.5
-36	95.0	70.0

Энергоснабжающая организация  
Директор  
ООО «ШОБ-Теплоэнергетика»

  
М. Г. Дементева  
МП

Абонент  
Директор  
МУХ «Глазовская Районная  
Централизованная Библиотечная служба»  
М. В. Жукович  
МП

Рис 14 Температурный график работы котельной

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

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют  
утвержденным графикам регулирования отпуска тепла.

## Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.

Принятый качественный режим регулирования отпуска тепла отопительной нагрузки заключается в изменении температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха, и при этом гидравлический режим работы системы теплоснабжения остается неизменным, т.е. он не должен претерпевать изменений в течение всего отопительного периода. Правилами технической эксплуатации тепловых сетей предусматривается ежегодная разработка гидравлических режимов тепловых сетей для отопительного периода, а также разработка гидравлических режимов системы теплоснабжения на ближайшие 3-5 лет.

В процессе выполнения программы реконструкции тепловых сетей имея целью создание "идеальной тепловой сети" гидравлические режимы тепловой сети неизбежно подвергнутся корректировке.

Пьезометрические графики работы тепловых сетей эксплуатирующей организации отсутствуют. Существующие гидравлические режимы:

Тепловые сети от котельной д. Штанигурт:

Давление в подающем трубопроводе  $P_1 = 4,2 \text{ кгс/см}^2$ .

Давление в обратном трубопроводе  $P_2 = 3,8 \text{ кгс/см}^2$ .

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

Статистика отказов (аварий, инцидентов) тепловых сетей на территории поселения представлена за 2012-2014 гг. и сведена в таблицу 8. До 2012 года котельные принадлежали иным организациям, во время разработки схемы теплоснабжения данные не могут быть представлены, ввиду отсутствия достоверной информации.

Таблица 8 Статистика отказов тепловой сети по МО «Штанигуртское»

Наименование теплоисточника	Количество отказов тепловой сети, раз		
	2012	2013	2014
Котельная д. Штанигурт	-	1	-

Все отказы на тепловых сетях классифицируются как инциденты, согласно «Методическим рекомендациям по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических



организаций жилищно-коммунального комплекса» МДК 4-01.2001, утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001г. № 191.

### **Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.**

Основным методом диагностики состояния тепловых сетей по МО «Штанигуртское»: Опрессовка на прочность повышенным давлением.

Проводится ежегодно с незначительным изменением величины давления и времени его выдержки. Метод применяется с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. В среднем стабильно показывает эффективность 93-94%. То есть 94% повреждений выявляется в ремонтный период и только 6% уходит на период отопления.

По результатам опрессовки планируются капитальные и текущие ремонты, замена, а в отдельных случаях оптимизация тепловой сети.

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

Необходимость проведения планового ремонта определяется фактическим состоянием сети, обеспечением надежного и экономичного теплоснабжения, необходимостью увеличения отпуска тепла, улучшения гидравлических режимов, снижением стоимости транспорта тепла и т.д.

Периодичность планового ремонта определяют конструктивные особенности сети, применяемые материалы, уровень эксплуатационно-технического обслуживания действующих сетей и другое.

Плановый ремонт сетей подразделяется на:

- текущий ремонт
- капитальный ремонт.

В течение отопительного сезона в сетях выявляются дефекты, подлежащие устранению при текущем ремонте.

Текущий ремонт сетей проводится ежегодно по графику после окончания отопительного сезона.

График ремонтных работ составляется, исходя из одновременного ремонта и ремонта головных задвижек и расходомерных устройств на выводах теплоисточников.

Для проведения текущего ремонта вся сеть может быть разбита на отдельные участки для возможности выполнения работ в сроки.

Внеплановый ремонт- ремонт, вызванный аварией оборудования или не предусмотренной планом. Все внеплановые ремонтные работы устраняются в сжатые сроки.

По окончании ремонта, перед началом нового отопительного сезона, проводятся еще одни гидравлические испытания.

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

Определение нормативов технологических затрат и потерь тепловой энергии производится согласно требований «Порядок по организации Минэнерго России по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя», утвержденной Приказом Минэнерго России от 30.12.2008 №325.

**Определение нормативных технологических потерь сетевой воды.**

Теплоноситель – вода. Расчетные годовые потери сетевой воды в системах теплоснабжения  $G_{псв}$  определяется по формуле:

$$G_{псв} = G_{пп} + G_{пи} + G_{сл} + G_{ут} [м^3/год]$$

где

$G_{пп}$  - нормативные технологические затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловой сети (затраты на опорожнение сетей, ремонт, заполнение, пусковую регулировку т.п.),  $м^3/год$  (*Принимаем в размере 1,5-кратной емкости тепловой сети*) [1, п.10.1.3.]

$G_{пи}$  - нормативные технологические затраты теплоносителя на проведение плановых эксплуатационных испытаний,  $м^3/год$ .

Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок [2] регламентируется проведение следующих испытаний:

- гидравлические испытания – ежегодно;

- испытания на максимальную температуру теплоносителя – 1 раз в 5 лет;
- испытания на определение тепловых потерь – 1 раз в 5 лет;
- испытания на определение гидравлических потерь – 1 раз в 5 лет.

*(Затраты на проведение испытаний принимаем в размере 0,5 – кратного суммарного объема трубопроводов тепловых сетей [3, п.1.6.] )*

**$G_{сл}$** - технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования, м<sup>3</sup>/год. *(В данном случае отсутствуют средства автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования,  $G_{сл} = 0$ )*

**$G_{ут}$**  - нормативные потери теплоносителя с его нормируемой утечкой, м<sup>3</sup>/год. *(Принимаем в размере 0,25 % среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час [1, п. 10.1.2.] )*.

$$G_{ут} = 0,0025 * V_{ТС} * n_{год} [м^3/год],$$

где

**$V_{ТС}$**  - среднегодовой объем трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м<sup>3</sup>.

**$n_{год}$**  – продолжительность функционирования тепловой сети в году, ч.

#### **Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции.**

Нормативные годовые потери тепловой энергии через изоляционные конструкции трубопроводов тепловых сетей:

$$Q_{П}^{из} = \sum (q_n * L * \beta * n_{год}) * 0,000001 [Гкал/год]$$

где

**$q_n$**  - удельные часовые тепловые потери трубопроводов каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые условия функционирования тепловых сетей, ккал/(чм);

**L**- протяженность участков трубопроводов каждого диаметра, м;

**$\beta$**  – коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий потери запорной арматурой, компенсаторами, опорами.

Определение потерь тепловой энергии согласно [5] не производится. Поэтому коэффициент, определяющий отношение величины потерь, определенных при проведении испытаний, и потерь, определенных по нормам плотности теплового потока, принимаем равным 1.

## Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии с потерями и затратами теплоносителя.

Значение годовых технологических потерь с утечкой теплоносителя из трубопроводов тепловых сетей определяется по формуле:

$$Q_{\text{ун}} = G_{\text{ут}} * \rho_{\text{год}} * c * (b * t_{1\text{год}} + (1-b) * t_{2\text{год}} - t_{\text{х.в}}) * 0,000001 \text{ [Гкал/год]}$$

где

$\rho_{\text{год}}$  – среднегодовая плотность теплоносителя при среднем значении температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе на выходных коллекторах источника, кг/м<sup>3</sup> [6].

$c$  – удельная емкость теплоносителя (сетевой воды), ккал/кг °С. ( $c = 1 \text{ ккал/кг } ^\circ\text{C}$ )

$b$  – доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом (Принимаем  $b = 0,75$  [1, п.11.1.1])

$t_{1\text{год}}, t_{2\text{год}}$  – среднегодовые значения температуры теплоносителя соответственно в подающем и обратном трубопроводе тепловой сети.

$t_{\text{х.в}}$  – температура холодной воды, поступающей на источник теплоснабжения в отопительном и неотопительном периодах, °С (Замеры данного показателя не производились, в расчетах принимает 5°С [1, п.11.1.1])

Технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопроводов после проведения планового ремонта и пуск в эксплуатацию новых сетей определяется по формуле:

$$Q_{\text{зап}} = G_{\text{пп}} * \rho_{\text{зап}} * c * (t_{\text{зап}} - t_{\text{х.в}}) * 0,000001 \text{ [Гкал]},$$

где

$\rho_{\text{зап}}, t_{\text{зап}}, t_{\text{х.в}}$  – соответственно плотность сетевой воды при заполнении, температура сетевой воды при заполнении и холодной воды в этот период, °С. (Согласно [2, п. 6.2.21]  $t_{\text{зап}}$  - не должна превышать 70 °С, поэтому  $t_{\text{зап}}$  принимаем 60 °С.)

Нормативные технологические затраты тепловой энергии, связанные с проведением испытаний тепловых сетей определяется по формуле:

$$Q_{\text{исп}} = G_{\text{пп}} * \rho_{\text{исп}} * c * (t_{\text{исп}} - t_{\text{х.в}}) * 0,000001 \text{ [Гкал]},$$

где

$\rho_{\text{исп}}, t_{\text{исп}}, t_{\text{х.в}}$  – соответственно плотность сетевой воды при проведении испытаний, температура сетевой воды при проведении испытаний и холодной воды в период испытаний, °С. (Согласно [2, п. 6.2.15]  $t_{\text{исп}}$  - должна быть не ниже 5 °С и не выше 40 °С,  $t_{\text{исп}}$  принимаем 30 °С.).

Результаты расчета технологических потерь при передаче тепловой энергии представлены в Таблице 9.

Таблица 9 Расчет технологических потерь при передаче тепловой энергии по котельным  
МО «Штанигуртское»

Источник теплоснабжения	Показатели	Ед изм	Расчетные величины
Котельная д. Штанигурт	Емкость тепловой сети	м <sup>3</sup>	52,607
	Нормативные потери теплоносителя с его утечкой	м <sup>3</sup>	792,138
	Нормативные затраты теплоносителя на ввод в эксплуатацию трубопроводов новых и после плановых ремонтов	м <sup>3</sup>	78,910
	Нормативные затраты теплоносителя на проведение плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ	м <sup>3</sup>	26,303
	Нормативные затраты теплоносителя, обусловленные сливом приборами автоматики и защиты	м <sup>3</sup>	0,00
	<b>Итого, нормативные затраты и потери теплоносителя</b>	м <sup>3</sup>	<b>834,352</b>
	Нормативные технологические тепловые потери с утечкой теплоносителя	Гкал	33,352
	Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопроводов после ремонтов и пуск в эксплуатацию новых сетей	Гкал	3,492
	Нормативные технологические потери тепловой энергии со сливами из приборов автоматики и защиты	Гкал	0,00
	Нормативные технологические затраты теплоэнергии, связанные с потерями теплоносителей на проведение плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ	Гкал	0,393
	Нормативные эксплуатационные потери тепловой энергии через изоляционные конструкции трубопроводов	Гкал	1032,681
	<b>Итого, нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии</b>	Гкал	<b>1069,918</b>

Расчет нормативов технологических затрат и потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по котельной рассчитан АНО «Агентство по энергосбережению УР» на 2015 год.

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

Фактические годовые потери тепловой энергии через тепловую изоляцию определяются путем суммирования фактических тепловых потерь по участкам тепловых сетей с учетом пересчета нормативных часовых среднегодовых тепловых потерь на их фактические среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки применительно к фактическим среднемесячным условиям работы тепловых сетей.

Динамика изменения фактических тепловых потерь с разбивкой по годам и котельным по МО «Штанигуртское» представлена в таблице 10 и на рис 15,16.

Таблица 10 Динамика изменения фактических тепловых потерь по годам по котельной д. Штанигурт

Показатель	Ед. изм	Значение показателя		
		2012	2013	2014
Выработка тепловой энергии	Гкал	2548,7	2668,12	2429,27
Собственные нужды котельной	Гкал	62,38	61,37	63,39
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	2486,32	2606,75	2365,88
Потери при передаче тепловой энергии	Гкал	381,11	599,55	432,89
	%	15,33	23,00	18,3
Полезный отпуск	Гкал	2 105,20	2 007,20	1932,99

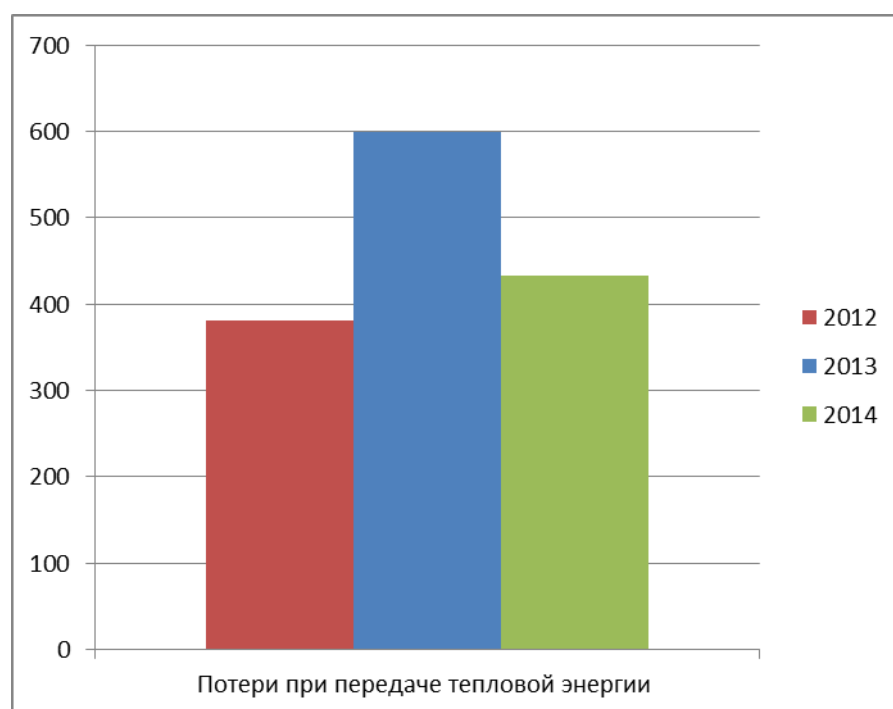


Рис 15 Динамика тепловых потерь в период 2012-2014 г по котельной поселения



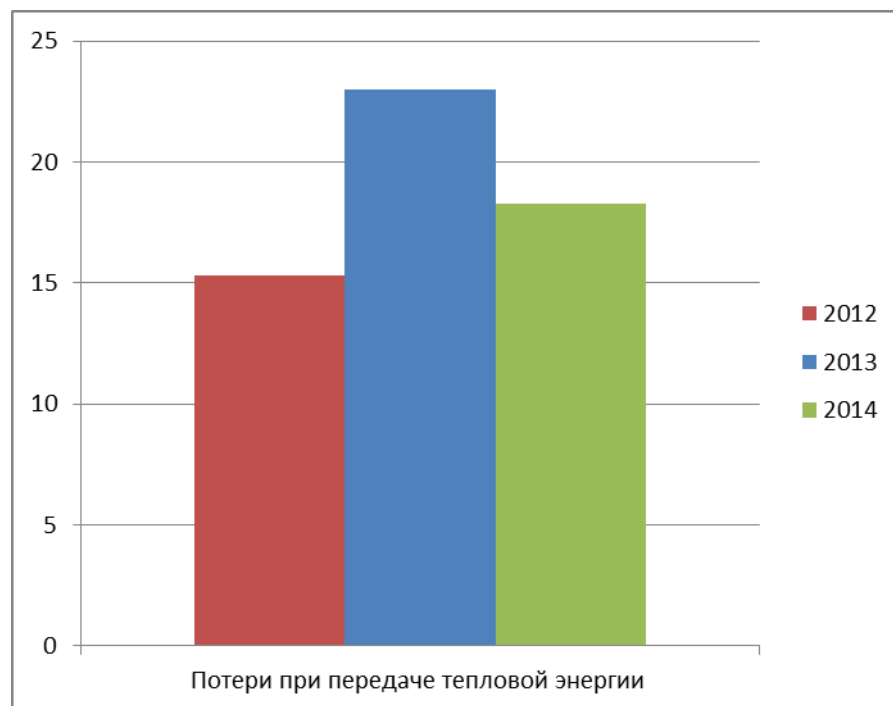


Рис 16 Динамика тепловых потерь в период 2012-2014 г по котельной поселения в процентах

Ниже приведен анализ динамики изменения тепловых потерь по МО «Штанигуртское»:

Котельная д. Штанигурт нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии 1069,918 Гкал/год. По всем годам с 2012-2014 г фактические показатели потерь тепловой энергии ниже нормативных. В 2012 году фактические потери составили 528,17 Гкал в год, что на 688,80 Гкал ниже нормативных. В 2013 году фактические потери тепловой энергии при передаче были выше фактических потерь за 2012 год на 218,44 Гкал и составили 599,55 Гкал, данное повышение связано с инцидентами на тепловой сети в отопительный период. В 2014 году фактические потери тепловой энергии при передаче в сравнении с 2013 годом снизились на 166,66 Гкал. Учитывая ветхое состояние тепловой сети эксплуатирующей организации удастся содержать сеть в безаварийном состоянии.

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

В рассматриваемый период, предприятия как теплоснабжающих организаций так и муниципального образования не получали предписаний от надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети.

При общем значительном износе большинства тепловых сетей эксплуатирующие организации не допускают нарушений требований нормативных документов в части безопасной эксплуатации.

Предписаний надзорных органов в части запрещения дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети за последние три года не выдавалось.

**Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.**

Для присоединения теплопотребляющих систем к водяным тепловым сетям используются две принципиально отличные схемы — зависимая и независимая. При зависимой схеме присоединения вода из тепловой сети поступает непосредственно в системы абонентов. При независимой схеме вода из сети поступает в теплообменный аппарат, где нагревает вторичный теплоноситель, используемый в системах.

Система теплоснабжения в поселении, работает по зависимой схеме, что объясняется небольшими затратами при оборудовании абонентских вводов.

Регулирование теплопотребления отдельных потребителей производится в узлах вводов в процессе наладки гидравлического режима тепловой сети.

Для перспективных потребителей более рациональным будет присоединение по зависимой схеме, так как она более предпочтительна по условиям надежности, поскольку при независимых схемах присоединения гидравлический режим в местной системе не зависит от гидравлического режима в тепловой сети. Такая схема является наиболее удобной для регулирования. Основными регулирующими устройствами, применяемыми в таких схемах, являются электронные погодные регуляторы, и регулирующие клапаны.

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

Котельная не оснащена прибором учета отпуска тепловой энергии.

В муниципальном образовании основными потребителями является бюджет и население. Все бюджетные учреждения поселения, пользующиеся услугами теплоснабжения от центральной котельной, оснащены приборами учета тепла, потребители, проживающие в многоквартирных и частных жилых домах, не оснащены

индивидуальными, общедомовыми приборами учета тепловой энергии, прочие потребители планируют установить приборы учета тепловой энергии до 2017 года.

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

Диспетчерской службы, необходимой для своевременного обнаружения и ликвидации последствий аварийных ситуаций в системе теплоснабжения, а также оповещения населения в случаях чрезвычайных ситуаций в поселении нет. В котельной находится дежурный персонал, основной задачей которого является обеспечение надёжного и бесперебойного снабжения потребителей тепловой энергией, локализация и ликвидация технологических нарушений в тепловых сетях МО «Штанигуртское».

Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается дежурным работником аварийной бригаде, которая оперативно выезжает на место внештатной ситуации. Ликвидация аварийных ситуаций на трубопроводах осуществляется персоналом обслуживающей организацией.

**Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.**

Центральные тепловые пункты и насосные станции отсутствуют.

**Сведения о наличии защиты тепловых сетей от повышенного давления.**

Устройства защиты тепловых сетей от превышения давления отсутствуют.

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

Бесхозные тепловые сети не обнаружены.

## Глава 1. часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

### Размещение источников тепловой энергии

Котельная д. Штанигурт является основным и единственным поставщиком тепловой энергии в МО «Штанигуртское».

Зоны действия источников тепловой энергии в поселении МО «Штанигуртское» представлены на рис. 17.



Рис. 17 Зона действия котельной поселения МО «Штанигуртское»

## **Глава 1. часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии**

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

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха основаны на анализе тепловых нагрузок потребителей по источникам тепловой энергии и сведены в таблицу 11.

Таблица 11 Потребление тепловой энергии по МО «Штанигуртское»

Муниципальное образование	Потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха Гкал/ч		
	Отопление и вентиляция	ГВС	Всего
МО «Штанигуртское»	0,968	-	0,968

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

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии отсутствуют.

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

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом, основанные на анализе тепловых нагрузок потребителей, внесены в таблицу 12.

Таблица 12 Потребление тепловой энергии по котельным МО «Штанигуртское»

Наименование теплоисточника	Потребление тепловой энергии, Гкал	
	Отопительный период 2013-2014	За год в целом 2014 г
Котельная д. Штанигурт	2033,27	1932,99

Разница потребления тепловой энергии за отопительный период и за год вызвана температурой наружного воздуха, в связи, с чем начало и окончание отопительного периода происходит в разные (в зависимости от погодных условий) сроки.

### Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии, основанные на анализе тепловых нагрузок потребителей и внесены в таблицу 13.

Таблица 13 Подключенная тепловая нагрузка к котельной д. Штанигурт

№ п/п	Наименование потребителя	Температура внутри здания, °С	Тепловая нагрузка, Гкал/час
1	Здание клуба	16	0,179
2	Здание детского сада	20	0,193
3	МКД	20	0,129
4	МКД	20	0,041
5	МКД	20	0,057
6	МКД	20	0,106
7	МКД	20	0,131
8	МКД	20	0,127
9	Частный дом	20	0,006
	<b>ИТОГО:</b>		<b>0,9683</b>

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

По состоянию на 31 декабря 2014 года прекратили действие нормативы потребления тепловой энергии, утверждённые постановлением Правительства Удмуртской Республики от 10.09.2012 г. № 397 «Об особенностях применения в Удмуртской Республике в 2012-2014 годах Правил предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов».

Предлагаемое государственное регулирование по определению нормативов по отоплению осуществлено с применением метода аналогов – на основании показаний общедомовых приборов учёта, в том числе, с разбивкой по климатическим зонам за отопительный период и при усреднении по климатическим зонам.

Проведен мониторинг установленных нормативов потребления тепловой энергии на отопление по субъектам Российской Федерации.

Во исполнение постановления Правительства Российской Федерации от 27 августа 2012 года № 857 «Об особенностях применения Правил предоставления коммунальных



услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов», реализовано право в отношении всех муниципальных образований в Удмуртской Республике об осуществлении потребителями оплаты коммунальной услуги по отоплению равномерно за все расчетные месяцы календарного года.

Оплата потребителями коммунальной услуги по отоплению, предоставленной в не оборудованном индивидуальным прибором учёта тепловой энергии жилым домом или в не оборудованном индивидуальным либо общим (квартирным) прибором учёта тепловой энергии жилым помещением (квартире) или нежилом помещением в многоквартирном доме, который не оборудован коллективным (общедомовым) прибором учёта тепловой энергии, осуществляется равномерно за все расчётные месяцы календарного года (1/12).

Исходя из норм от 19.01.2015 №6 «О внесении изменений в отдельные постановления Правительства УР по вопросу утверждения нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях в многоквартирном доме и жилым домом в Удмуртской Республике»; от 24.02.2015 №63 «О внесении изменений в отдельные постановления Правительства УР по вопросу утверждения нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях в многоквартирном доме и жилым домом в Удмуртской Республике», в 2015 году на территории Удмуртской Республики, применяется порядок расчета размера платы за коммунальную услугу по отоплению, в соответствии с Правилами предоставления коммунальных услуг гражданам, утвержденными постановлением Правительства РФ от 23.05.2006 г № 307 «О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам»: по нормативам потребления тепловой энергии на отопление, действовавшие на территории УР по состоянию на 30 июня 2012 года в отношении одно – двухэтажных многоквартирных домов и одно – двухэтажных жилых домов, не оборудованных общедомовыми приборами учета тепловой энергии; по нормативам потребления тепловой энергии на отопление, утвержденные постановлением УР № 554 в отношении иных многоквартирных домов и жилых домов, не оборудованных общедомовыми приборами учета; в многоквартирных домах и жилых домах, оборудованных общедомовыми приборами учета, исходя из расчета среднемесячного потребления тепловой энергии за предыдущий год.

В МО «Штанигурское» действующие нормативы на момент разработки схемы теплоснабжения на отопление составляют для одно- двух- этажных домов 0,0233 Гкал/кв.м., для трех-, пяти- этажных домов где отсутствует техническая возможность установки приборов учета общедомовых приборов учета тепловой энергии норматив

составляет 0,0178 Гкал/кв.м., при наличии технической возможности установки коллективных приборов учета норматив по требления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях определяется с учетом повышающего коэффициента и с 01.01.2015 составил 0,0196 Гкал/кв.м., с 01.07.2015 – 0,0214 Гкал/кв.м., с 01.01.16 – 0,0249 Гкал/кв.м. с 01.07.16 – 0,0267 Гкал/кв.м., с 01.01.2017 – 0,0285 Гкал/кв.м..

## **Глава 1. Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии**

### **Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.**

В рамках работ по «Схеме теплоснабжения поселения МО «Штанигуртское» до 2031 г.» был выполнен сравнительный анализ договорных тепловых нагрузок и фактического теплопотребления потребителей. На основании предоставленных данных о присоединённых фактических и договорных тепловых нагрузках, установленных, располагаемых мощностях, потерях в сетях и собственных нуждах энергоисточников были составлены тепловые балансы по каждой котельной, представленные в таблице 14.

Таблица 14 Баланс установленной мощности по котельным МО «Штанигуртское»

<b>Зона действия котельной д. Штанигурт</b>	<b>Ед изм</b>	<b>Величина</b>
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	3,44
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	3,44
Собственные нужды	Гкал/ч	0,088
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	3,352
Потери тепловой мощности	Гкал/ч	0,747
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,747
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ч	0,968
отопление	Гкал/ч	0,968
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности	+	1,636
Доля резерва	%	63

Из таблицы 14 видно, что котельная имеет резерв установленной тепловой мощности по отношению к присоединенной тепловой нагрузке. Резерв тепловой мощности составил 1,636 Гкал/ч или 63%.

За базовый баланс для составления перспективных тепловых балансов источников принимается баланс, составленный на базе фактических тепловых нагрузок по состоянию на конец 2014 г.

### **Резерв и дефицит тепловой мощности нетто, по каждому источнику тепловой энергии.**

Из анализа баланса установленной тепловой мощности и фактической присоединенной тепловой нагрузки следует:

Фактическая суммарная подключенная нагрузка потребителей, снабжаемых теплом от котельной поселения, на момент разработки схемы теплоснабжения составляет 0,968 Гкал/ч.

Резерв располагаемой тепловой мощности составляет 1,636 Гкал/ч.

Распределение установленной тепловой мощности поселения по составляющим представлено на рисунке 18.

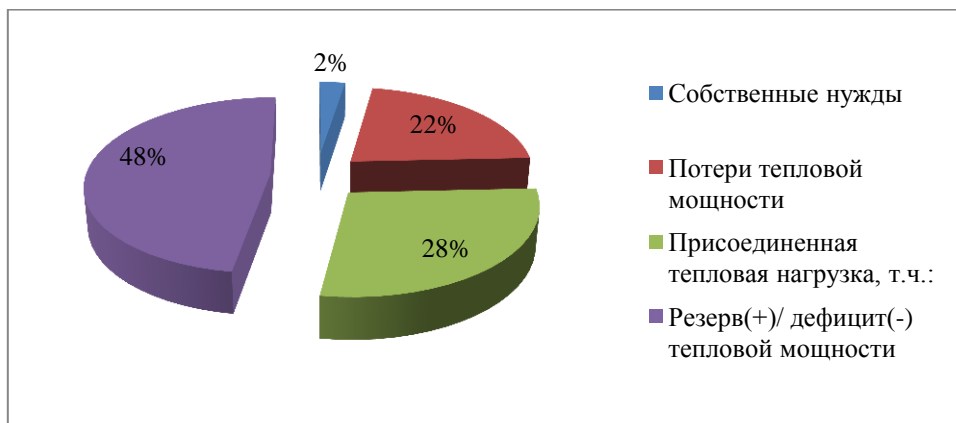


Рис 18 Распределение установленной тепловой мощности поселения.

Из рисунка 18 видно, что на котельной поселения имеются резервы тепловой мощности 1,636 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка поселения в структуре занимает 28%, собственные нужды котельной и потери тепловой мощности 2% и 22% соответственно.

**Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю**

При расчёте гидравлического режима тепловой сети решаются следующие задачи:

- 1) определение диаметров трубопроводов;
- 2) определение падения давления-напора;
- 3) определение действующих напоров в различных точках сети;
- 4) определение допустимых давлений в трубопроводах при различных режимах работы и состояниях теплосети.

При проведении гидравлических расчетов используются схемы и геодезический профиль теплотрассы, с указанием размещения источников теплоснабжения, потребителей теплоты и расчетных нагрузок.

При проектировании и в эксплуатационной практике для учета взаимного влияния геодезического профиля района, высоты абонентских систем, действующих напоров в

тепловой сети пользуются пьезометрическими графиками. По ним нетрудно определить напор (давление) и располагаемое давление в любой точке сети и в абонентской системе для динамического и статического состояния системы.

1. Давление (напор) в любой точке обратной магистрали не должно быть выше допускаемого рабочего давления в местных системах.
2. Давление в обратном трубопроводе должно обеспечить залив водой верхних линий и приборов местных систем отопления.
3. Давление в обратной магистрали во избежание образования вакуума не должно быть ниже 0,05-0,1 МПа (5-10 м вод. ст.).
4. Давление на всасывающей стороне сетевого насоса не должно быть ниже 0,05 МПа (5 м вод. ст.).
5. Давление в любой точке подающего трубопровода должно быть выше давления вскипания при максимальной температуре теплоносителя.
6. Располагаемый напор в конечной точке сети должен быть равен или больше расчетной потери напора на абонентском вводе при расчетном пропуске теплоносителя.

По результатам расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения от котельных поселения МО «Штанигуртское» трубопроводы тепловых сетей не имеют дефицита по пропускной способности.

#### **Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.**

Дефициты тепловой мощности у котельных являются следствием снижения располагаемых мощностей ввиду износа котельного оборудования. Последствием дефицитов тепловой мощности может являться недопоставка тепловой энергии потребителям при расчетных температурах наружного воздуха (-35°C).

#### **Резерв тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.**

В поселении МО «Штанигуртское» источник тепловой энергии один, вследствие чего расширение технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности не требуется.



## Глава 1. часть 7. Балансы теплоносителя

### **Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.**

В котельной установлена водоподготовительная установка тип ХВО - катионирование в количестве 1 шт., обеспечивающая нормативные параметры качества теплоносителя. В качестве теплоносителя используется вода из системы центрального водоснабжения д. Штанигурт. Химводоподготовка полностью предотвращает образование отложений во всех узлах теплоэнергетической системы. Расход воды по котельной д. Штанигурт за 2014 год составил 260,00 куб м.

### **Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения**

Утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения у теплоснабжающей организации отсутствуют. Расчетное максимальное потребление теплоносителя в эксплуатационном режиме и в аварийных режимах систем теплоснабжения представлены в таблице 15.

Таблица 15 Максимальное потребление теплоносителя по котельной д. Штанигурт

Наименование	Ед изм	2014
Располагаемая тепловая мощность теплоисточника	Гкал/ч	3,440
Максимальный расчётный объём теплоносителя	куб м	259,82
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,968
Расчётный объём теплоносителя в эксплуатационном режиме	куб м	73,14
Расчетная производительность ВПУ	куб м/ч	1,95
Расчетная подпитка тепловой сети в эксплуатационном режиме	куб м/ч	0,55
Расчетная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	куб м/ч	1,46
Резерв(+)/дефицит(-)	куб м/ч	186,68
Доля резерва	%	71,85

Анализируя таблицу 15 расчетный объём теплоносителя в эксплуатационном режиме составляет 73,14 куб м, расчетная подпитка тепловой сети в эксплуатационном режиме 0,55 куб м/ч, расчетная подпитка тепловой сети в период повреждения участка 1,46 куб м/ч.

**Глава 1. часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.**

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

Основным видом топлива котельной является природный газ. Резервного топлива в котельной не предусмотрено.

Данные по количеству используемого вида топлива за 2014 год по котельной представлены в таблице 16.

Таблица 16. Количество используемого основного топлива на источнике тепловой энергии

№ пп	Источник тепловой энергии	Вид топлива	Ед изм	Количество за 2014 год
1	Котельная д. Штанигурт	Природный газ	тыс.м <sup>3</sup>	400,66

В 2014 году объем потребления природного газа для производства тепловой энергии составил 400,66 тыс. куб м.

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

Оборудование котельной предназначено для использования одного вида топлива, к работе на двух видах (рабочее-резервное) топлива не приспособлено. Резервных и аварийных видов топлива в котельной нет. При аварии потребители не будут получать тепловую энергию до момента устранения неисправности.

**Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.**

Котельная для выработки тепловой энергии использует природный газ.

Качество природного газа соответствует требуемым нормам, низшая теплота сгорания не ниже 8000 Ккал/кг.

**Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха**

Снабжение природным газом бесперебойное, нарушений подачи газа не было.

## **Глава 1. часть 9. Надежность теплоснабжения**

### **Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.**

Согласно п. 2.2. «Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии» к показателям уровня надежности относятся следующие показатели:

- 1) показатели, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии;
- 2) показатели, определяемые приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии;
- 3) показатели, определяемые приведенным объемом не отпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии;
- 4) показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.

Для дифференциации по видам нарушений в подаче тепловой энергии при определении характеристик для показателей уровня надежности, используется коэффициент вида нарушения в подаче тепловой энергии ( $K_v$ ).

Рассматриваются следующие виды нарушения в подаче тепловой энергии:

- нарушение в подаче тепловой энергии из-за несоблюдения регулируемой организацией требований технических регламентов эксплуатации объектов и оборудования теплофикационного и (или) теплосетевого хозяйства, в том числе принимаемых в соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», происходящее без предварительного уведомления в установленном порядке потребителя товаров и услуг и приводящее к прекращению подачи тепловой энергии на срок более 8 часов в отопительный сезон или более 24 часов в межотопительный период в силу организационных или технологических причин, вызванных действиями (бездействием) данной регулируемой организации, – для нарушений такого вида устанавливается  $K_v = 1,00$ ;

- прекращение подачи тепловой энергии на срок не более 8 часов в отопительный сезон или не более 24 часов в межотопительный период или иное нарушение в подаче тепловой энергии с предварительным уведомлением потребителя товаров и услуг в срок,

не меньший установленного, в том числе условиями договора теплоснабжения либо другими договорными отношениями между регулируемой организацией и соответствующим потребителем товаров и услуг, вызванное проведением на оборудовании данной регулируемой организации не относимых к плановым ремонтам и профилактике работ по предотвращению развития технологических нарушений, – для данного вида нарушений  $K_v = 0,5$ .

Для периода 2014-2015 гг. при расчете значений показателей надежности используется значение  $K_v = 1,00$  независимо от вида нарушения. Расчет фактических значений  $K_v$  первоначально осуществляется по результатам 2014 г. Показатели уровня надежности, рассчитываются как совокупные за расчетный период характеристики нарушений в подаче тепловой энергии, снижение которых ведет к увеличению надежности.

#### **Показатели, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии.**

Показатель уровня надежности, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в расчете на единицу тепловой мощности и длины тепловой сети регулируемой организации, исчисляется по формуле:

$$P_q = M_o / L,$$

где

$M_o$  – число нарушений в подаче тепловой энергии по договорам с потребителями товаров и услуг в течение отопительного сезона расчетного периода регулирования согласно данным, подготовленным регулируемой организацией;

$L$  – произведение суммарной тепловой нагрузки (мощности) по всем договорам с потребителями товаров и услуг данной организации (в Гкал/час – в отсутствие нагрузки принимается равной 1) и общей протяженности тепловой сети (в км – в отсутствие тепловой сети принимается равной 1) данной регулируемой организации. Для расчета используется максимальное значение  $L$  для регулируемой организации в расчетном периоде регулирования; протяженность сети рассматривается в двухтрубном исчислении, включая бесхозяйные сети, отнесенные к данной регулируемой организации.

#### **Показатели, определяемые продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии.**

Показатель уровня надежности, определяемый суммарной приведенной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии в отопительный сезон, ( $P_n$ ) исчисляется по формуле:

$$P_n = \sum_{j=1}^{M_{\text{по}}} T_{j\text{пр}} / L$$

где

$T_{j\text{пр}}$  - продолжительность (с учетом коэффициента  $K_{\text{в}}$ ) j-ого прекращения подачи тепловой энергии за отопительный сезон в течение расчетного периода регулирования (в часах);

$M_{\text{по}}$  – общее число прекращений подачи тепловой энергии за отопительный сезон согласно данным, подготовленным регулируемой организацией.

Здесь и далее нарушение в подаче тепловой энергии, затронувшее несколько расчетных периодов регулирования, учитывается в каждом расчетном периоде регулирования в части, относящейся к данному периоду.

### **Показатели, определяемые объемом неотпуска тепла при нарушениях в подаче тепловой энергии.**

Показатель уровня надежности, определяемый суммарным приведенным объемом неотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительный период, исчисляется по формуле:

$$P_o = \sum_{j=1}^{M_{\text{по}}} Q_j / L$$

где

$Q_j$  – объем недоотпущенной / недопоставленной тепловой энергии при j-м нарушении в подаче тепловой энергии за отопительный сезон расчетного периода регулирования (в Гкал).

### **Показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя при нарушениях в подаче тепловой энергии.**

Отклонения температуры теплоносителя фиксируются в подающем трубопроводе в случаях превышения значений отклонений, предусмотренных договорными отношениями между данной регулируемой организацией и потребителем ее товаров и услуг (исполнителем коммунальных услуг для него) (далее – договорные значения отклонений). В отсутствие требуемых величин в имеющихся договорах, в качестве договорных значений отклонений температуры воды в подающем трубопроводе принимаются величины, установленные для горячего водоснабжения постановлением Правительства Российской Федерации от 06 мая 2011 г. № 354.



Показатель уровня надежности, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры воды в подающем трубопроводе в отопительный период, исчисляется по формуле

$$P_e = \sum_{i=1}^{N_B} W_{iB} * R_{Bi} / \sum_{i=1}^{N_B} W_{iB}$$

где

$R_{Bi}$  - среднее за отопительный сезон расчетного периода регулирования зафиксированное по i-ому договору с потребителем товаров и услуг значение превышения среднесуточного отклонения температуры воды в подающем трубопроводе, отнесенного на данную регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами, над договорным значением отклонения (для отклонений как вверх, так и вниз);

$N_B$  – число договоров с потребителями товаров и услуг данной регулируемой организации, для которых теплоносителем является вода;

$W_{iB}$  – присоединенная тепловая нагрузка (мощность) по i-ому соответствующему договору в части, где теплоносителем является вода, Гкал/ч.

#### **Характеристики нарушений в подаче тепловой энергии, используемые для определения показателей уровня надежности**

Продолжительность j-ого прекращения подачи тепловой энергии в отопительный период в расчетном периоде регулирования, ( $T_{jnp}$ ) определяется на основании данных, подготовленных регулируемой организацией по формуле:

$$T_{jnp} = \max_i T_{ij}$$

$T_{ij}$  – продолжительность (с учетом коэффициентов  $K_{vj}$  вида нарушений)

для i-ого договора с потребителями товаров и услуг j-ого прекращения подачи тепловой энергии в отопительном сезоне расчетного периода регулирования у данной регулируемой организации. Если регулируемой организацией зафиксировано, что j-ое прекращение подачи тепловой энергии состоит из двух или более последовательных временных прекращений (далее – прерываний) подачи тепловой энергии или теплоносителя по i-ому договору с потребителями товаров и услуг, то значение  $T_{ij}$  рассчитывается по формуле:

$$T_{ij} = \max_i (T_{ijl} \times K_{vjli})$$

где

$T_{ijl}$  – продолжительность (в часах)  $l$ -ого прерывания подачи тепловой энергии в рамках  $j$ -ого прекращения подачи тепловой энергии для  $i$ -ого договора с потребителями товаров и услуг, отнесенная на рассматриваемую регулируемую организацию, т.е. ограниченная моментом ликвидации обусловившего  $j$ -ое прекращение подачи тепловой энергии технологического нарушения по данной регулируемой организации. Ситуация  $l > 1$  если до момента времени ликвидации в данной регулируемой организации указанного технологического нарушения у потребителя товаров и услуг возникает несколько случаев прерывания подачи тепловой энергии, обусловленных тем же самым технологическим нарушением. Тогда все эти случаи относятся на одно  $j$ -ое прекращение подачи тепловой энергии, а продолжительности соответствующих перерывов учитываются по  $i$ -ому договору с потребителями товаров и услуг отдельно (с индексом « $l$ ») и суммируются в формуле с коэффициентами, определенными по отношению к каждому  $l$ -ому случаю, для получения  $T_{ij}$  – продолжительности  $j$ -го прекращения подачи тепловой энергии по  $i$ -ому договору;

$K_{ejli}$  – коэффициент значимости  $K_e$  состояния фактора вида нарушения в подаче тепловой энергии для  $i$ -ого договора с потребителями товаров и услуг, зафиксированного в  $l$ -ом случае, отнесенном на  $j$ -ое прекращение подачи тепловой энергии. В случае если вид нарушения не указан, коэффициент принимается равным 1;

максимум в формуле вычисляется по всем договорам с потребителями товаров и услуг, затронутыми  $j$ -ым прекращением. При определении показателей  $P_n(1)$  берется максимум только по индексам « $i$ », соответствующим потребителям 1-й категории надежности.

Если регулируемой организацией отдельно не зафиксированы значения продолжительности по каждому договору с потребителями товаров и услуг при  $j$ -ом прекращении подачи тепловой энергии, то в качестве  $T_{jnp}$  берется значение продолжительности технологического нарушения, повлекшего за собой  $j$ -ое прекращение подачи тепловой энергии.

Объем недоотпущенной и (или) недопоставленной тепловой энергии при  $j$ -ом нарушении в подаче тепловой энергии ( $Q_j$ ) определяется по формуле:

$$Q_j = \sum_{i=1}^N Q_{ij}$$

где

$N$  – число договоров с потребителями товаров и услуг данной регулируемой организации. Для расчета используется максимальное число договоров с потребителями товаров и услуг у данной регулируемой организации в расчетном периоде регулирования;

$Q_{ij}$  – объем недоотпущенной или недопоставленной тепловой энергии при  $j$ -ом нарушении в подаче тепловой энергии по  $i$ -ому договору с потребителями товаров и услуг, зафиксированный надлежаще оформленным Актом или рассчитанный на основе показаний приборов учета тепловой энергии за аналогичный период (без нарушений в ее подаче) с корректировкой на изменения температуры наружного воздуха. При отсутствии приборов учета тепловой энергии или непредставлении их показаний потребителем товаров и услуг регулируемая организация применяет расчетный способ в соответствии с законодательством или договором с потребителями товаров и услуг, но без применения повышающих коэффициентов к нормативу потребления коммунальных услуг.

В случае если регулируемой организацией отдельно не зафиксированы объемы недоотпущенной или недопоставленной тепловой энергии по каждому договору с потребителями товаров и услуг при  $j$ -м нарушении в подаче тепловой энергии, в качестве  $Q_j$  берется значение объема неотпуска, зафиксированное надлежаще оформленным Актом для технологического нарушения, повлекшего за собой  $j$ -ое нарушение в подаче тепловой энергии.

Среднее за отопительный сезон расчетного периода регулирования зафиксированное по  $i$ -ому договору с потребителями товаров и услуг значение положительной части разности между среднечасовой величиной отнесенного на рассматриваемую регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры воды в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения ( $R_{\text{в}i}$ ) определяется на основании данных, подготовленных регулируемой организацией по формуле:

$$R_{\text{в}i} = \sum_{j=1}^{M_{io}} D_{B,i,j} / h_o$$

где

$M_{io}$  – число нарушений в подаче тепловой энергии, вызванных отклонениями температуры воды в подающем трубопроводе (без прекращения ее подачи), по  $i$ -ому договору с потребителями товаров и услуг в течение отопительного сезона расчетного периода регулирования согласно данным, подготовленным регулируемой организацией

$D_{\text{в}}, i, j$  - сумма по всем часам  $j$ -ого нарушения в подаче тепловой энергии в отопительный сезон положительных частей разностей между среднесуточной величиной зафиксированного в течение этих суток (с отнесением на рассматриваемую регулируемую организацию) отклонения температуры воды в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения – определяется в градусах Цельсия;

$h_o$  - общее число часов в отопительном сезоне расчетного периода регулирования.

Нарушений подачи тепловой энергии за 2014 год по теплоснабжающей организации ООО «ЖКХ Глазовский район» не было.

#### **Анализ аварийных отключений потребителей.**

Аварийных отключений на тепловых сетях за 2014 год не было.

Согласно п. 2.10 Методическим рекомендациям по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001 утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001г. № 191 авариями в тепловых сетях считаются:

разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов;

повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по отоплению) на срок более 8 часов, прекращение теплоснабжения или общее снижение более чем на 50 процентов отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 часов.

#### **Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений**

При подготовке к отопительному периоду рекомендуется теплоснабжающей организации с привлечением организаций-исполнителей коммунальных услуг выполнить расчеты допустимого времени устранения аварий и восстановления.

#### **Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).**

В приложении 2 представлены схемы тепловых сетей по котельным, наиболее ненормативной надежности, участки тепловых сетей выделены красным цветом.

## **Глава 1. Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

На основании данных теплоснабжающей организаций в 2014 г. по поселению МО «Штанигуртское» всего произведено тепловой энергии 2 429,27 Гкал, в т.ч. на природном газе 2 29,27 Гкал. Потери в сетях составили 432,89 Гкал.

По данным организаций в поселении МО «Штанигуртское» в 2014 г. отпущено тепловой энергии в сеть всего 2 365,88 Гкал. В таблице 17 приведены суммарные значения отпуска тепловой энергии котельной поселения.

Таблица 17 Отпуск тепловой энергии котельной МО «Штанигуртское» в 2014г.

<b>Наименование</b>	<b>Гкал</b>
Всего отпущено тепловой энергии в сеть	2365,88

В связи с тем, что в поселении центральное теплоснабжение осуществляет одна котельная, весь отпуск тепловой энергии в сеть равен отпуску тепловой энергии в сеть от котельной д. Штанигурт.

### **Удельные расходы условного топлива на выработку тепловой энергии**

По представленным данным предприятия в котельной д. Штанигурт КПД котлов составляет около 81 %.

В котельной установлены котлы марки Братск. Эти котлы неавтоматизированные, низко экономичные. В большинстве своем эта котельная не отвечает современным требованиям ни по экономичности, ни по экологическим показателям.

В соответствии с данными теплоснабжающей организации в 2014 г. удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии составил – 160,4 кг.у.т./Гкал.

### **Собственные нужды котельных**

Значения расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной представлены ООО «ЖКХ Глазовский район». Среднее значение расхода тепла на собственные нужды котельной составляет 2,5 %, в абсолютном выражении 62,38 Гкал/год.

## Структура себестоимости производства, передачи и распределения тепловой энергии

Структура себестоимости производства тепловой энергии составлена по представленным теплоснабжающей организацией данным за 2-ое полугодие 2014 года.

Основные технико-экономические показатели финансово-хозяйственной деятельности за 2014 год представлены в таблице 18.

Таблица 18 Основные технико – экономические показатели котельной д. Штанигурт.

№ п/п	Статьи затрат	Ед. изм.	Факт 2014 года
1.	Топливо на технологические нужды	тыс.м <sup>3</sup> (газ)	175,88
		т. (мазут)	0,00
		т. (уголь)	0,00
		т.(прочие)	0,00
		тыс.руб.	894,98
2.	Электроэнергия на технологические нужды	тыс.кВтч	36,11
		тыс.руб.	154,91
3.	Вода на технологические нужды	тыс. м <sup>3</sup>	0,00
		тыс.руб.	0,00
4.	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, в том числе:	тыс.руб.	326,41
4.1.	Вспомогательные материалы	тыс.руб.	13,81
	в том числе реагенты		10,30
4.2.	Услуги сторонних (подрядных) организаций	тыс.руб.	312,60
4.2.1.	в том числе: техническое обслуживание	тыс.руб.	312,60
4.3.	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	
4.4.	Ремонт и техническое обслуживание	тыс.руб.	18,30
5.	Фонд оплаты труда ППП	тыс.руб.	207,83
6.	Страховые взносы социального характера	тыс.руб.	68,64
7.	Прочие прямые расходы, в том числе:	тыс.руб.	353,43
7.1.	аренда производственного оборудования	тыс.руб.	353,43
7.2.	лизинговые платежи	тыс.руб.	
8.	Цеховые расходы	тыс.руб.	0,00
9.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	0,00
10.	Налоги, в том числе:	тыс.руб.	2,74
10.1.	земельный налог	тыс.руб.	
10.2.	плата за выбросы	тыс.руб.	2,74
10.3.	транспортный налог	тыс.руб.	
11.	Недополученный по независящим причинам доход за 2013 год	тыс.руб.	
12.	Налог при применении УСН	тыс.руб.	



13.	Избыток средств в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	
14	Выработка тепловой энергии	Гкал	916,60
15	Собственные нужды котельных	Гкал	28,60
16	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	Гкал	202,46
		%	22,8
17	Полезный отпуск	Гкал	685,54
18	Нормативный удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии	кг у.т./Гкал	148,63
19	Удельный расход электрической энергии на производство тепловой энергии	кВт.ч/Гкал	52,67

## Глава 1. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

ООО «ЖКХ Глаховский район» действует в одном муниципальном образовании. На балансе предприятия находятся одна котельная. Тариф на тепловую энергию является единым для всех потребителей поселения МО «Штанигуртское».

В таблице 19 и на рисунке 19 представлена динамика тарифов на тепловую энергию, установленных РЭК УР.

Таблица 19 – Тарифы на тепловую энергию для потребителей МО «Штанигуртское»

Теплоисточник	Периоды				
	2013	2014		2015	
	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол
д. Штанигурт (ООО «ЖКХ Глазовский район»)	1 665,57	1 623,27	1 691,24	1 691,24	1 798,14

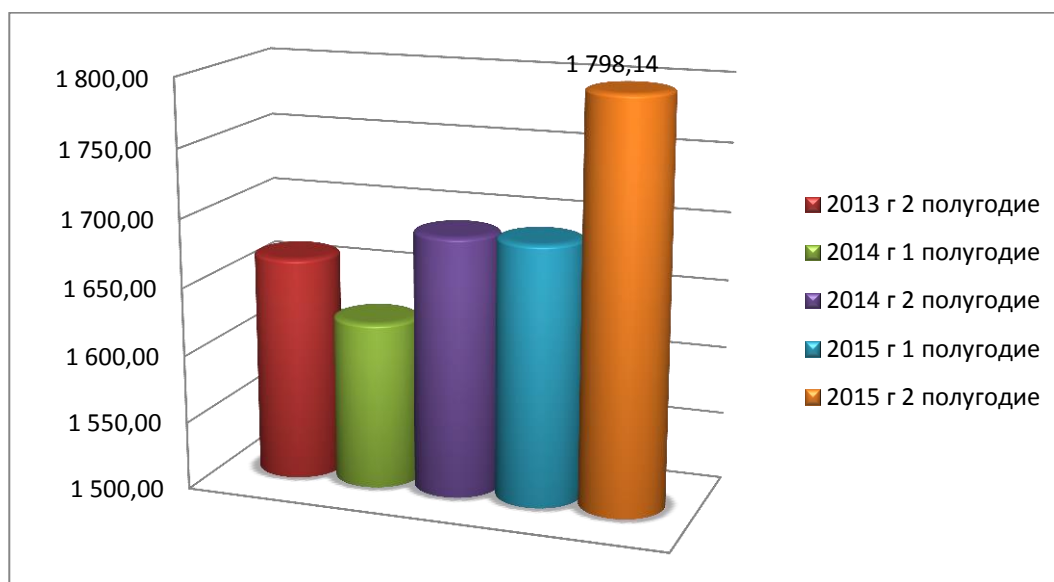


Рис 19 Динамика тарифов на тепловую энергию по годам

Анализируя таблицу 19 и рис 19 можно сделать выводы о том, что рост тарифа ежегодно растет, исключение составило лишь 1 полугодие 2014 года по отношению к 2 полугодю 2013 года, снижение тарифа в 1 полугодии 2014 г связано с тем, что во втором полугодии 2013 года для населения, потребляющего тепловую энергию для нужд отопления, в связи с ограничением роста платы граждан за энергетические ресурсы тариф на тепловую энергию был ниже установленного для всего предприятия. Разница в тарифах субсидировалась ресурсоснабжающим организациям из бюджета. В первом полугодии 2014 года тариф на тепловую энергию приравнивали к тарифу 2 полугодия 2013 года для населения и тариф на тепловую энергию составил 1623,27 руб/Гкал для всех потребителей

тепловой энергии поселения МО «Штанигуртское». Во 2 полугодии 2015 года тариф составит 1798,14 руб/Гкал на 6,3% выше 1 полугодия 2015 года.

В связи с постоянным ростом стоимости энергоносителей, снижение тарифов в ближайшей перспективе не представляется возможным.

**Описание структуры цен (тарифов), установленных  
на момент разработки схемы теплоснабжения.**

Приводимая ниже калькуляция статей затрат на производство и передачу тепловой энергии соответствует калькуляции, разработанной Региональной энергетической комиссией УР (см табл. 20). На рис 20 представлена структура утвержденных тарифов по МО «Штанигуртское» на 2015 год.

Таблица 20 Калькуляция статей затрат на производство и передачу тепловой энергии по котельной д. Штанигурт на 2015 г

<b>Наименование статьи</b>	<b>Значения</b>
<b>Топливо на технологические нужды, тыс. руб.</b>	1529,57
<b>Удельный расход газа, куб.м /Гкал (кг/Гкал)</b>	148,46
<b>Цена по лимиту в среднем по году, руб./тыс. куб.м</b>	4981,70
<b>Электроэнергия на технологические нужды, тыс. руб.</b>	316,16
<b>Объем электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии, тыс.кВт.ч</b>	65,35
<b>средняя цена на электрическую энергию, (руб/кВт.ч)</b>	4,84
<b>Вода на технологические нужды, тыс. руб.</b>	27,38
<b>Объем воды, тыс. куб.м</b>	1,01
<b>Цена, руб./ куб.м</b>	27,09
<b>Вспомогательные материалы, тыс. руб.</b>	0,00
<b>Услуги сторонних (подрядных) организаций производственного характера, тыс. руб.</b>	312,60
<b>Ремонт и техническое обслуживание (хозспособом), тыс. руб.</b>	0,00
<b>Амортизация производственного оборудования, тыс.руб.</b>	0,00
<b>Фонд оплаты труда ППП, тыс. руб.</b>	519,33
<b>Численность ППП</b>	5,00
<b>Средняя заработная плата, руб.</b>	8655,48
<b>Страховые взносы социального характера, тыс.руб.</b>	156,84
<b>Прочие прямые расходы, тыс. руб.</b>	353,43
<b>аренда производственного оборудования, тыс. руб.</b>	353,43
<b>лизинговые платежи, тыс. руб.</b>	0,00
<b>Цеховые расходы, тыс. руб.</b>	265,65
<b>Общехозяйственные расходы, тыс. руб.</b>	0,00
<b>Налоги, тыс. руб.</b>	0,00
<b>Итого производственная себестоимость, тыс. руб.</b>	3480,96
<b>Недополученный по независящим причинам доход, тыс. руб.</b>	0,00
<b>Финансирование из бюджета, тыс. руб.</b>	0,00

<b>Избыток средств в предыдущем периоде регулирования, тыс. руб.</b>	0,00
<b>Прибыль, тыс. руб.</b>	35,16
<b>в том числе капвложения, тыс. руб.</b>	0,00
<b>налоги из прибыли, тыс. руб.</b>	0,00
<b>Необходимая валовая выручка, тыс. руб.</b>	3516,12
<b>Тариф на производство тепловой энергии, руб./Гкал</b>	1739,39

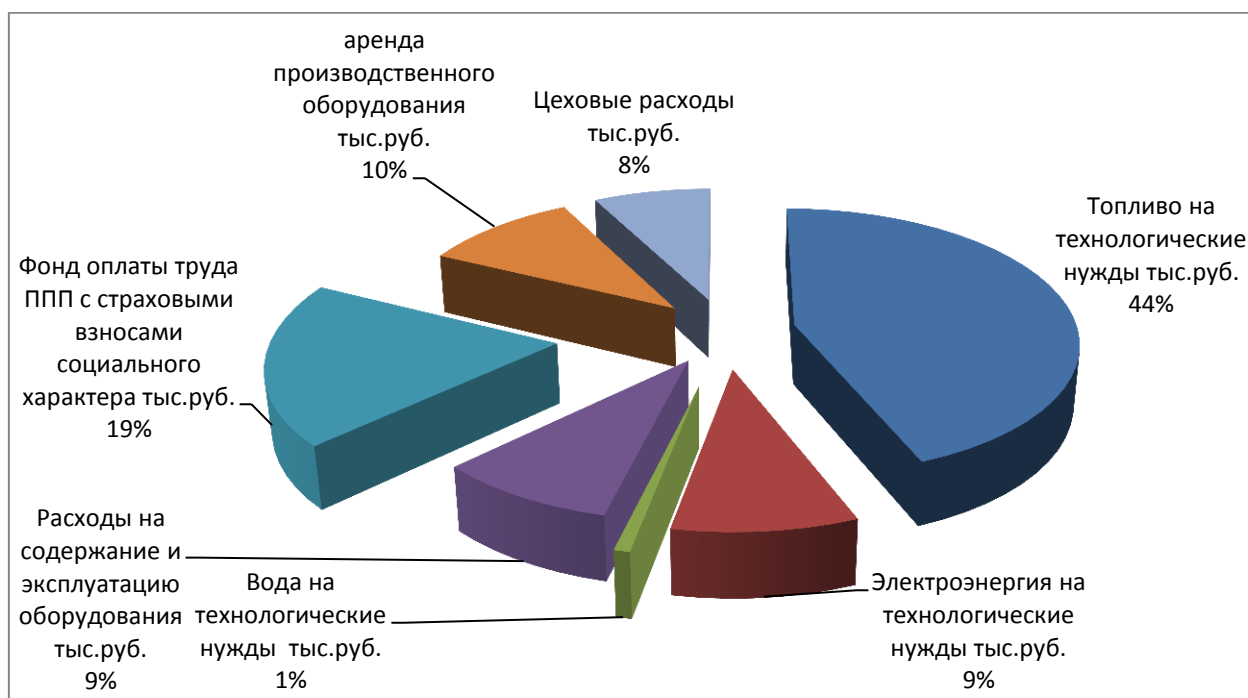


Рис 20 Структура тарифа на 2015 год по котельной д. Штанигурт

Тариф на производство и передачу тепловой энергии утверждается на котельную одного поселения, приведенная выше структура тарифа утверждена РЭК УР на 2015 год. В структуре тарифа на тепловую энергию по котельной доминирует топливная составляющая, в структуре она занимает 44%. Оплата труда со страховыми взносами социального характера занимает 19% в структуре тарифа. Аренда производственного оборудования в структуре тарифа составляет 10 %, электроэнергия и расходы на содержание и эксплуатацию производственного оборудования по 9% каждая статья. Остальные составляющие по разбивкам не превышают 8%. Это приводит, в частности, к нехватке денежных средств на ремонты и техническое обслуживание котельных и тепловых сетей.

## **Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.**

Плата за подключение к системе теплоснабжения – плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемых здания, строения, сооружения (далее также – плата за подключение);

Органы местного самоуправления поселений, городских округов могут наделяться законом субъекта Российской Федерации полномочиями на государственное регулирование цен (тарифов) на тепловую энергию, в частности платы за подключение к системе теплоснабжения.

Подключение – совокупность организационных и технических действий, дающих возможность подключаемому объекту потреблять тепловую энергию из системы теплоснабжения, обеспечивать передачу тепловой энергии по смежным тепловым сетям или выдавать тепловую энергию, производимую на источнике тепловой энергии, в систему теплоснабжения.

Подключение к системам теплоснабжения осуществляется на основании договора о подключении к системам теплоснабжения.

По договору о подключении исполнитель обязуется осуществить подключение, а заявитель обязуется выполнить действия по подготовке объекта к подключению и оплатить услуги по подключению.

Основанием для заключения договора о подключении является подача заявителем заявки на подключение к системе теплоснабжения в случаях:

Решения существующей проблемы с определением платы за подключение к тепловым сетям на период до принятия соответствующих нормативных правовых актов к ФЗ №190 возможно путем обращения в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов), которые наделены полномочиями по установлению платы за подключение к системе теплоснабжения (Ст. 7 ч.3 Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»). Отсутствие основ ценообразования в сфере теплоснабжения и правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, а также методических указаний по

расчету соответствующих тарифов не может служить основанием для отказа в установлении платы за подключение к системе теплоснабжения.

Плата за подключение может быть осуществлена как на основе фиксированного размера платежа на определенный срок, так и с подготовкой по каждому отдельному объекту капитального строительства индивидуальной программы, составлением сметы затрат на создание тепловых сетей, мероприятий по увеличению мощности и пропускной способности сети для дальнейшего согласования и утверждения тарифа на подключение к системе теплоснабжения в индивидуальном порядке с заявителем в органе регулирования субъекта РФ.

В целом по району в связи с оптимизацией ежегодно ликвидируются (закрываются) бюджетные учреждения в результате чего полезный отпуск сокращается и в дальнейшем приводит к увеличению себестоимости выработки тепловой энергии.

**Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности,  
в том числе для социально значимых категорий потребителей.**

Потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности и оплачивают указанные услуги по регулируемым ценам (тарифам) или по ценам, определяемым соглашением сторон договора.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности подлежит регулированию для отдельных категорий социально значимых потребителей, перечень которых определяется основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством РФ, и устанавливается как сумма ставок за поддерживаемую мощность источника тепловой энергии и за поддерживаемую мощность тепловых сетей в объеме, необходимом для возможного обеспечения тепловой нагрузки потребителя.



Для иных категорий потребителей тепловой энергии плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не регулируется и устанавливается соглашением сторон.

По МО «Штанигуртское» объектов подключенных к системе теплоснабжения, но не потребляющих тепловой энергии нет.

## **Глава 1. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения.**

### **Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).**

1. *Отсутствие автоматизации технологических процессов на источнике теплоты в котельной.* Котельная не оборудована средствами автоматизации. На источнике теплоты в котельной не установлен счетчик выработки тепловой энергии, что приводит к отсутствию объективных данных об отпуске тепловой энергии и теплоносителя в сеть. В соответствии со статьей 13 ФЗ РФ от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ производимые, передаваемые, потребляемые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов.

2. *Значительный износ основного и вспомогательного оборудования котельных установок в котельной и тепловых сетей по поселению МО «Штанигуртское»* приводит к увеличению тепловых потерь трубопроводами тепловых сетей и потерь теплоносителя, увеличению расходных материалов для ремонта оборудования, частоты ремонтов, к повышенному расходу топлива, электрической энергии.

3. *Отсутствие местных средств регулирования теплоотдачи отопительных приборов, средств измерения теплопотребления на каждом отопительном радиаторе* жилых и административных зданий, не имеют возможности у собственников помещений в многоквартирных домах экономить тепловую энергию.

5. *Из-за отсутствия горячего водоснабжения имеет место несанкционированный слив теплоносителя из системы отопления.* Это приводит к необходимости увеличивать подпитку теплосети, увеличивает накладные расходы энергоснабжающей организации.

6. *Надежное теплоснабжение зданий и сооружений нарушают аварии на тепловых сетях* из-за значительного срока их эксплуатации, отсутствие плановых промывок отопительных систем зданий и сооружений.

7. *Отсутствие качественной гидравлической наладки тепловых сетей.* Гидравлическая наладка тепловой сети позволяет улучшить качество теплоснабжения и

снизить при этом потребление электрической энергии в котельной. Эффективность этих мероприятий очень высокая.

**Описание существующих проблем организации  
надежного и безопасного теплоснабжения поселения  
(перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения,  
включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Из анализа существующего положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения, указанных выше, все выявленные проблемы влияют на организацию надежного и безопасного теплоснабжения.

**Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.**

Развитие систем теплоснабжения (источников тепловой энергии) – стремление максимально реализовать мощность источника тепловой энергии нетто при минимальных затратах достигнутых путем использования оборудования (котлов), имеющего высокий КПД и энергоэффективность, снижением потерь тепловой энергии, теплоносителя и электроэнергии при транспорте, а также рациональное использование тепловой энергии и теплоносителя.

Система теплоснабжения в муниципальном образовании слабо развивается из-за следующих причин:

- старых основных фондов материально и морально;
- из-за отсутствия новых потребителей и отказ от центрального теплоснабжения настоящих потребителей;
- тариф на тепловую энергию не позволяющий производить модернизацию и капитальный ремонт тепловых сетей и оборудования.

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

Снабжение природным газом бесперебойное в требуемых объемах.

**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, устраняются работниками энергоснабжающей организации своевременно в части своих обязательств.

## Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения по расчетным элементам территориального деления указаны в таблице 21.

Таблица 21. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.

Наименование теплоисточника	Потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха Гкал/ч		
	Отопление и вентиляция	ГВС	Всего
Котельная д. Штанигурт	0,968	-	0,968
<b>Итого по МО «Штанигуртское»</b>	<b>0,968</b>	<b>-</b>	<b>0,968</b>

Существующая индивидуальная одно- и двухэтажная застройка обеспечивается теплом от индивидуальных газовых котлов или печей.

Общий уровень потребления тепла на цели теплоснабжения и вентиляции муниципального образования «Штанигуртское» составляет максимально 0,968 Гкал/час. Теплоснабжение Муниципального Образования в настоящее время осуществляется от одной котельной, которая отапливает детский сад, школу, население и другие объекты.

**Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий.**

Генеральным планом предполагается развитие поселения за счет жилой зоны, состоящей из индивидуальной жилой застройки усадебного типа с индивидуальными тепловыми источниками.

По МО «Штанигуртское» в населенном пункте, где существует котельная, генеральным планом МО «Штанигуртское» запланировано завершить строительство физкультурно-оздоровительного центра и строительство культового объекта (часовня) в д. Штанигурт. В отношении запланированных строящихся объектов, планируется установить индивидуальное отопление.

**Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление  
согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов  
теплопотребления.**

К настоящему времени имеются достаточные методические наработки по проведению оценки и реализации потенциала энергосбережения в системах жилищно-коммунального хозяйства, что позволит ввести в строй дополнительные квадратные метры новостроек без дополнительных источников тепла.

В общем случае на величину удельных расходов тепловой энергии конкретного здания оказывает влияние большое количество факторов, оценить которые возможно при проведении полного энергомониторинга.

В перспективных зонах теплоснабжения мероприятия по минимизации удельных расходов должны быть разработаны на стадии проектных решений.

**Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для  
обеспечения технологических процессов.**

Существующая и перспективная котельная тепловую энергию на технологические нужды не отпускает и не планирует отпускать.

**Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и  
теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном  
элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих  
или предполагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом  
этапе.**

Потребление тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции рассчитаны с учетом перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление удовлетворяющих требованиям энергетической эффективности объектов теплопотребления указанных в п. 3 гл. 2 «Обосновывающих материалов». Результаты расчетов сведены в таблицу 22.



Таблица 22 Перспективное потребление тепловой энергии на нужды отопления.

Наименование теплоисточника	Потребление тепловой энергии, Гкал		
	2015-2019	2020-2024	2025-2031
Котельная д. Штанигурт	2053,60	2053,60	2053,60
<b>Итого по МО «Штанигуртское»</b>	<b>2053,60</b>	<b>2053,60</b>	<b>2053,60</b>

Из таблицы 22 видно, что прироста объемов потребления тепловой энергии до 2031 года не наблюдается. Потребление тепловой энергии поселения составит 2 053,60 Гкал в год.

**Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе.**

Согласно проекту котельная будет обслуживать административные здания, здания общественного назначения, школу, детский сад, культурно-развлекательный центр и объекты коммунального хозяйства. Отопление проектируемых индивидуальных жилых домов, а также жилых домов малой этажности предусматривается от индивидуальных отопительных котлов. Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления представлены в таблице 23.

Таблица 23 Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения.

Наименование теплоисточника	Потребление тепловой энергии, Гкал								
	2015-2019			2020-2024			2025-2031		
	Отопле ние и вентиля ция	ГВС	Всего	Отопле ние и вентиля ция	ГВС	Всего	Отопле ние и вентиля ция	ГВС	Всего
Котельная д. Штанигурт	2053,60	-	2053,60	2053,60	-	2053,60	2053,60	-	2053,60
<b>Итого по МО «Штанигуртское»</b>	<b>2053,60</b>	<b>-</b>	<b>2067,50</b>	<b>2053,60</b>	<b>-</b>	<b>2053,60</b>	<b>2053,60</b>	<b>-</b>	<b>2053,60</b>

**Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предполагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.**

Данных о возможном развитии производства не предоставлено. В связи с этим принимается допущение, что возможный прирост теплоснабжения при увеличении объемов производимой продукции будет компенсироваться внедрением современных энергосберегающих технологий. Таким образом, значения существующего теплоснабжения для производственных предприятий принимаются неизменными на период до 2031 г.

**Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель.**

По указанным пунктам прогнозов перспективного потребления тепловой энергии нет. Льготные тарифы не установлены по существующему состоянию системы теплоснабжения. На период до 2031 г. установление льготных тарифов не планируется.

**Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения.**

По состоянию на 2015 г. свободные долгосрочные договоры теплоснабжения не заключены и не планируются к заключению. В случае появления таких договоров изменения в схему теплоснабжения могут быть внесены при выполнении процедуры ежегодной актуализации.

**Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене.**

На момент разработки схемы теплоснабжения долгосрочных договоров поставки тепловой энергии по регулируемой цене не заключены и не планируются к заключению. В случае появления таких договоров изменения в схему теплоснабжения могут быть внесены при выполнении процедуры ежегодной актуализации.

### **Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения**

В соответствии с "Постановлением от 22 февраля 2012 года № 154 о требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" при разработке схем теплоснабжения поселений, городов с численностью населения до 100 тысяч человек электронная модель системы теплоснабжения не является обязательным. Глава 3 в настоящей СХЕМЕ не рассматривается.

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

**Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.**

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей разработаны в соответствии с подпунктом г) пункта 18 и пункта 39 Требований к схемам теплоснабжения.

В первую очередь рассмотрены балансы тепловой мощности существующего оборудования источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, сложившихся за 2014 год. Установленные тепловые балансы в 2014 г являются базовыми и неизменными для всего дальнейшего анализа перспективных балансов последующих лет. Данные балансы представлены в разделе «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» обосновывающих материалов Муниципального образования «Штанигуртское» до 2031 г.

В установленных зонах действия источников тепловой энергии определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, изложенными в разделе «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» обосновывающих материалов Муниципального образования «Штанигуртское» до 2031 г.

Далее рассмотрены балансы располагаемой тепловой мощности и перспективной присоединенной тепловой нагрузки для принятого варианта развития системы теплоснабжения.

В таблице 24 приведены балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия котельных по МО «Штанигуртское» по годам в период до 2031 года.



Таблица 24 Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной МО «Штанигуртское» в период до 2031 года.																			
Зона действия котельной д. Штанигурт	Ед изм	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Установленная мощность оборудования	Гкал /ч	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал /ч	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859
Собственные нужды	Гкал /ч	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088
Тепловая мощность нетто	Гкал /ч	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771
Потери тепловой мощности	Гкал /ч	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747
потери мощности в тепловой сети	Гкал /ч	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал /ч	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968
отопление	Гкал /ч	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности	+	1,636	1,636	1,636	1,636	1,636	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055
Доля резерва	%	63	63	63	63	63	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

Анализируя таблицу 24 делаем выводы, что после установки новых котлоагрегатов установленная и располагаемая тепловая мощность снижается и будет составлять 1,394 Гкал/час, собственные нужды котельной в процентном соотношении остаются не изменены, потери тепловой мощности оставлены на уровне фактических, так как генеральным планом поселения запланировано строительство новых объектов с использованием индивидуальных источников тепловой энергии присоединенная тепловая нагрузка остается на уровне 2014 года. При изменении планов поселения в схему теплоснабжения будут внесены изменения.

**Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из выводов тепловой мощности источника тепловой энергии.**

Котельная имеет один вывод тепловой энергии. Все данные соответствуют данным в предыдущем разделе.

**Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.**

В целом, в котельной поселения МО «Штанигуртское» во всем периоде действия схемы теплоснабжения будет присутствовать резерв тепловой мощности. Увеличение тепловой нагрузки не планируется.

Анализ приведенных балансов тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки источников тепла показывает, что тепловой мощности котельной поселения МО «Штанигуртское» будет достаточно для покрытия тепловых нагрузок потребителей в существующих и перспективных зонах действия энергоисточников во всем периоде действия схемы теплоснабжения.

## **Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей в том числе в аварийных режимах.**

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок разрабатываются в соответствии с подпунктом 3 пункта 3 и пунктом 40 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 40 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

установлены перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии;

составлен баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети и определены резервы и дефициты производительности ВПУ, в том числе и в аварийных режимах работы системы теплоснабжения.

Согласно Приказу Минэнерго России от 30.12.2008 № 325 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии"

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;

технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

На момент разработки схемы теплоснабжения котельная оснащена водоподготовительной установкой теплоносителя для тепловых сетей. Основные задачи водоподготовки - это получение на выходе чистой безопасной воды пригодной для нужд технического и промышленного водоснабжения (восполнения потерь теплоносителя).

Объем воды в системах теплоснабжения при отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать равным  $65 \text{ м}^3$  на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения.

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

в закрытых системах теплоснабжения - 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий.

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

В таблице 25 представлены объемы теплоносителя для развития системы теплоснабжения. На рисунке 21 представлены доля резерва теплоносителя.

Таблица 25 – Перспективный баланс теплоносителя для развития системы теплоснабжения

Наименование	Ед изм	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Располагаемая тепловая мощность теплоисточника	Гкал/ч	3,440	3,440	3,440	3,440	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859	1,859
Максимальный расчётный объём теплоносителя	куб м	259,82	259,82	259,82	259,82	140,40	140,40	140,40	140,40	140,40	140,40	140,40	140,40	140,40	140,40	140,40	140,40	140,40	140,40
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968	0,968
Расчётный объём теплоносителя в эксплуатационном режиме	куб м	73,14	73,14	73,14	73,14	73,14	73,14	73,14	73,14	73,14	73,14	73,14	73,14	73,14	73,14	73,14	73,14	73,14	73,14
Расчетная производительность ВПУ	куб м/ч	1,95	1,95	1,95	1,95	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Расчетная подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	куб м/ч	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Расчетная подпитки тепловой сети в период повреждения участка	куб м/ч	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
Резерв(+)/дефицит(-)	куб м/ч	186,68	186,68	186,68	186,68	67,26	67,26	67,26	67,26	67,26	67,26	67,26	67,26	67,26	67,26	67,26	67,26	67,26	67,26
Доля резерва	%	71,85	71,85	71,85	71,85	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91

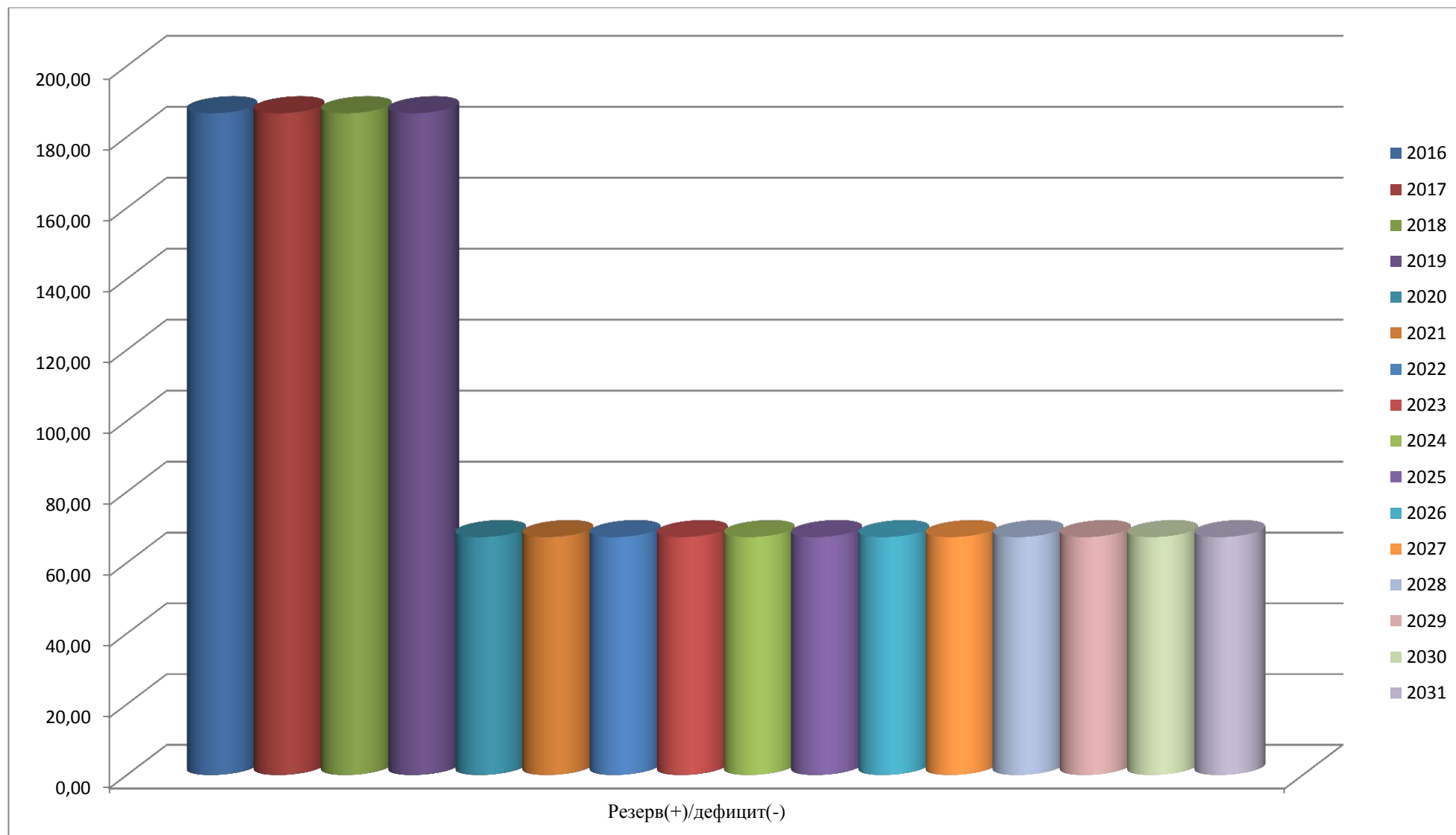


Рис 21 Доля резерва объема теплоносителя поселения до 2031 г



Анализ таблицы 25 показывает, что резервы мощностей ВПУ в котельной до 2031 года будут присутствовать. В связи с установкой нового котельного оборудования максимальный расчётный объём теплоносителя снижается и с 2019 по 2031 год будет составлять 140,40 куб м. Из – за снижения максимального расчетного объема теплоносителя резерв производительности ВПУ снижается и к концу 2031 года будет составлять 67,26 куб м /ч или 47,91 %.

## **Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.**

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разработаны в соответствии с пунктом 41 Требований к схемам теплоснабжения.

### **Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.**

Основное правило построения системы централизованного теплоснабжения – удельная материальная характеристика всегда меньше там, где высока плотность тепловой нагрузки.

Если принять во внимание, что сама материальная характеристика – это аналог затрат, а присоединенная тепловая нагрузка – аналог эффектов, то чем меньше удельная материальная характеристика, тем результативней процесс централизованного теплоснабжения.

В каждой конкретной системе теплоснабжения значение удельной материальной характеристики будет различным как во времени, так и локально (учитывая неравномерность распределения тепловой нагрузки), а значит для определения расстояния от источника до потребителя, при котором будет экономически эффективно осуществлять централизованное теплоснабжение, необходимы технико-экономические расчеты для каждой конкретной системы теплоснабжения. Впоследствии, такое расстояние было названо эффективным (оптимальным) радиусом теплоснабжения.

Для существующих зон действия источников теплоснабжения может быть вычислен только сложившийся радиус зоны действия источника тепловой энергии (мощности). Радиус эффективного теплоснабжения для существующей зоны действия рассчитывать бессмысленно, так как зона действия уже сложилась и, естественно, установлены все индикаторы стоимости товарного отпуска тепловой энергии. А присоединение новых потребителей в существующей зоне источника тепловой энергии как минимум не приведёт к увеличению совокупных затрат в системе теплоснабжения, а только улучшит существующую ситуацию.

Под индивидуальным теплоснабжением понимается, в частности, печное отопление и теплоснабжение от индивидуальных (квартирных) котлов. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение

применяется в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде. Поквартирное отопление в многоквартирных многоэтажных жилых зданиях по состоянию базового года разработки схемы теплоснабжения не применяется и на перспективу не планируется. На перспективу индивидуальное теплоснабжение предусматривается для индивидуального жилищного фонда.

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

В зонах перспективных нагрузок на перспективу до 2031 года строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных нагрузок не предусмотрено.

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

Источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии нет.

**Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.**

Источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии нет.

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

В поселении существует только один источник тепловой энергии, реконструкция котельной с увеличением зоны действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии не представляется возможным.

**Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.**

Источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии нет.

**Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.**

Источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии нет.

**Обоснование предлагаемых для строительства и технического перевооружения систем теплоснабжения в поселении**

В зоне действия котельной д. Штанигурт планируется заменить котельное оборудование на более современное и энергоэффективное.

В планах эксплуатирующей организации установка котлов марки RS – А 500 в количестве 4 шт. Общая мощность котлов после технического перевооружения будет составлять 1,859 Гкал/ч. Водогрейные котлы серии «RS-A» предназначены для отопления жилых домов, зданий коммунально-бытового и производственного назначения, общественных зданий (школы, больницы, социальные и торговые центры).

Котел «RS-A» имеет открытую топку, оборудован атмосферной газовой горелкой, теплообменник выполнен из оребренных труб; относится к классу гидронных котлов (скорость воды в трубах - 1,5 - 2,3 м/сек.)

Котлы водогрейные марки «RS-A», выпускаются по ТУ 493100-007-96234872-2007, в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара до 0,07 МПа, водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 115°С.»

Котел является газовым водогрейным аппаратом с водотрубным скоростным теплообменником. Теплообменник состоит из труб оребренных стальной лентой – это позволило максимально уменьшить габариты котла, сохранив достаточную площадь теплообменной поверхности. Для интенсивного охлаждения теплообменника, скорость

воды в трубах котла должна поддерживаться в пределах 1,5-2,3 м\с. Благодаря высокой скорости - в котле создается турбулентное движение водяного потока, что препятствует появлению отложений солей на стенках труб и делает котел более неприхотливым к качеству воды.

На выходе котла установлены автоматический регулирующий термостат, защитный термостат и показывающий термометр.

Теплообменник котла выполнен в виде горизонтально расположенного змеевика. Прямые участки змеевика расположены в топке котла и имеют оребрение, повороты вынесены из топки котла наружу. Вода совершает многократные поворотные движения по трубам теплообменника. Для обеспечения необходимого теплосъема и предотвращения перегрева металла на ребрах труб, скорость прохождения воды через котел должна быть не менее 1,5 м/сек. Технические характеристики. О достаточности расхода воды через котел можно судить по разнице температур на входе и выходе – при всех режимах работы она не должна превышать 25°С .

Газовая горелка расположена под теплообменником и состоит из отдельных газовых рожков, установленных параллельно. В горелке применены газовые рожки итальянской фирмы «Polydoro», с единичной мощностью 45 кВт.

Газ поступает в газовый коллектор, затем, через газовые сопла, вытекает со скоростью в диффузоры газовых рожков. За счет создающегося в струе газа разрежения, происходит подсос части воздуха, необходимого для горения, и смешивание его с газом прямо в газовом рожке (этот воздух называется первичным). Затем газо-воздушная смесь в рожке теряет свою скорость и выходит в топку котла через множество мелких отверстий. Вторая часть воздуха, необходимого для горения, поступает в топку котла снизу, за счет разрежения, создаваемого дымовой трубой (этот воздух называется вторичным). Для стабилизации разрежения в топке котла, на верхней крышке предусмотрены два щелевых отверстия являющиеся стабилизатором тяги. Тяга в газоходе котла должна быть не более 60 Па.

Благодаря предварительному частичному смешиванию газа с воздухом и разбиению газо-воздушной смеси на множество тонких струй, в горелках достигается полное сгорание газа, с высоким КПД и минимальными выбросами вредных веществ в атмосферу. Высота пламени над огневой панелью на номинальной нагрузке достигает 150-180 мм, цвет пламени – бледно-голубой.

К обслуживанию горелки допускаются лица, ознакомленные с устройством и правилами эксплуатации газогорелочного устройства и прошедшие инструктаж по безопасным методам работы с газом.

Подготовка исходной воды для питания котлов осуществляется с помощью блока водоподготовки. Для компенсации теплового расширения воды в циркуляционном контуре, а так же для обеспечения бесперебойной работы котельной, при кратковременных перебоях в подаче исходной воды, установлены бак-аккумулятор и расширительный бак соответственно. Насосная группа обеспечивает: циркуляцию теплоносителя в контуре отопления, циркуляцию теплоносителя в котловом контуре (насос на каждый котел); снабжение котельной исходной водой. Запас исходной воды осуществляется в баке-аккумуляторе. Из бака-аккумулятора исходная вода подается на химводоочистку. После водоподготовки вода подается в расширительный бак, а затем на подпитку водогрейных котлов.

Автоматика котлов и общекотельная автоматика обеспечивают: поддержание заданной температуры теплоносителя на обратном трубопроводе котла, включение резервного насоса при аварии основного, подпитку системы при понижении давления теплоносителя; прекращение подачи топлива при аварийных режимах, обеспечивает пуск и остановку котельной, фиксирование всех аварийных ситуаций и выдачу световой и звуковой сигнализации.

В дальнейшем по истечению срока эксплуатации котельной планируется техническое перевооружение данной котельной на более современное и энергоэффективное оборудование на тот период времени.

Капитальные затраты на строительство теплоисточников приведены в таблице 26.

Таблица 26 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству теплоисточников и технического перевооружения.

Наименование проекта	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Итого
<b>Техническое перевооружение котельной д. Штанигурт</b>																	
ПИР				900,0										1016,0			1916,0
Оборудование				2840,0										3206,0			6046,0
СМР и ПНР				2150,0										2427,0			4577,0
Всего капитальные затраты				5890,0										6649,0			12539,0
Прочие и непредвиденные расходы				310,0										351,0			661,0
<b>Всего смета проекта</b>				<b>6200,0</b>										<b>7000,0</b>			<b>13200,0</b>



**Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.**

Вывод в резерв и вывод из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии не планируется.

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

Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для индивидуальной и малоэтажной застройки. Основанием для принятия такого решения является удаленность планируемых районов застройки указанных типов от существующих сетей систем централизованного теплоснабжения и низкая плотность тепловой нагрузки в этих зонах, что приводит к существенному увеличению затрат и снижению эффективности централизованного теплоснабжения.

Таким образом, теплоснабжения вновь строящихся индивидуальных и малоэтажных жилых домов предусматривается путем установки индивидуальных газовых котлов, либо печное отопление.

**Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения.**

Данных по планам строительства новых промышленных предприятий не предоставлено. Перспективное развитие промышленности намечено за счет развития и реконструкции существующих предприятий. Возможный прирост ресурсопотребления на промышленных предприятиях за счет расширения производства будет компенсироваться снижением за счет внедрения энергосберегающих технологий.

Сведения о возможном перепрофилировании производственных зон со сменой назначения использования территории отсутствуют.

**Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.**

Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки, а также ее распределение между источниками представлено в разделе. «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения МО «Штанигурское» до 2031 г.

**Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе.**

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 расчета были положены полуэмпирические соотношения, которые представлены в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 году. Для приведения указанных зависимостей к современным условиям была проведена дополнительная работа по анализу структуры 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 при действующих в настоящее время ценовых индикаторах.

Оптимальный радиус теплоснабжения предлагалось определять из условия минимума выражения для «удельных стоимостей сооружения тепловых сетей и источника»:

$$S=A+Z\rightarrow\min (\text{руб./Гкал/ч}),$$

где

A – удельная стоимость сооружения тепловой сети, руб./Гкал/ч;

Z – удельная стоимость сооружения котельной, руб./Гкал/ч

Данное выражение дает понять, что вычисление эффективного радиуса теплоснабжения целесообразно только при возникновении задачи реконструкции (или нового строительства) зоны действия конкретного источника тепловой энергии.

Радиус эффективного теплоснабжения не просто измеритель, а экономическая категория, которая может быть использована при рассмотрении задач о расширении, сокращении, трансформации, объединении зон действия, как инвестиционных проектов.

В поселении МО «Штанигуртское» базовыми источниками отпуска тепловой энергии является котельная. Именно она обеспечивает тепловой энергией населенный пункт д. Штанигурт.

## **Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них**

**Предложения и обоснование реконструкции и строительства тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).**

Строительство и реконструкция тепловых сетей, для обеспечения перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности не требуется. Ввиду отсутствия дефицита в зонах источников тепловой энергии.

**Предложения и обоснование строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.**

В связи с тем, что перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения не планируется, строительство тепловых сетей не планируется.

**Предложения и обоснование строительства тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.**

Так как в поселении только один источник тепловой энергии строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения не представляется возможным.

**Предложения и обоснование строительства или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.**

Вся система теплоснабжения рассматриваемого поселения исторически сформировалась таким образом, что перераспределить нагрузку между котельными не представляется возможным в связи с тем что в поселене одна централизованная система отопления. Ликвидировать существующий источник тепловой энергии невозможно.

#### **Предложения и обоснование строительства тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.**

Для обеспечения нормативных показателей надежности теплоснабжения схемой теплоснабжения предусмотрена реализация мероприятий по реконструкции участков тепловой сети.

#### **Предложения и обоснование реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.**

На данном этапе не предусматривается реконструкция тепловых сетей действующей котельной, связанная с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

#### **Предложения и обоснование реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса.**

Вся тепловая сеть в поселении нуждается в реконструкции с целью обеспечения нормативных показателей надежности и по причине истощения эксплуатационного ресурса. Применяемые морально устаревшие технологии и оборудование не позволяют обеспечить требуемое качество поставляемых населению услуг теплоснабжения.

Использование устаревших материалов, конструкций и трубопроводов в жилищном фонде приводит к повышенным потерям тепловой энергии, снижению температурного режима в жилых помещениях, повышению объемов водопотребления, снижению качества коммунальных услуг.

Механизм реализации программы реконструкции тепловых сетей включает в себя организационные мероприятия, разработку проектно-сметной документации, строительно-монтажные работы.

Реализация мероприятий реконструкции тепловых сетей позволит:

1) реализовать мероприятия по развитию и модернизации сетей и объектов теплоснабжения, направленные на снижение аварийности, снизить потери тепловой энергии в процессе ее производства и транспортировки ресурса, повысить срок службы котельного оборудования, снизить уровень эксплуатационных расходов организаций, осуществляющих предоставление коммунальных услуг на территории городского округа;

2) снизить риск возникновения чрезвычайных ситуаций на объектах теплоснабжения;

3) обеспечить стабильным и качественным теплоснабжением население;

4) повысить эффективность планирования в части расходов средств местного бюджета на реализацию мероприятий по развитию и модернизации объектов коммунальной инфраструктуры муниципальной собственности.

Капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей поселения приведены в таблице 27.

Таблица 27 Капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей поселения.

Наименование проекта	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Итого
<b>Тепловая сеть котельной д. Штанигурт</b>																	
<b>Реконструкция тепловой сети</b>									<b>3900,0</b>								<b>3900,0</b>



**.Предложения и обоснование строительства и реконструкции насосных станций.**

При проектировании новых и реконструкции действующих тепловых сетей, после выполнения гидравлического расчета, не выявлена необходимость строительства насосных станций.

## **Глава 8. Перспективные топливные балансы**

**Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа.**

В таблице 28 приведен перспективный максимальный часовой и годовой расход основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периода по поселению МО «Штанигуртское» с 2020 по 2031. Плановая максимальная подключенная тепловая нагрузка по источникам тепловой энергии.

Таблица 28 Расчет потребности в топливе, максимальная часовая нагрузка по месяцам и году по котельной д. Штанигурт

Потребитель	Максимальная часовая тепловая нагрузка, Гкал/час	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовая тепловая нагрузка, Гкал/год
		Продолжительность отопительного (зимнего) периода, сутки												
		31	28	31	30	10	0	0	0	9	31	30	31	
		Продолжительность неотапливаемого (летнего) периода, сутки												
		0	0	0	0	21	30	31	31	21	0	0	0	
		Тепловая нагрузка по месяцам, Гкал/мес												
котельная д. Штанигурт	Отопление	377,86	324,47	293,66	180,72	41,07	0,00	0,00	0,00	28,75	197,15	262,86	347,06	2053,600
	ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого		377,862	324,469	293,665	180,717	41,072	0,00	0,00	0,00	28,750	197,146	262,861	347,058	2053,60
Тепловая нагрузка на собственные нужды котельной котельной,2.5%		9,45	8,11	7,34	4,52	1,03	0,00	0,00	0,00	0,72	4,93	6,57	8,68	64,45
Тепловая нагрузка на покрытие потерь в тепловых сетях, 18.3%		69,149	59,378	53,741	33,071	7,516	0,000	0,000	0,000	5,261	36,078	48,104	63,512	459,99
Всего		456,458	391,958	354,747	218,306	49,615	0,00	0,00	0,00	34,730	238,152	317,536	419,247	2578,04
Максимальный часовой расход газа, нм³/ч		,												
Выработка котельной, Гкал/мес		456,458	391,958	354,747	218,306	49,615	0,000	0,000	0,000	34,730	238,152	317,536	419,247	2578,040
За счет других источников, Гкал/мес		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Расчет потребления газа												
Месячный расход натурального топлива, тыс. нм³/мес		62,700	53,840	48,729	29,987	6,815	0,00	0,00	0,00	4,771	32,713	43,618	57,589	354,126
Квартальный расход натурального топлива, тыс. нм³/квартал		165,270			36,802			4,771			133,920			
Годовой расход натурального топлива, тыс. нм³/год		354,126												
Годовой расход условного топлива, ТУТ/год		404,724												
Удельный расход топлива на выработку тепла теплогенератором. кгУТ/Гкал		156,98												

**Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов  
аварийных видов топлива.**

В качестве основного вида топлива на котельной используется природный газ.  
Резервным топливом котельная не оснащена и не планируется к установке.

## Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения

### Обоснование перспективных показателей надежности, определяемых числом нарушений в подаче тепловой энергии.

В СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы [Р], коэффициент готовности [Кг], живучести [Ж].

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

источника теплоты  $R_{ит} = 0,97$ ;

тепловых сетей  $R_{тс} = 0,9$ ;

потребителя теплоты  $R_{пт} = 0,99$ ;

СЦТ в целом  $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$ .

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;

местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;

необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;

очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе  $K_g$  принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

готовностью СЦТ к отопительному сезону;

достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;

способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;

организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;

максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

**Первая категория** - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

**Вторая категория** - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

жилых и общественных зданий до 12 °С;

промышленных зданий до 8 °С.

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю осуществляется по следующему алгоритму:

1. Определяется путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.

2. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.

3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность

4. На основе обработки данных по отказам и восстановлением (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

$\lambda_0$  - средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год);

средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;

средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;

средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;

средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка.

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя, который имеет размерность [1/км/год] или [1/км/час]. Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 t} * e^{-\lambda_2 L_2 t} * \dots * e^{-\lambda_n L_n t} = e^{-t * \sum_{i=1}^{i=N} \lambda_i L_i} = e^{\lambda_c t}$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке  $\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n$ , [1/час], где  $L_1$  - протяженность каждого участка, [км]. И, таким образом, чем выше значение интенсивности отказов системы, тем меньше вероятность безотказной работы. Параметр времени в этих выражениях всегда равен одному отопительному периоду, т.е. значение вероятности безотказной работы вычисляется как некоторая вероятность в конце каждого рабочего цикла (перед следующим ремонтным периодом).

Интенсивность отказов каждого конкретного участка может быть разной, но самое главное, она зависит от времени эксплуатации участка (важно: не в процессе одного отопительного периода, а времени от начала его ввода в эксплуатацию). В нашей практике для описания параметрической зависимости интенсивности отказов мы применяем



зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0,1\tau)^{\alpha - 1}$$

где

$\lambda$  - срок эксплуатации участка [лет].

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра  $\alpha$  при  $\alpha < 1$  она монотонно убывает, при  $\alpha > 1$  – возрастает, при  $\alpha = 1$  функция принимает вид  $\lambda(t) = \lambda_0 = \text{Const}$ . А  $\lambda_0$  это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

Обработка значительного количества данных по отказам, позволяет использовать следующую зависимость для параметра формы интенсивности отказов:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau \ll 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau \ll 17 \\ 0,5 * e^{-\left(\frac{\tau}{20}\right)} & \text{при } \tau > 17 \end{cases}$$

На рис. 22 приведен вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети. При ее использовании следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;

в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.

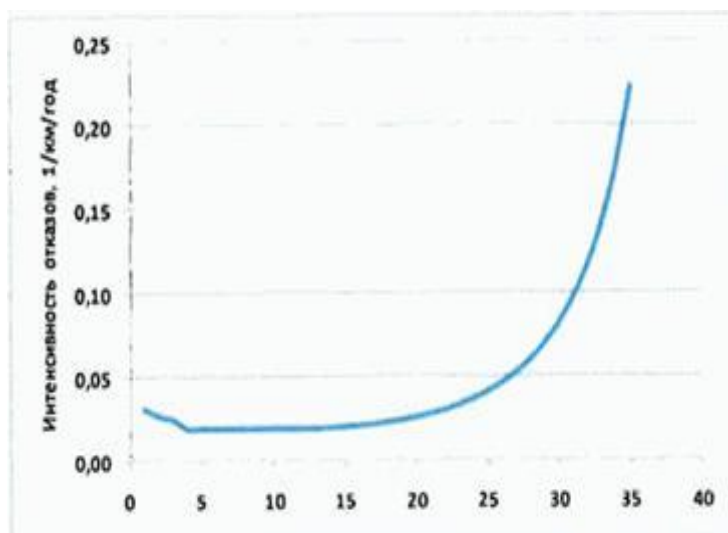


Рис. 22 Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей принимают по данным СНиП 2.01.01.82 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности абонентских установок определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети). Например, для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_g = t_n + \frac{Q_o}{q_o V} + \frac{t_b - t_n - \frac{Q_o}{q_o V}}{\exp\left(\frac{z}{\beta}\right)}$$

где

$t_g$  – внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время  $z$  в часах, после наступления исходного события, °С;

$z$  – время отсчитываемое после начала исходного события, ч;

$t_b$  – температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С

$t_n$  – температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени  $z$ , °С;

$Q_o$  – подача теплоты в помещении, Дж/ч;

$q_o V$  – удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч\*°С);

$\beta$  – коэффициент аккумуляции здания, ч.

Время снижения температуры в жилых и промышленных зданиях до нормируемых значений при внезапном прекращении теплоснабжения рассчитывается по формуле

$$Z = \beta * \ln \frac{(t_b - t_n)}{(t_{b,a} - t_n)}$$

где:

$Z$  – время отчитываемое после начала исходного события, ч;

$\beta$  – коэффициент аккумуляции помещения (здания), (принимается равным 40 ч.);

$t_b$  – внутренняя температура воздуха, (принимается равной +22 для жилых и +18 для промышленных зданий);

$t_n$  – среднемесячная температура наружного воздуха по табл. 29;

$t_{в,а}$  – внутренняя нормируемая температура воздуха которая устанавливается через время (принимается +12 для жилых зданий и +8 для промышленных зданий).

Таблица 29 Время снижения температуры в жилых и промышленных зданиях до прекращения теплоснабжения до нормируемых значений

месяц	среднемесячная температура	Для промышленных зданий, ч	Для жилых зданий, ч
январь	-14.9	15	13
февраль	-14	15,6	13,5
март	-8	21	17,4
апрель	2	47,4	31,4
май	9	-	-
сентябрь	9.1	-	-
октябрь	1.8	42,4	29,2
ноябрь	-6.2	23,8	19,1
декабрь	-12.6	17,8	15,1

7. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используют эмпирическую зависимость для времени, необходимом для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым:

$$Z_p = a [1 + (b + c l_{c3}) D^{1,2}]$$

где

$a, b, c$  - постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ

$l_{c3}$  - расстояние между секционирующими задвижками, м;

$D$  - условный диаметр трубопровода, м.

Расчет выполняется для каждого участка и/или элемента, входящего в путь от источника до абонента:

вычисляется время ликвидации повреждения на  $i$ -том участке;

по каждой градации повторяемости температур вычисляется допустимое время проведения ремонта;

вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;

вычисляются относительные доли и **поток отказов** участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры в +12 °С.

$$\bar{Z} = \left(1 - \frac{z_{i,g}}{z_p}\right) * \frac{\tau_i}{\tau_{on}}$$
$$\bar{\omega} = L_I \lambda_I * \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,j}$$

вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

$$p_i = \exp(-\bar{\omega})$$

Как было показано выше, реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием физического ресурса действующих магистральных теплопроводов необходима для обеспечения теплоснабжения потребителей с надежностью, характеризующейся нормативными показателями, принятыми при их проектировании. К 2014 году эксплуатационная надежность тепловых сетей МО «Штанигуртское» в целом обеспечивалась за счет регулярной работы эксплуатирующей организации по текущей ликвидации возникающих повреждений в тепловых сетях и недопущению их развития в серьезные аварии с тяжелыми последствиями.

Проведенный расчет надежности по некоторым путям теплопроводов показал результат ВБР, не превышающий 0,7, а на некоторых и менее (при нормативном значении равном 0,9). Такие результаты эксплуатационной надежности объясняются прежде всего практически полным исчерпанием физического ресурса тепловых сетей. Средневзвешенный срок их эксплуатации приближается к критическому, свыше 25 лет. Если не предпринять действенных мер долгосрочного характера по восстановлению эксплуатационного ресурса, то в ближайшие пять лет поток отказов на тепловых сетях зоны действия удвоится, и справиться с их своевременным устранением теплоснабжающей организации будет практически невозможно.

В настоящем разделе приведена стратегия реконструкции теплопроводов в зоне действия котельных, основанная на постепенной замене наиболее изношенных участков теплопроводов, установленных по расчетам фактических значений ВБР и постепенному

приведению надежности теплоснабжения потребителей к нормативным значениям по каждой из существующих магистралей. По результатам этой стратегии выполнена оценка необходимых финансовых потребностей в реконструкцию теплопроводов и их обновление.

В результате выполнения ремонтов будет существенно сокращен поток отказов в тепловых сетях, в месте с которыми должны быть постепенно сокращены и затраты на аварийно-восстановительные работы.

#### **Обоснование перспективных показателей, определяемых приведенной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии.**

Допустимость лимитированного теплоснабжения при отказах элементов системы теплоснабжения обеспечиваются теплоаккумулирующей способностью зданий.

#### **Обоснование перспективных показателей, определяемых приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии.**

Выполнив оценку вероятности безотказной работы каждого магистрального теплопровода, легко определить средний (как вероятностную меру) недоотпуск тепла для каждого потребителя, присоединенного к этому магистральному теплопроводу:

$$Q_n = Q_{np} * T_{on} * q_{mn}$$

где

$Q_{np}$  - среднегодовая тепловая мощность теплопотребляющих установок потребителя (либо, по-другому, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч

$T_{on}$  - продолжительность отопительного периода, час;

$q_{mn}$  - вероятность отказа теплопровода.

#### **Обоснование перспективных показателей, определяемых средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.**

Наладка тепловых сетей является ключевым фактором в обеспечении надежного функционирования снабжения теплом потребителей. Отсутствие производства наладочных работ на тепловых сетях является причиной перетопов у одних потребителей и непрогрев у других. При этом на источниках тепловой энергии наблюдается

значительный перерасход топлива (до 30 %). Эффективность наладочных работ на теплосетях всегда была и остаётся высокой.

Температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети должна обеспечивать достижение параметров качества установленных нормативными правовыми актами.

Допускается отклонение параметров качества тепловой энергии, теплоносителя, в пределах установленных нормативными правовыми актами, в том числе по температуре теплоносителя в ночное время (с 23.00 до 6.00 часов) не более чем на 5 °С, в дневное время (с 6.00 до 23.00) не более чем на 3 °С.

В то же время отклонения параметров теплоносителя от температурного графика по причине нарушений в подаче тепловой энергии за последние пять лет не отмечено.

## **Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.**

### **Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.**

Общий объём необходимых инвестиций в осуществление каждого рассматриваемого проекта складывается из суммы инвестиционных затрат в предлагаемые мероприятия по теплоисточникам и тепловым сетям, требуемых оборотных средств и средств, необходимых для обслуживания долга (в случае финансирования за счёт заёмных средств).

Суммарный объем финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения составляет 17,100 млн. руб.

Расшифровка финансовых потребностей по периодам представлена в таблице 30.



Таблица 30 Объем финансовых потребностей, тыс руб

Наименование проекта	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Итого
<b>Зона действия котельной д. Штанигурт</b>																	
<b>Всего потребности в финансировании</b>				6200,0					3900,0					7000,0			<b>17 100,0</b>

## **Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.**

В качестве источников финансирования рассматриваются собственные средства теплоснабжающих организаций и бюджетное финансирование.

### **Расчеты эффективности инвестиций.**

В целом при реализации всех предложенных мероприятий показатели эффективности инвестиционного проекта будут иметь отрицательные значения, т.е. не будут иметь обоснования с точки зрения финансов, но иметь обоснование с точки зрения необходимости их осуществления для теплоснабжения объектов перспективного строительства. Связано это с большой долей финансовых потребностей на мероприятия, необходимые к осуществлению с учетом планируемых перспективных нагрузок. Окупаемость данных мероприятий выйдет за рамки периода, на который разрабатывается схема теплоснабжения.

Эффективность инвестиций на разработанные мероприятия по строительству, реконструкции и технического перевооружения зависят, в том числе, и от выбранного источника финансирования данных мероприятий. Источники финансирования предложены из расчета отсутствия негативных ценовых последствий для потребителей.

Реализация предложенных мероприятий возможна за счет:

- надбавки к цене (тарифу) для потребителей товаров и услуг организаций коммунального комплекса;
- средств организаций коммунального комплекса, застройщиков;
- федерального, областного, местного бюджетов в рамках адресных инвестиций и целевых программ;
- иных средств, предусмотренных законодательством.

Объемы финансирования реализации мероприятий в части средств федерального, областного и местного бюджетов будут ежегодно уточняться, исходя из возможностей бюджетов на соответствующий финансовый год.

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

В данном случае негативных ценовых последствий для потребителей не будет, это связано с ограничением роста тарифов на тепловую энергию. Ежегодно тариф индексируется на индекс роста цен, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития РФ, определяемые на основании информации об основных макроэкономических показателях социально-экономического развития РФ.

В таблице 31 приведены плановые ИПЦ до 2025 г. Анализируя данные из таблицы видно, что рост цен на тепловую энергию не превышает 9%. Средний рост по годам 6,75%.

Таблица 31 Плановые ИПЦ до 2025 года

Показатель	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ИПЦ на конец года	107,4	106,7	104,4	104,3	104,1	103,6	103,2	102,8	102,7	102,7	102,5	102,3
Индекс-дефлятор цен на природный газ для потребителей, исключая население	107,6	103,5	106,6	104,6	104,4	104,3	102,7	103,5	103,5	103,4	103,3	103,1
<b>Индекс-дефлятор цен на тепловую энергию</b>	<b>107,6</b>	<b>106,4</b>	<b>107</b>	<b>105</b>	<b>107</b>	<b>109</b>	<b>108</b>	<b>109</b>	<b>108</b>	<b>105</b>	<b>105</b>	<b>104</b>
Индекс-дефлятор цен на электрическую энергию для потребителей, исключая население	106,8	108,7	109,4	108,6	103,2	103,2	100,5	102,3	102,4	102,4	102,4	102,5
Индекс цен предприятий промышленной продукции	107,7	104,9	102,6	102,2	102,5	102,5	102,5	102,2	102,1	102,2	102,1	102,1
Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)	105,2	105,1	105,1	105,2	104,6	104	103,1	102,9	102,9	103,1	102,9	102,4

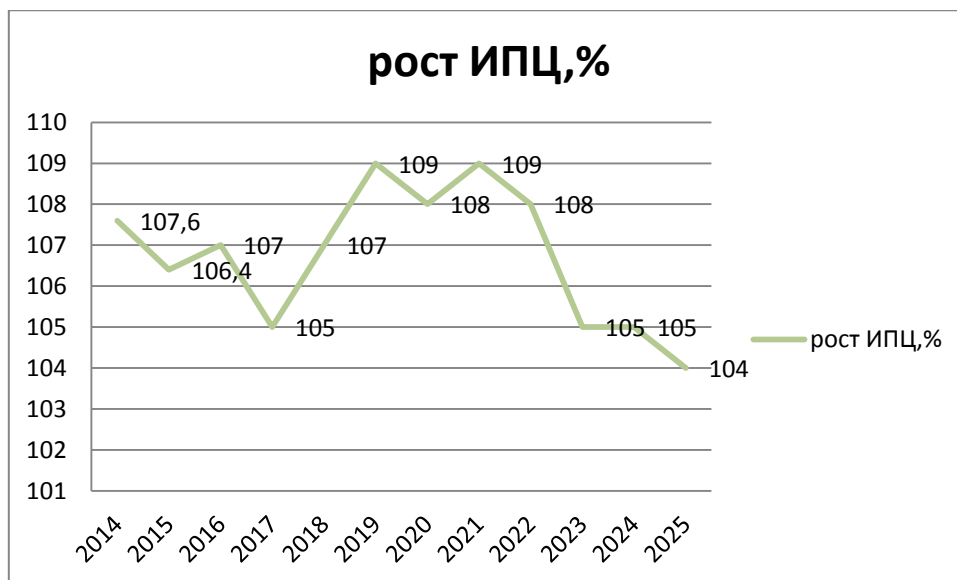


Рис 23 Плановый рост ИПЦ до 2025 г

В таблице 32 представлены плановые тарифы по котельным поселения с учетом роста ИПЦ.

Таблица 32 Прогнозные показатели роста тарифа поселения МО «Штанигуртское» до 2025 г.

Теплоисточник	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Котельная д. Штанигурт	1 798,14	1924,01	2020,21	2161,63	2356,17	2544,66	2773,68	2995,58	3145,36	3302,63	3434,73

## **Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации.**

Единая теплоснабжающая организация имеет особый статус, связанный с необходимостью гарантированного теплоснабжения потребителей, который требует поддержки властей.

В соответствии с правилами организации теплоснабжения, утверждёнными постановлением Правительства РФ от 8.08.2012 № 808, критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей ёмкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

- размер собственного капитала;

- способность в лучшей мере обеспечить надёжность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации уполномоченным органом при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации определяются границами системы теплоснабжения.

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

- определит единую теплоснабжающую организацию в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

В случае, если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой мощностью.

## **Заключение**

В обосновывающих материалах проекта схемы теплоснабжения приведены все дополнительные сведения, установленные нормативными правовыми актами и необходимые для формирования утверждаемой части схемы теплоснабжения.



### **Используемая литература**

1. Порядок по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических затрат и потерь при передаче тепловой энергии. Утв Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008г №325
2. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. Утв. Приказом Минэнерго РФ от 24.03.2003г №115
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. Утв. Госстроем России 12.08.2013 г.
4. РД 153-34.1-20.528-2001. Рекомендации по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «потери сетевой воды».
5. РД 34.09.255-97. Методические указания по определению тепловых потерь.
6. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология»
7. Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ.
8. О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения. Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. №154.
9. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения, утвержденные приказом Министерства Энергетики РФ от 29.12.2012г. № 565 и приказом Министерства регионального развития РФ от 29.12.2012г. №667.
10. Проект генерального плана МО «Штанигурское».
11. Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808.
12. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».
13. Проект приказа Министра регионального развития РФ «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии».
14. Государственный сметный норматив по укрупненным ценам НЦС 81-02-13-2012 утвержденный приказом Министерством регионального развития РФ от 30.12.2011г. № 643.
15. Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе

энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001 утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001г. № 191.

16. В.Н. Папушкин. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое //Новости теплоснабжения, № 9 (сентябрь), 2010 г. с. 44-49.

17. «Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий», М., ГУП АКХ им. К. Д. Памфилова, 2002 г.