

Содержание

Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	4
Глава 1. часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	4
Глава 1. часть 2. Источники тепловой энергии	9
Глава 1. часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	34
Глава 1. часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	52
Глава 1. часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии	54
Глава 1. Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	58
Глава 1. часть 7. Балансы теплоносителя	63
Глава 1. часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.	67
Глава 1. часть 9. Надежность теплоснабжения	69
Глава 1. Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	77
Глава 1. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	81
Глава 1. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения	89
Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	93
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения	99
Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	100
Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей в том числе в аварийных режимах	105
Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	113
Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	124
Глава 8. Перспективные топливные балансы	132

Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения	140
Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	149
Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации	156
Заключение	157
Используемая литература	158
Приложение	

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 действуют четыре изолированные системы теплоснабжения, образованные на базе котельных это котельная с. Люм, котельная д. В.Слудка, котельная д. Дондыкар и котельная д. Дондыкар детский сад (далее по тексту котельная №№ 1,2,3,4 соответственно). Котельные № 1и 2, на данный момент, для выработки тепловой энергии используют природный газ, котельная № 3 – каменный уголь, котельная № 4 электрическая энергия. Также в населенных пунктах, где для выработки тепловой энергии используют природный газ, имеются резервные отдельно стоящие котельные – работающие на твердом топливе (уголь). Актуальные (существующие) границы зон действия систем теплоснабжения определены точками присоединения самых удаленных потребителей к тепловым сетям.

Все котельные изолированных систем 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°С и усредненной температуры в отапливаемых помещениях 20°С.

Котельная №1 обеспечивает тепловой энергией населенный пункт с. Люм. Основными потребителями являются бюджетные учреждения.

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, расположенных в с. Люм составляет 0,2402 Гкал/ч.

Котельная №2 обеспечивает тепловой энергией населенный пункт д. В.Слудка. Основными потребителями являются бюджетные учреждения.

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, расположенных в д. В.Слудка составляет 0,2933 Гкал/ч.

Котельная №3 обеспечивает тепловой энергией населенный пункт д. Дондыкар. Единственным потребителем, получающий услугу теплоснабжения от котельной №4, является средняя общеобразовательная школа МОУ «Дондыкарская СОШ». Суммарная тепловая нагрузка, которого составляет 0,1505 Гкал/ч.

Котельная № 4 обеспечивает тепловой энергией детский сад в д. Дондыкар МОУ «Дондыкарская СОШ». Суммарная тепловая нагрузка которого составляет 0,0672 Гкал/ч.

На рис 1 ,2,3,4 изображен внешний вид котельных.



Рис 1 Внешний вид котельной №1



Рис 2 Внешний вид котельной №2



Рис 3 Внешний вид котельной №3



Рис 4 Внешний вид детского сада с помещением электрической котельной №4

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, в большей части – деревянные), как правило, не присоединены к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение жителей осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление.

Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями

На момент разработки схемы теплоснабжения по МО «Верхнебогатырское» в системах централизованного теплоснабжения производство и передача тепловой энергии осуществляют две организации ООО «Свет» котельные №№1,2,3 и ООО «ЭнергоРезерв» котельная №4.

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 5.

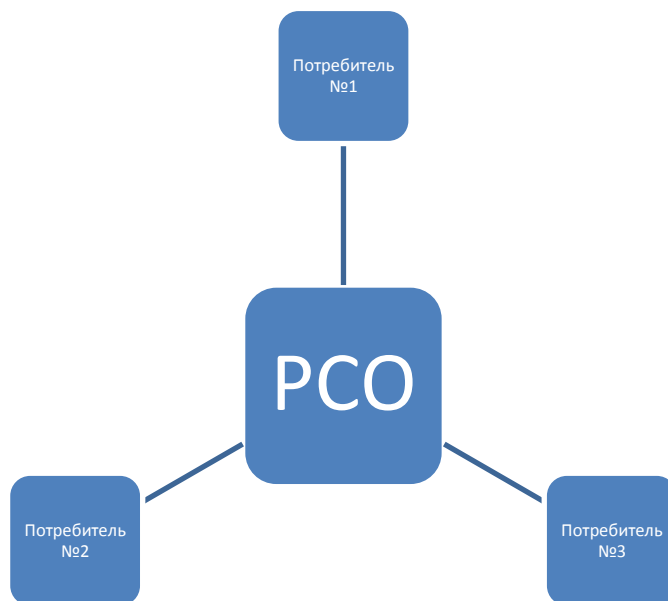


Рис 5 Структура договорных отношений

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.

Глава 1. часть 2. Источники тепловой энергии

Структура основного оборудования.

Выработка тепловой энергии в поселении осуществляется от четырех котельных – структурных подразделениях ООО «Свет»: котельная с. Люм, котельная д. В. Слудка, котельная д. Дондыкар и ООО «ЭнергоРезерв» котельная д. Дондыкар детский сад.

Котельная №1,

В с. Люм расположена твердотопливная и вблизи неё блочно-модульная котельная (см рис 6).



Рис 6 Внешний вид твердотопливной и блочно-модульной котельных в с.Люм

Твердотопливная котельная на данный момент используется как резервный источник тепловой энергии, связанная с блочно-модульной котельной общей тепловой сетью и другими инженерными коммуникациями. В зимний период твердотопливная котельная находится в теплом режиме для оперативного перехода в экстренных ситуациях с газообразного топлива на твердое (уголь). В твердотопливной котельной установлены 2 котла марки КВ - 0,63 Т. Общая мощность котельной 1,08 Гкал/ч. КПД котлов на момент разработки схемы теплоснабжения составляет 70%. На рис 7 представлены твердотопливные котлы марки КВ-0,63 Т.



Рис 7 Твердотопливные котлы, расположенные в котельной с. Люм

В блочно-модульной котельной установлены два водогрейных котла типа «Микро New – 175» производства ЗАО «Котлостройсервис» г. Самара. На котлах установлены атмосферные многофакельные горелки Polidoro - Multigas фирмы Polidoro S.P.A. (Италия), которые специально под особенности работы котлов MICRO New были усовершенствованы на стендах фирмы Polidoro S.P.A. и внесены в каталог основной выпускаемой продукции этой фирмы.

Принципиальным отличием котлов MICRO New является оснащение системы управления котлом комбинированным газовым клапаном концерна «Honeywell Inc.».

Система автоматического управления котлом, обеспечивает в заданной последовательности включение горелки розжига, открытие электромагнитных клапанов подачи газа, розжиг основной горелки, выход горелки на рабочий режим, поддержание заданной температуры на выходе из котла путем регулирования тепловой мощности, защиту котла при возникновении аварийных ситуаций.

Котлы оснащены микропроцессорным модулем управления со встроенной информационной системой, которая позволяет обеспечивать непрерывный мониторинг работы системы и в случае блокировки системы определяет вид и причину неполадки.

Котлы серии MICRO New - единственные отечественные котлы с атмосферными горелками, в которых реализована возможность экономного расходования газового топлива путем применения режима плавной модуляции тепловой мощности котла.

Котлы работают под разрежением с естественной тягой создаваемой дымовой трубой Ду=250 мм, высотой Н=5,5м.

Установлены котлы в 2014 г. Расчетный срок службы 10 лет. На рис 8 показаны котлы установленные в котельной № 1



Рис 8 Внешний вид котлов котельной №1

Для циркуляции воды в тепловой сети установлены два насоса VeroLine-IPL-40/13-2.2/2 один из которых рабочий, а другой резервный.

Для обработки сетевой воды в котельной предусмотрена установка дозирования жидких химреагентов «Аквафлоу ДС SP 61503». Подпитка производится насосом DAB KRF-30/16T. На ГРУ, для регулирования давления газа и отключения подачи газа при предельных параметрах, установлен комбинированный регулятор давления типа РДУ-32/С2. Давление газа на входе ГРУ равно 0,55МПа, на выходе ГРУ, после регулятора, поддерживается на уровне 2,5 кПа. Система контроля и регулирования процессов розжига и горения горелки построена на базе блока управления «SATRONIC DKG 972», электронного блока автоматики котла и комбинированного газового клапана. Температура воды в тепловой сети поддерживается автоматически каскадной работой котлов.

На рис 9 изображена установка дозирования жидких химреагентов «Аквафлоу ДС SP 61503».



Рис 9 Внешний вид установки дозирования жидких химреагентов

Котельная №2,

В д. В.Слудка установлена твердотопливная котельная и не далеко от неё блочно-модульная. На рис 10 изображена твердотопливная котельная, расположенная в д. В.Слудка.



Рис 10 Внешний вид твердотопливной котельной в д. В.Слудка

Твердотопливная котельная на данный момент используется как резервный источник тепловой энергии, связанная с блочно-модульной котельной общей тепловой сетью. В зимний период твердотопливная котельная находится в теплом режиме для оперативного перехода в экстренных ситуациях с газообразного топлива на твердое топливо (уголь). В твердотопливной котельной установлены 2 котла марки КВ - 0,8 Т. Общая мощность котельной 1,38 Гкал/ч. КПД котлов на момент разработки схемы теплоснабжения составляет 70%. На рис 11 представлены твердотопливные котлы марки КВ-0,8 Т.



Рис 11 Твердотопливные котлы, расположенные в котельной д. В.Слудка

В блочно-модульной котельной установлены три водогрейных котла типа «Микро New – 175» производства ЗАО «Котлостройсервис» г. Самара. На котлах установлены атмосферные многофакельные горелки Polidoro - Multigas фирмы Polidoro S.P.A. (Италия), которые специально под особенности работы котлов MICRO New были усовершенствованы на стендах фирмы Polidoro S.P.A. и внесены в каталог основной выпускаемой продукции этой фирмы.

Принципиальным отличием котлов MICRO New является оснащение системы управления котлом комбинированным газовым клапаном концерна «Honeywell Inc.».

Система автоматического управления котлом, обеспечивает в заданной последовательности включение горелки розжига, открытие электромагнитных клапанов подачи газа, розжиг основной горелки, выход горелки на рабочий режим, поддержание заданной температуры на выходе из котла путем регулирования тепловой мощности, защиту котла при возникновении аварийных ситуаций.

Котлы оснащены микропроцессорным модулем управления со встроенной информационной системой, которая позволяет обеспечивать непрерывный мониторинг работы системы и в случае блокировки системы определяет вид и причину неполадки.

Котлы серии MICRO New - единственные отечественные котлы с атмосферными горелками, в которых реализована возможность экономного расходования газового топлива путем применения режима плавной модуляции тепловой мощности котла.

Котлы работают под разрежением с естественной тягой создаваемой дымовой трубой Ду=250 мм, высотой Н=5,5м.

Установлены котлы в 2014 г. Расчетный срок службы 10 лет.

. На рис 12 показаны котлы установленные в котельной № 2



Рис 12 Внешний вид котлов котельной №2

Для циркуляции воды в тепловой сети установлены два насоса VeroLine-IPL-40/13-2.2/2 один из которых рабочий, а другой резервный.

Для обработки сетевой воды в котельной предусмотрена установка дозирования жидких химреагентов «Аквафлоу ДС SP 61503» (см рис 13), с дозирующим насосом TEKNA EVO. Подпитка производится насосом DAB KRF-30/16T. На ГРУ, для регулирования давления газа и отключения подачи газа при предельных параметрах, установлен комбинированный регулятор давления типа РДУ-32/С2. Давление газа на входе ГРУ равно 0,55МПа, на выходе ГРУ, после регулятора, поддерживается на уровне 2,5 кПа. Система контроля и регулирования процессов розжига и горения горелки построена на базе блока управления «SATRONIC DKG 972», электронного блока

автоматики котла и комбинированного газового клапана. Температура воды в тепловой сети поддерживается автоматически каскадной работой котлов.



Рис 13 Внешний вид установки дозирования жидких химреагентов

Котельная №3.

В котельной установлен водогрейный котел, работающий на твердом топливе (уголь) марки КВс - 0,5Т. На рис 14 запечатлен внешний вид угольного котла КВс-0,5Т.



Рис 14 Внешний вид твердотопливного котла КВс - 0,5Т котельной № 3

Промышленные отопительные котлы предназначены для теплоснабжения жилых, общественных, административных и промышленных зданий и сооружений с рабочим давлением воды в системе отопления не выше 0,6 МПа.

В котельной установлена ХВП, но на момент разработки схемы теплоснабжения она находится в нерабочем состоянии. По результатам обследования ХВП ремонту не подлежит. На рис 15 представлена ХВП исходной воды, установленная в котельной № 3

В котельной отсутствуют приборы учета отпуска тепловой энергии и холодной воды.



Рис 15 Внешний вид ХВП, установленной в котельной №3

Котельная №4.

В котельной установлены электрические котлы марки РУСНИТ в количестве 2 – х штук по 45 кВт каждый. Общая мощность котельного оборудования 0,08 Гкал/ч. Данные котлы эксплуатируются с конца 2014 года, предыдущее оборудование вышло из строя, в связи с истечением срока эксплуатации.

Котлы марки РУСНИТ отвечают стандартам европейского качества. В качестве системы безопасности используется датчик уровня теплоносителя и предохранительный термостат.

Полностью автоматизированная система регулировки котла дает возможность поддерживать температурный режим, который был задан ранее в помещении, а также позволяет осуществлять управление насосами в двух эффективных режимах.

К техническим характеристикам можно отнести следующие данные:

Электродкотлы работают от сети 380 В;

Уровень давления отопительного устройства Руснит равняется 0,25 атм.

Уровень электрического тока, потребляемого по каждой фазе 14-150А

Устройство регулировки температуры воздуха входит в стандартную комплектацию отопительного прибора;

Коммутация нагревательных тэнов осуществляется с помощью полупроводниковой системы. Данный способ обеспечивает бесшумную работу электрического прибора;

Вероятность подгорания данного устройства сведена к нулю;

Данный отопительный прибор отличается высоким уровнем морозостойкости.

В котельной не установлена система ХВП её отсутствие может негативно сказаться на состоянии системы отопления, а также на работу котельного оборудования.

Отсутствуют приборы учета отпуска тепла и учет холодной воды.

Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.

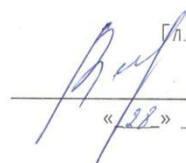
Данные об установленной и располагаемой тепловой мощности на конец 2014 года представлены в таблице 1.

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

Наименование котельных	Адрес	УТМ, Гкал/ч	РТМ, Гкал/ч	Потери УТМ, %
Котельная №1	с. Люм, ул. Школьная, д. 5	0,302	0,302	-
Котельная №2	д. В.Слудка, ул. Садовая, д. 7	0,453	0,453	-
Котельная №3	д. Дондыкар ул. Мира, д. 5	0,430	0,430	-
Котельная №4	д. Дондыкар ул. Мира, д. 22	0,077	0,077	-
Всего		1,261	1,261	-

Установленная и располагаемая тепловая мощность котельной №1 – 0,302 Гкал/ч.
 Расчетная тепловая мощность котельной №1 – 0,282 Гкал/ч., согласно режимным картам котлоагрегатов котельной см. рис 16,17.

«УТВЕРЖДАЮ»
Гл. инженер ООО «Свет»

 (Веретенников А.Д.)
«30» ноября 2014 г.

Режимная карта

Котла № 1 типа «Микро New-175»
при работе на природном газе

Котельная ТКУ-350 д. Люм, Глазовского района

№ п/п	Параметр работы котлоагрегата	Единица измерения	Нагрузка %
			100
1	Марка топлива	-	природный газ
2	Калорийность топлива	ккал/м ³	8000
3	Температура топлива	°C	8
4	Тип горелки	-	многофакельная горелка «Polidoro-Multigas»
5	Теплопроизводительность	кВт	160
		Гкал/час	0,137
6	Давление воды на входе	МПа	0,33
7	Давление воды на выходе	МПа	0,32
8	Давление топлива после ГРУ	кПа	2,5
	Давление топлива перед горелкой	кПа	1,6
	Содержание за котлом RO ₂	%	7,1
	O ₂	%	8,3
	CO	%	0,0041
	Коэффициент избытка воздуха	-	1,58
	Температура воздуха	°C	15
	Разрежение за котлом	Па	30
	Температура воды на входе в котел	°C	В соответствии с температурным графиком
	Температура воды на выходе из котла	°C	В соответствии с температурным графиком
	Расход воды через котел	м ³ /ч	10
	Температура уходящих газов за котлом	°C	124
	КПД котла	%	92,0
	Удельный расход условного топлива	кг.усл/Гкал	155,5
	Расход топлива	м ³ /ч	18,6

Инженер-наладчик ООО «АТЭН»

 (Губанов В.В.)

Начальник котельной

 (Терешченко В.В.)

Рис 16 Режимная карта котла №1 котельной №1

«УТВЕРЖДАЮ»

 Гл. инженер ООО «Свет»
 (Веретенников А.Д.)
 « 21 » ноября 2014 г.

Режимная карта

Котла № 2 типа «Микро New-175»
 при работе на природном газе

Котельная ТКУ-350 д. Люм, Глазовского района

№ п/п	Параметр работы котлоагрегата	Единица измерения	Нагрузка %
			100
1	Марка топлива	-	природный газ
2	Калорийность топлива	ккал/м³	8000
3	Температура топлива	°C	8
4	Тип горелки	-	многофакельная горелка «Polidoro-Multigas»
5	Теплопроизводительность	кВт Гкал/час	169 0,145
6	Давление воды на входе	МПа	0,33
7	Давление воды на выходе	МПа	0,32
8	Давление топлива после ГРУ	кПа	2,5
	Давление топлива перед горелкой	мбар	1,6
	Содержание за котлом	RO ₂	%
		O ₂	%
		CO	%
	Коэффициент избытка воздуха	-	1,40
	Температура воздуха	°C	15
	Разрежение за котлом	Па	30
	Температура воды на входе в котел	°C	В соответствии с температурным графиком
	Температура воды на выходе из котла	°C	В соответствии с температурным графиком
	Расход воды через котел	м³/ч	10
	Температура уходящих газов за котлом	°C	136
	КПД котла	%	92,1
	Удельный расход условного топлива	кг.усл./Гкал	155,3
	Расход топлива	м³/ч	19,7

Инженер-наладчик ООО «АТЭН»

_____ (Губанов В.В.)

Начальник котельной

_____ (Терехов В.В.)

Рис 17 Режимная карта котла №2 котельной №1

Установленная и располагаемая тепловая мощность котельной № 2 – 0,453 Гкал/ч.
 Расчетная тепловая мощность котельной № 2 – 0,420 Гкал/ч., согласно режимным картам
 котлоагрегатов котельной см. рис18,19,20.

«УТВЕРЖДАЮ»
 Р.л. инженер ООО «Свет»
В.А. (Веретенников А.Д.)
 «28» ноября 2014 г.

Режимная карта

Котла № 2 типа «Микро New -175»
 при работе на природном газе

Котельная ТКУ-500 д. Верхняя Слудка, Глазовского района

№ п/п	Параметр работы котлоагрегата	Единица измерения	Нагрузка %
			100
1	Марка топлива	-	природный газ
2	Калорийность топлива	ккал/м³	7980
3	Температура топлива	°C	8
4	Тип горелки	-	многофакельная горелка «Polidoro-Multigas»
5	Теплопроизводительность	кВт Гкал/час	162 0,140
6	Давление воды на входе	МПа	0,228
7	Давление воды на выходе	МПа	0,36
8	Давление топлива после ГРУ	кПа	2,4
	Давление топлива перед горелкой	мбар	1,6
	Содержание за котлом CO ₂	%	5,4
	O ₂	%	11,3
	CO	%	0,0029
	Коэффициент избытка воздуха	-	1,98
	Температура воздуха	°C	16
	Разрежение за котлом	Па	30
	Температура воды на входе в котел	°C	В соответствии с температурным графиком
	Температура воды на выходе из котла	°C	В соответствии с температурным графиком
	Расход воды через котел	м³/ч	12
	Температура уходящих газов за котлом	°C	122
	КПД котла	%	90,5
	Удельный расход условного топлива	кг.усл/Гкал	158,0
	Расход топлива	м³/ч	19,3

Инженер-наладчик ООО «АТЭН» Губанов В.В. (Губанов В.В.)

Начальник котельной Терещен В.В. (Терещен В.В.)

Рис 18 Режимная карта котла №2 котельной №2

«УТВЕРЖДАЮ»

Гл. инженер ООО «Свет»

(Веретенников А.Д.)

«29» ноября 2014 г.

Режимная карта

Котла № 3 типа «Микро New -175»
при работе на природном газе

Котельная ТКУ-500 д. Верхняя Слудка, Глазовского района

№ п/п	Параметр работы котлоагрегата	Единица измерения	Нагрузка %
			100
1	Марка топлива	-	природный газ
2	Калорийность топлива	ккал/м³	7980
3	Температура топлива	°C	8
4	Тип горелки	-	многофакельная горелка «Polidoro-Multigas»
5	Теплопроизводительность	кВт	167
		Гкал/час	0,144
6	Давление воды на входе	МПа	0,28
7	Давление воды на выходе	МПа	0,36
8	Давление топлива после ГРУ	кПа	2,5
	Давление топлива перед горелкой	мбар	1,6
	Содержание за котлом RO ₂	%	6,0
	O ₂	%	10,3
	CO	%	0,0063
	Коэффициент избытка воздуха	-	1,87
	Температура воздуха	°C	16
	Разрежение за котлом	Па	30
	Температура воды на входе в котел	°C	В соответствии с температурным графиком
	Температура воды на выходе из котла	°C	В соответствии с температурным графиком
	Расход воды через котел	м³/ч	11
	Температура уходящих газов за котлом	°C	125
	КПД котла	%	90,8
	Удельный расход условного топлива	кг.усл./Гкал	17,8
	Расход топлива	м³/ч	19,7

Инженер-наладчик ООО «АТЭН»


Начальник котельной

(Губанов В.В.)

(Герасимен В.В.)

Рис 19 Режимная карта котла №3 котельной №2

«УТВЕРЖДАЮ»
Гл. инженер ООО «Свет»

 (Веретенников А.Д.)

«28» ноября 2014 г.

Режимная карта

Котла № 1 типа «Микро New -175»
при работе на природном газе

Котельная ТКУ-500 д. Верхняя Слудка, Глазовского района

№ п/п	Параметр работы котлоагрегата	Единица измерения	Нагрузка %
			100
1	Марка топлива	-	природный газ
2	Калорийность топлива	ккал/м³	7980
3	Температура топлива	°C	8
4	Тип горелки	-	многофакельная горелка «Polidoro-Multigas»
5	Теплопроизводительность	кВт Гкал/час	158 0,136
6	Давление воды на входе	МПа	0,28
7	Давление воды на выходе	МПа	0,36
8	Давление топлива после ГРУ	кПа	2,4
	Давление топлива перед горелкой	кПа	1,6
	Содержание за котлом	RO ₂	%
		O ₂	%
		CO	%
	Коэффициент избытка воздуха	-	2,12
	Температура воздуха	°C	16
	Разрежение за котлом	Па	30
	Температура воды на входе в котел	°C	В соответствии с температурным графиком
	Температура воды на выходе из котла	°C	В соответствии с температурным графиком
	Расход воды через котел	м³/ч	12
	Температура уходящих газов за котлом	°C	124
	КПД котла	%	90,8
	Удельный расход условного топлива	кг.усл/Гкал	157,5
	Расход топлива	м³/ч	18,6

Инженер-наладчик ООО «АТЭН»

 (Губанов В.В.)

Начальник котельной

 (Губанов В.В.)

Рис 20 Режимная карта котла №1 котельной №2

Установленная и располагаемая тепловая мощность котельной № 3 – 0,430 Гкал/ч.
Режимные карты не предоставлены.

Установленная и располагаемая тепловая мощность котельной № 4 – 0,077 Гкал/ч.
Режимные карты предоставлены.

Суммарная установленная и располагаемая тепловая мощность котельных по поселению составляет 1,261 Гкал/ч. Суммарная расчетная тепловая мощность котельных поселения составляет 1,209 Гкал/ч.

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 котельных за 2010 – 2014 г. приведены в Таблице 2 и на Рис. 21.

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 №1						
Выработка тепловой энергии	Гкал	705,0	737,44	662,02	631,58	814,76
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	32,43	33,9	30,45	30,31	34,83
Расход тепловой энергии на собственные нужды в % от выработки	%	4,6	4,6	4,6	4,8	4,27
Отпуск тепловой энергии потребителям	%	95,4	95,4	95,4	95,2	95,73
Котельная №2						
Выработка тепловой энергии	Гкал	757,8	768,52	805,78	789,07	1065,6
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	34,85	35,35	37,06	37,87	46,21
Расход тепловой энергии на собственные нужды в % от выработки	%	4,6	4,6	4,6	4,8	4,33
Отпуск тепловой энергии потребителям	%	95,4	95,4	95,4	95,2	95,67
Котельная №3						
Выработка тепловой энергии	Гкал	1207,32	н/д	643,08	696,5	749,92
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	59,04	н/д	30,87	33,43	36
Расход тепловой энергии на собственные нужды в % от выработки	%	4,89	н/д	4,8	4,8	4,8
Отпуск тепловой энергии потребителям	%	95,11	н/д	95,2	95,2	95,2
Котельная №4						
Выработка тепловой энергии	Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Расход тепловой энергии на собственные нужды в % от выработки	%	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Отпуск тепловой энергии потребителям	%	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Из таблицы № 2 видно, что по котельным №№1,2 с 2010-2012гг расход тепловой энергии на собственные нужды составлял 4,6 % от общей выработки тепловой энергии, к 2013 году собственные нужды котельной составили 4,8% это связано с износом основного производственного оборудования и ухудшением состояния зданий котельных. В 2014 году собственные нужды котельных №№ 1,2 составили 4,27% и 4,33% соответственно, это связано с вводом в эксплуатацию новых блочно – модульных котельных в конце 2014 года.

По котельной № 3 расход тепловой энергии на собственные нужды котельной снизился на 0,09 % по отношению к 2010 г. из-за снижения выработки тепловой энергии. Снижение выработки тепловой энергии связано с отключением потребителя от центральной системы отопления. В связи с тем, что в период 2011 г. котельная находилась в эксплуатации у МУП «ЖКХ Глазовский район», сведения за указанный период отсутствуют.

По котельной № 4 данные не велись, так как эксплуатацией котельной занималась не специализированная организация. Тариф не защищался, так как использовалось только для собственных нужд, отчеты не сдавались, анализ не проводился. В связи с этим сведения за весь период отсутствуют.

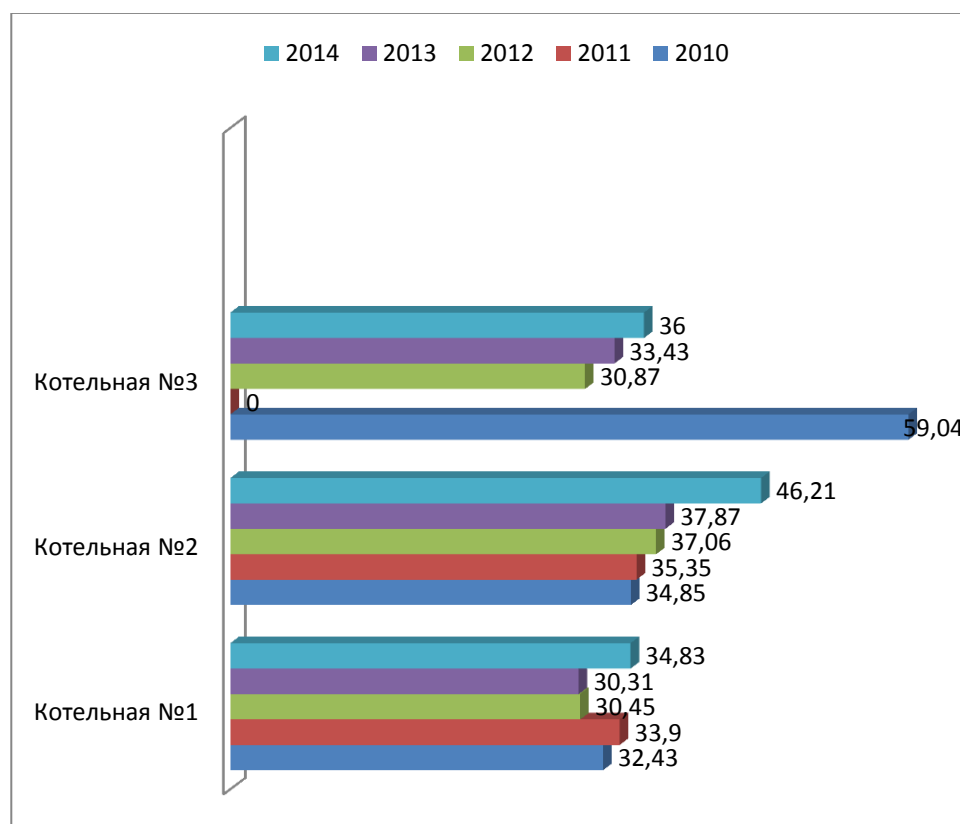


Рис. 21 Затраты тепловой энергии на собственные нужды котельных поселения МО «Верхнебогатырское» по годам, Гкал/год

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

Таблица 3 Расчетная тепловая мощность, потребление тепловой мощности на собственные нужды котельной, тепловая мощность нетто по котельным МО «Верхнебогатырское» 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 №1	1	0,137	0,006	0,276
		2	0,145		
2	Котельная №2	1	0,136	0,018	0,402
		2	0,140		
		3	0,144		
3	Котельная №3	1	0,430	0,020	0,410
4	Котельная №4	1	0,038	0,001	0,075
		2	0,038		
	Итого по поселению			0,045	1,163

На рис 22 представлена структура тепловой мощности нетто поселения МО «Верхнебогатырское».

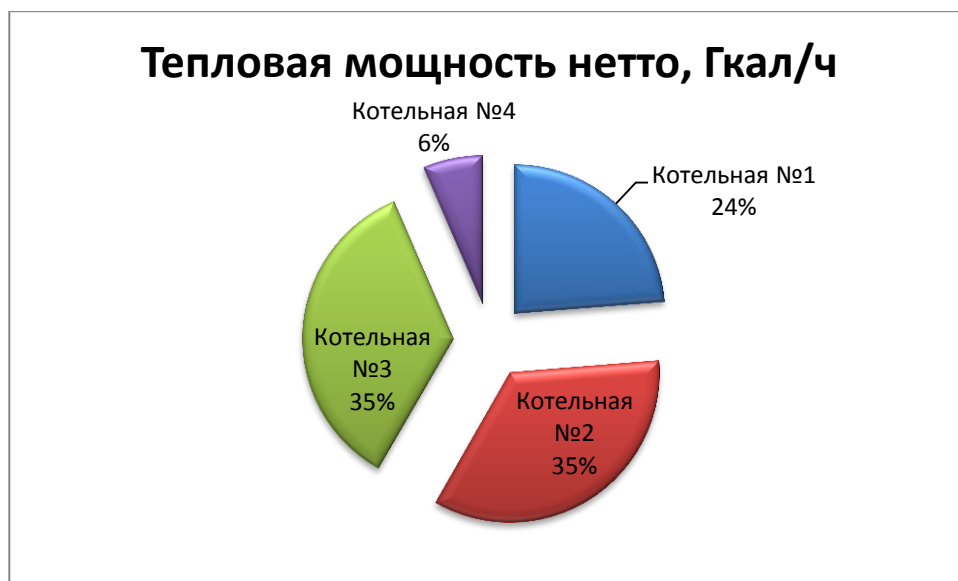


Рис. 22 Структура тепловой мощности нетто котельных МО «Верхнебогатырское»

Анализируя таблицу 3 и рис 22 можем сделать вывод, что по тепловой мощности нетто котельные №№ 2 и 3 имеют по 35 % от общей тепловой мощности нетто по поселению МО «Верхнебогатырское», котельная № 1 и № 4 по 24 и 6% соответственно.

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 №1	Микро New 175	2014	
		Микро New 175	2014	
2	Котельная №2	Микро New 175	2014	
		Микро New 175	2014	
		Микро New 175	2014	
3	Котельная №3	КВС-0,5 К	2000	2014
4	Котельная №4	РУСНИТ 245 М	2014	
		РУСНИТ 245 М	2014	

Как видно из таблицы 4 основная часть котельного оборудования заменена и введена в эксплуатацию в 2014 году имеют достаточно высокую экономичность и надежность, не требуют больших затрат на поддержание их в нормативном эксплуатационном состоянии. По котельной № 3 год ввода в эксплуатацию – 2000 г Котел ориентировочно имеет 77,616 тыс. часов наработки, морально и физически устарел, имеет низкий КПД (около 60%), требует больших затрат на поддержание в нормативном эксплуатационном состоянии. Достижение индивидуального ресурса с учётом продления состоялся в 2014 гг. Для продления паркового ресурса в 2014 г проведено техническое диагностирование этого котла.

Схемы выдачи тепловой мощности

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

На рис 23 приведена тепловая схема водогрейной котельной № 1. В качестве исходной воды используется водопроводная вода. Давление воды в водопроводе в точке подключения 1,0-1,2 кгс/см². Подпитка тепловой сети производится обработанной водой. Для обработки подпиточной воды используется установка «Комплекс пропорционального дозирования реагентов» производства ООО «УПД» г. Ижевск. Общая жесткость воды

подаваемой к котлам должна составлять не более 0,7 мг-экв/л. На случай аварии водопроводной сети в котельной предусмотрен бак запаса подпиточной воды объемом 0,75 куб м. Подпиточный используется для подпитки тепловой сети в случае снижения давления воды в водопроводе ниже 1,0 кгс/см²

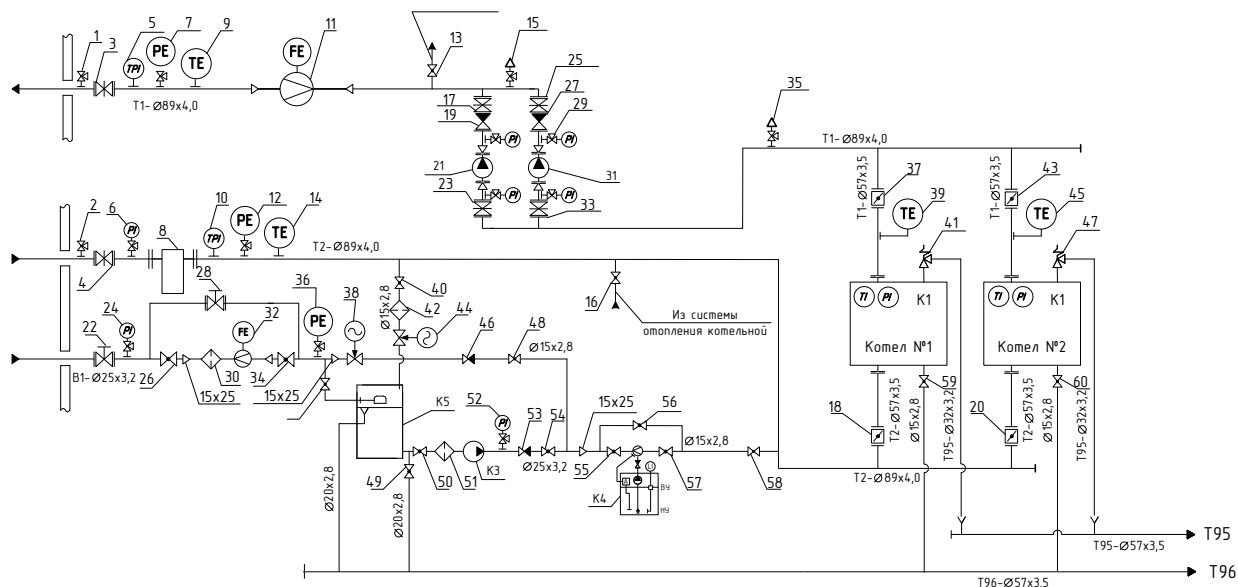


рис 23 Тепловая схема водогрейной котельной №1

На рис 24 приведена тепловая схема водогрейной котельной № 2. Принцип работы аналогичен по котельной №1.

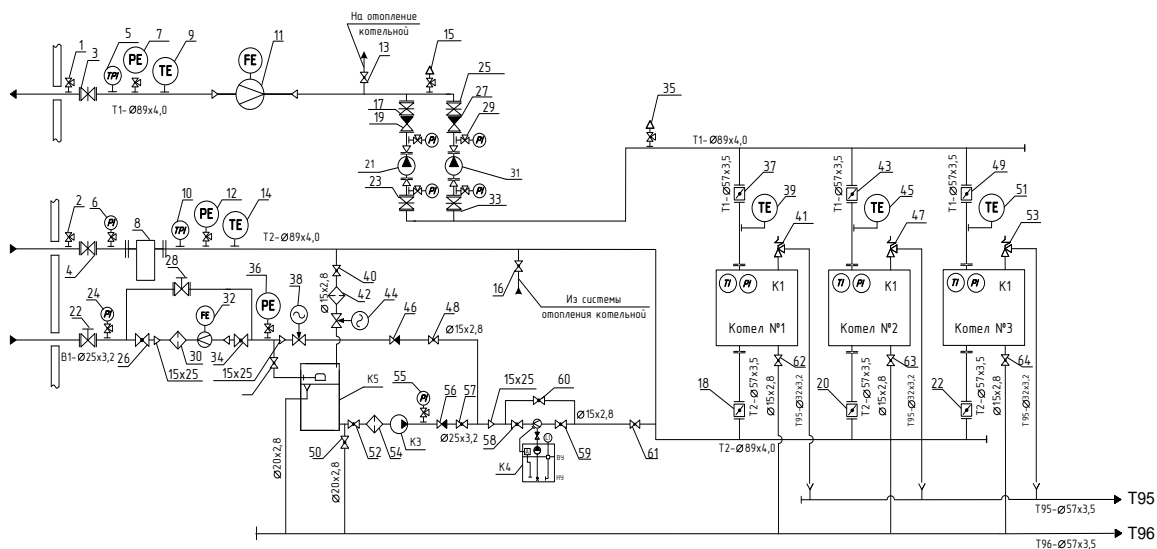


рис 24 Тепловая схема водогрейной котельной №2

По котельным №3 и 4 в качестве исходной воды используется водопроводная вода. Давление воды в водопроводе в точке подключения 1,0-1,2 кгс/см². Общая жесткость воды подаваемой к котлам должна составлять не более 0,7 мг-экв/л. На случай аварии водопроводной сети в котельной предусмотрен бак запаса подпиточной воды объемом 3

куб м. Подпиточный используется для подпитки тепловой сети в случае снижения давления воды в водопроводе ниже $1,0 \text{ кгс/см}^2$

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 $95/70^\circ\text{C}$; выбор температурного графика обусловлен отсутствием центральных тепловых пунктов, наличием нагрузки по отоплению с непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям.

Среднегодовая загрузка оборудования.

По нескольким котельным опросные листы не были заполнены, и поэтому представить полную загруженность оборудования не представляется возможным.

Способы учета тепла, отпущенного в водяные тепловые сети.

Котельные №№1,2 оснащены приборами учета, фиксирующими значения расхода, давления и температуры теплоносителя в прямом и обратном трубопроводе, а также в линии подпитки.

Учет тепловой энергии на котельных №№ 1,2 отпускаемой потребителям, ведется с помощью автоматизированной технологической и коммерческой системы учета тепловой энергии на основе тепловычислителя «ТМК-Н130.2.1». Система обеспечивает сбор и накопление текущих и архивных данных по параметрам сетевой воды на выводах и количеству отпускаемой тепловой энергии за заданный отчетный период.

Все средства измерения проходят регулярную поверку.

Узлы учета тепловой энергии отсутствуют на котельных №№ 3,4. Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, определяется расчетным способом, исходя из

подключенной нагрузки с корректировкой на температуру наружного воздуха. Установка приборов учета тепловой энергии на этих котельных запланирована до конца 2016 г.

Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.

По котельным №№ 1,2 отказов работы оборудования не было, так как оно установлено в 2014 году.

В апреле-мае 2014 года в котельной № 4 вышло из строя все оборудование. К началу отопительного сезона 2014-2015 гг были установлены новые котлы, отказов работы нового оборудования не было.

По остальным объектам 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 по запрещению дальнейшей эксплуатации действующих источников тепловой энергии не было.

ООО «Свет» было выдано предписание от Западно-Уральского Управления Ростехнадзора о не обеспечении исправного состояния кровли здания угольной котельной в д. В.Слудка. В связи с не исправным состоянием кровли здания угольной котельной она не эксплуатируется, но используется как резервная. На рис 25 изображен внешний вид резервной угольной котельной в д. В.Слудке.



Рис. 25 Внешний вид резервной угольной котельной в д. В.Слудка

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 «Верхнебогатырское» обеспечивают передачу тепловой энергии от источников тепловой энергии к потребителям.

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

Общая протяженность тепловых сетей поселения по данным на конец 2014 года составляет 2212 м, при этом максимальный наружный диаметр 108 мм, минимальный – 76 мм. На рис 26 представлена структура протяженности тепловых сетей по условным диаметрам на конец 2014 года. Из структуры видно, что 42% от всех тепловых сетей МО «Верхнебогатырское» имеет диаметр 76 мм, затем 31 % диаметром 89 мм и оставшаяся часть, а это 27% диаметром 108 мм.

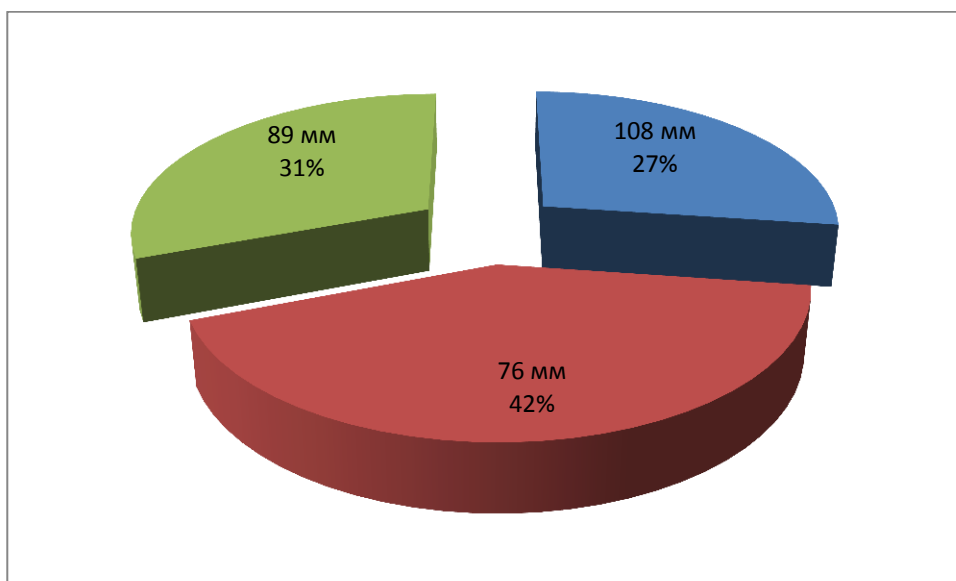


Рисунок 26 - Распределение протяженности тепловых сетей поселения по условным диаметрам на конец 2014 года

ООО «Свет» - единственная эксплуатирующая организация тепловых сетей МО «Верхнебогатырское». Тепловые сети поселения имеют тупиковую сеть в двухтрубном исполнении от отдельно расположенных котельных.

**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. 5,6,7.

Таблица №5 Техническая характеристика тепловой сети в зоне действия котельной №1

№участка тепловой сети	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию	Материал труб	Диаметр труб, м	Протяженность Б, м	теплоизоляционный материал	Материальная характеристика тепловой сети, м ²	Подключенная нагрузка, Гкал/ч
1	Надземная	1965	сталь	0,108	230*2	маты минералов.	32,46	0,2402
2				0,108	49,4*2			
3	Канальная			0,108	21,2*2			

Таблица №6 Техническая характеристика тепловой сети в зоне действия котельной №2

№участка тепловой сети	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию	Материал труб	Диаметр труб, м	Протяженность Б, м	теплоизоляционный материал	Материальная характеристика тепловой сети, м ²	Подключенная нагрузка, Гкал/ч
1	Надземная	1965	сталь	0,076	112,9*2	маты минералов.	35,40	0,2938
2				0,076	309,2*2			
3	Канальная			0,076	43,7*2			

Таблица №7 Техническая характеристика тепловой сети в зоне действия котельной №3

№участка тепловой сети	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию	Материал труб	Диаметр труб, м	Протяженность Б, м	теплоизоляционный материал	Материальная характеристика тепловой сети, м ²	Подключенная нагрузка, Гкал/ч
1	Надземная	1965	сталь	0,089	340*2	маты минералов.	30,26	0,15

Основная доля трубопроводов тепловых сетей отопления проложена надземным способом – 89,7 %. Наибольшая протяженность трубопроводов (931 м) тепловых сетей отопления наблюдается в зоне действия котельной № 2. По котельной № 4 тепловой сети нет, так как котельная располагается непосредственно в самом здании.

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

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

где

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

M – материальная характеристика сети, равная

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

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 $100 \text{ м}^2/\text{Гкал}/\text{час}$. Зона предельной эффективности ограничена $200 \text{ м}^2/\text{Гкал}/\text{ч}$. Значение приведенной материальной характеристики превышающей $200 \text{ м}^2/\text{Гкал}/\text{ч}$ свидетельствует о целесообразности применения индивидуального теплоснабжения. В то же время применение в системе теплоснабжения труб с ППУ, сдвигает зону предельной эффективности до $300 \text{ м}^2/\text{Гкал}/\text{ч}$.

Сравнение тепловых сетей в поселении МО «Верхнебогатырское» представлено в таблице 8.

Таблица № 8 Удельные материальные характеристики тепловых сетей котельных МО «Верхнебогатырское»

№ пп	Источник тепловой энергии	Материальная характеристика тепловой сети, м ²	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Удельная материальная характеристика, м ² /Гкал/ч
1	Котельная №1	32,46	0,2402	135,14
2	Котельная №2	35,40	0,2938	120,49
3	Котельная №3	30,26	0,15	201,73

Из таблицы 8 видно, что котельные № 1 и 2 находятся в зоне предельной эффективности централизованной системы. За пределами эффективности централизованных систем находится котельная № 3.

Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

В поселении имеется в основном тупиковая сеть теплопроводов от отдельно расположенных котельных.

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 27 представлен температурный график ООО «Свет».

Температурный график работы котельной		
Температура воздуха, °C	Температура теплоносителя в подающем трубопроводе, °C	Температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °C
	95	70
10	38,5	33,9
9	40	35
8	41,2	35,8
7	42,1	36,2
6	43,0	36,6
5	43,9	37,1
4	44,7	37,5
3	45,6	37,8
2	46,4	38,2
1	47,2	38,6
0	48,0	38,9
-1	48,8	39,2
-2	49,6	39,6
-3	50,3	39,9
-4	51,6	40,7
-5	52,9	41,6
-6	54,2	42,4
-7	55,5	43,2
-8	56,8	44,1
-9	58,0	44,9
-10	59,3	45,7
-11	60,6	46,5

-12	61,8	47,3
-13	63,0	48,0
-14	64,3	48,8
-15	65,5	49,6
-16	66,7	50,3
-17	67,9	51,1
-18	69,1	51,9
-19	70,3	52,6
-20	71,5	53,4
-21	72,7	54,1
-22	73,9	54,8
-23	75,1	55,6
-24	76,3	56,3
-25	77,5	57,0
-26	78,6	57,7
-27	79,8	58,4
-28	81,7	59,9
-29	83,6	61,3
-30	85,5	62,8
-31	87,4	64,2
-32	89,3	65,7
-33	91,2	67,1
-34	93,1	68,6
-35	95,0	70,0

Рис 27 Температурный график работы котельных

**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 №1:

Давление в подающем трубопроводе $P1 = 0,2 \text{ кгс/см}^2$.

Давление в обратном трубопроводе $P2 = 0,1 \text{ кгс/см}^2$.

Тепловые сети от котельной №2:

Давление в подающем трубопроводе $P1 = 0,2 \text{ кгс/см}^2$.

Давление в обратном трубопроводе $P2 = 0,1 \text{ кгс/см}^2$.

Тепловые сети от котельной №3:

Давление в подающем трубопроводе $P1 = 0,3 \text{ кгс/см}^2$.

Давление в обратном трубопроводе $P2 = 0,1 \text{ кгс/см}^2$.

**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 2013-2014 гг. и сведена в таблицу 9. До 2013 года котельные принадлежали иным организациям, во время разработки схемы теплоснабжения данные не могут быть представлены, ввиду отсутствия достоверной информации.

Таблица 9 Статистика отказов тепловой сети по МО «Верхнебогатырское»

Наименование теплоисточника	Количество отказов тепловой сети, раз	
	2013	2014
Котельная №1	-	-
Котельная №2	2	1
Котельная №3	1	2

Информация о среднем времени, затраченном на восстановление работоспособности тепловых сетей, не предоставлена.

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 «Верхнебогатyrское»: 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.]

$G_{\text{пи}}$ - нормативные технологические затраты теплоносителя на проведение плановых эксплуатационных испытаний, м³/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.])

$G_{\text{сл}}$ - технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования, м³/год. *(В данном случае отсутствуют средства автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования, $G_{\text{сл}} = 0$)*

$G_{\text{ут}}$ - нормативные потери теплоносителя с его нормируемой утечкой, м³/год. *(Принимаем в размере 0,25 % среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час [1, п. 10.1.2.])*.

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

где

$V_{\text{ТС}}$ - среднегодовой объем трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м³.

$n_{\text{год}}$ – 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:

$$Q_{\text{п}}^{\text{из}} = \sum (q_{\text{н}} * L * \beta * n_{\text{год}}) * 0,000001 [\text{Гкал/год}]$$

где

$q_{\text{н}}$ - 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;

β – 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/м³ [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. 6.2.2])
 $t_{\text{зап}}$ - 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:

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

где

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

Результаты расчета технологических потерь при передаче тепловой энергии представлены в Таблице 10.

Таблица 10 Расчет технологических потерь при передаче тепловой энергии по котельным МО «Верхнебогатрское»

Источник теплоснабжения	Показатели	Ед изм	Расчетные величины
Котельная №1	Емкость тепловой сети	м ³	4,722
	Нормативные потери теплоносителя с его утечкой	м ³	65,454
	Нормативные затраты теплоносителя на ввод в эксплуатацию трубопроводов новых и после плановых ремонтов	м ³	7,083
	Нормативные затраты теплоносителя на проведение плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ	м ³	2,361
	Нормативные затраты теплоносителя, обусловленные сливом приборами автоматики и защиты	м ³	0,00
	Итого, нормативные затраты и потери теплоносителя	м ³	74,898
	Нормативные технологические тепловые потери с утечкой теплоносителя	Гкал	2,990
	Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопроводов после ремонтов и пуск в эксплуатацию новых сетей	Гкал	0,313
	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	0,035
	Нормативные эксплуатационные потери тепловой энергии через изоляционные конструкции трубопроводов	Гкал	68,117
	Итого, нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии	Гкал	71,456
	Процент к отпуску тепловой энергии в сеть	%	
Котельная №2	Емкость тепловой сети	м ³	3,585
	Нормативные потери теплоносителя с его утечкой	м ³	49,694
	Нормативные затраты теплоносителя на ввод в эксплуатацию трубопроводов новых и после плановых ремонтов	м ³	5,378
	Нормативные затраты теплоносителя на проведение плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ	м ³	1,793
	Нормативные затраты теплоносителя, обусловленные сливом приборами автоматики и защиты	м ³	0,00
	Итого, нормативные затраты и потери теплоносителя	м ³	56,864
	Нормативные технологические тепловые потери с утечкой теплоносителя	Гкал	2,276
	Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопроводов после ремонтов и пуск в эксплуатацию новых сетей	Гкал	0,238
	Нормативные технологические потери тепловой энергии со сливами из приборов автоматики и защиты	Гкал	0,00
	Нормативные технологические затраты теплоэнергии, связанные с	Гкал	0,027

	потерями теплоносителей на проведение плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ		
	Нормативные эксплуатационные потери тепловой энергии через изоляционные конструкции трубопроводов	Гкал	176,915
	Итого, нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии	Гкал	179,456
	Процент к отпуску тепловой энергии в сеть	%	
Котельная №3	Емкость тепловой сети	м ³	3,591
	Нормативные потери теплоносителя с его утечкой	м ³	49,776
	Нормативные затраты теплоносителя на ввод в эксплуатацию трубопроводов новых и после плановых ремонтов	м ³	5,387
	Нормативные затраты теплоносителя на проведение плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ	м ³	1,796
	Нормативные затраты теплоносителя, обусловленные сливом приборами автоматики и защиты	м ³	0,00
	Итого, нормативные затраты и потери теплоносителя	м ³	56,958
	Нормативные технологические тепловые потери с утечкой теплоносителя	Гкал	2,276
	Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопроводов после ремонтов и пуск в эксплуатацию новых сетей	Гкал	0,238
	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	0,027
	Нормативные эксплуатационные потери тепловой энергии через изоляционные конструкции трубопроводов	Гкал	142,523
	Итого, нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии	Гкал	145,064
	Процент к отпуску тепловой энергии в сеть	%	27,3

Расчет нормативов технологических затрат и потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по котельной д. Дондыкар детский сад не производился и не будет производиться ввиду отсутствия тепловой сети и как следствие отсутствие потерь при передаче тепловой энергии.

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 «Верхнебогарское» представлена в таблице 11,12,13 и на рис 28, 29,30.

Таблица 11 Динамика изменения фактических тепловых потерь по годам по котельной №1

Показатель	Ед. изм	Значение показателя		
		2012	2013	2014
Выработка тепловой энергии	Гкал	662,02	631,58	814,76
Собственные нужды котельной	Гкал	30,45	30,31	34,83
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	631,57	601,27	779,93
Потери при передаче тепловой энергии	Гкал	68,44	60,67	50,34
	%	10,84	10,09	6,45
Полезный отпуск	Гкал	563,13	540,60	729,59

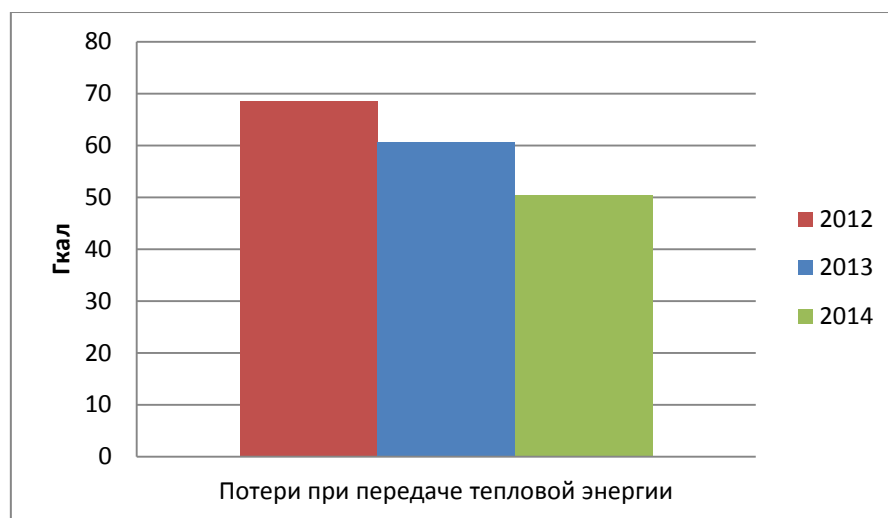


Рис 28 Динамика тепловых потерь в период 2012-2014 г по котельной №1

Таблица 12 Динамика изменения фактических тепловых потерь по годам по котельной №2

Показатель	Ед. изм	Значение показателя		
		2012	2013	2014
Выработка тепловой энергии	Гкал	805,78	789,07	1065,6
Собственные нужды котельной	Гкал	37,06	37,87	46,21
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	768,72	751,20	1019,39
Потери при передаче тепловой энергии	Гкал	186,99	181,5	221,82
	%	24,32	24,16	21,76
Полезный отпуск	Гкал	581,73	569,70	797,57

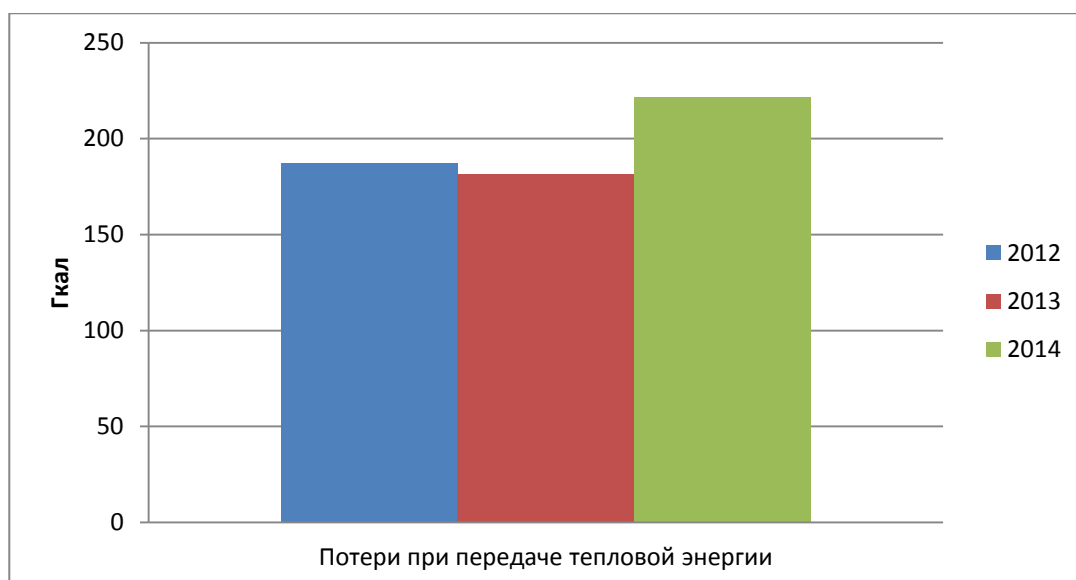


Рис 29 Динамика тепловых потерь в период 2012-2014 г по котельной №2

Таблица 13 Динамика изменения фактических тепловых потерь по годам по котельной №3

Показатель	Ед. изм	Значение показателя		
		2012	2013	2014
Выработка тепловой энергии	Гкал	643,08	696,50	749,92
Собственные нужды котельной	Гкал	30,87	33,43	36
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	612,21	663,07	713,92
Потери при передаче тепловой энергии	Гкал	155,5	206,54	257,57
	%	25,40	31,15	36,10
Полезный отпуск	Гкал	456,71	456,53	456,35

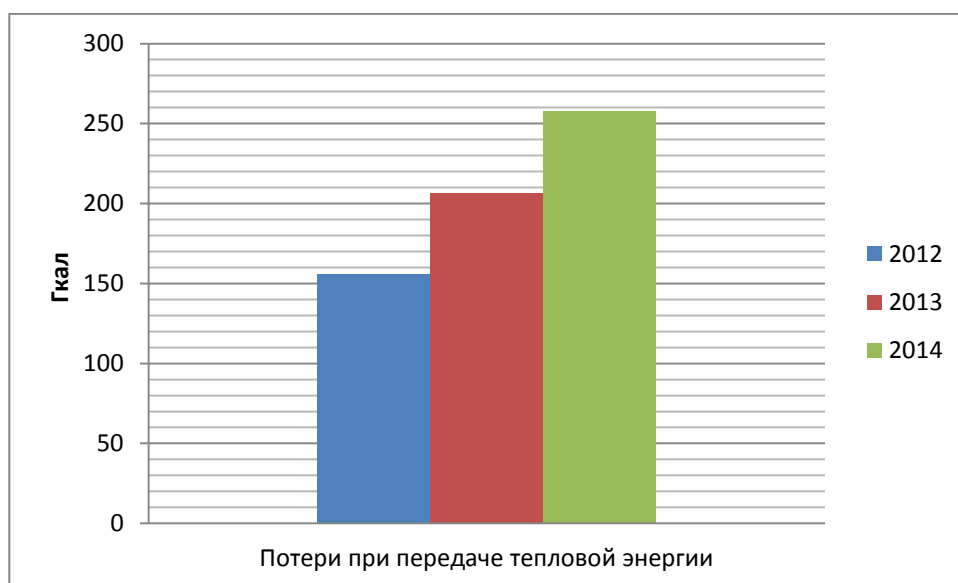


Рис 30 Динамика тепловых потерь в период 2012-2014 г по котельной №3

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

Котельная №1 нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии 71,456 Гкал/год. По всем годам с 2012-2014 г фактические показатели потерь тепловой энергии ниже нормативных. В 2013 году фактические потери тепловой энергии при передаче были ниже фактических за 2012 год на 7,77 Гкал (0,75%). В 2014 году фактические потери тепловой энергии при передаче в сравнении с 2013 годом снизились на 10,33 Гкал (3,67%). Снижение фактических потерь произошло, в основном, в связи со стабильной работой трубопроводов и оборудования тепловых сетей, а также снижением отключений участков теплотрасс.

Котельная №2 нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии 179,456 Гкал/год. Фактические тепловые потери в целом по годам выше нормируемых, в 2012г. на 7,534 Гкал (4,2 %); в 2013 на 2,044 Гкал (1,14%) незначительное увеличение фактических потерь тепла против нормируемых произошло из-за фактических условий окружающей среды и, как следствие, температуры сетевой воды. В 2014 г. наблюдается резкое увеличение (на 24 %) фактических потерь тепла с технологическими потерями сетевой воды по сравнению с нормируемыми и составил 221,82 Гкал, что объясняется большим количеством дефектов и аварий на тепловой сети.

Котельная №3 нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии 145,064 Гкал/год. Фактические тепловые потери в целом по годам выше нормируемых, в 2012г. на 10,436 Гкал (7,1 %); в 2013 на 61,476 Гкал (42,4%) в 2014 г на 112,506 Гкал (77,5%). такое резкое увеличение связано в основном, за счет большого количества аварийных ситуаций вызванными ветхим состоянием тепловой сети, а также несанкционированным сливом теплоносителя.

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.

Все существующие зоны теплоснабжения в поселении, работают 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.

Две котельные из четырех муниципального образования оборудована коммерческими узлами учёта отпускаемой тепловой энергии. В качестве приборов учёта применяются теплосчётчики типа ТМК-Н130.2.1, установленными на выходе теплосети.

В муниципальном образовании основными потребителями является бюджет. Большая часть бюджетных учреждений оснащены приборами учета тепла, остальные 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 каждой 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 «Верхнебогатырское».

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

Источники тепловой энергии в поселении

Котельная №1 является основным поставщиком тепловой энергии в с. Люм МО «Верхнебогатырское».

Котельная №2 является основным поставщиком тепловой энергии в д. В.Слудка МО «Верхнебогатырское».

Котельная №3 является основным поставщиком тепловой энергии в д. Дондыкар МО «Верхнебогатырское».

Котельная №4 не является основным поставщиком тепловой энергии в д. Дондыкар МО «Верхнебогатырское», производит тепловую энергию только для нужд детского сада.

Зоны действия источников тепловой энергии в поселении МО «Верхнебогатырское» представлены на рис. 31,32,33. На рис 33 зона действия котельной №3 обозначена синим цветом, зона действия котельной № 4 оранжевым цветом.



Рис. 31 Зона действия котельной №1



Рис. 32 Зона действия котельной №2

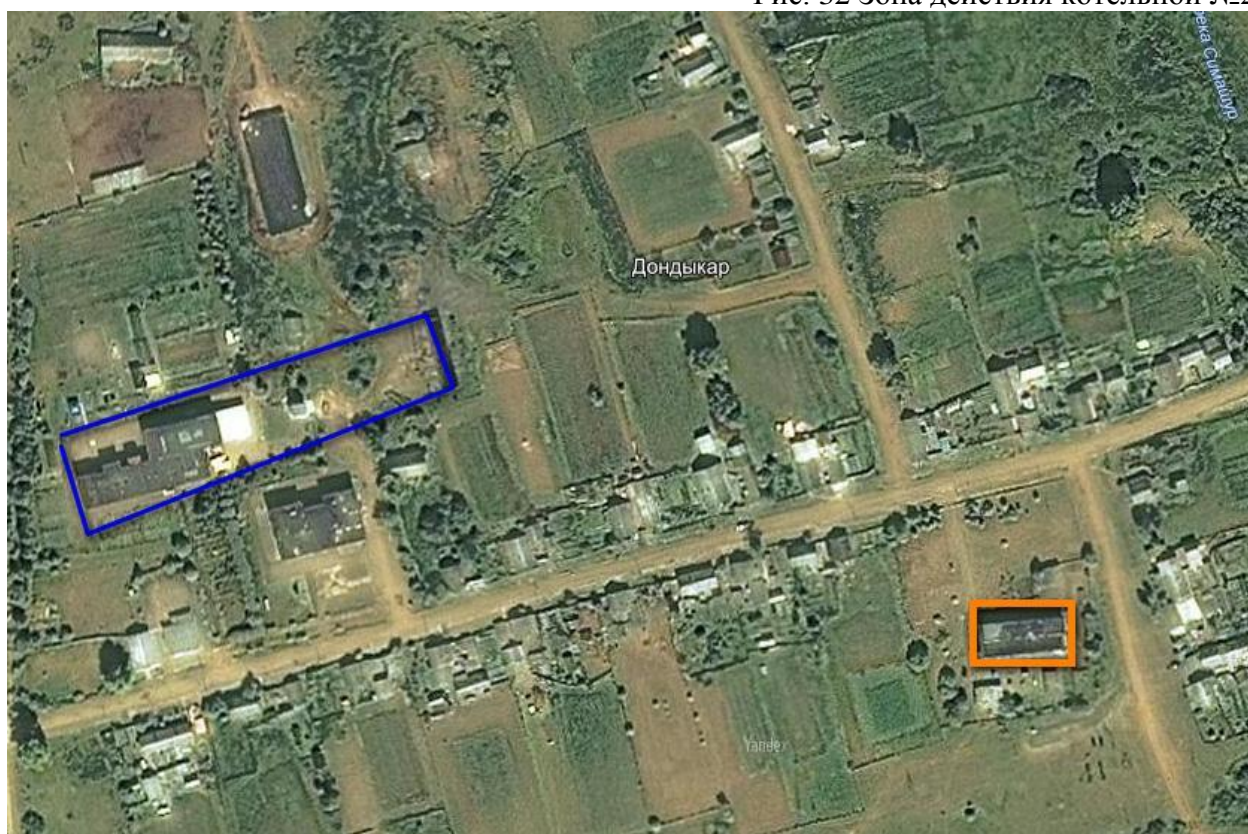


Рис. 33 Зона действия котельной №3,4

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 14.

Таблица 14 Потребление тепловой энергии по МО «Верхнебогатырское»

Муниципальное образование	Потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха Гкал/ч		
	Отопление и вентиляция	ГВС	Всего
МО «Верхнебогатырское»	0,7512	0,0	0,7512

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 15.

Таблица 15 Потребление тепловой энергии по котельным МО «Верхнебогатырское»

Наименование теплоисточника	Потребление тепловой энергии, Гкал	
	Отопительный период 2014-2015	За год в целом 2014 г
Котельная №1	683,94	829,56
Котельная №2	727,6	797,59
Котельная №3	474,33	456,35
Котельная №4	н/д	н/д

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 16,17,18,19.

Таблица 16 Подключенная тепловая нагрузка к котельной №1

№ п/п	Наименование потребителя	Наружный объем здания, м3	Температура внутри здания, °С	Удельная отопительная характеристика	Тепловая нагрузка, Гкал/час
1	Здание клуба	8320	16	0,33	0,1330
2	Здание детского сада	5701	20	0,36	0,1072
	ИТОГО:				0,2402

Таблица 17 Подключенная тепловая нагрузка к котельной №2

№ п/п	Наименование потребителя	Наружный объем здания, м3	Температура внутри здания, °С	Удельная отопительная характеристика	Тепловая нагрузка, Гкал/час
1	Здание школы	5216	16	0,35	0,0885
2	Здание детского сада	4714	20	0,38	0,0936
	Здание магазина с пищеблоком	1551	15	0,38	0,0280
	Социальный дом для одиноких престарелых граждан	3303	18	0,5	0,0832
	ИТОГО:				0,2933

Таблица 18 Подключенная тепловая нагрузка к котельной №3

№ п/п	Наименование потребителя	Наружный объем здания, м3	Температура внутри здания, °С	Удельная отопительная характеристика	Тепловая нагрузка, Гкал/час
1	Здание школы	7701,0	16	0,35	0,1306
2	Здание гаража	664,0	10	0,7	0,0199
	ИТОГО:				0,1505

Таблица 19 Подключенная тепловая нагрузка к котельной №4

№ п/п	Наименование потребителя	Наружный объем здания, м3	Температура внутри здания, °С	Удельная отопительная характеристика	Тепловая нагрузка, Гкал/час
1	Здание детского сада	3385	20	0,38	0,0672
	ИТОГО:				0,0672

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 помещении 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

жилом доме 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 жилом доме 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 «Верхнебогатырское» действующие нормативы на момент разработки схемы теплоснабжения на отопление составляют 0,0233 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 «Верхнебогатырское» 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 20.

Таблица 20 Баланс установленной мощности по котельным МО «Верхнебогатырское»

Зона действия котельной №1	Ед изм	Величина
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	0,302
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	0,302
Собственные нужды	Гкал/ч	0,006
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,296
Потери тепловой мощности	Гкал/ч	0,029
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,029
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ч	0,24
отопление	Гкал/ч	0,24
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности	+	0,03
Доля резерва	%	10,135
Зона действия котельной №2	Ед изм	2014
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	0,453
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	0,453
Собственные нужды	Гкал/ч	0,018
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,435
Потери тепловой мощности	Гкал/ч	0,087
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,087
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ч	0,2933
отопление	Гкал/ч	0,2933
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности	+	0,055
Доля резерва	%	12,575
Зона действия котельной №3	Ед изм	2014
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	0,43
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	0,43
Собственные нужды	Гкал/ч	0,02

Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,41
Потери тепловой мощности	Гкал/ч	0,126
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,126
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ч	0,15
отопление	Гкал/ч	0,15
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности	+	0,134
Доля резерва	%	32,683
Зона действия котельной №4	Ед изм	2014
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	0,076
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	0,076
Собственные нужды	Гкал/ч	0,001
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,075
Потери тепловой мощности	Гкал/ч	0
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ч	0,067
отопление	Гкал/ч	0,067
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности	+	0,008
Доля резерва	%	10,667

Из таблицы 20 видно, что все котельные имеют резерв установленной тепловой мощности по отношению к присоединенной тепловой нагрузке. Наибольший резерв наблюдается на котельной №3, на которой имеются большая установленной тепловой мощность и незначительная присоединенная тепловая нагрузка.

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 котельных поселения, на момент разработки схемы теплоснабжения составляет 0,7512 Гкал/ч.

Основная часть нагрузки приходится на котельную № 3. Доля суммарной присоединённой нагрузки составляет: котельная № 1 – 10%, Котельная № 2 – 12%, Котельная № 3 – 32 %, Котельная № 4 – 10%

Резерв располагаемой тепловой мощности составляет 0,227 Гкал/ч.

Распределение установленной тепловой мощности поселения по составляющим представлено на рисунке 34.

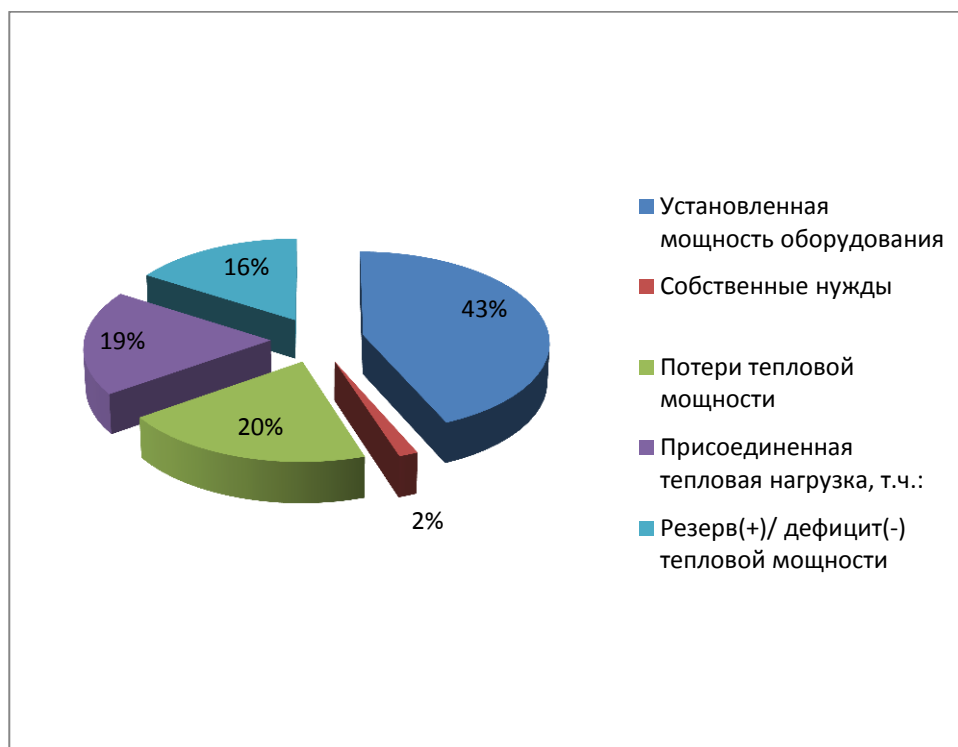


Рис 34 Распределение установленной тепловой мощности поселения.

Из рисунка 34 видно, что на котельных поселения имеются резервы тепловой мощности и составляют 16%. Основная доля свободных тепловых мощностей приходится на котельную № 3 и составляет 32 % от суммарного резерва.

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 «Верхнебогатырское» 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.

На всех котельных поселения имеют резервы тепловой мощности нетто, поэтому расширения технологических зон действия источников с дефицитом тепловой мощности не требуется. При возникновении дефицита тепловой мощности (например, подключении

какого либо объекта, или выход из строя оборудования) возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности не представляется возможным так как котельные располагаются в разных населенных пунктах с большой отдаленностью друг от друга, за исключением котельных, расположенных в д. Дондыкар, в этом случае потребуется строительство теплотрассы, что влечет за собой большие и трудоемкие затраты.

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.

Водоподготовительными установками оснащены только котельные № 1 и № 2. Для обработки сетевой воды в котельных предусмотрена установка дозирования жидких химреагентов «Аквафлоу ДС SP61503». Подпитка производится насосом DAB KRF-30/16T. В качестве реагента используется Игибитор коррозии и солеотложения «Hydrochem 110». Hydrochem 110 – это продукт на основе соединения органических кислот и цинка, является нетоксичным экологически чистым препаратом. Он применяется в оборотных системах водоснабжения, теплоснабжения и гвс. Полностью предотвращает образование отложений во всех узлах теплоэнергетической системы. Оборудование введено в эксплуатацию в 2014 году.

Номинальный расход воды при подпитке $-1,5 \text{ м}^3/\text{ч}$, предельный перепад давления на узле измерения и впрыска – $0,1 \text{ Мпа}$, максимальное давление воды при подпитке – $0,8 \text{ Мпа}$, потребляемая мощность при включенном насосе – дозаторе 36 Вт. Производительность установки по воде: номинальная $-1,5 \text{ м}^3/\text{ч}$, минимальная – $0,06 \text{ м}^3/\text{ч}$, максимальная – $3,0 \text{ м}^3/\text{ч}$. Исходной водой по котельным с. Люм и д. В.Слудка является вода питьевая из сети ООО «ВФ Сервис». Показатели качества питьевой воды по населенным пунктам Люм, Слудка представлены на рис 35,36.

к протоколу № 2385 от 15.05.2015

Код образца (пробы): Х.Б.15238564

Санитарно-гигиеническая лаборатория					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	Запах при 20 °С	0	2	баллы	ГОСТ 3351-74
2	Запах при 60 °С	0	2	баллы	ГОСТ 3351-74
3	Привкус	0	2	баллы	ГОСТ 3351-74
4	Цветность	менее 1	20 (35)	град.	ГОСТ 31868-2012
5	Мутность	менее 1	2,6 (3,5)	ЕМФ	ГОСТ 3351-74
6	Хлориды / привкус	53 ± 10	350	мг/дм ³	ГОСТ 4245-72
7	Окисляемость перманганатная	0,64 ± 0,13	5	мг/дм ³	ПНД Ф 14.1:2.4.154-99
8	Фториды / для I-II климатических районов	0,92 ± 0,06	не более 1,5	мг/дм ³	ГОСТ 4386-89
9	Аммиак (по азоту)	менее 0,05	не более 2	мг/дм ³	ГОСТ 4192-82
10	Нитриты (по NO ₂)	менее 0,003	не более 3	мг/дм ³	ГОСТ 4192-82
11	Нитраты (по NO ₃)	1,5 ± 0,5	45	мг/дм ³	ГОСТ 18826-73
12	Железо	менее 0,1	0,3 (1)	мг/дм ³	ГОСТ 4011-72
13	Кремний	2,87 ± 0,29	10	мг/дм ³	РД 52.24.433-2005
Исследования проводили:					
Должность, Ф.И.О.			Подпись		
Лаборант Семакина Г.А.			<i>Семакина Г.А.</i>		
Ф.И.О. заведующего лабораторией			Подпись		
Касимова Н.М.			<i>Касимова Н.М.</i>		

Рис 35 Показатели качества холодной воды в с. Люм

к протоколу № 2386 от 15.05.2015

Код образца (пробы): Х.Б.15238665					
Санитарно-гигиеническая лаборатория					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	Запах при 20 °С	0	2	баллы	ГОСТ 3351-74
2	Запах при 60 °С	0	2	баллы	ГОСТ 3351-74
3	Привкус	0	2	баллы	ГОСТ 3351-74
4	Цветность	менее 1	20 (35)	град.	ГОСТ 31868-2012
5	Мутность	менее 1	2,6 (3,5)	ЕМФ	ГОСТ 3351-74
6	Хлориды / привкус	5 ± 2	350	мг/дм ³	ГОСТ 4245-72
7	Окисляемость перманганатная	0,80 ± 0,16	5	мг/дм ³	ПНД Ф 14.1:2:4.154-99
8	Фториды / для I-II климатических районов	0,43 ± 0,03	не более 1,5	мг/дм ³	ГОСТ 4386-89
9	Аммиак (по азоту)	менее 0,05	не более 2	мг/дм ³	ГОСТ 4192-82
10	Нитриты (по NO ₂)	менее 0,003	не более 3	мг/дм ³	ГОСТ 4192-82
11	Нитраты (по NO ₃)	4 ± 1	45	мг/дм ³	ГОСТ 18826-73
12	Железо	менее 0,1	0,3 (1)	мг/дм ³	ГОСТ 4011-72
13	Кремний	3,70 ± 0,37	10	мг/дм ³	РД 52.24.433-2005
Исследования проводили:					
Должность, Ф.И.О.			Подпись		
Лаборант Семакина Г.А.			<i>Семакина</i>		
Ф.И.О. заведующего лабораторией			Подпись		
Касимова Н.М.			<i>Касимова</i>		

Рис 36 Показатели качества холодной воды в с. Люм

В котельных д. Дондыкар водоподготовительная установка не установлена. Водоснабжение котельных д. Дондыкар осуществляет ООО «Труд» показатели качества питьевой воды соответствуют нормативам требования.

Информация об утвержденных балансах производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей описание см. в табл. 21.

Расход воды на технологические нужды котельных составляет:

- 1) Котельная № 1 – 392 м³;
- 2) Котельная № 2 – 474,095 м³;
- 3) Котельная № 3 – 51,601 м³.

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

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения представлены в таблице № 21.

Таблица 21 Балансы производительности ВПУ для тепловых сетей котельной №1,2

Котельная №1

Наименование	Ед изм	2014
Располагаемая тепловая мощность теплоисточника	Гкал/ч	0,302
Максимальный расчётный объём теплоносителя	куб м	22,810
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,240
Расчётный объём теплоносителя в эксплуатационном режиме	куб м	18,142
Расчетная производительность ВПУ	куб м/ч	0,171
Расчетная подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	куб м/ч	0,136
Расчетная подпитки тепловой сети в период повреждения участка	куб м/ч	0,363
Резерв(+)/дефицит(-)	куб м/ч	4,668
Доля резерва	%	79,536

Котельная №2

Наименование	Ед изм	2014
Располагаемая тепловая мощность теплоисточника	Гкал/ч	0,453
Максимальный расчётный объём теплоносителя	куб м	34,2151
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,2933
Расчётный объём теплоносителя в эксплуатационном режиме	куб м	22,1529
Расчетная производительность ВПУ	куб м/ч	0,25661
Расчетная подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	куб м/ч	0,16615
Расчетная подпитки тепловой сети в период повреждения участка	куб м/ч	0,44306
Резерв(+)/дефицит(-)	куб м/ч	12,0621
Доля резерва	%	64,7461

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.

Котельная № 1 и Котельная № 2. Основным видом топлива по котельным является природный газ. Котельная № 3 для производства тепловой энергии использует твердое топливо – каменный уголь. Производство тепловой энергии в котельной № 4 осуществляется от электрической энергии.

Данные по количеству используемого вида топлива за 2014 год по каждой котельной представлены в таблице 22

Таблица 22. Количество используемого основного топлива на каждом источнике тепловой энергии

№ пп	Источник тепловой энергии	Вид топлива	Ед изм	Количество за 2014 год
1	Котельная №1	уголь	т	176,00
		Природный газ	Тыс м ³	22,82
2	Котельная №2	уголь	т	237,50
		Природный газ	Тыс м ³	26,34
3	Котельная №3	уголь	т	199,60
4	Котельная №4	уголь	кВт	н/д

Так как газовые котельные по населенным пунктам с. Люм и д. В.Слудка введены в эксплуатацию в конце 2014 года, данные представлены по угольной котельной. Данные по котельной № 4 не представлены.

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

Котельная № 1 и Котельная № 2. Резервным видом топлива является каменный уголь. При внештатной ситуации резервные источники тепловой энергии могут полностью обеспечить теплом потребителей в соответствии с нормативными требованиями.

Котельные д. Дондыкар. Всё оборудование котельных предназначено для использования одного вида топлива, к работе на двух видах (рабочее-резервное) топлива не приспособлено. Резервных и аварийных видов топлива на этих котельных не

предусмотрено. При аварии потребители не будут получать тепловую энергию до момента устранения неисправности.

Описание особенностей характеристик топлив

в зависимости от мест поставки.

В основном угольные котельные для выработки тепловой энергии используют уголь марки ДР Кузбасского месторождения уч. «Евтинский» пласт 4. Зольность – 13%, влага – 14%, сера – 0,5%, фракция 0-300 мм, летучесть 38% низшая теплота сгорания 5345 Ккал/кг.

Качество угля не всегда соответствует, требуем нормам, зачастую низшая теплота сгорания не превышает 4500 Ккал/кг, влажность увеличивается примерно до 18%, это связано с условиями хранения и транспортировки каменного угля.

Анализ поставки топлива в периоды расчетных

температур наружного воздуха

Топливо поступает на склады котельных, согласно заявленному объему для обеспечения нормативных запасов топлива. Доставка угля со склада поставщиков на склады котельных осуществляется автомобильным транспортом.

В периоды расчетных температур наружного воздуха сбоев в поставке топлива 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 2013-2014 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

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

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_{ϵ} 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:

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

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

$D_{B,i,j}$ – 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.

Результаты расчетов показателя $P_{ч}$, $P_{п}$, $P_{о}$ уровня надежности в общем по системе теплоснабжения за 2014 год сведены в таблицу 23. Данные для расчетов остальных показателей отсутствуют.

Таблица 23 Показателя $P_{ч}$ уровня надежности системы теплоснабжения поселения МО «Верхнебогатырское» за 2014 г.

Показатель	Значение
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	0,7512
Общая протяженность тепловых сетей, км	2,2132
Количество инцидентов на тепловых сетях M_o за 2014 г.	3
Показатель уровня надежности $P_{ч}$	1,35
Показатель продолжительности прекращения подачи тепловой энергии $P_{п}$	0,03
Показатели, определяемые объемом неотпуска тепла при нарушениях в подаче тепловой энергии $P_{о}$	0,013

Анализ аварийных отключений потребителей.

Аварий на тепловых сетях за 2014 год составило 3 шт.

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 теплоснабжающим организациям 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. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

На основании данных теплоснабжающей организаций в 2014 г. по поселению МО «Верхнебогатырское» всего произведено тепловой энергии 2 630,28 Гкал, в т.ч. на угле 2 256,84 Гкал, 373,44 Гкал на газе. Потери в сетях составили 401,53 Гкал.

По данным организаций в поселении МО «Верхнебогатырское» в 2014 г. отпущено тепловой энергии в сеть всего 2 485,05 Гкал. В таблице 24 приведены суммарные значения отпуска тепловой энергии всеми энергоисточниками поселения.

Таблица 24 Отпуск тепловой энергии энергоисточниками МО «Верхнебогатырское» в 2014г.

Наименование	Гкал
Всего отпущено тепловой энергии в сеть	2485,05
В том числе	
от котельной №1	764,37
от котельной №2	1006,76
от котельной №3	713,92
от котельной №4	н/д

На рис 37 представлена структура отпуска тепловой энергии в сеть МО «Верхнебогатырское» по источникам тепловой энергии

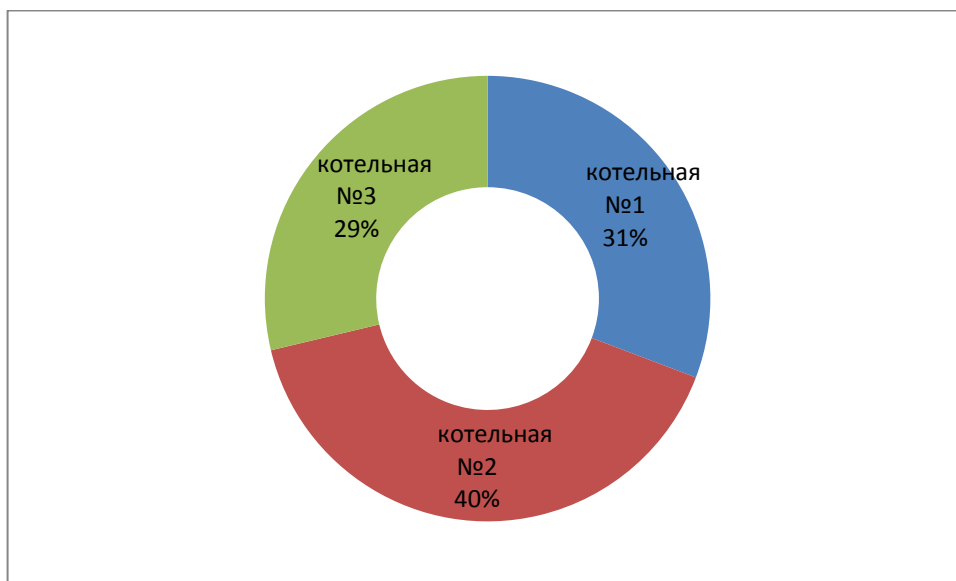


Рис 37 структура отпуска тепловой энергии в сеть поселения

Удельные расходы условного топлива на выработку тепловой энергии

По представленным данным предприятия на угольных котельных, имеющих в своем составе котлы большой мощности, КПД котлов составляет 70 %.

Во всех котельных, работающих на угле, установлены котлы типа КВ, КВс. Эти котлы неавтоматизированные, низко экономичные, их коэффициент полезного действия (брутто) не превышает 70 %. В большинстве своем эти котельные не отвечают современным требованиям ни по экономичности, ни по экологическим показателям.

Котельные, сжигающие газ, имеют достаточно высокие показатели – КПД котлов составляет 90-93,5 %.

В соответствии с данными теплоснабжающей организации в 2014 г. удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии от газовых котельных составил 153,2 кг ут/Гкал по угольным котельным – 177,5кгут/Гкал.

Собственные нужды котельных

Значения расхода тепловой энергии на собственные нужды котельных представлены ООО «Свет». Среднее значение расхода тепла на собственные нужды локальных котельных составляет 4,47 %, в абсолютном выражении 145,23 Гкал/год. При этом следует отметить, что на котельных сжигающих уголь, собственные нужды составляют более 4,5 % от выработки тепловой энергии. На газовых блочно- модульных котельных собственные нужды составляют ориентировочно 2 %

Структура себестоимости производства, передачи и распределения тепловой энергии

Структура себестоимости производства тепловой энергии составлена по представленным теплоснабжающей организацией данным за 2014 год.

Основные технико-экономические показатели финансово-хозяйственной деятельности за 2014 год представлены в таблице 25,26

Таблица 25 Основные технико – экономические показатели по котельной №1,2.

№ п/п	Статьи затрат	Ед. изм.	Факт 2014 года
1.	Топливо на технологические нужды	тыс.м ³ (газ)	49.16
		т. (мазут)	0.00
		т. (уголь)	413.50
		т.(прочие)	0.00
		тыс.руб.	1 532.93
2.	Электроэнергия на технологические нужды	тыс.кВтч	54.40
		тыс.руб.	216.43
3.	Вода на технологические нужды	тыс. м ³	0.87
		тыс.руб.	0.00
4.	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, в том числе:	тыс.руб.	256.23
4.1.	Вспомогательные материалы	тыс.руб.	72.48
4.2.	Услуги сторонних (подрядных) организаций	тыс.руб.	183.75
4.2.1.	в том числе: техническое обслуживание	тыс.руб.	84.00
4.3.	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	
	Энергосервисные платежи	тыс.руб.	235.44
4.4.	Ремонт и техническое обслуживание	тыс.руб.	
5.	Фонд оплаты труда ППП	тыс.руб.	654.44
6.	Страховые взносы социального характера	тыс.руб.	217.54
7.	Прочие прямые расходы, в том числе:	тыс.руб.	23.11
7.1.	аренда производственного оборудования	тыс.руб.	23.11
7.2.	лизинговые платежи	тыс.руб.	
8.	Цеховые расходы	тыс.руб.	209.00
9.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	377.53
10.	Налоги, в том числе:	тыс.руб.	2.45
10.1.	земельный налог	тыс.руб.	
10.2.	плата за выбросы	тыс.руб.	2.45
10.3.	транспортный налог	тыс.руб.	
11.	Недополученный по независящим причинам доход за 2013 год	тыс.руб.	380,28
12.	Налог при применении УСН	тыс.руб.	43.77
13.	Избыток средств в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	
14.	Прибыль расчетная	тыс.руб.	315,59
14.1.	Рентабельность	%	8,47%
15.	Выработка тепловой энергии	Гкал	1 880.36
16.	Собственные нужды котельных	Гкал	109.23
17.	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	Гкал	143.96
		%	8.1
18.	Отпуск тепловой энергии от котельной (Qотп) или полезный отпуск	Гкал	1 627.16
19.	Нормативный удельный расход условного топлива на	кг у.т./Гкал	176.40

	единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть		
20	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт.ч/Гкал	33.43
21	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	куб.м/Гкал	0,53

Таблица 26 Основные технико – экономические показатели по котельной №3.

Н п/п	Статьи затрат	Ед. изм.	Факт 2014 года
1	2	3	5
1.	Топливо на технологические нужды	т. (уголь)	199.60
		т.(прочие)	0.00
		тыс.руб.	755.49
2.	Электроэнергия на технологические нужды	тыс.кВтч	31.61
		тыс.руб.	138.12
3.	Вода на технологические нужды	тыс. м ³	0.05
		тыс.руб.	1.21
4.	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, в том числе:	тыс.руб.	100.37
4.1.	Вспомогательные материалы	тыс.руб.	20.67
4.2.	Услуги сторонних (подрядных) организаций	тыс.руб.	79.70
4.2.1.	в том числе: техническое обслуживание	тыс.руб.	58.74
4.2.2.	капитальный ремонт	тыс.руб.	
4.3.	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	
4.4.	Ремонт и техническое обслуживание	тыс.руб.	
5.	Фонд оплаты труда ППП	тыс.руб.	571.37
6.	Страховые взносы социального характера	тыс.руб.	154.64
7.	Прочие прямые расходы, в том числе:	тыс.руб.	19.40
7.1.	аренда производственного оборудования	тыс.руб.	19.40
8.	Цеховые расходы	тыс.руб.	108.83
9.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	196.60
10.	Налоги, в том числе:	тыс.руб.	1.28
10.1.	земельный налог	тыс.руб.	
10.2.	плата за выбросы	тыс.руб.	1.28
10.3.	транспортный налог	тыс.руб.	
11.	Недополученный по независящим причинам доход	тыс.руб.	
12.	Налог при применении УСН	тыс.руб.	20.03
13.	Избыток средств в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	

14.	Прибыль расчетная	тыс.руб.	-49.24
14.1.	Рентабельность	%	-2.40%
15	Выработка тепловой энергии	Гкал	749.92
16	Собственные нужды котельных	Гкал	36.00
17	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	Гкал	257.57
		%	36.1
18	Отпуск тепловой энергии от котельной (Qотп) или полезный отпуск	Гкал	456.35
19	Нормативный удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	171.10
20	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт.ч/Гкал	69.27
21	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	куб.м/Гкал	0,110

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

В таблице 27 и на рисунке 38 представлена динамика тарифов на тепловую энергию, установленных РЭК УР.

Таблица 27 – Тарифы на тепловую энергию для потребителей МО «Верхнебогатырское»

Теплоисточник	Периоды				
	2013	2014		2015	
	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол
д. Дондыкар (ООО «Свет»)	4303,64	4303,64	4481,27	4481,27	4742,24
с. Люм, д. В.Слудка (ООО «Свет»)	2638,93	2638,93	2750,11	2750,11	2871,31
д. Дондыкар (ООО «ЭнергоРезерв»)				8795,18	8795,18

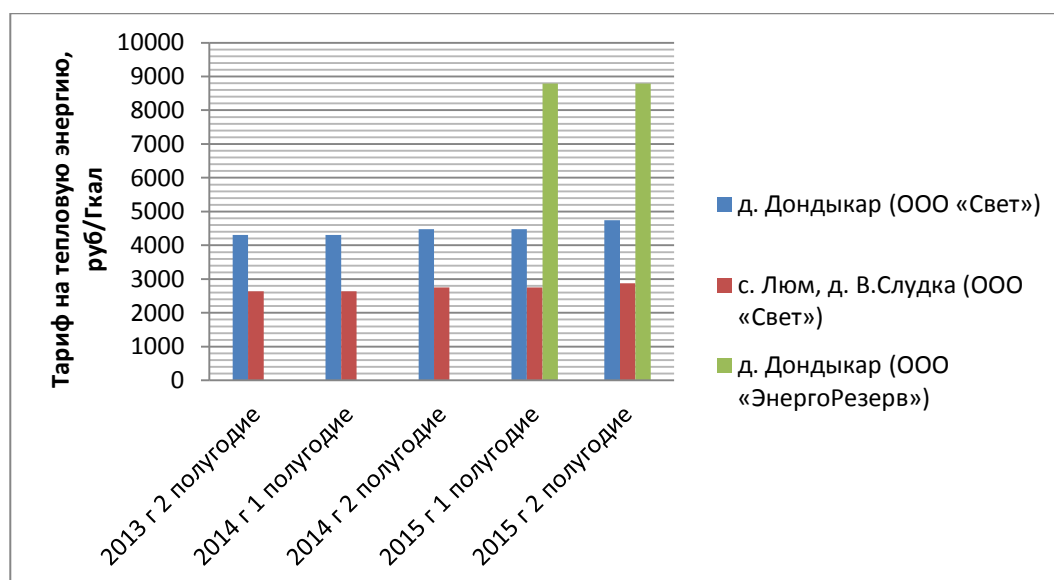


Рис 38 Динамика тарифов на тепловую энергию по годам

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. 28-30). На рис 39-41 представлена структура утвержденных тарифов по МО «Верхнебогатырское» по каждой котельной.

Таблица 28 Калькуляция статей затрат на производство и передачу тепловой энергии по котельной №1,2 на 2015 г

Наименование статьи	Значения
Топливо на технологические нужды, тыс. руб.	1750.61
Объем угля, т	396.40
Удельный расход угля, куб.м /Гкал (кг/Гкал)	261.09
Цена, руб./т	4416.27
Электроэнергия на технологические нужды, тыс. руб.	223.93
Объем электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии, тыс.кВт.ч	50.50
средняя цена на электрическую энергию, (руб/кВт.ч)	4.43
Вода на технологические нужды, тыс. руб.	23.52
Объем воды , тыс. куб.м	0.84
Цена, руб./ куб.м	28.00
Вспомогательные материалы, тыс. руб.	0.00
Услуги сторонних (подрядных) организаций производственного характера, тыс. руб.	167.78
Ремонт и техническое обслуживание (хозспособом), тыс. руб.	0.00
Амортизация производственного оборудования, тыс.руб.	0.00

Фонд оплаты труда ППП, тыс. руб.	833.23
Численность ППП	8.00
Средняя заработная плата, руб.	11572.68
Страховые взносы социального характера, тыс.руб.	284.97
Прочие прямые расходы, тыс. руб.	23.11
аренда производственного оборудования, тыс. руб.	23.11
лизинговые платежи, тыс. руб.	0.00
Цеховые расходы, тыс. руб.	79.68
Общехозяйственные расходы, тыс. руб.	301.56
Налоги, тыс. руб.	2.01
Итого производственная себестоимость, тыс. руб.	3690.40
Недополученный по независящим причинам доход, тыс. руб.	0.00
Финансирование из бюджета, тыс. руб.	
Избыток средств в предыдущем периоде регулирования, тыс. руб.	182.88
Прибыль, тыс. руб.	37.28
в том числе капвложения, тыс. руб.	0.00
налоги из прибыли, тыс. руб.	0.00
Необходимая валовая выручка, тыс. руб.	3544.80
Тариф на производство тепловой энергии, руб./Гкал	2797.25



Рис 39 Структура тарифа на 2015 год по котельной №1,2

В структуре тарифа на тепловую энергию по котельным №1,2 доминирует топливная составляющая, в структуре она занимает 45%. Оплата труда со страховыми взносами социального характера занимает 39% в структуре тарифа. Электроэнергия – 12%. Остальные составляющие по разбивкам не превышают 0,5-5%. Это приводит, в

частности, к нехватке денежных средств на ремонты и техническое обслуживание котельных и тепловых сетей.

Таблица 29 Калькуляция статей затрат на производство и передачу тепловой энергии по котельной №3 на 2015 г

Наименование статьи	Значения
Топливо на технологические нужды, тыс. руб.	614.73
Объем угля, т	148.78
Удельный расход угля, куб.м /Гкал (кг/Гкал)	280.47
Цена, руб./т	4131.73
Электроэнергия на технологические нужды, тыс. руб.	164.96
Объем электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии, тыс.кВт.ч	34.10
средняя цена на электрическую энергию, (руб/кВт.ч)	4.84
Вода на технологические нужды, тыс. руб.	4.84
Объем воды, тыс. куб.м	0.19
Цена, руб./ куб.м	25.12
Вспомогательные материалы, тыс. руб.	15.72
Услуги сторонних (подрядных) организаций производственного характера, тыс. руб.	34.93
Ремонт и техническое обслуживание (хозспособом), тыс. руб.	0.00
Амортизация производственного оборудования, тыс.руб.	0.00
Фонд оплаты труда ППП, тыс. руб.	398.44
Численность ППП	4.00
Средняя заработная плата, руб.	11067.65
Страховые взносы социального характера, тыс.руб.	136.26
Прочие прямые расходы, тыс. руб.	22.37
аренда производственного оборудования, тыс. руб.	22.37
лизинговые платежи, тыс. руб.	0.00
Цеховые расходы, тыс. руб.	39.79
Общехозяйственные расходы, тыс. руб.	150.59
Налоги, тыс. руб.	0.88
Итого производственная себестоимость, тыс. руб.	1583.52
Недополученный по независящим причинам доход, тыс. руб.	185.70
Финансирование из бюджета, тыс. руб.	0.00
Избыток средств в предыдущем периоде регулирования, тыс. руб.	0.00
Прибыль, тыс. руб.	17.87
в том числе капвложения, тыс. руб.	0.00
налоги из прибыли, тыс. руб.	0.00
Необходимая валовая выручка, тыс. руб.	1787.10
Тариф на производство тепловой энергии, руб./Гкал	4635.96



Рис 40 Структура тарифа на 2015 год по котельной №3

Таблица 30 Калькуляция статей затрат на производство и передачу тепловой энергии по котельной №4 на 2015 г

Наименование статьи	Значение
Электроэнергия на технологические нужды, тыс. руб.	451.54
Объем электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии, тыс.кВт.ч	105.50
средняя цена на электрическую энергию, (руб/кВт.ч)	4.28
Вода на технологические нужды, тыс. руб.	0.89
Объем воды , тыс. куб.м	0.05
Цена, руб./ куб.м	19.60
Вспомогательные материалы, тыс. руб.	0.00
Услуги сторонних (подрядных) организаций производственного характера, тыс. руб.	0.00
Ремонт и техническое обслуживание (хозспособом), тыс. руб.	0.00
Амортизация производственного оборудования, тыс.руб.	0.00
Фонд оплаты труда ППП, тыс. руб.	16.23
Численность ППП	0.50
Средняя заработная плата, руб.	8114.40
Страховые взносы социального характера, тыс.руб.	4.90
Прочие прямые расходы, тыс. руб.	23.21
аренда производственного оборудования, тыс. руб.	16.00
аренда помещения, тыс. руб.	7.21

Цеховые расходы, тыс. руб.	0.00
Общехозяйственные расходы, тыс. руб.	301.04
Налоги, тыс. руб.	0.00
Итого производственная себестоимость, тыс. руб.	797.81
Недополученный по независящим причинам доход, тыс. руб.	0.00
Налог при применении УСНО	8.06
Избыток средств в предыдущем периоде регулирования, тыс. руб.	0.00
Прибыль, тыс. руб.	0.00
в том числе капвложения, тыс. руб.	0.00
налоги из прибыли, тыс. руб.	0.00
Необходимая валовая выручка, тыс. руб.	797.81
Тариф на производство тепловой энергии, руб./Гкал	8795.18



Рис 41 Структура тарифа на 2015 год по котельной №4

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 «Верхнебогатырское» 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 №3,4.* Котельная не оборудована средствами автоматизации. На источнике теплоты в котельных №3,4 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. *Отсутствие водоподготовительных установок теплоносителя на котельных, расположенных в котельной №3,4.* Это приводит к ненадежной работе тепловых энергоустановок, трубопроводов и другого оборудования, а также снижение экономичности, вызванных коррозией металла, образование накипи, отложений и шлама на теплопередающих поверхностях оборудования и трубопроводах в котельных, систем теплоснабжения и теплопотребления.

3. *Значительный износ основного и вспомогательного оборудования котельных установок в котельной №3, и тепловых сетей по всем котельным поселения МО «Верхнебогатырское»* 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.

4. *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.

Проблем снабжения газовым топливом котельных установок нет. Снабжение твердым топливом (уголь) регулярное по мере надобности без задержек. Котельная, работающая на электрической энергии, за последние 3 года отключений электричества в отопительный период не было, однако при отключении электричества работа котельной будет приостановлена.

Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.

В ходе проверки Западно-Уральского Управления Ростехнадзора от 13.05.2015 были выявлены следующие нарушения:

не пересмотрена и не утверждена в установленный срок производственная инструкция по безопасному обслуживанию котельных агрегатов, работающих на твердом топливе, на месте машиниста – кочегара котельной д. Дондыкар.

Обозначения и номера оборудования, запорной, регулирующей и предохранительной арматуры в схеме котельной д. Дондыкар не соответствуют обозначениям и номерам, выполненным натуре.

Предохранительные клапаны должны иметь табличку с указанием давления срабатывания клапана, срока проведения испытания, срока следующего проведения испытания.

В нарушение указанных требований предохранительные клапаны котельной д. Дондыкар не имеют табличек с указанием давления срабатывания клапана, срока проведения испытания, срока следующего проведения испытания.

Не обеспечено исправное состояние кровли здания угольной котельной в д. В.Слудка.

С наружной стороны входных дверей котельной д. Дондыкар, угольной котельной д. В.Слудка отсутствуют надписи о запрещении входа в котельную посторонним лицам, что является нарушением п. 4.7 Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа, водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 338 К, утвержденных Министром России.

В нарушение п. 1.7.2 Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденных Минэнерго России №6 от 13.01.2003, ООО «Свет» не осуществляется контроль за содержанием электроустановок технически исправном состоянии, о чем свидетельствует возможность случайного прикосновения к открытым токоведущим частям штепсельной розетки 220В (отсутствует корпус), отсутствие крышки на ответвительной коробке сети освещения в помещении операторской котельной д. Дондыкар.

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 31.

Таблица 31. 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 №1	0,2402	-	0,2402
Котельная №2	0,2933	-	0,2933
Котельная №3	0,1505	-	0,1505
Котельная №4	0,0672	-	0,0672
Итого по МО «Верхнебогатyrское»	0,7512		0,7512

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

Общий уровень потребления тепла на цели теплоснабжения муниципального образования «Верхнебогатyrское» составляет максимально 0,7512 Гкал/час. Теплоснабжение Муниципального Образования в настоящее время осуществляется от 4 котельных, которые отапливают детские сады, школы и другие социально значимые 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 «Верхнебогатyrское» в населенных пунктах, где существуют котельные, генеральным планом МО «Верхнебогатyrское» заложено новое строительство сельского дома культуры в д. Дондыкар на 100 мест. В отношении объектов, находящихся в местах

где отсутствует центральное теплоснабжение, планируется установить индивидуальное отопление.

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

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.

По котельным, обеспечивающим тепловой энергией технологические процессы, данных нет. Перспективой строительство таких котельных не предусмотрено. Существующие и перспективные котельные тепловую энергию на технологические нужды не отпускают.

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплopotребления 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 рассчитаны с учетом перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление удовлетворяющих требованиям энергетической эффективности объектов теплopotребления указанных в п. 3 гл. 2 «Обосновывающих материалов». Результаты расчетов сведены в таблицу 32.

Таблица 32 Перспективное потребление тепловой энергии на нужды отопления.

Наименование теплоисточника	Потребление тепловой энергии, Гкал		
	2014-2019	2020-2024	2025-2031
Котельная №1	599,175	599,175	599,175
Котельная №2	703,931	703,931	703,931
Котельная №3	359,925	517,929	517,929
Котельная №4	176,142	176,142	176,142
Итого по МО «Верхнебогатырское»	1839,173	1997,18	1997,18

Из таблицы 32 видно, что прирост объемов потребления тепловой энергии в период 2020-2024гг составит 158 Гкал, увеличение объемов потребления тепловой энергии по котельной №3 связан с планируемым вводом в эксплуатацию нового сельского дома культуры. Прироста объемов потребления тепловой энергии до 2031 года не наблюдается.

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 котельные будут обслуживать административные здания, здания общественного назначения, школы, детские сады, культурно-развлекательные центры 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 33.

Таблица 33 Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения.

Наименование теплоисточника	Потребление тепловой энергии, Гкал								
	2014-2019			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 №1	599,175	-	599,175	599,175	-	599,175	599,175	-	599,175
Котельная №2	703,931	-	703,931	703,931	-	703,931	703,931	-	703,931
Котельная №3	359,925	-	359,925	517,929	-	517,929	517,929	-	517,929
Котельная №4	176,142	-	176,142	176,142	-	176,142	176,142	-	176,142
Итого по МО «Верхнебогатырское»	1839,173	-	1839,173	1997,18	-	1997,18	1997,18	-	1997,18

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 теплоснабжения 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 «Верхнебогатырское» 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 «Верхнебогатырское» до 2031 г.

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

В таблице 34 приведены балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия котельных по МО «Верхнебогатырское» по годам в период до 2031 года.

Таблица 34 Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельных МО «Верхнебогатырское» в период до 2031 года.																			
Зона действия котельной №1	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	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302
Собственные нужды	Гкал/ч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,296	0,296	0,296	0,296	0,296	0,296	0,296	0,296	0,296	0,296	0,296	0,296	0,296	0,296	0,296	0,296	0,296	0,296
Потери тепловой мощности	Гкал/ч	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ч	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240
отопление	Гкал/ч	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности	+	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Доля резерва	%	10,135	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13
Зона действия котельной №2	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	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453
Собственные нужды	Гкал/ч	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435
Потери тепловой мощности	Гкал/ч	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ч	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293
отопление	Гкал/ч	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности	+	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	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055
Доля резерва	%	12,575	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57
Зона действия котельной №3	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	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430

Собственные нужды	Гкал/ч	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410
Потери тепловой мощности	Гкал/ч	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ч	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213
отопление	Гкал/ч	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности	+	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071
Доля резерва	%	32,683	32,68	32,68	32,68	32,68	32,68	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26
Зона действия котельной №4	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	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
Собственные нужды	Гкал/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
Потери тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ч	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067
отопление	Гкал/ч	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности		0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Доля резерва	%	10,667	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66	10,66

На рис 42 представлено изменение тепловых нагрузок по годам до 2031 года по поселению МО «Верхнебогатырское» от каждого энергоисточника.

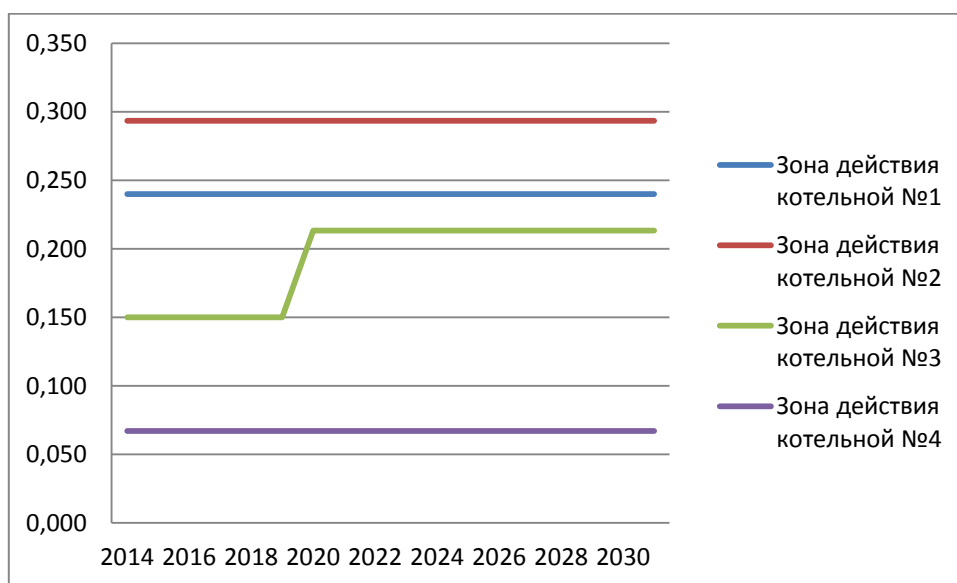


Рис 42 Динамика изменения тепловых нагрузок по годам

Из схемы видно, что увеличение тепловой нагрузки происходит только в зоне действия котельной №3 плановый прирост тепловой мощности в 2020 году.

На рис 43 представлена динамика изменения резерва тепловой мощности по котельным поселения до 2031 года.

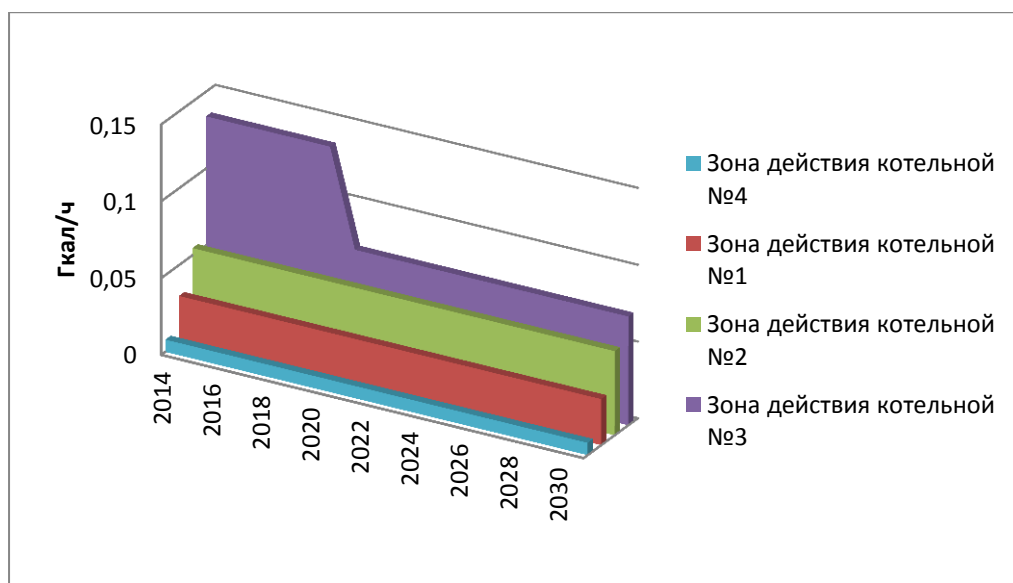


Рис 43 Динамика изменений резерва тепловой мощности по годам

Из диаграммы видно, что по котельной № 3 в 2020 году снижается резерв тепловой мощности котельной, это связано с планируемым вводом в эксплуатацию дома культуры в населенном пункте д. Дондыкар. По остальным котельным резерв тепловой мощности остается не изменённым.

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.

Котельные имеют один вывод тепловой энергии и соответственно один прибор учета отпуска тепловой энергии от котельной (в тех котельных, где они установлены). Все данные соответствуют данным в предыдущем разделе.

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

В целом, на котельных поселения МО «Верхнебогатырское» во всем периоде действия схемы теплоснабжения будет присутствовать резерв тепловой мощности. Увеличение тепловой нагрузки прогнозируется в связи с мероприятиями, предлагаемыми к реализации в рамках генерального плана поселения МО «Верхнебогатырское».

Анализ приведенных балансов тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки источников тепла показывает, что тепловой мощности котельных поселения МО «Верхнебогатырское» 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 только котельные №1и2 оснащены водоподготовительными установками теплоносителя для тепловых сетей. Основные задачи водоподготовки - это получение на выходе чистой безопасной воды пригодной для нужд технического и промышленного водоснабжения (восполнения потерь теплоносителя).

Описание водоподготовительных установок, характеристика оборудования, качество исходной, подпиточной и сетевой воды, значение карбонатного индекса. приведены в главе 1 «Существующее состояние...» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения МО «Верхнебогатырское до 2031 г. ».

Объем воды в системах теплоснабжения при отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать равным 65 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.

На рисунке 44 и в таблице 35 представлены перспективные объемы теплоносителя для развития системы теплоснабжения, с учетом предлагаемых к реализации мероприятий по новому строительству.

Таблица 35 – Перспективный баланс теплоносителя для развития системы теплоснабжения

Котельная №1

Наименование	Ед изм	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Располагаемая тепловая мощность теплоисточника	Гкал/ч	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302
Максимальный расчётный объём теплоносителя	куб м	22,81	22,81	22,81	22,81	22,81	22,81	22,81	22,81	22,81	22,81	22,81	22,81	22,81	22,81	22,81	22,81	22,81
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,2402	0,2402	0,2402	0,2402	0,2402	0,2402	0,2402	0,2402	0,2402	0,2402	0,2402	0,2402	0,2402	0,2402	0,2402	0,2402	0,2402
Расчётный объём теплоносителя в эксплуатационном режиме	куб м	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14
Расчетная производительность ВПУ	куб м/ч	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Расчетная подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	куб м/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Расчетная подпитки тепловой сети в период повреждения участка	куб м/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Резерв(+)/дефицит(-)	куб м/ч	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67

Доля резерва	%	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54
--------------	---	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Котельная №2

Наименование	Ед изм	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Располагаемая тепловая мощность теплоисточника	Гкал/ч	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453	0,453
Максимальный расчётный объём теплоносителя	куб м	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293
Расчётный объём теплоносителя в эксплуатационном режиме	куб м	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15
Расчетная производительность ВПУ	куб м/ч	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257
Расчетная подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	куб м/ч	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166
Расчетная подпитки тепловой сети в период повреждения участка	куб м/ч	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443
Резерв(+)/дефицит(-)	куб м/ч	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06

Доля резерва	%	64,746 1	64,75	64,746	64,746	64,746	64,75	64,746	64,75	64,75	64,75	64,75	64,746	64,746	64,746	64,75	64,746
--------------	---	-------------	-------	--------	--------	--------	-------	--------	-------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	-------	--------

Котельная №3

Наименование	Ед изм	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Располагаемая тепловая мощность теплоисточника	Гкал/ ч	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Максимальный расчётный объём теплоносителя	куб м	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213
Расчётный объём теплоносителя в эксплуатационном режиме	куб м	11,33	11,33	11,33	11,33	16,10	16,10	16,10	16,10	16,10	16,10	16,10	16,10	16,10	16,10	16,10	16,10
Расчетная производительность ВПУ	куб м/ч	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244
Расчетная подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	куб м/ч	0,085	0,085	0,085	0,085	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121
Расчетная подпитки тепловой сети в период повреждения участка	куб м/ч	0,227	0,227	0,227	0,227	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322
Резерв(+)/дефицит(-)	куб м/ч	21,15	21,15	21,15	21,15	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37
Доля резерва	%	34,88	34,88	34,88	34,88	49,58	49,58	49,58	49,58	49,58	49,58	49,58	49,58	49,58	49,58	49,58	49,58

Наименование	Ед изм	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Располагаемая тепловая мощность теплоисточника	Гкал/ ч	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
Максимальный расчётный объём теплоносителя	куб м	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ ч	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067
Расчётный объём теплоносителя в эксплуатационном режиме	куб м	5,076	5,076	5,076	5,076	5,076	5,076	5,076	5,076	5,076	5,076	5,076	5,076	5,076	5,076	5,076	5,076
Расчетная производительность ВПУ	куб м/ч	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
Расчетная подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	куб м/ч	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038
Расчетная подпитки тепловой сети в период повреждения участка	куб м/ч	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102
Резерв(+)/дефицит(-)	куб м/ч	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665
Доля резерва	%	88,42	88,42	88,42	88,42	88,42	88,42	88,42	88,42	88,42	88,42	88,42	88,42	88,42	88,42	88,42	88,42

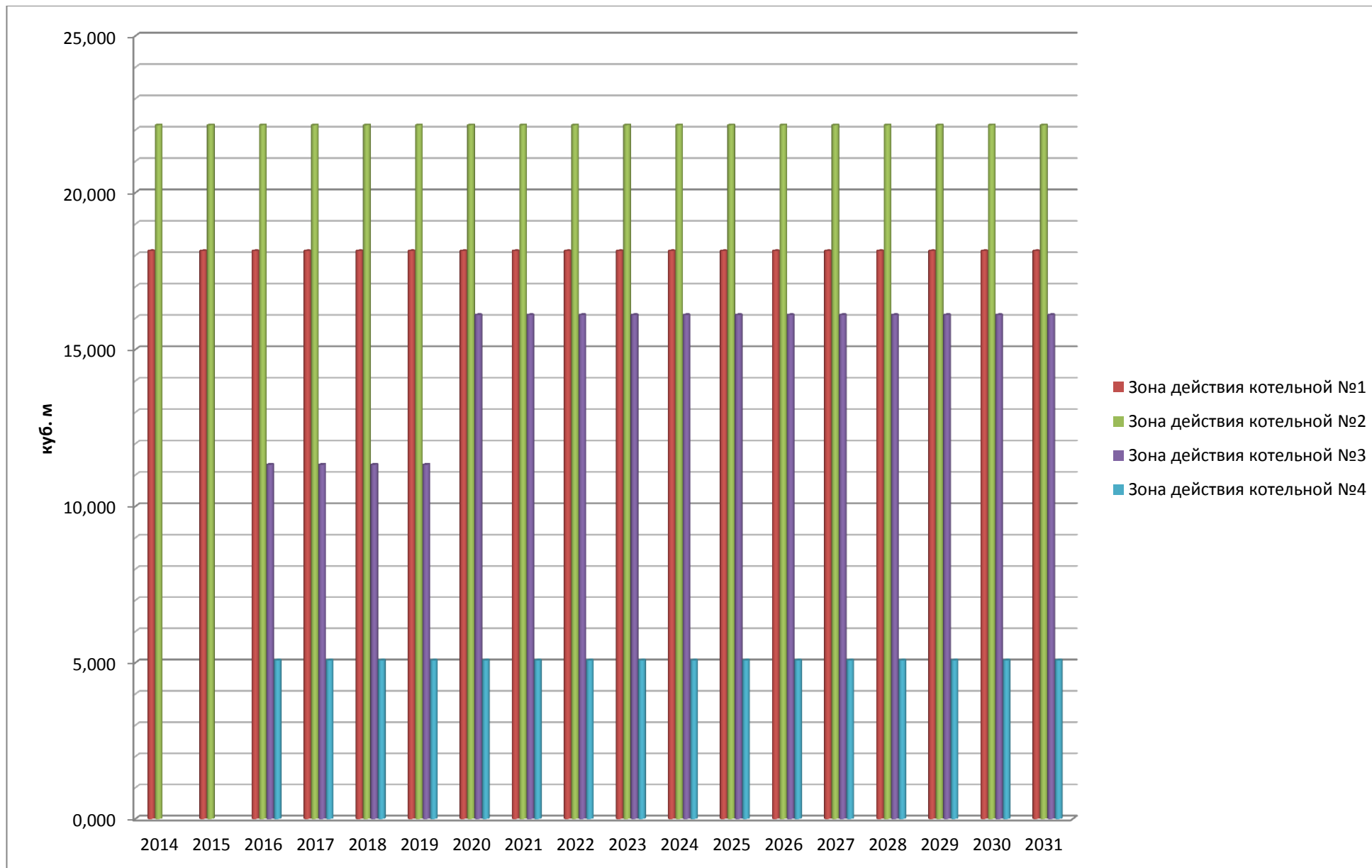


Рис 44 Перспективные объемы теплоносителя в эксплуатируемом режиме поселения до 2031 г

Анализ таблицы 35 и рис 44 показывает, что резервы мощностей ВПУ по котельным № 1,2 будут неизменны. По котельным № 3,4 планируется установить химводоподготовку в 2016 году в таблице №34 представлены прогнозные данные с учетом плановых присоединений к тепловым сетям.

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.

Ввиду того, что все зоны теплоснабжения источников тепловой энергии расположены далеко за пределами радиуса эффективного теплоснабжения других

источников тепловой энергии, увеличение зон действия существующих котельных нецелесообразно.

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 №3 планируется установка блочно-модульной котельной в зоне эффективного теплоснабжения с дальнейшим плановым подключением сельского дома культуры на 100 мест, согласно реализации генерального плана поселения.

Предлагается установка блочно – модульной котельной в зоне действия существующей котельной № 4 с целью замещения электрокотельного оборудования на природный газ для обеспечения качественного и надежного теплоснабжения существующих потребителей.

В дальнейшем по истечению срока эксплуатации котельных №1,2,3,4 планируется техническое перевооружение данных котельных на более современное и энергоэффективное оборудование на тот период времени.

Капитальные затраты на строительство теплоисточников приведены в таблице 35.

Таблица 36 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству теплоисточников

Наименование проекта	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Итого
Техническое перевооружение котельной №1																	
ПИР									760,0								760,0
Оборудование									1825,0								1825,0
СМР и ПНР									1500,0								1500,0
Всего капитальные затраты									4085,0								4085,0
Прочие и непредвиденные расходы									215,0								215,0
Всего смета проекта									4300,0								4300,0
Техническое перевооружение котельной №2																	
ПИР									900,0								900,0

Оборудование									2840,0								2840,0
СМР и ПНР									2150,0								2150,0
Всего капитальные затраты									5890,0								5890,0
Прочие и непредвиденные расходы									310,0								310,0
Всего смета проекта									6200,0								6200,0
Строительство нового энергоисточника в зоне действия котельной №3																	
ПИР	450,0										850,0						1300,0
Оборудование	1050,0										1690,0						2740
СМР и ПНР	1160,0										1450,0						2610,0
Всего капитальные затраты	2660,0										3990,0						6650,0

Прочие и непредвиденные расходы	140,0										210,0						350,0
Всего смета проекта	2800,0										4200,0						7000,0
Строительство нового энергоисточника в зоне действия котельной №4																	
ПИР	450,0										800,0					—	1250,0
Оборудование	1050,0										1695,0					—	2745,0
СМР и ПНР	1160,0										1400,0					—	2560,0
Всего капитальные затраты	2660,0										3895,0					—	6555,0
Прочие и непредвиденные расходы	140,0										205,0					—	345,0
Всего смета проекта	2800,0										4100,0						6900,0

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

Предлагается вывести в резерв следующие котельные:

1. электрокотельная в д. Дондыкар детский сад ООО «ЭнероРезерв», после установки новой блочно-модульной котельной, работающей на газообразном топливе.
2. угольная котельная д. Дондыкар ООО «Свет» после технического перевооружения системы теплоснабжения в д. Дондыкар котельной № 3.

В с. Люм в зоне действия котельной №1 угольная котельная уже находится в резерве и на перспективу вывод из эксплуатации не планируется. Для поддержания угольной котельной в исправном состоянии планируется произвести капитальный ремонт здания и оборудования котельной.

В д. В.Слудка в зоне действия котельной №2 планируется установка резервной твердотопливной ТКУ. Существующую резервную твердотопливную котельную в связи с предписанием и аварийным состоянием планируется вывести из эксплуатации её восстановление и приведение в нормативное состояние не целесообразно в финансовом и технологическом плане.

Капитальные затраты на установку и содержание резервных энергоисточников приведены в таблице 37.

Таблица 37 Капитальные затраты на установку и содержание резервных энергоисточников.

Наименование проекта	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Итого
Резервная котельная в зоне действия источника тепловой энергии №1																	
Капитальный ремонт здания и оборудования														2500,0			2500,0
Резервная котельная в зоне действия источника тепловой энергии №2																	
Установка твердотопливной ТКУ				1800,0													1800,0
Резервная котельная в зоне действия источника тепловой энергии №3																	
Капитальный ремонт здания и оборудования																2700,0	2700,0
Резервная котельная в зоне действия источника тепловой энергии №4																	
Капитальный ремонт помещения и оборудования						900,0											900,0

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 «Верхнебогатырское» 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 «Верхнебогатырское» базовыми источниками отпуска тепловой энергии являются котельные. Именно они обеспечивают тепловой энергией населенные пункты поселения.

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.

Для обеспечения прироста тепловой нагрузки в котельной №3 предусмотрено строительство проектируемых сетей в надземном двухтрубном исполнении из стальных труб. Теплоизоляционный материал - минеральная вата.

В ходе реализации технического перевооружения системы теплоснабжения в зоне действия котельной №4 предстоит подземная прокладка тепловой сети от ТКУ до помещения резервной электрической котельной в детском саду.

Перечень мероприятий по строительству тепловых сетей и для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в зоне действия котельной №3,4 представлен в таблице 38.

Таблица 38 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Источник тепловой энергии	Длина трубопровода в двухтрубном исполнении, м	Диаметр, мм	Год строительства	Тип прокладки
Котельная №3	200	76	2020	воздушная
Котельная №4	50	57	2016	подземная

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.

В связи с удаленностью друг от друга источников тепла, возможность поставки тепловой энергии потребителям от различных источников не предусматривалась. Резервные источники тепловой энергии при передаче тепла используют ту же тепловую сеть.

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. Ликвидировать в таких условиях любой из источников тепловой энергии, как существующих, так и перспективных 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 действующих котельных, связанная с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

Предложения и обоснование реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса.

Вся тепловая сеть в поселении нуждается в реконструкции с целью обеспечения нормативных показателей надежности и по причине истечения эксплуатационного ресурса.

Капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей поселения приведены в таблице 39. На рис 45,46,47 изображены схемы тепловых сетей подлежащих реконструкции (на рис обозначены синим цветом) и вновь проложенные тепловые сети (на рис изображены красным цветом).

Таблица 39 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
Тепловая сеть котельной №1																	
Реконструкция тепловой сети				1780,0													1780,0
Тепловая сеть котельной №2																	
Реконструкция тепловой сети						2150,0											2150,0
Тепловая сеть котельной №3																	
Реконструкция тепловой сети						970,0											970,0
Строительство тепловой сети до здания клуба					851,0												851,0
Тепловая сеть котельной №4																	
Строительство тепловой сети до здания детского сада	630,0																630,0



Рис 45 Схема тепловой сети в зоне действия котельной № 1 подлежащая реконструкции



Рис 46 Схема тепловой сети в зоне действия котельной № 2 подлежащая реконструкции



Рис 47 Схема тепловой сети в зоне действия котельных № 3,4 подлежащая реконструкции и строительству.

.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 40-43 приведен перспективный максимальный часовой и годовой расход основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периода по поселению МО «Верхнебогатырское». Плановая максимальная подключенная тепловая нагрузка по источникам тепловой энергии. Для котельных №3,4 расчет представлен по плановым нагрузкам с учетом ввода в эксплуатацию газовых котельных.

Таблица 40 Расчет потребности в топливе, максимальная часовая нагрузка по месяцам и году по котельной №1

Источник тепловой энергии	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	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 №1	Отопление	0,2403	110,25	94,67	85,68	52,73	11,98	0,00	0,00	0,00	8,39	57,52	76,69	101,26	599,175	
	ГВС		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Итого		0,2403	110,24	94,67	85,68	52,72	11,98	0,00	0,00	0,00	8,39	57,52	76,69	101,26	599,175	
Тепловая нагрузка на собственные нужды котельной котельной, 2.13%		0,0051	2,35	2,02	1,83	1,12	0,26	0,00	0,00	0,00	0,18	1,23	1,63	2,16	12,762	
Тепловая нагрузка на покрытие потерь в тепловых сетях, 10.7%		0,0257	11,80	10,13	9,17	5,64	1,28	0,00	0,00	0,00	0,90	6,16	8,21	10,84	64,112	
Всего		0,2711	124,39	106,82	96,68	59,49	13,52	0,00	0,00	0,00	9,47	64,90	86,53	114,25	676,049	
Максимальный часовой расход газа, нм³/ч		17,073														
Выработка котельной, Гкал/мес			124,39	106,82	96,68	59,49	13,52	0,00	0,00	0,00	9,47	64,90	86,53	114,25	676,049	
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			17,08	14,67	13,28	8,17	1,86	0,00	0,00	0,00	1,30	8,92	11,89	15,69	92,864	
Квартальный расход натурального топлива, тыс. нм³/квартал			45,04			10,03			1,30			36,5				
Годовой расход натурального топлива, тыс. нм³/год			92,864													
Годовой расход условного топлива, ТУТ/год			106,130													
Удельный расход топлива на выработку тепла теплогенератором, кгУТ/Гкал			156,98													

Таблица 41 Расчет потребности в топливе, максимальная часовая нагрузка по месяцам и году по котельной №2

Источник тепловой энергии	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 №2	Отопление	0,2932	129,52	111,22	100,66	61,95	14,08	0,00	0,00	0,00	9,86	67,58	90,10	118,96	703,931
	ГВС		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого		0,2932	129,52	111,22	100,66	61,95	14,08	0,00	0,00	0,00	9,86	67,58	90,10	118,96	703,931
Тепловая нагрузка на собственные нужды котельной котельной,2.13%		0,0062	2,76	2,37	2,14	1,32	0,30	0,00	0,00	0,00	0,21	1,44	1,92	2,53	14,994
Тепловая нагрузка на покрытие потерь в тепловых сетях, 21,1%		0,0619	27,33	23,47	21,24	13,07	2,97	0,00	0,00	0,00	2,08	14,26	19,01	25,10	148,529
Всего		0,3613	159,61	137,06	124,05	76,34	17,35	0,00	0,00	0,00	12,14	83,28	111,03	146,60	867,454
Максимальный часовой расход газа, нм³/ч		41,098													
Выработка котельной, Гкал/мес			159,61	137,06	124,05	76,34	17,35	0,00	0,00	0,00	12,14	83,28	111,03	146,60	867,454
			Расчет потребления газа												
Месячный расход натурального топлива, тыс. нм³/мес			21,93	18,83	17,04	10,49	2,38	0,00	0,00	0,00	1,67	11,44	15,25	20,14	119,156
Квартальный расход натурального топлива, тыс. нм³/квартал			57,79			12,87			1,67			46,83			
Годовой расход натурального топлива, тыс. нм³/год			119,156												
Годовой расход условного топлива, ТУТ/год			136,178												
Удельный расход топлива на выработку тепла теплогенератором, кгУТ/Гкал			156,98												

Таблица 42 Расчет потребности в топливе, максимальная часовая нагрузка по месяцам и году по котельной №3

Источник тепловой энергии	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												
д. Дондыкар	Отопление	0,2132	95,30	81,83	74,06	45,58	10,36	0,00	0,00	0,00	7,25	49,72	66,29	87,53	517,929
	ГВС		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого		0,2132	95,30	81,83	74,06	45,58	10,36	0,00	0,00	0,00	7,25	49,72	66,30	87,53	517,929
Тепловая нагрузка на собственные нужды котельной котельной,5%		0,0107	4,76	4,09	3,70	2,28	0,52	0,00	0,00	0,00	0,36	2,49	3,31	4,38	25,896
Тепловая нагрузка на покрытие потерь в тепловых сетях, 15%		0,032	14,29	12,28	11,11	6,84	1,55	0,00	0,00	0,00	1,09	7,46	9,94	13,13	77,689
Всего		0,2558	114,36	98,20	88,88	54,69	12,43	0,00	0,00	0,00	8,70	59,67	79,55	105,04	621,515
Максимальный часовой расход газа, м³/ч		29,102													
Выработка котельной, Гкал/мес			114,36	98,20	88,88	54,69	12,43	0,00	0,00	0,00	8,70	59,67	79,55	105,04	621,515
			Расчет потребления газа												
Месячный расход натурального топлива, тыс. м³/мес			15,71	13,49	12,21	7,51	1,71	0,00	0,00	0,00	1,19	8,2	10,93	14,43	85,373
Квартальный расход натурального топлива, тыс. м³/квартал			41,41			9,22			1,20			33,55			
Годовой расход натурального топлива, тыс. м³/год			85,373												
Годовой расход условного топлива, ТУТ/год			97,569												
Удельный расход топлива на выработку тепла теплогенератором, кгУТ/Гкал			156,98												

Таблица 43 Расчет потребности в топливе, максимальная часовая нагрузка по месяцам и году по котельной № 4

Источник тепловой энергии	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												
д. Дондыкар дет сад	Отопление	0,0672	32,41	27,83	25,19	15,50	3,52	0,00	0,00	0,00	2,47	16,91	22,55	29,77	176,142
	ГВС		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого		0,0672	32,41	27,83	25,19	15,50	3,52	0,00	0,00	0,00	2,47	16,91	22,55	29,77	176,142
Тепловая нагрузка на собственные нужды котельной котельной,2.13%		0,0014	0,69	0,59	0,54	0,33	0,08	0,00	0,00	0,00	0,05	0,36	0,48	0,63	3,752
Тепловая нагрузка на покрытие потерь в тепловых сетях, 21,1%		0,0142	6,84	5,87	5,32	3,27	0,74	0,00	0,00	0,00	0,52	3,57	4,76	6,28	37,166
Всего		0,0828	39,94	34,29	31,04	19,10	4,34	0,00	0,00	0,00	3,04	20,84	27,78	36,68	217,060
Максимальный часовой расход газа, нм³/ч		9,421													
Выработка котельной, Гкал/мес			39,94	34,29	31,04	19,10	4,34	0,00	0,00	0,00	3,04	20,84	27,78	36,68	217,060
			Расчет потребления газа												
Месячный расход натурального топлива, тыс. нм³/мес			5,49	4,71	4,26	2,62	0,60	0,00	0,00	0,00	0,42	2,86	3,82	5,04	29,816
Квартальный расход натурального топлива, тыс. нм³/квартал			14,46			3,22			0,42			11,72			
Годовой расход натурального топлива, тыс. нм³/год			29,816												
Годовой расход условного топлива, ТУТ/год			34,075												
Удельный расход топлива на выработку тепла теплогенератором, кгУТ/Гкал			156,98												

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

На котельных №1,2 основное топливо – природный газ, резервное топливо – уголь. В качестве основного вида топлива на котельной №3 используется уголь. Резервным топливом является дрова и топливные брикеты. Котельная №4 основное топливо – электрическая энергия, при аварийном отключении электрической энергии, для выработки тепловой энергии используется резервный дизельный генератор, работающий на дизельном топливе. Расчет нормативов неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) на перспективу осуществлялся согласно приказу Министерства энергетики РФ от 4 сентября 2008 г. N 66 по формуле:

$$ННЗТ = B_{\text{усл}} * n_{\text{сут}} * 7000 / Q_{\text{H}}^{\text{p}}$$

где

$B_{\text{усл}}$ - расход условного топлива на производство электро- и теплоэнергии в режиме "выживания" за 1 сутки;

$n_{\text{сут}}$ - количество суток, в течение которых обеспечивается работа котельных в режиме "выживания". В расчете принято для котельных, сжигающих газ - $n_{\text{сут}} = 3$; сжигающих уголь, диз. топливо и дрова - $n_{\text{сут}} = 7$

7000 - теплота сгорания условного топлива, ккал/кг;

Q_{H}^{p} - теплота сгорания натурального топлива, ккал/кг.

Расчет ННЗТ на перспективу приведен ниже.

Приведенные значения нормативов создания неснижаемых запасов топлива в период до 2019 года представлены в соответствии с утвержденными приказами Министерства Энергетики РФ. Далее до конца расчетного срока схемы теплоснабжения представлены расчетные показатели.

В таблице 44 приведен расчет нормативных запасов аварийных видов топлива для каждого периода рассмотрения схемы теплоснабжения на источниках тепловой энергии поселения МО «Верхнебогатырское».

Таблица 44 – Расчет нормативов неснижаемого запаса топлива на перспективу по котельным поселения МО «Верхнебогатырское»

Котельная №1	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Расход условного топлива в режиме "выживания" за 1 сутки, т.у.т/сут (уголь)	597,27	597,27	597,27	597,27	597,27	597,27	597,27	597,27	597,27	597,27	597,27	597,27	597,27	597,27	597,27	597,27	597,27
Теплота сгорания угля	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Нормативный неснижаемый запас угля, т.н.т.	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,504

Котельная №2	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Расход условного топлива в режиме "выживания" за 1 сутки, т.у.т/сут (уголь)	766,37	766,37	766,37	766,37	766,37	766,37	766,37	766,37	766,37	766,37	766,37	766,37	766,37	766,37	766,37	766,37	766,37
Теплота сгорания угля	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Нормативный неснижаемый запас угля, т.н.т.	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34

Котельная №3	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Расход условного топлива в режиме "выживания" за 1 сутки, т.у.т/сут (дрова)	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09
Расход условного топлива в режиме "выживания" за 1 сутки, т.у.т/сут (брикеты)	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09	549,09
Теплота сгорания дрова	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Нормативный неснижаемый запас дрова, т.н.т.	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42	22,42

Теплота сгорания топливного брикета	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
Нормативный неснижаемый запас брикета, т.н.т.	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41

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 восстановлениям (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

λ_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

λ - срок эксплуатации участка [лет].

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра α при $\alpha < 1$ она монотонно убывает, при $\alpha > 1$ – возрастает, при $\alpha = 1$ функция принимает вид $\lambda(t) = \lambda_0 = \text{Const}$. А λ_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. 48 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.

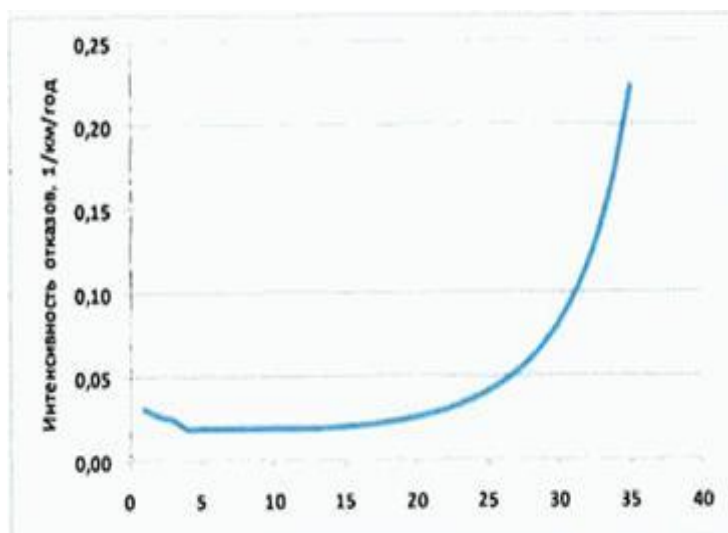


Рис. 48 Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

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);

β – 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;

β – 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. 45;

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

Таблица 45 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 «Верхнебогатырское» 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 38,681 млн. руб.

Расшифровка финансовых потребностей по объектам и периодам представлена в таблице 46.

Таблица 46 Объем финансовых потребностей, тыс руб

Наименование проекта	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Итого
Зона действия котельной №1																	
Всего потребности в финансировании				1780,0					4300,0					2500,0			8580,0
Зона действия котельной №2																	
Всего потребности в финансировании				1800,0		2150,0			6200,0								10150,0
Зона действия котельной №3																	
Всего потребности в финансировании	2800,0				851,0	970,0					4200,0					2700,0	11521,0
Зона действия котельной №4																	
Всего потребности в финансировании	3430,0					900,0					4100,0						8430,0

Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.

В качестве источников финансирования рассматриваются собственные средства теплоснабжающих организаций, заемные средства и лизинг.

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 47 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 47 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
Индекс-дефлятор цен на тепловую энергию	107,6	106,4	107	105	107	109	108	109	108	105	105	104
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

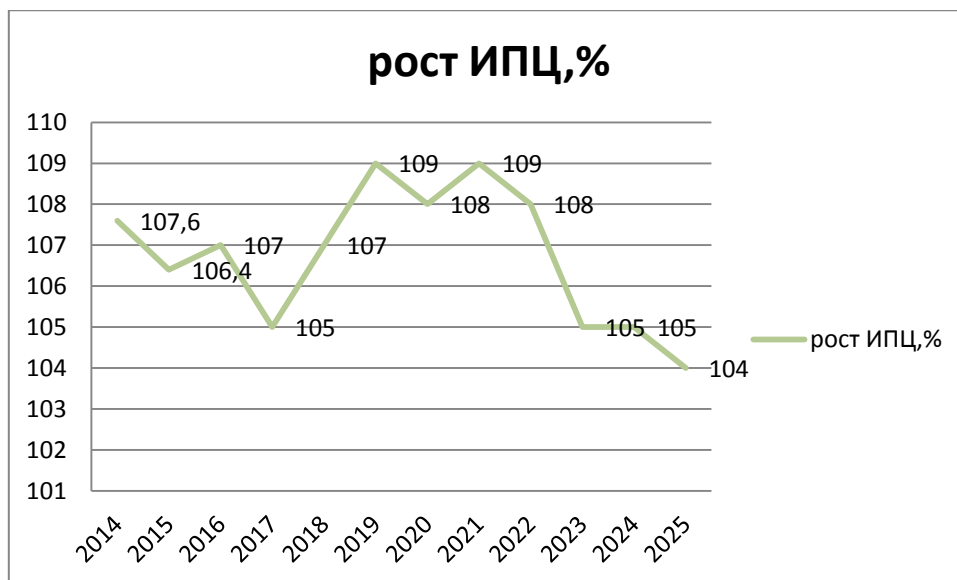


Рис 49 Плановый рост ИПЦ до 2025 г

В таблице 48 представлены плановые тарифы по котельным поселения с учетом роста ИПЦ.

Таблица 48 Прогнозные показатели роста тарифа поселения МО «Верхнебогатырское» до 2025 г.

Теплоисточник	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Котельная №3	4742,24	5074,20	5327,91	5700,86	6213,94	6711,05	7315,05	7900,25	8295,26	8710,03	9058,43
Котельная №1,2	2871,31	3072,30	3225,92	3451,73	3762,39	4063,38	4429,08	4783,41	5022,58	5273,71	5484,66
Котельная №4	8795,18	9410,84	9881,38	10573,08	11524,66	12446,63	13566,83	14652,17	15384,78	16154,02	16800,18

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 «Верхнебогатырское».
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.