

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	8
Глава 1. часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	28
Глава 1. часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	47
Глава 1. часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии	49
Глава 1. Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	53
Глава 1. часть 7. Балансы теплоносителя	58
Глава 1. часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.	61
Глава 1. часть 9. Надежность теплоснабжения	63
Глава 1. Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	70
Глава 1. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	76
Глава 1. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения	86
Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	89
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения	96
Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	97
Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей в том числе в аварийных режимах	101
Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	107
Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	121

Глава 8. Перспективные топливные балансы	127
Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения	134
Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	143
Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации	150
Заключение	151
Используемая литература	152
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 три изолированные системы теплоснабжения, образованные на базе котельных это котельная с. Понино, котельная д. Золотарево, и котельная д. Понино больница (далее по тексту котельная №№ 1,2,3 соответственно). Котельные 1 и 2 на момент разработки схемы теплоснабжения для производства тепла используют природный газ, котельная 3 - каменный 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°C и усредненной температуры в отапливаемых помещениях 20°C.

Котельная №1 обеспечивает тепловой энергией населенный пункт д. Понино. Основными потребителями являются бюджетные учреждения и население.

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, расположенных в д. Понино составляет 1,1112 Гкал/ч.

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

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, расположенных в д. Золотарево составляет 0,504 Гкал/ч.

Котельная № 3 обеспечивает тепловой энергией сельскую участковую больницу в д. Понино. Суммарная тепловая нагрузка которого составляет 0,0932 Гкал/ч.

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



Рис 1 Внешний вид котельной №1



Рис 2 Внешний вид котельной №2



Рис 3 Внешний вид котельной №3

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 «Понинское» в системах централизованного теплоснабжения производство и передача тепловой энергии осуществляют три организации ООО «Теплоресурс» котельная № 1, ООО «Свет» котельная № 2, котельная №3 обслуживается организацией ООО «ЭнергоРезерв».

Потребители заключают договор с ресурсоснабжающими организациями 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 4.

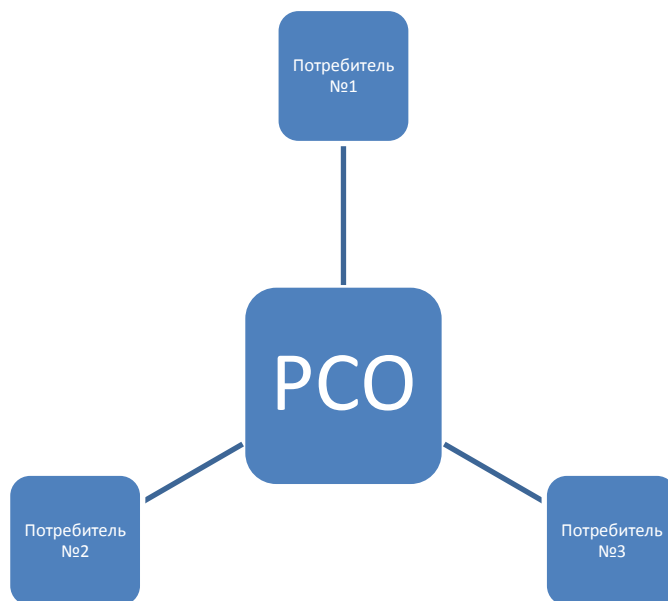


Рис 4 Структура договорных отношений

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 являются бюджетные учреждения и население.

Глава 1.часть 2.Источники тепловой энергии

Структура основного оборудования.

Выработка тепловой энергии в поселении осуществляется от трех котельных – котельная д. Понино, котельная д. Золотарево и котельная д. Понино больница.

Котельная №1.

В д. Понино расположена центральная газовая котельная.

В котельной установлены четыре водогрейных котла типа Ква-1,25 Гс, установлены котлы в 2008. КПД котлов на момент разработки схемы теплоснабжения составляет 90,8%. Расчетный срок службы 10 лет. 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.

Котел представляет собой конструкцию, корпус которой выполнен сваркой двух цилиндрических обечаек через продольную перегородку, удовлетворяющую всем требованиям нормативных документов, в том числе и требованию его ремонтпригодности и возможности освидетельствования.

Подготовка котла к работе заключается в заполнении его водой и включении горелки по соответствующему алгоритму. В процессе нагрева из объема котла удаляется воздух стравливанием части смеси паров воды с воздухом до момента установления соответствия температуры и давления в котле табличным значениям для насыщенных паров воды. В автоматическом режиме этот процесс осуществляется с использованием механического или электромагнитного сбросного клапана.

Котел работает следующим образом.

Продукты сгорания природного газа в зоне днища топки разворачиваются и через промежуток между дверью и передней трубной доской направляются в пучок дымогарных труб барабана и через систему теплообменных трубок утилизатора в систему дымоудаления. Нагреваемый теплоноситель-вода первого контура в объеме котла - нагревается до температуры 110...113 С. Образующийся при этом пар конденсируется на охлаждаемых водой второго контура теплообменных поверхностях бойлера. За счет этого осуществляется нагрев воды во втором контуре. Конденсат самотеком стекает в водяной объем котла и цикл повторяется.

В качестве горелочного устройства котла применена горелка газовая ГКС-Б-1,4 собственной разработки.

Под коробом взрывного клапана расположен приборный щит с измерительными приборами, позволяющими визуально следить за работой котла и горелки.

Система управления и сигнализации котла состоит из шкафа управления котлом, блока управления котлом МАК-0,7.03, блока контроля пламени БКП-ФД, датчиков безопасности, размещенных на котле, на горелке и газопроводе и датчиков управления и регулирования температуры.

Система автоматики обеспечивает отключение котла при отклонении контролируемых параметров безопасности от нормы, определяет причину защитного отключения и ее индикацию, а также выдачу команды на включение звуковой сигнализации.

Аналоги котла по России отсутствуют.

В котельной установлена химическая водоподготовка (натрий-катионирование) в 2010 году, обеспечивающая нормативные параметры качества теплоносителя. В качестве теплоносителя используется вода из системы центрального водоснабжения с. Понино. При пропускании воды через натриево – катионитовые фильтры происходит умягчение воды, кроме того уменьшается в ней содержание взвешенных веществ железа, и частично, масла, а рН и солесодержание увеличиваются. В процессе натрий-катионирования, накипные соли превращаются в безнакипные. Умягчение воды производят, пропуская воду сверху в низ через слой отрегенерированного катионита. Фильтрат после фильтров 1 ступени натрий – катионирования имеет глубокое снижение величины жесткости, но срабатывание фильтров, т.е. истощение катионита, происходит резко за короткий период времени, что может привести к проскоку солей жесткости в питательные и подпиточные узлы. Что бы исключить это, умягченную воду из фильтра 1 ступени направляют в фильтр 2 ступени которые являются барьером на пути проскока катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} в питательную воду обеспечивают надежность при умягчении воды в период эксплуатации.

Кроме этого фильтры 2 ступени дают возможность более полного срабатывания фильтра 1 ступени, что приводит к экономии реагента и воды «собственных нужд».

Со временем фильтры срабатываются катионит истощается, т.е. у него уменьшается «запас» обменных катионов Na^{+} и он теряет способность умягчать воду до необходимых пределов. Фильтр отключается и выводится на регенерацию.

Использование водоподготовительной установки обеспечивает продолжительную работу теплоагрегатов и тепловых сетей.

В котельной так же установлены резервные твердотопливные котлы марки Братск 0,8 в количестве 3 шт.

Котельная оснащена приборами учета холодной воды, природного газа и отпуска тепловой энергии в сеть.

Котельная №2,

В д. Золотарево установлена блочно – модульная газовая котельная и вблизи неё блочно-модульная твердотопливная котельная (см рис 5).



Рис 5 Внешний вид котлов котельной №2

Твердотопливная котельная на данный момент используется как резервный источник тепловой энергии, связанная с блочно-модульной газовой 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 КВР-0,4КД. Общая мощность котельной 0,688 Гкал/ч. КПД котлов на момент разработки схемы теплоснабжения составляет 70%. На рис 6 представлены твердотопливные котлы марки КВР-0,4КД.



Рис 6 Внешний вид твердотопливных котлов котельной №2

В блочно-модульной котельной установлены два водогрейных котла типа «TAURUS DUAL 500» Taurus Dual это герметизированный котел, к которому может подключаться вентиляторная горелка, работающая на жидком, газообразном топливе и отработанном масле, с мощностью в диапазоне от 70 до 3500 кВт. Taurus Dual был спроектирован, как котел с высоким КПД, полностью состоящий из стали марки RST37,2 и DIN17100, который может работать с изменяемой мощностью в широком диапазоне предлагаемых мощностей. Это котел оснащен топочной камерой с инверсией пламенем и третим проходом дымовых газов по трубам.

Taurus Dual - надежный и долговечный котел, с КПД, превышающим 90%, основополагающими принципами в создании которого являются высокая точность и использование качественных компонентов и материалов. В ходе создания этого котла особое внимание было уделено расчету объемов термической нагрузки в соотношении с размерами камеры сгорания и площади теплообмена. Несмотря на высокий КПД, удалось избежать высоких температурных показателей дымовых газов и достичь снижения уровня вредных выбросов, таких как CO и NOx.

Стальные элементы корпуса котла получены с помощью лазерной резки, которая гарантирует максимальную точность.

Верхняя трубная решетка создана так, чтобы поглощать термическое и механическое воздействие. Сварочные швы выполнены с помощью автоматических сварочных аппаратов, работающих при повышенной силе тока, что позволяет осуществлять идеальную спайку. Задняя часть цилиндрической камеры сгорания глухая и

постоянно увлажненная. Эта особенность содействует обмену тепловой энергии между топливом и водой.

Задняя часть камеры сгорания имеет выпуклую форму, что улучшает инверсию пламени. Дополнительный сварочный шов между задней частью камеры сгорания и верхней трубной решеткой эффективно поддерживает топку.

Передний люк имеет внутреннее огнеупорное покрытие, созданное по специальному чертежу, что способствует лучшему попаданию в трубы дымовых газов, которые проходя с высокой скоростью и закруткой по трубам, попадают в заднюю дымовую камеру.

Во избежание образования известковых отложений в точках повышенного нагрева, была создана система, позволяющая избежать возникновение мест чрезмерного прогрева и осуществлять равномерное распределение температуры, например с помощью особой системы соединения между дымовыми трубами и передней пластиной, а также при помощи поднятия над землей камеры сгорания.

Чтобы не допустить образование конденсата дымовых газов и тем самым продлить срок эксплуатации котла, была создана особая система прохода воды, в особенности в трубах и в зоне задней пластины, то есть в местах, в которых существует возможность возникновения чрезмерного охлаждения дымовых газов.

Котлы установлены в 2012 году. Расчетный срок службы котельного оборудования 10 лет. КПД котлов на момент разработки схемы теплоснабжения составляет 90%.

На рис 7 показаны котлы установленные в котельной № 2



Рис 7 Внешний вид котлов котельной №2

В котельной установлена химическая водоподготовка (натрий-катионирование) в 2009 году, обеспечивающая нормативные параметры качества теплоносителя. В качестве теплоносителя используется вода из системы центрального водоснабжения д. Золотарево. При пропускании воды через натриево – катионитовые фильтры происходит умягчение воды, кроме того уменьшается в ней содержание взвешенных веществ железа, и частично, масла, а pH и солесодержание увеличиваются. В процессе натрий-катионирования, накипные соли превращаются в безнакипные. Умягчение воды производят, пропуская воду сверху в низ через слой отрегенированного катионита. Фильтрат после фильтров 1 ступени натрий – катионирования имеет глубокое снижение величины жесткости, но срабатывание фильтров, т.е. истощение катионита, происходит резко за короткий период времени, что может привести к проскоку солей жесткости в питательные и подпиточные узлы. Что бы исключить это, умягченную воду из фильтра 1 ступени направляют в фильтр 2 ступени которые являются барьером на пути проскока катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} в питательную воду обеспечивают надежность при умягчении воды в период эксплуатации.

Кроме этого фильтры 2 ступени дают возможность более полного срабатывания фильтра 1 ступени, что приводит к экономии реагента и воды «собственных нужд».

Со временем фильтры срабатываются катионит истощается, т.е. у него уменьшается «запас» обменных катионов Na^{+} и он теряет способность умягчать воду до необходимых пределов. Фильтр отключается и выводится на регенерацию.

Использование водоподготовительной установки обеспечивает продолжительную работу теплоагрегатов и тепловых сетей. На рис 8 представлен внешний вид химической подготовки воды.



Рис 8 Внешний вид химводоподготовки в котельной №2

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

Котельная №3.

В котельной установлен один водогрейный котел типа Универсал 5-М, установлен котел в 1988 году. КПД котла на момент разработки схемы теплоснабжения не превышает 70%. Котел морально устарел. 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. На рис 9 запечатлен внешний вид угольного котла.

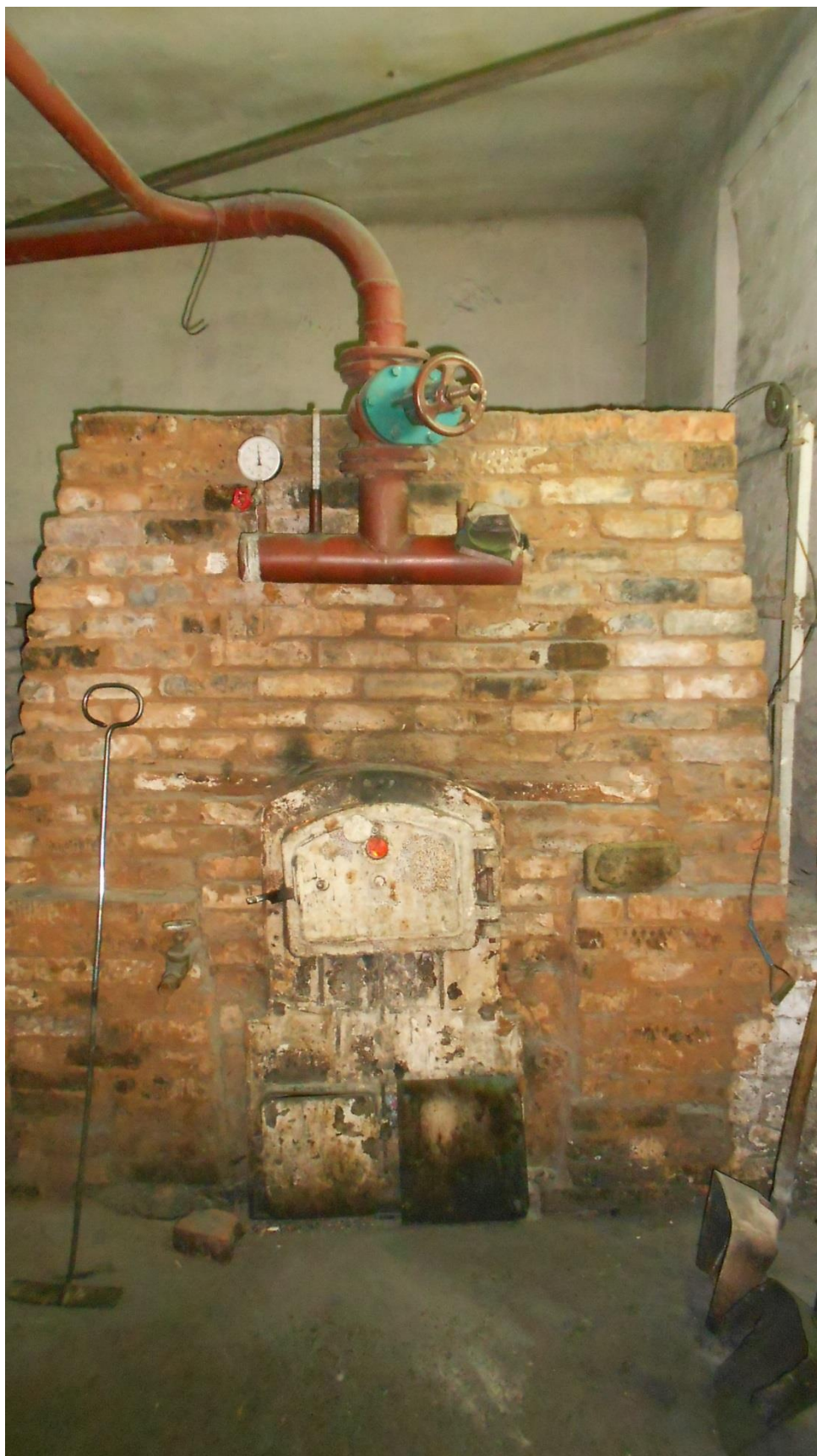


Рис 9 Внешний вид твердотопливных котлов котельной № 3

**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 "Понинское"

Наименование котельных	Адрес	УТМ, Гкал/ч	РТМ, Гкал/ч	Потери УТМ, %
Котельная №1	д. Понино, ул. Первомайская, 23	4,32	4,32	-
Котельная №2	д. Золотарево, ул. Мира 1а	0,86	0,86	-
Котельная №3	д. Понино ул. Заречная 19а	0,27	0,27	-
Всего		5,45	5,45	-

Установленная и располагаемая тепловая мощность котельной №1 – 4,32 Гкал/ч.
Установленная и располагаемая тепловая мощность котельной № 2 – 0,86 Гкал/ч.
Установленная и располагаемая тепловая мощность котельной № 3 – 0,27 Гкал/ч.
Суммарная установленная и располагаемая тепловая мощность котельных по поселению составляет 5,45 Гкал/ч. Режимные карты по котельной №1 представлены на рис 10,11,12.
По котельной 2 и 3 режимные карты не представлены.

Режимная карта водогрейного котла КВа-1.25 № 2
Зав.№435
ООО «Теплоресурсы»

	Наименование величин	Размер	нагрузки			
			30%	50%	60%	80%
1	Топливо-природн.газ.теплотв.способность	Ккал..м3	8100	8100	8100	8100
2	Давление газа за ГРП	кПа	60	60	60	60
3	Расход газа на котел	нм3.час	83.5	100.9	111.2	125.5
4	Давление газа перед горелками вер/низ	кПа	18/21	31/35	38/42	49/51
5	Разрежение в топке котла	Па	-19	-20	-21	-23
6	Частота двигателя дымососа	Гц.	23.5	29.1	32.1	36.6
7	Расход воды через котел	м3/час	Не ниже 27 м3 в час			
8	Температура воды за котлом	°С	По температурному графику			
9	Температура воды до котла	°С	Не ниже 60 °С			
10	Давление воды за котлом	Кгс/ см ²	4.0	4.0	4.0	4.0
11	Давление воды до котла	Кгс/ см ²	5.7	5.7	5.7	5.7
12	Температура отходящих газов за котлом	°С	173.9	197.2	206.7	221.6
13	Содержание двуокси углерода (CO ₂)	%	9.7	10.1	10.4	10.6
14	Содержание кислорода (O ₂)	%	3.6	2.9	2.4	2.1
15	Содержание оксида углерода (CO)	%	0.0	0.0	0.0	0.0004
16	Содержание оксида азота (NO)	%	0.0103	0.0094	0.0093	0.0088
17	Коэффициент избытка воздуха	L	1.2	1.16	1.12	1.11
18	Потери тепла с уходящими газами	q ²	7.7	8.5	8.7	9.3
19	Потери с химнежожегом	q ³	0.0	0.0	0.0	0.0
20	Потери тепла в окружающую среду	q ⁵	3.0	2.0	1.5	1.0
21	КПД «брутто»	%	89.3	89.5	89.8	89.7
22	Удельный расход топлива	кг.у.т./Гк	159.98	159.62	159.09	159.26
23	Теплопроизводительность котла	Гкал/час	0.60	0.73	0.80	0.91

Примечание: режимная карта составлена в соответствии с данными оборудования на март 2013года



С.А.Суханов

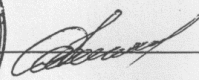
27

Рис 10 Режимная карта газового котла 2, установленного в котельной № 1

ООО «Теплоресурсы»

	Наименование величин	Размер	нагрузки			
			30%	40%	70%	85%
1	Топливо-природн.газ.теплотв.способность	Ккал..м3	8100	8100	8100	8100
2	Давление газа за ГРП	кПа	60	60	60	60
3	Расход газа на котел	нм3.час	77.7	86.8	110.1	120.6
4	Давление газа перед горелками вер/низ	кПа	15/10	22/17	40/35	50/45
5	Разрежение в топке котла	Па	-10	-11	-13	-15
6	Частота двигателя дымососа	Гц.	20.9	22.7	28.1	32.1
7	Расход воды через котел	м3/час	Не ниже 27 м3 в час			
8	Температура воды за котлом	°С	По температурному графику			
9	Температура воды до котла	°С	Не ниже 60 °С			
10	Давление воды за котлом	Кгс/ см²	4.0	4.0	4.0	4.0
11	Давление воды до котла	Кгс/ см²	5.7	5.7	5.7	5.7
12	Температура отходящих газов за котлом	°С	152.1	163.0	179.0	198.8
13	Содержание двуокси углерода (CO2)	%	9.7	10.3	11.0	11.0
14	Содержание кислорода (O2)	%	3.6	2.6	1.3	1.4
15	Содержание оксида углерода (CO)	%	0.0	0.0	0.0003	0.0012
16	Содержание оксида азота (NO)	%	0.0095	0.0117	0.0126	0.0132
17	Коэффициент избытка воздуха	L	1.2	1.14	1.06	1.07
18	Потери тепла с уходящими газами	q²	6.5	6.7	7.0	7.9
19	Потери с химнежожегом	q³	0.0	0.0	0.0	0.0
20	Потери тепла в окружающую среду	q5	3.0	2.0	1.5	1.0
21	КПД «брутто»	%	90.5	91.3	91.5	91.1
22	Удельный расход топлива	кг.у.т./Гк	157.86	156.47	156.13	156.82
23	Теплопроизводительность котла	Гкал/час	0.57	0.64	0.81	0.88

Примечание: режимная карта составлена по состоянию оборудования на март 2013 года



С.А.Суханов

28

Рис 11 Режимная карта газового котла 3, установленного в котельной № 1

Режимная карта водогрейного котла КВа-1.25 № 4
Зав. №434
ООО «Теплоресурсы»

	Наименование величин	Размер	нагрузки			
			30%	50%	70%	83%
1	Топливо-природн.газ.теплотв.способность	Ккал..м3	8100	8100	8100	8100
2	Давление газа за ГРП	кПа	60	60	60	60
3	Расход газа на котел	нм3.час	80.4	98.5	115.8	125.5
4	Давление газа перед горелками вер/низ	кПа	19/21	32/35	44/47	51/55
5	Разрежение в топке котла	Па	-20	-25	-35	-40
6	Частота двигателя дымососа	Гц.	19.2	25.3	31.5	34.3
6	Расход воды через котел	м3/час	Не ниже 27 м3 в час			
7	Температура воды за котлом	°С	По температурному графику			
8	Температура воды до котла	°С	Не ниже 60 °С			
9	Давление воды за котлом	Кгс/ см ²	4.0	4.0	4.0	4.0
10	Давление воды до котла	Кгс/ см ²	5.7	5.7	5.7	5.7
11	Температура отходящих газов за котлом	°С	154.2	174.4	191.5	199.6
12	Содержание двуокси углерода (CO2)	%	11.1	11.4	11.3	11.4
13	Содержание кислорода (O2)	%	1.2	0.7	0.8	0.7
14	Содержание оксида углерода (CO)	%	0.0	0.0001	0.0001	0.0008
15	Содержание оксида азота (NO)	%	0.0111	0.0106	0.0105	0.0103
16	Коэффициент избытка воздуха	L	1.06	1.03	1.03	1.03
17	Потери тепла с уходящими газами	q ²	5.9	6.7	7.4	7.8
18	Потери с химнежожегом	q ³	0.0	0.0	0.0	0.0
19	Потери тепла в окружающую среду	q ⁵	3.0	2.0	1.5	1.0
20	КПД «брутто»	%	91.1	91.3	91.1	91.2
21	Удельный расход топлива	кг.у.т./Гк	156.82	156.47	156.82	156.65
22	Теплопроизводительность котла	Гкал/час	0.59	0.72	0.85	0.92

Примечание: режимная карта составлена в соответствии с паспортными данными оборудования на март 2013 года



С.А.Суханов


29

Рис 12 Режимная карта газового котла 4, установленного в котельной № 1

Режимная карта водогрейного котла КВа-1.25 № 1
Зав. №433
ООО «Теплоресурсы»

	Наименование величин	Размер	нагрузки			
			30%	50%	70%	84%
1	Топливо-природн.газ.теплотв.способность	Ккал..м3	8100	8100	8100	8100
2	Давление газа за ГРП	кПа	60	60	60	60
3	Расход газа на котел	нм3.час	69.8	87.5	101.3	112.0
4	Давление газа перед горелками вер/низ	кПа	15/28	26/30	40/42	48/52
5	Разрежение в топке котла	Па	-6	-8	-12	-14
6	Частота двигателя дымососа	Гц.	16.8	22.7	27.5	30.9
7	Расход воды через котел	м3/час	Не ниже 27 м3 в час			
8	Температура воды за котлом	°С	По температурному графику			
9	Температура воды до котла	°С	Не ниже 60 °С			
10	Давление воды за котлом	Кгс/ см²	4.0	4.0	4.0	4.0
11	Давление воды до котла	Кгс/ см²	5.7	5.7	5.7	5.7
12	Температура отходящих газов за котлом	°С	150.0	164.0	178.0	184.0
13	Содержание двуокси углерода (CO2)	%	10.1	10.5	10.8	10.8
14	Содержание кислорода (O2)	%	2.9	2.2	1.7	1.6
15	Содержание оксида углерода (CO)	%	0.0	0.0	0.0004	0.0008
16	Содержание оксида азота (NO)	%	0.0107	0.0099	0.0091	0.0087
17	Коэффициент избытка воздуха	L	1.16	1.11	1.08	1.08
18	Потери тепла с уходящими газами	q²	5.9	6.6	7.1	7.3
19	Потери с химнежожегом	q³	0.0	0.0	0.0	0.0
20	Потери тепла в окружающую среду	q⁵	3.0	2.0	1.5	1.0
21	КПД «брутто»	%	91.1	91.4	91.4	91.7
22	Удельный расход топлива	кг.у.т./Гк	156.82	156.30	156.30	155.79
23	Теплопроизводительность котла	Гкал/час	0.51	0.64	0.75	0.83

Примечание: режимная карта составлена по состоянию оборудования на март 2013 года

СПЕЦГАЗ

 С.А.Суханов

26

Рис 13 Режимная карта газового котла 1, установленного в котельной № 1

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 2012 – 2014 г. приведены в Таблице 2 и на Рис. 14.

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

Наименование показателя, единицы измерения	Единица измерения	Значение показателя		
		2012	2013	2014
Котельная №1				
Выработка тепловой энергии	Гкал	н/д	4854,55	5396,71
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	н/д	111,65	100,12
Расход тепловой энергии на собственные нужды в % от выработки	%	н/д	2,3	1,85
Отпуск тепловой энергии потребителям	%	н/д	97,7	98,15
Котельная №2				
Выработка тепловой энергии	Гкал	н/д	н/д	1406,45
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	н/д	н/д	32,77

Расход тепловой энергии на собственные нужды в % от выработки	%	н/д	н/д	2,33
Отпуск тепловой энергии потребителям	%	н/д	н/д	97,67
Котельная №3				
Выработка тепловой энергии	Гкал	н/д	н/д	664,67
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	н/д	н/д	31,90
Расход тепловой энергии на собственные нужды в % от выработки	%	н/д	н/д	4,8
Отпуск тепловой энергии потребителям	%	н/д	н/д	95,2

Из таблицы № 2 видно, что по котельным №1 с 2013-2014гг расход тепловой энергии на собственные нужды составлял в среднем 2,07 % от общей выработки тепловой энергии. По котельным №2,3 данные представлены только за 2014 год, собственные нужды котельной составили 2,33% и 4,8% соответственно от общей выработки тепловой энергии. В натуральном выражении собственные нужды котельных поселения всего составили в 2014 году – 164,79 Гкал/г. Количество тепловой энергии для собственных нужд котельных изменяется из-за изменения количества производства тепловой энергии.

На рис 14 представлены затраты тепловой энергии на собственные нужды котельных по годам по каждому источнику тепловой энергии поселения.

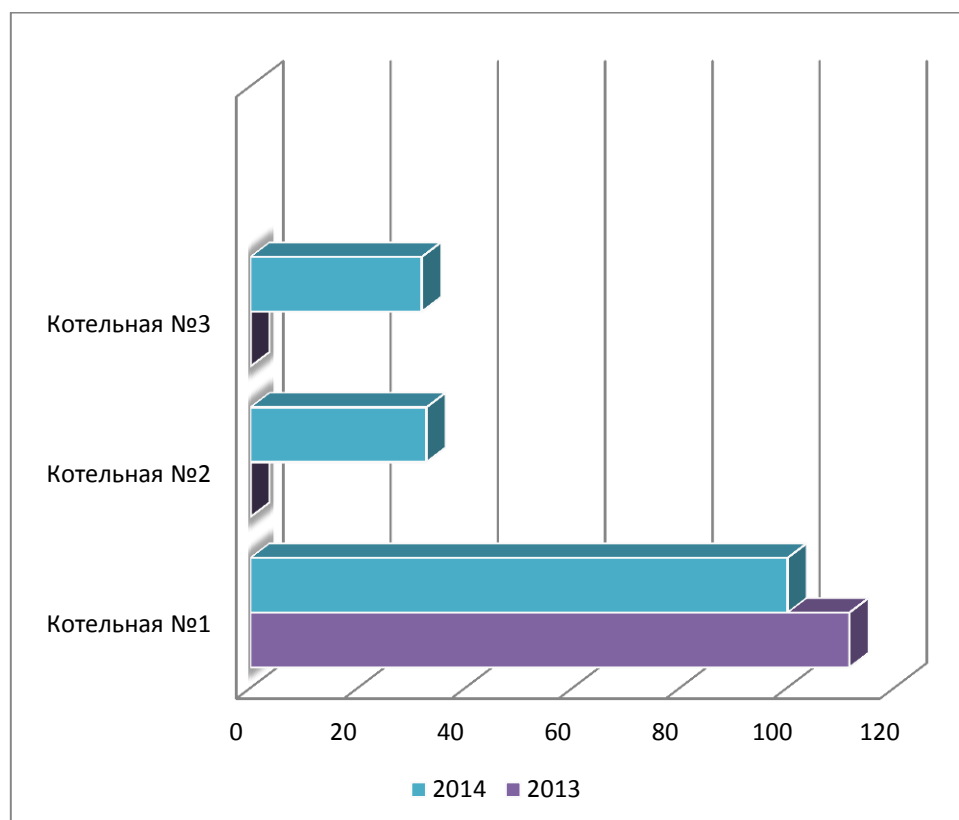


Рис. 14 Затраты тепловой энергии на собственные нужды котельных поселения МО «Понинское» по годам, Гкал/год

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

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

№ п/п	Источник теплоснабжения	РТМ, Гкал/ч	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
1	Котельная №1	4,32	0,098	4,222
2	Котельная №2	0,86	0,019	0,841
3	Котельная №3	0,27	0,013	0,257
	Итого по поселению	5,45	0,13	5,32

На рис 15 представлена структура тепловой мощности нетто поселения МО «Понинское».

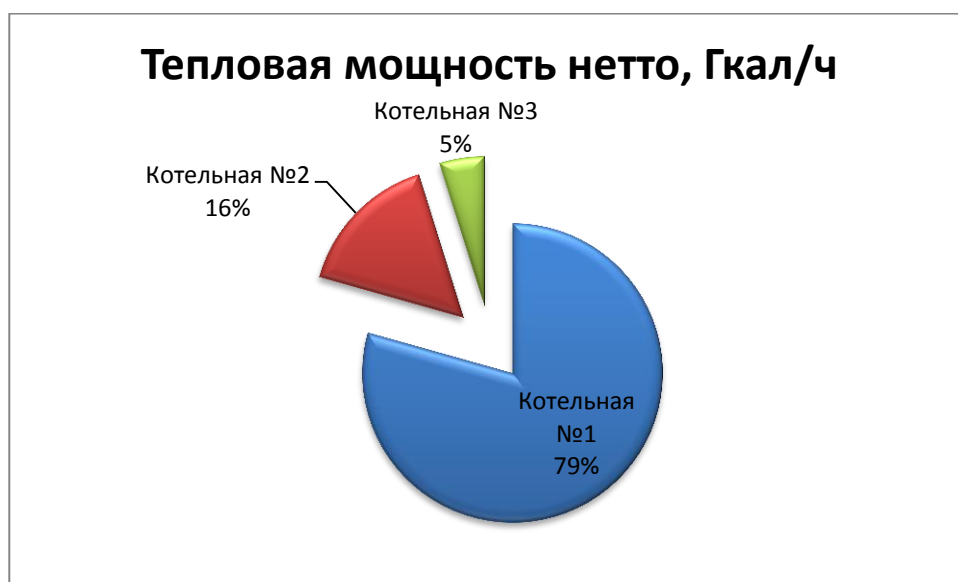


Рис. 15 Структура тепловой мощности нетто котельных МО «Понинское»

Анализируя таблицу 3 и рис 15 можем сделать вывод, что по тепловой мощности нетто котельные № 1 имеет 79 % от общей тепловой мощности нетто по поселению МО «Понинское», котельная № 2 - 16%, котельная №3 – 5%.

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 проведения капитального ремонта	Год освидетельствования при допуске к эксплуатации
1	Котельная №1	Ква-1,25 Гс	2008		2013
		Ква-1,25 Гс	2008		2013
		Ква-1,25 Гс	2008		2013
		Ква-1,25 Гс	2008		2013
2	Котельная №2	TAURUS DUAL 500	2012		
		TAURUS DUAL 500	2012		
3	Котельная №3	Универсал 5-М	1988	2014	2014

Как видно из таблицы 4 основная часть котельного оборудования заменена и введена в эксплуатацию в двухтысячных годах котлы высокоэкономичные, энергоэффективные, с КПД котлов 90%, не требуют больших затрат на ремонты. По котельной 3 котел морально и физически устарел, имеет низкий КПД, требует больших затрат на поддержание в нормативном эксплуатационном состоянии. Капитальный ремонт котла был проведен в 2014 году. Для продления паркового ресурса в 2014 г проведено техническое диагностирование котла.

Схемы выдачи тепловой мощности

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

На рис 16 приведена тепловая схема водогрейной котельной № 1. В качестве исходной воды используется водопроводная вода. Давление воды в водопроводе в точке подключения 3-1кгс/см². Подпитка тепловой сети производится водопроводной водой. 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 кгс/см²

Тепловая схема котельной с. Понино

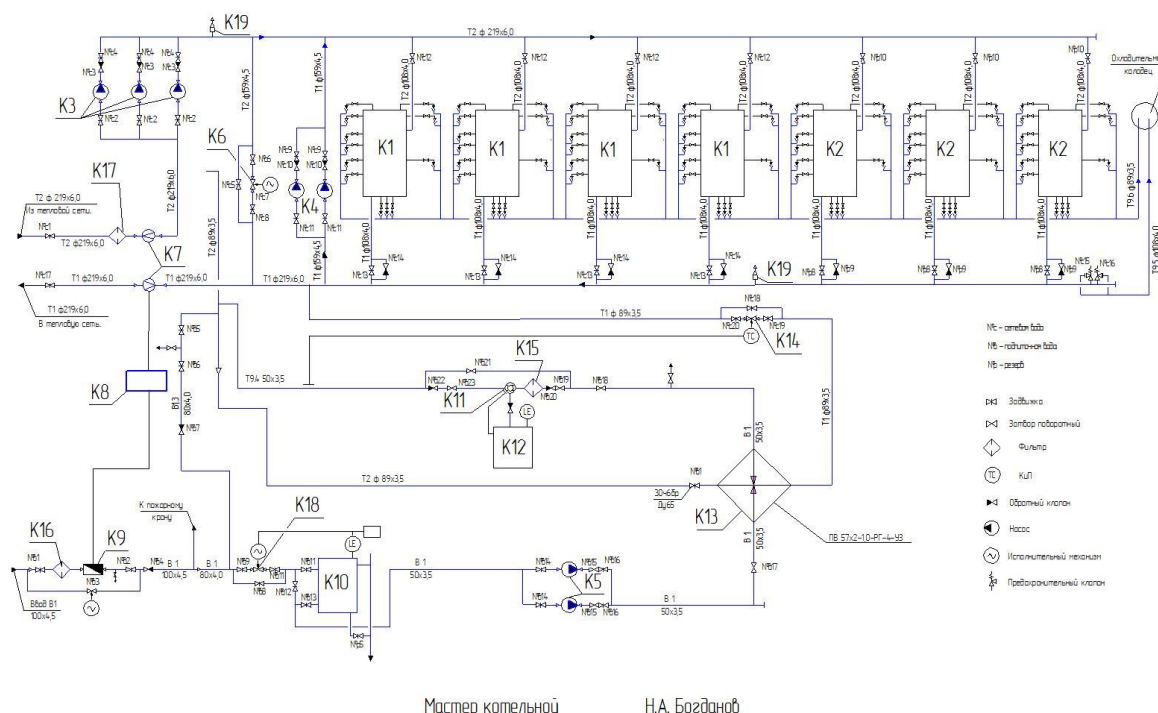


рис 16 Тепловая схема водогрейной котельной №1

Тепловая схема водогрейной котельной № 2 не представлена. В качестве исходной воды используется водопроводная вода. Давление воды в водопроводе в точке подключения 3-1кгс/см². Подпитка тепловой сети производится водопроводной водой. 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 2 куб м. Подпиточный используется для подпитки тепловой сети в случае снижения давления воды в водопроводе ниже 1,0 кгс/см²

По котельным №3 в качестве исходной воды используется водопроводная вода.

Тепловая схема тепловой сети не представлена. 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 2 куб м. Подпиточный используется для подпитки тепловой сети в случае снижения давления воды в водопроводе ниже 1,0 кгс/см²

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°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 загрузженность 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 «ТСРВ-0,24». 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 отпуска тепловой энергии отсутствуют на котельной № 3. 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 этой котельной запланирована до конца 2016 г.

Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.

По 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.

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, устраняются работниками энергоснабжающих организаций 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 «Понинское» обеспечивают передачу тепловой энергии от источников тепловой энергии к потребителям.

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

Общая протяженность тепловых сетей поселения по данным на конец 2014 года составляет 3 612,15 м, при этом максимальный наружный диаметр 219 мм, минимальный – 38 мм. На рис 17 представлена структура протяженности тепловых сетей по условным диаметрам на конец 2014 года. Из структуры видно, что наибольший процент от всех тепловых сетей МО «Понинское» имеет диаметр 159 мм и составляет 17%, затем 13 % диаметром 76 мм, 12 % диаметром 120 мм, 11% диаметром 108мм и оставшаяся часть не превышающая каждая 10 % сети диаметром от 38мм до 219 мм.

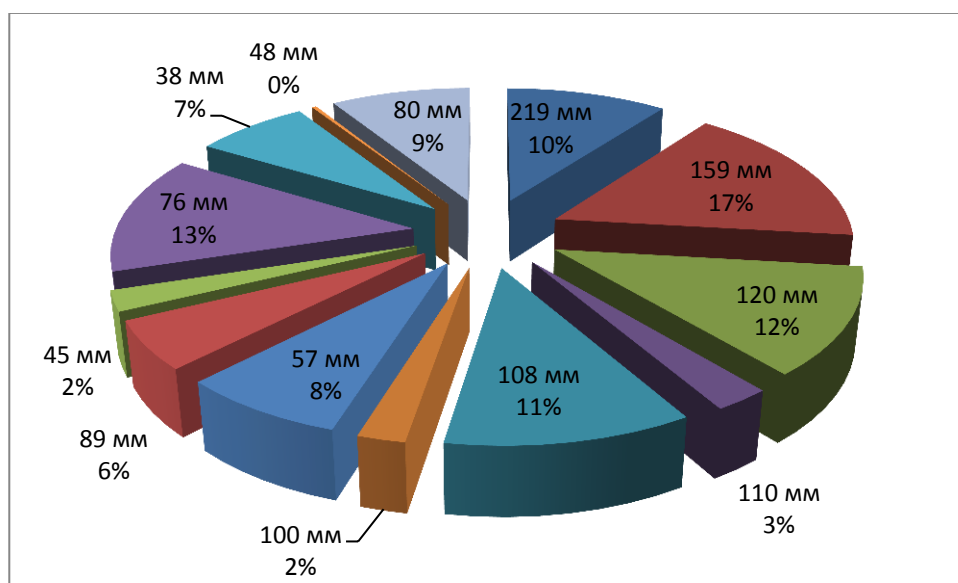


Рисунок 17 - Распределение протяженности тепловых сетей поселения по условным диаметрам на конец 2014 года

В МО «Понинское» обслуживанием тепловой сети занимаются три организации ООО «Теплоресурс» эксплуатирует тепловую сеть в зоне действия источника тепловой энергии №1, ООО «Свет» - эксплуатирующая организация тепловых сетей в зоне действия котельной №2, ООО «ЭнергоРезерв» обслуживает сеть в зоне действия котельной №3.

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, мм	Протяженность, м	теплоизоляционный материал	Материальная характеристика тепловой сети, м ²	Подключенная нагрузка, Гкал/ч
1	Подземная	1967-2004	сталь	0,159	326,10	Стекловата рубероид	304,09	1,1112
2	Подземная			0,108	277,87			
3	Подземная			0,057	39,60			
4	Подземная			0,057	98,74			
5	Подземная			0,089	75,28			
6	Подземная			0,089	67,30			
7	Подземная			0,045	70,3			
8	Подземная			0,219	142,65			
9	Подземная			0,159	51,40			
10	Подземная			0,108	47,40			
11	Подземная			0,076	55,35			
12	Подземная			0,038	81,67			
13	Подземная			0,038	173,77			
14	Подземная			0,045	12,90			
15	Подземная			0,089	54,5			
16	Подземная			0,057	136,0			
17	Подземная			0,038	5,18			
18	Воздушная	2008		0,108	38,8*2	маты минералов.		
19	Воздушная			0,219	114,28*2			
20	Воздушная			0,159	104,03*2			

21	Воздушная			0,076	214,87*2		
22	Воздушная			0,159	6,30*2		
23	Воздушная			0,048	5,06*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, м	теплоизоляционный материал	Материальная характеристика тепловой сети, м ²	Подключенная нагрузка, Гкал/ч
1	Подземная бесканальная	1980	сталь	0,120	435,68		85,86	0,504
2				0,100	78,31			
3				0,08	321,82			

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, м	теплоизоляционный материал	Материальная характеристика тепловой сети, м ²	Подключенная нагрузка, Гкал/ч
1	Канальная	1959-1989	сталь	0,110	36,28	маты минералов.	10,30	0,0932
	Воздушная				57,37			

Основная доля трубопроводов тепловых сетей отопления проложена подземным способом – 72 %. Наибольшая протяженность трубопроводов (2682,69 м) тепловых сетей отопления наблюдается в зоне действия котельной № 1. По котельной № 3 протяженность тепловой сети наименьшая в поселении и составляет 93,65 м, так как котельная располагается непосредственно в самом здании стационара, а прокладка тепловой сети проходит к хозяйственному корпусу и гаражам.

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

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

где

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

M – материальная характеристика сети, равная

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

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

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

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

№ пп	Источник тепловой энергии	Материальная характеристика тепловой сети, м^2	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Удельная материальная характеристика, $\text{м}^2/\text{Гкал/ч}$
1	Котельная №1	304,09	1,1112	274
2	Котельная №2	85,86	0,504	170,36
3	Котельная №3	10,30	0,0932	110,52

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

Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

В поселении имеется 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 18 представлен температурный график ООО «Свет».

Температурный график работы котельной		
Температура наружного воздуха, °С	Температура теплоносителя в подающем трубопроводе, °С	Температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °С
	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 18 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 $P1 = 3,8 \text{ кгс/см}^2$.

Давление в обратном трубопроводе $P2 = 3 \text{ кгс/см}^2$.

Тепловые сети от котельной №2:

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

Давление в обратном трубопроводе $P_2 = 1,5 \text{ кгс/см}^2$.

Тепловые сети от котельной №3:

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

Давление в обратном трубопроводе $P_2 = 1 \text{ кгс/см}^2$.

**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 «Понинское»

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

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 «Понинское»: Опрессовка на прочность повышенным давлением.

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

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

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

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

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

Плановый ремонт сетей подразделяется на:

- текущий ремонт
- капитальный ремонт.

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

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

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

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

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

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

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

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

Определение нормативных технологических потерь сетевой воды.

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

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

где

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

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

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

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

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

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

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

t_{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

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

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

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

где

ρ_{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, °С. (Согласно [2, п. 6.2.15] *t_{исп} - должна быть не ниже 5 °С и не выше 40 °С, t_{исп} принимаем 30 °С.*)

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

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

Источник теплоснабжения	Показатели	Ед. изм	Расчетные величины
Котельная №1	Нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии	Гкал	1069,918
Котельная №2	Нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии	Гкал	389,36
Котельная №3	Нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии	Гкал	23,84

По данным ресурсснабжающих организаций по котельной №№ 2 и 3 расчет нормативов технологических затрат и потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя рассчитан АНО «Агентство по энергосбережению УР» на 2016 год.

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

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

Динамика изменения фактических тепловых потерь с разбивкой по годам и котельным по МО «Понинское» представлена в таблице 11,12,13 и на рис 19-24.

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

Показатель	Ед. изм	Значение показателя				
		2010	2011	2012	2013	2014
Выработка тепловой энергии	Гкал	4644,1	н/д	н/д	4854,55	5396,71
Собственные нужды котельной	Гкал	100,85	н/д	н/д	111,65	100,12
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	4543,2	н/д	н/д	4742,9	5296,59
Потери при передаче тепловой энергии	Гкал	313,97	н/д	н/д	345	513,44
	%	6,9	н/д	н/д	7,3	9,7
Полезный отпуск	Гкал	4229,3	н/д	н/д	4397,9	4783,15

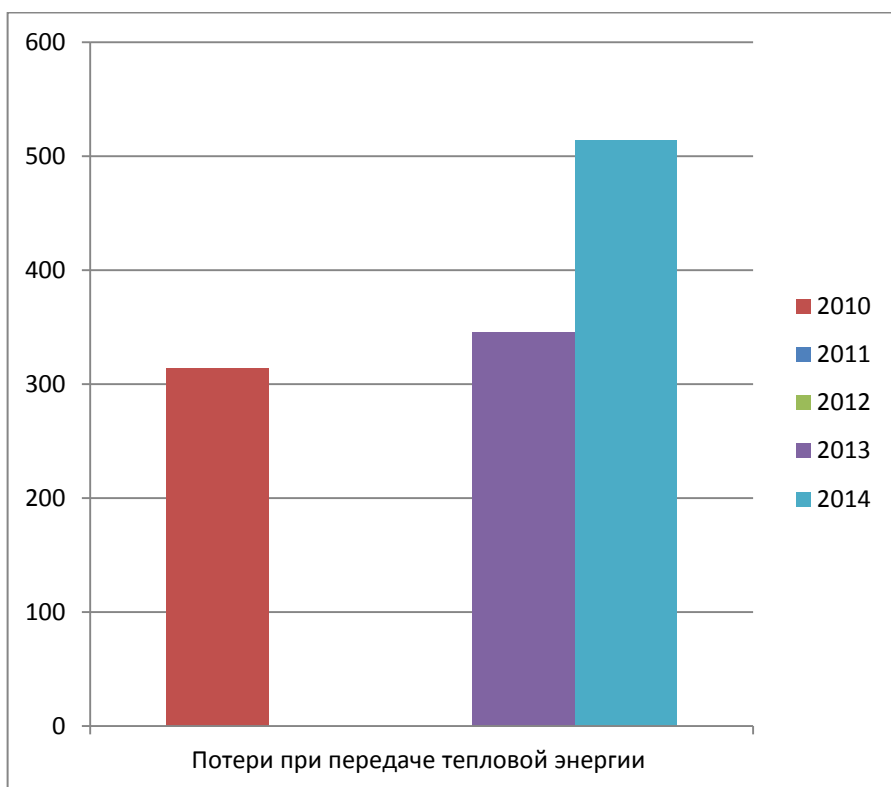


Рис 19 Динамика тепловых потерь в период 2012-2014 г по котельной №1

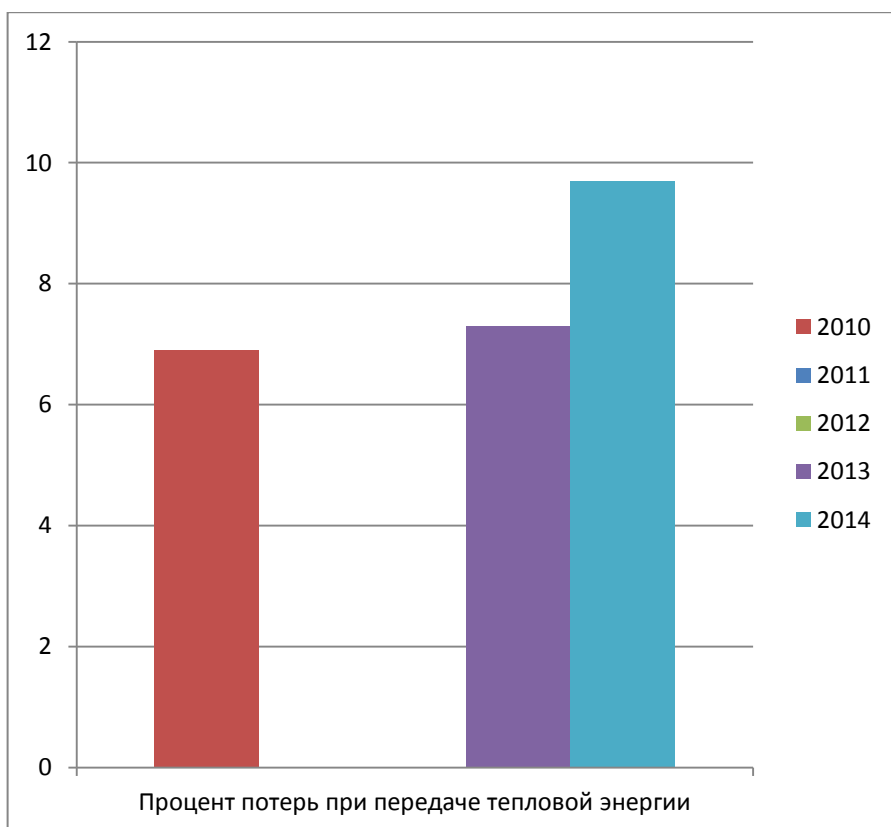


Рис 20 Динамика процента тепловых потерь в период 2012-2014 г по котельной №1

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

Показатель	Ед. изм	Значение показателя			
		2011	2012	2013	2014
Выработка тепловой энергии	Гкал	1046,54	н/д	н/д	1406,45
Собственные нужды котельной	Гкал	24,25	н/д	н/д	32,77
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	1022,29	н/д	н/д	1373,68
Потери при передаче тепловой энергии	Гкал	81,77	н/д	н/д	154,67
	%	8,00	н/д	н/д	11,26
Полезный отпуск	Гкал	940,52	н/д	н/д	1219,01

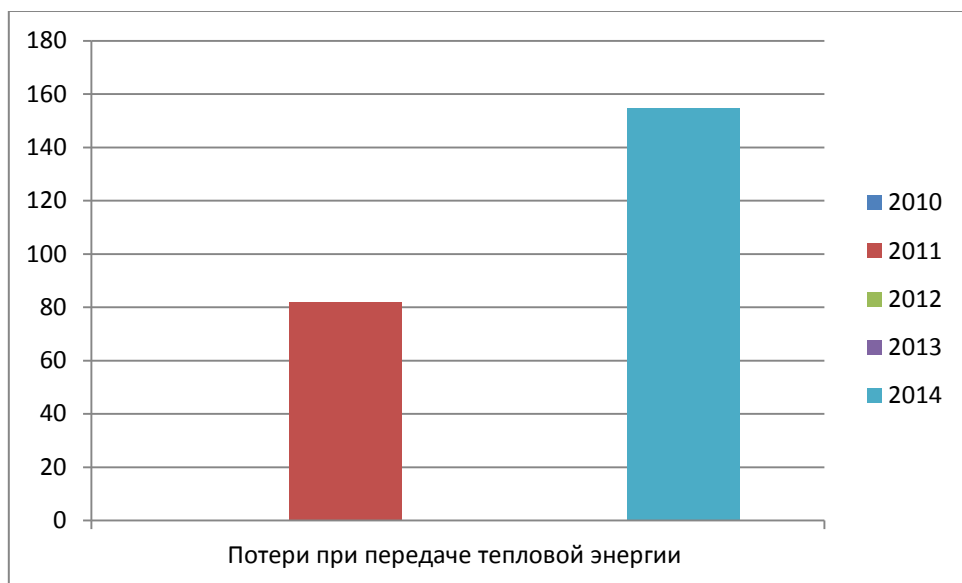


Рис 21 Динамика тепловых потерь в период 2012-2014 г по котельной №2

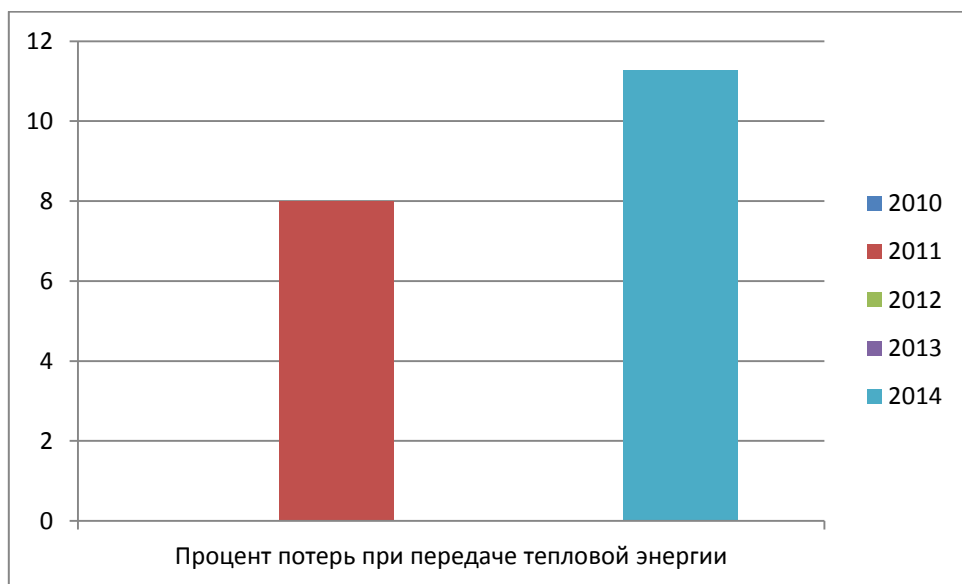


Рис 22 Динамика процента тепловых потерь в период 2012-2014 г по котельной №2

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

Показатель	Ед. изм	Значение показателя				
		2010	2011	2012	2013	2014
Выработка тепловой энергии	Гкал	626,9	н/д	н/д	н/д	664,67
Собственные нужды котельной	Гкал	30,1	н/д	н/д	н/д	31,90
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	596,8	н/д	н/д	н/д	632,77
Потери при передаче тепловой энергии	Гкал	131,3	н/д	н/д	н/д	231,43
	%	55,10	н/д	н/д	н/д	36,57
Полезный отпуск	Гкал	465,5	н/д	н/д	н/д	401,34

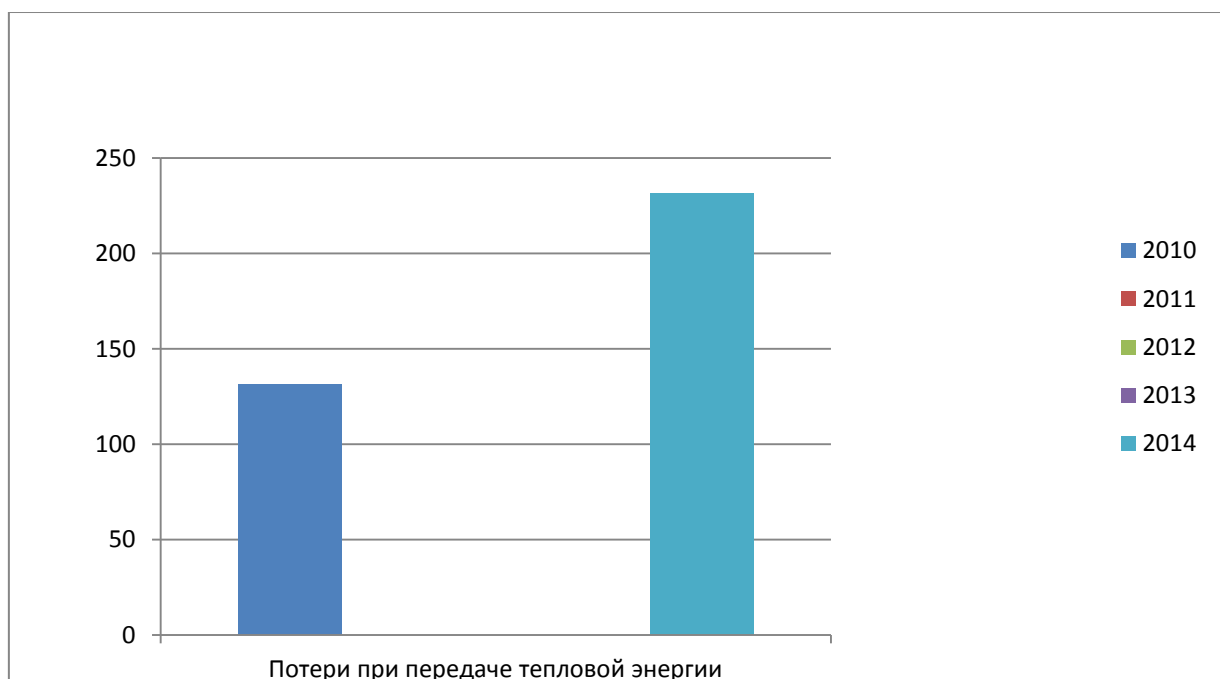


Рис 23 Динамика тепловых потерь в период 2012-2014 г по котельной №3

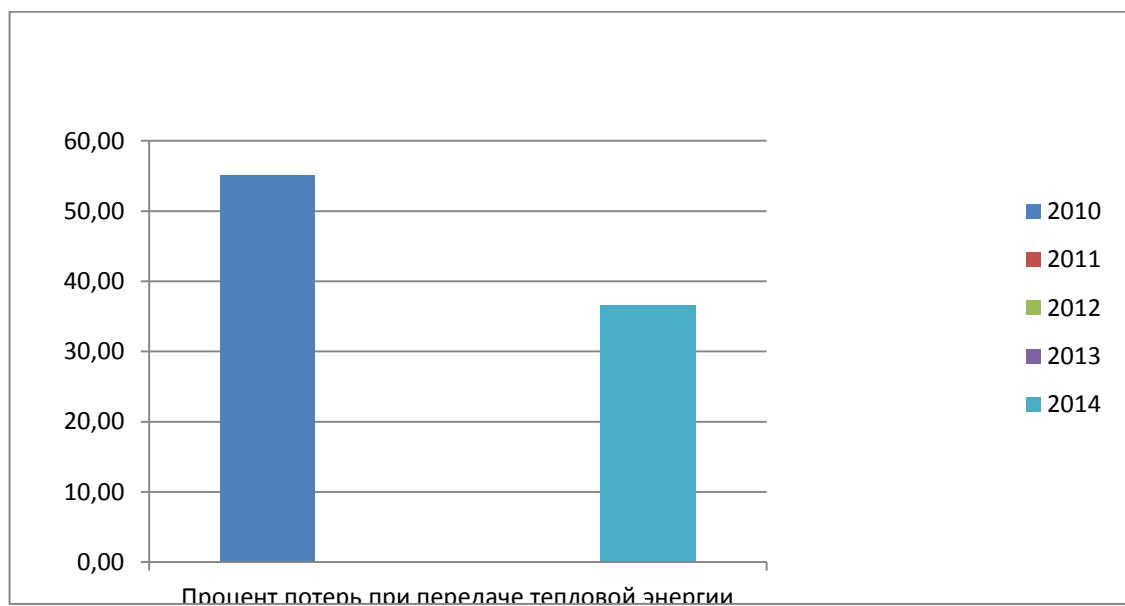


Рис 24 Динамика процента тепловых потерь в период 2012-2014 г по котельной №3

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

Котельная №2 нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии 389,36 Гкал/год. Фактические тепловые потери в 2011г и 2014 г ниже нормируемых, в 2011г. на 307,59 Гкал; в 2014 на 234,69 Гкал такая значительная разница связана с отсутствием аварий на тепловой сети, отсутствием несанкционированных сливов. Эксплуатирующая организация проводила ремонтные работы по утеплению теплотрассы новыми более современными теплоизоляционными материалами.

Котельная №3 нормативные эксплуатационные технологические затраты и потери тепловой энергии 23,84 Гкал/год. Фактические тепловые потери в целом по годам выше нормируемых, в 2010г. на 107,46 Гкал; в 2014 на 207,59 Гкал такое резкое увеличение связано в основном, за счет большого количества утечек 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.

Котельные № 1 и 2 муниципального образования оборудованы коммерческими узлами учёта отпускаемой тепловой энергии с помощью автоматизированной технологической и коммерческой системы учета тепловой энергии на основе тепловычислителя «ТСРВ-0,24». 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 отпуска тепловой энергии отсутствуют на котельной № 3. 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 этой котельной запланирована до конца 2016 г..

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 «Понинское».

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 в поселении МО «Понинское» 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. Понино МО «Понинское».

Котельная №2 является основным поставщиком тепловой энергии в д. Золотарево МО «Понинское».

Котельная №3 не является основным поставщиком тепловой энергии в с. Понино МО «Понинское», производит тепловую энергию только для нужд сельской участковой больницы.

Зоны действия источников тепловой энергии в поселении МО «Понинское» представлены на рис. 25,26,27.

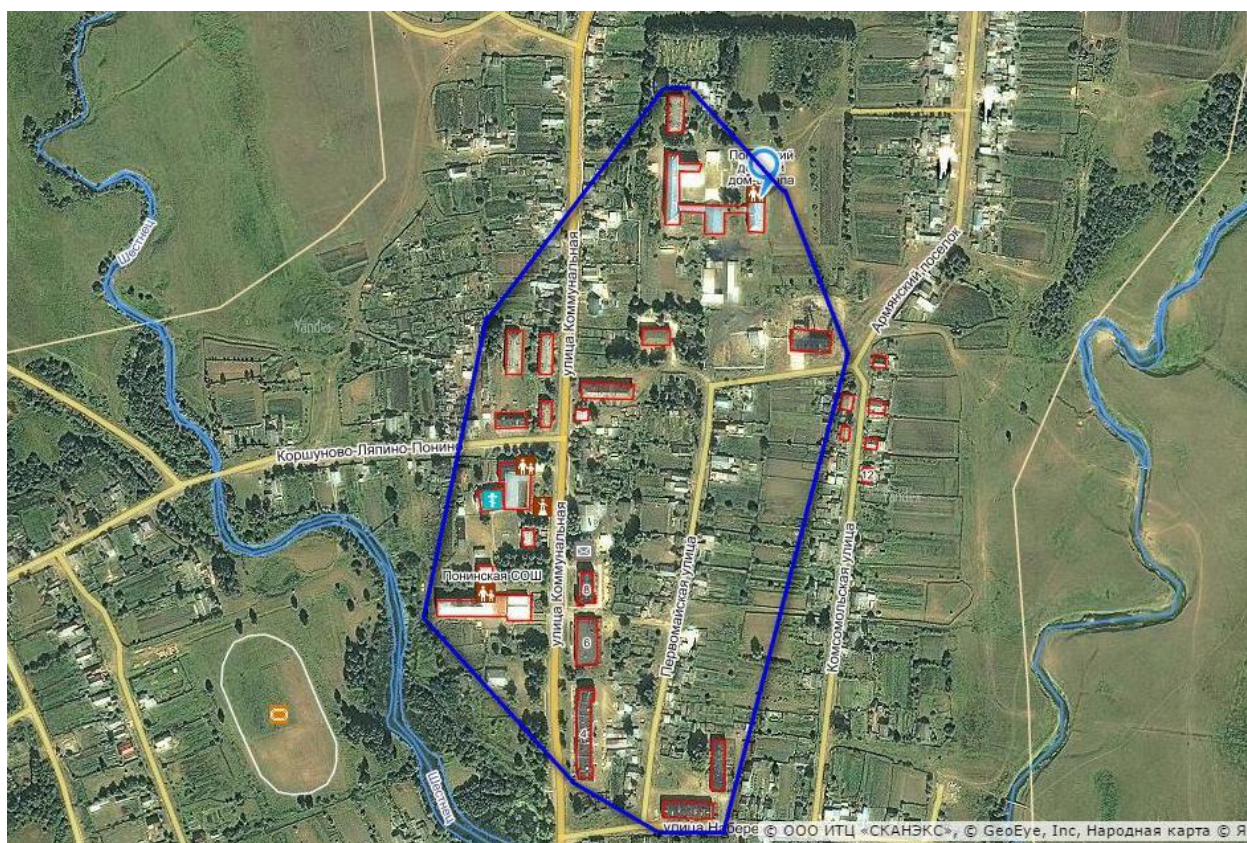


Рис. 25 Зона действия котельной №1



Рис. 26 Зона действия котельной №2



Рис. 27 Зона действия котельной №3

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 «Понинское»

Муниципальное образование	Потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха Гкал/ч		
	Отопление и вентиляция	ГВС	Всего
МО «Понинское»	1,708	0,0	1,708

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 «Понинское»

Наименование теплоисточника	Потребление тепловой энергии, Гкал	
	Отопительный период 2014-2015	За год в целом 2014 г
Котельная №1	н/д	4783,15
Котельная №2	1170,29	1219,01
Котельная №3	404,94	401,34

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.

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	Административное здание	н/д	н/д	н/д	0,0001
2	Спортивный комплекс	н/д	н/д	н/д	0,1230
3	Пожарное депо	н/д	н/д	н/д	0,02
4	Центральная районная больница	н/д	н/д	н/д	0,0795
	Здание библиотеки	н/д	н/д	н/д	0,0180
	Здание школы	н/д	н/д	н/д	0,2675
	Здание школы искусств	н/д	н/д	н/д	0,3023
	Здание почты	н/д	н/д	н/д	0,0081
	Здание аптеки	н/д	н/д	н/д	0,0055
	Здание Ростелекома	н/д	н/д	н/д	0,001
	Магазин	н/д	н/д	н/д	0,015
	МКД	н/д	н/д	н/д	0,2712
	ИТОГО:				1,1112

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	9012	16	0,35	0,153
2	Административное здание	6589,2	20	0,38	0,131
3	Магазин	830	15	0,38	0,015
4	МКД	5375	20	0,445	0,125
5	Социальный дом	3122	20	0,495	0,081
	ИТОГО:				0,504

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 больницы	3345,0	20	0,400	0,0699
2	Хозяйственный корпус (прачечная)	751,0	15	0,380	0,0136
3	Гараж	323,0	10	0,700	0,0097
	ИТОГО:				0,0932

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 «Понинское» 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 «Понинское» 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 19.

Таблица 19 Баланс установленной мощности по котельным МО «Понинское»

Зона действия котельной №1	Ед изм	Величина
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	4,32
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	4,32
Собственные нужды	Гкал/ч	0,098
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	4,222
Потери тепловой мощности	Гкал/ч	0,410
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,410
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ч	1,1112
отопление	Гкал/ч	1,1112
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности		2,702
Доля резерва	%	70,86
Зона действия котельной №2	Ед изм	2014
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	0,86
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	0,86
Собственные нужды	Гкал/ч	0,019
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,841
Потери тепловой мощности	Гкал/ч	0,07
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,07
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ч	0,504
отопление	Гкал/ч	0,504

Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности		0,267
Доля резерва	%	34,59
Зона действия котельной №3	Ед изм	2014
Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	0,27
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	0,27
Собственные нужды	Гкал/ч	0,013
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,257
Потери тепловой мощности	Гкал/ч	0,0043
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,0043
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ч	0,0932
отопление	Гкал/ч	0,0932
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности		0,159
Доля резерва	%	63,10

Из таблицы 19 видно, что все котельные имеют резерв установленной тепловой мощности. Наибольший резерв наблюдается на котельной №1 он составил почти 71 %, по котельной №3 резерв тепловой мощности составляет 63%, по котельной №2 – 35. Такой процент резерва тепловой мощности связан с большой установленной тепловой мощностью и с низким уровнем присоединенной тепловой нагрузки.

За базовый баланс для составления перспективных тепловых балансов источников принимается баланс, составленный на базе фактических тепловых нагрузок по состоянию на июнь 2015 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 1,708 Гкал/ч.

Основная часть нагрузки приходится на котельную № 1. Доля суммарной присоединённой нагрузки по поселению составляет: котельная № 1 – 79%, Котельная № 2 – 16%, Котельная № 3 – 5 %.

Резерв располагаемой тепловой мощности составляет 3,128 Гкал/ч.

Распределение установленной тепловой мощности поселения по составляющим представлено на рисунке 28.

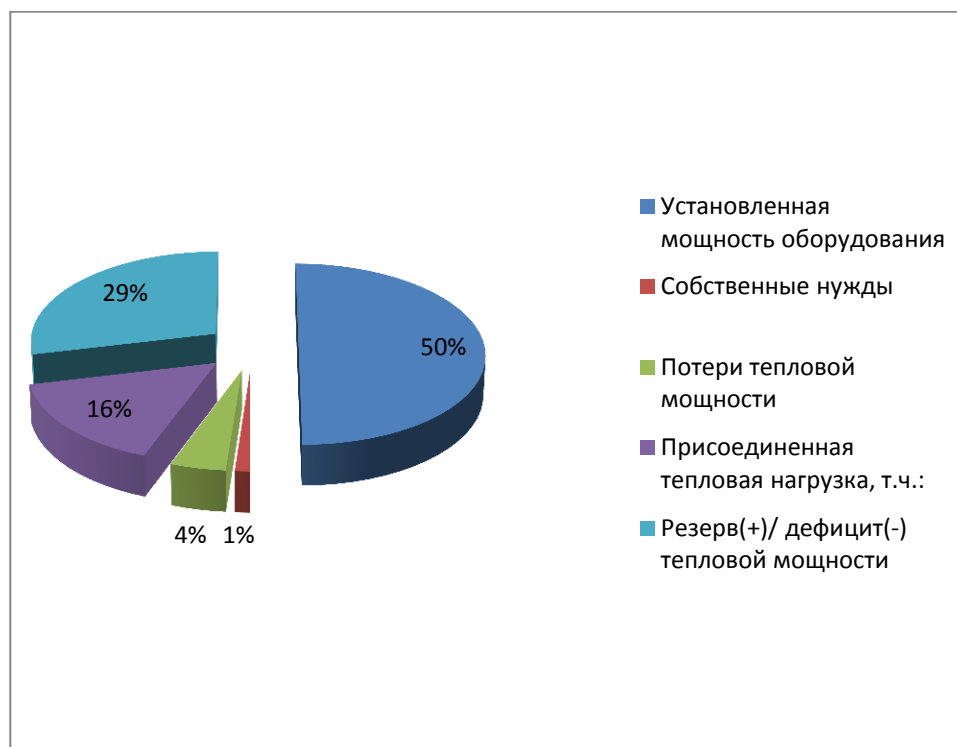


Рис 28 Распределение установленной тепловой мощности поселения.

Из рисунка 28 видно, что на котельных поселения имеются резервы тепловой мощности и составляют 29%. Основная доля свободных тепловых мощностей приходится на котельную № 1 и составляет 86 % 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 «Понинское» 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 удаленностью друг от друга.

Глава 1. часть 7. Балансы теплоносителя

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

В котельных поселения №№ 1 и 2 установлена химическая водоподготовка (натрий-катионирование), обеспечивающая нормативные параметры качества теплоносителя. В качестве теплоносителя используется вода из системы центрального водоснабжения. При пропускании воды через натриево – катионитовые фильтры происходит умягчение воды, кроме того уменьшается в ней содержание взвешенных веществ железа, и частично, масла, а pH и солесодержание увеличиваются. В процессе натрий-катионирования, накипные соли превращаются в безнакипные. Умягчение воды производят, пропуская воду сверху в низ через слой отрегенированного катионита. Фильтрат после фильтров 1 ступени натрий – катионирования имеет глубокое снижение величины жесткости, но срабатывание фильтров, т.о. истощение катионита, происходит резко за короткий период времени, что может привести к проскоку солей жесткости в питательные и подпиточные узлы. Что бы исключить это, умягченную воду из фильтра 1 ступени направляют в фильтр 2 ступени которые являются барьером на пути проскока катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} в питательную воду обеспечивают надежность при умягчении воды в период эксплуатации.

Кроме этого фильтры 2 ступени дают возможность более полного срабатывания фильтра 1 ступени, что приводит к экономии реагента и воды «собственных нужд».

Со временем фильтры срабатываются катионит истощается, т.е. у него уменьшается «запас» обменных катионов Na^{+} и он теряет способность умягчать воду до необходимых пределов. Фильтр отключается и выводится на регенерацию.

Использование водоподготовительной установки обеспечивает продолжительную работу теплоагрегатов и тепловых сетей.

Водоподготовительной установкой котельная №3 поселения не оснащена. В планах ресурсоснабжающей организации установить ХВП до конца 2017 г. Для обработки сетевой воды в котельных планируется установка дозирования жидких химреагентов «Аквафлоу ДС SP61503». Подпитка будет производиться насосом DAB KRF-30/16T. В качестве реагента будет использоваться Ингибитор 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.

Исходной водой по котельным с. Понино, д. Золотарево является вода питьевая из сети ООО «Жилкомсервис». Показатели качества питьевой воды представлены на рис 29.

к протоколу № 2386 от 15.05.2015

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 Касимова Н.М.			<i>Касимов</i>		

Рис 29 Показатели качества холодной воды в с. Понино

Расход воды на технологические нужды котельных по фактическим данным за 2014 год составляет:

- 1) Котельная № 1 – 830,0 м³;
- 2) Котельная № 2 – н/д;
- 3) Котельная № 3 – н/д.

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

Водоподготовительными установками по поселению МО «Понинское» оснащены котельная №1 и 2. В котельной №3 водоподготовительной установки нет в планах ресурсоснабжающей организации установить ее в 2017 году.

Максимальное потребление теплоносителя в эксплуатационном режиме и в аварийных режимах систем теплоснабжения представлены в таблице № 20.

Таблица 20 Балансы теплоносителя для тепловых сетей котельной №1,2

Котельная №1		
Наименование	Ед изм	2015
Располагаемая тепловая мощность теплоисточника	Гкал/ч	4,320
Максимальный расчётный объём теплоносителя	куб м	326,29
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,11
Расчётный объём теплоносителя в эксплуатационном режиме	куб м	83,93
Расчетная производительность ВПУ	куб м/ч	2,45
Расчетная подпитка тепловой сети в эксплуатационном режиме	куб м/ч	0,63
Расчетная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	куб м/ч	1,68
Резерв (+) / дефицит(-)	куб м/ч	242,36
Доля резерва	%	25,72
Котельная №2		
Наименование	Ед изм	2015
Располагаемая тепловая мощность теплоисточника	Гкал/ч	0,86
Максимальный расчётный объём теплоносителя	куб м	64,96
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,50
Расчётный объём теплоносителя в эксплуатационном режиме	куб м	38,07
Расчетная производительность ВПУ	куб м/ч	0,49
Расчетная подпитка тепловой сети в эксплуатационном режиме	куб м/ч	0,29
Расчетная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	куб м/ч	0,76
Резерв (+)/дефицит(-)	куб м/ч	26,89
Доля резерва	%	58,60

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 № 1,2 для производства тепловой энергии используют природный газ. Производство тепловой энергии в котельной № 3 каменный уголь.

Данные по количеству используемого вида топлива за 2014 год по каждой котельной представлены в таблице 21.

Таблица 21.. Количество используемого основного топлива на каждом источнике тепловой энергии

№ пп	Источник тепловой энергии	Вид топлива	Ед изм	Количество за 2014 год
1	Котельная №1	Природный газ	Тыс. м ³	738,54
2	Котельная №2	Природный газ	Тыс. м ³	173,87
3	Котельная №3	уголь	т	135,1

На рис 30 представлена структура потребления основного топлива по источникам тепловой энергии МО «Понинское» за 2014 год.

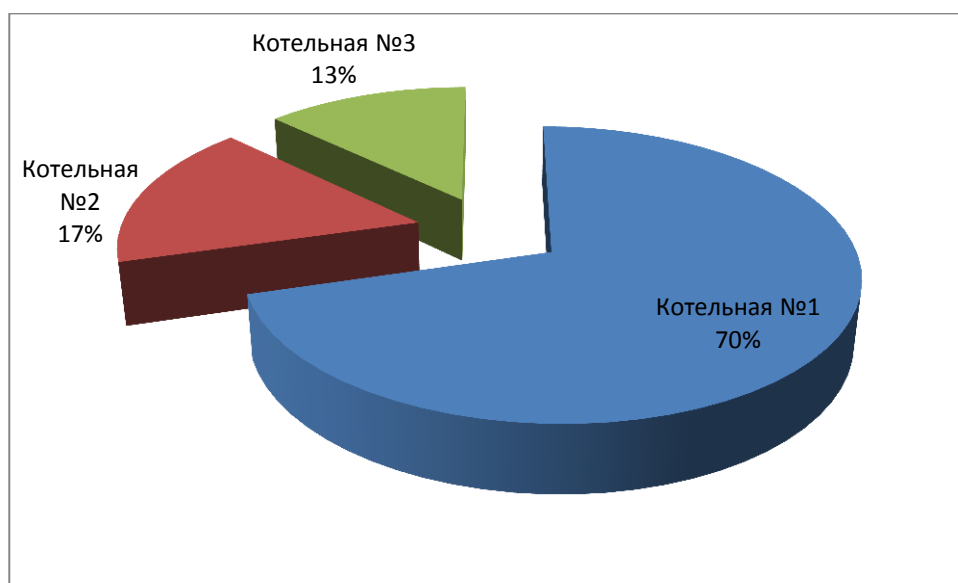


Рис 30 Потребление топлива за 2014 год.

Анализируя данные таблицы 21 и рис 30 можно сделать вывод, что по поселению наибольшую долю потребления основного вида топлива потребляет котельная №1 и составляет 70 % от общего потребления. Котельная №№ 2 и 3 в структуре занимают, примерно, одинаковое потребление их доля в общем объеме составляет 15%.

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 №3. Резервным видом являются дрова, наличие дров достаточно для обеспечения теплом в нештатной ситуации.

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

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

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

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

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

Нарушений подачи тепловой энергии за 2014 год по теплоснабжающим организациям, эксплуатирующим котельные поселения, не было.

Анализ аварийных отключений потребителей.

Аварий на тепловых сетях за 2014 год не было.

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

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

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

Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

При подготовке к отопительному периоду рекомендуется 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. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

На основании данных теплоснабжающей организаций в 2014 г. по поселению МО «Понинское» всего произведено тепловой энергии 7 467,83 Гкал, в т.ч. на природном газе 6 803,16 Гкал. Потери в сетях составили 899,54 Гкал.

В таблице 22 приведены суммарные значения отпуска тепловой энергии всеми энергоисточниками поселения.

Таблица 22 Отпуск тепловой энергии энергоисточниками МО «Понинское» в 2014г.

Наименование	Гкал
Всего отпущено тепловой энергии в сеть	7 303,04
В том числе	
от котельной №1	5 296,59
от котельной №2	1 373,68
от котельной №3	632,77

На рис 31 представлена структура отпуска тепловой энергии в сеть МО «Понинское» по источникам тепловой энергии

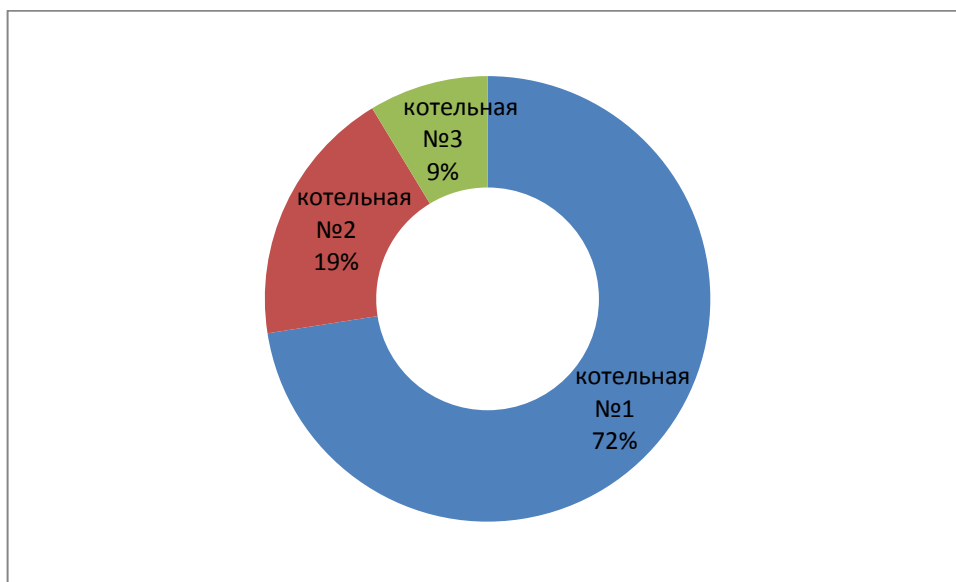


Рис 31 Структура отпуска тепловой энергии в сеть поселения

Из таблицы 22 и рис 31 видно, что наибольший объем отпуска тепловой энергии в сеть, по данным за 2014 год, отпускает котельная №1 объем её составляет 72 % от общего отпуска в сеть поселения. Котельная № 2 отпускает в сеть 19% и котельная №3 отпускает

самый наименьший в поселении объем отпуска тепловой энергии и составляет всего 9% от общего отпуска.

Удельные расходы условного топлива на выработку тепловой энергии

По представленным данным предприятия на газовых котельных, имеющих в своем составе котлы большой мощности, КПД котлов составляет 90 %.

В котельной, работающей на угле, установлены котлы в восьмидесятих годах прошлого столетия. Этот котел не автоматизирован, низко экономичен, коэффициент полезного действия (брутто) не превышает 70 %. В большинстве своем эта котельная не отвечает современным требованиям ни по экономичности, ни по экологическим показателям.

В соответствии с данными теплоснабжающей организации в 2014 г. удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии по газовым котельным котельным – 145 кг/Гкал.

Собственные нужды котельных

Значения расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной представлены ООО «Теплоресурс» по котельной №1. Среднее значение расхода тепла на собственные нужды локальных котельных составляет 2,12%, в абсолютном выражении 104,21 Гкал/год.

Значения расхода тепловой энергии на собственные нужды котельных представлены ООО «Свет» по котельной №2. Среднее значение расхода тепла на собственные нужды локальных котельных составляет 2,3%, в абсолютном выражении 28,51 Гкал/год.

Значения расхода тепловой энергии на собственные нужды котельных представлены ООО «ЭнергоРезерв» по котельной №3. Среднее значение расхода тепла на собственные нужды локальных котельных составляет 4,8%, в абсолютном выражении 31,0 Гкал/год.

В среднем по поселению собственные нужды котельных составили 3,1%, в абсолютном выражении 163,72 Гкал.

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 23,24.

Таблица 23 Основные технико – экономические показатели по котельным №1.

1.	Топливо на технологические нужды	тыс.м3 (газ)	738,54
		т. (мазут)	0
		т. (уголь)	0
		т.(прочие)	0
		тыс.руб.	3611,05
2.	Электроэнергия на технологические нужды	тыс.кВтч	144,85
		тыс.руб.	426,09
3.	Вода на технологические нужды	тыс. м3	0,83
		тыс.руб.	0,0
4.	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, в том числе:	тыс.руб.	850,31
4.1.	Вспомогательные материалы	тыс.руб.	9,68
4.1.1.	в том числе: реагенты	тыс.руб.	
4.2.	Услуги сторонних (подрядных) организаций	тыс.руб.	432,0
4.2.1.	в том числе: техническое обслуживание	тыс.руб.	432,0
4.2.2.	капитальный ремонт	тыс.руб.	
4.3.	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	
4.4.	Ремонт и техническое обслуживание	тыс.руб.	408,62
4.4.1.	в том числе: капитальный ремонт (хоз. способ)	тыс.руб.	135,89
5.	Фонд оплаты труда ППП	тыс.руб.	962,22
6.	Страховые взносы социального характера	тыс.руб.	284,75
7.	Прочие прямые расходы, в том числе:	тыс.руб.	890,24
7.1.	аренда производственного оборудования	тыс.руб.	890,24
8.	Цеховые расходы	тыс.руб.	528,84

9.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	698,79
10.	Налоги, в том числе:	тыс.руб.	
10.1.	земельный налог	тыс.руб.	
10.2.	плата за выбросы	тыс.руб.	
10.3.	транспортный налог	тыс.руб.	
11.	Итого производственная себестоимость	тыс.руб.	8252,27
12	Недополученный по независящим причинам доход	тыс.руб.	
13	Налог при применении УСН	тыс.руб.	
14.	Избыток средств в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	
15.	Прибыль расчетная	тыс.руб.	68,99
16	Рентабельность	%	0,84
17	Выработка тепловой энергии	Гкал	5396,71
18	Собственные нужды котельных	Гкал	100,12
19	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	Гкал %	513,44 9,7
20	Отпуск тепловой энергии от котельной (Qотп)	Гкал	5296,59
21	Удельный расход условного топлива на производство единицы тепловой энергии	кг у.т./Гкал	156,36
22	Удельный расход электрической энергии на производство единицы тепловой энергии	кВт.ч/Гкал	24,0
23	Удельный расход холодной воды на производство единицы тепловой энергии	куб.м/Гкал	0,15

Таблица 24 Основные технико – экономические показатели по котельным №2.

1.	Топливо на технологические нужды	тыс.м3 (газ)	75,41
		т. (мазут)	
		т. (уголь)	
		т.(прочие)	
		тыс.руб.	372,84
2.	Электроэнергия на технологические нужды	тыс.кВтч	16,70
		тыс.руб.	59,55
3.	Вода на технологические нужды	тыс. м3	0,50
		тыс.руб.	0,0
4.	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, в том числе:	тыс.руб.	22,59
4.1.	Вспомогательные материалы	тыс.руб.	7,69

4.1.1.	в том числе: реагенты	тыс.руб.	5,25
4.2.	Услуги сторонних (подрядных) организаций	тыс.руб.	14,90
4.2.1.	в том числе:	тыс.руб.	12,71
	техническое обслуживание		
4.2.2.	капитальный ремонт	тыс.руб.	
4.3.	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	
4.4.	Ремонт и техническое обслуживание	тыс.руб.	
4.4.1.	в том числе:	тыс.руб.	
	капитальный ремонт (хоз. способ)		
5.	Фонд оплаты труда ППП	тыс.руб.	41,49
6.	Страховые взносы социального характера	тыс.руб.	12,53
7.	Прочие прямые расходы, в том числе:	тыс.руб.	14,32
7.1.	аренда производственного оборудования	тыс.руб.	14,32
8.	Цеховые расходы	тыс.руб.	36,84
9.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	66,55
10.	Налоги, в том числе:	тыс.руб.	0,43
10.1.	земельный налог	тыс.руб.	
10.2.	плата за выбросы	тыс.руб.	0,43
10.3.	транспортный налог	тыс.руб.	
11.	Итого производственная себестоимость	тыс.руб.	627,14
12.	Недополученный по независящим причинам доход	тыс.руб.	
13.	Налог при применении УСН	тыс.руб.	6,75
14.	Избыток средств в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	
15.	Прибыль расчетная	тыс.руб.	86,88
16.	Рентабельность	%	13,85
17.	Выработка тепловой энергии	Гкал	562,58
18.	Собственные нужды котельных	Гкал	13,11
19.	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	Гкал	61,87
		%	11,3
20.	Отпуск тепловой энергии от котельной (Qотп)	Гкал	487,60
21.	Удельный расход условного топлива на производство единицы тепловой энергии	кг у.т./Гкал	153,20
22.	Удельный расход электрической энергии на производство единицы тепловой энергии	кВт.ч/Гкал	29,60
23.	Удельный расход холодной воды на производство единицы тепловой энергии	куб.м/Гкал	0,8

Данные в таблице 24 представлены за сентябрь- декабрь 2014 года, в связи с тем, что котельная эксплуатировалась ООО «Свет» с сентября 2014 года, за первое полугодие 2014 года данные отсутствуют.

По котельной №3 данные ООО «ЭнергоРезерв» не представлены ввиду того, что котельная эксплуатируется организацией с мая 2015 года.

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

В таблице 25 и на рисунке 32 представлена динамика тарифов на тепловую энергию, установленных РЭК УР.

Таблица 25 – Тарифы на тепловую энергию для потребителей МО «Понинское»

Теплоисточник	Периоды					
	2013		2014		2015	
	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол
с. Понино (ООО «Теплоресурс»)	1 524,34	1 740,08	1 707,26	1 778,64	1 778,64	1 928,82
д. Золотарево (ООО "Свет")				1450,51	1450,51	1487,65
с. Понино больница (ООО "ЭнергоРезерв")					5472,84	5472,84
с. Понино больница (ООО "Теплоресурс")	3474,1	4303,64	4303,64	4484,03		

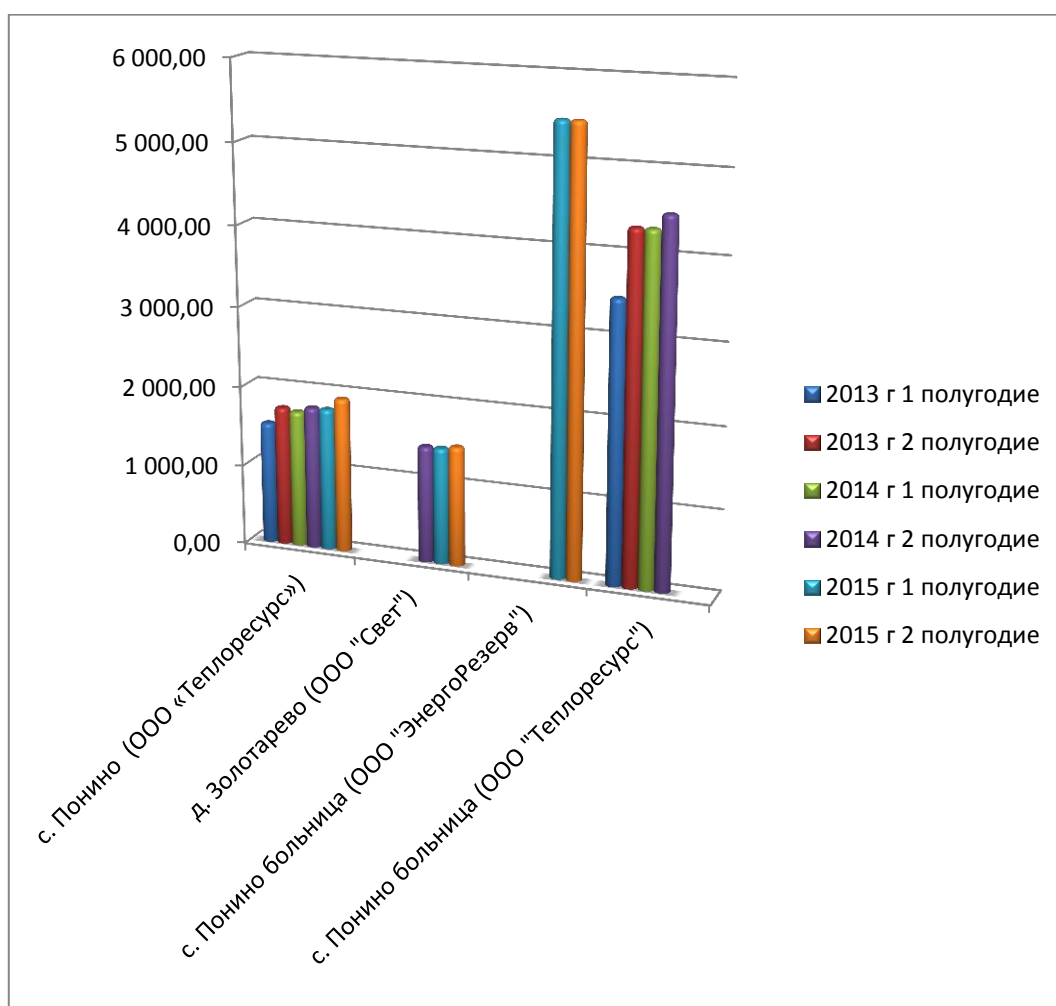


Рис 32 Динамика тарифов на тепловую энергию по годам

Анализируя тарифы по поселению делаем выводы о том, что наибольший тариф поселения утвержден для источника тепловой энергии в с. Понино больница его стоимость составляет 5 472,84 руб/Гкал, самый низкий тариф поселения по котельной №2

для потребителей д. Золотарево стоимость 1 Гкал во втором полугодии 2015 года составляет 1487,65 руб. Снижения тарифов по годам не наблюдается. Средний рост тарифа поселения по годам составил 14%.

**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. 26). На рис 33 представлена структура утвержденных тарифов по МО «Понинское» для котельной №1.

Таблица 26 Калькуляция статей затрат на производство и передачу тепловой энергии по котельной №1 на 2015 г

Наименование статьи	Ед. изм.	Принято РЭК на 2015 год
Топливо на технологические нужды	тыс.м ³ (газ)	642,28
	т. (мазут)	0,00
	т. (уголь)	0,00
	т.(прочие)	0,00
	тыс.руб.	3 284,46
Электроэнергия на технологические нужды	тыс.кВтч	106,01
	тыс.руб.	433,69
Вода на технологические нужды	тыс. м ³	2,30
	тыс.руб.	72,81
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, в том числе:	тыс.руб.	516,63
Вспомогательные материалы	тыс.руб.	11,00
в том числе: реагенты	тыс.руб.	11,00
Услуги сторонних (подрядных) организаций	тыс.руб.	295,63
в том числе: техническое обслуживание	тыс.руб.	258,63
капитальный ремонт	тыс.руб.	37,00
Ремонт и техническое обслуживание	тыс.руб.	210,0
в том числе: капитальный ремонт (хоз. способ)	тыс.руб.	
Фонд оплаты труда ППП	тыс.руб.	943,18
Страховые взносы социального характера	тыс.руб.	284,84
Прочие прямые расходы, в том числе:	тыс.руб.	700,78

аренда производственного оборудования	тыс.руб.	700,78
Цеховые расходы	тыс.руб.	451,93
Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	1 241,41
Налоги, в том числе:	тыс.руб.	
плата за выбросы	тыс.руб.	
Итого производственная себестоимость	тыс.руб.	7 929,72
Отпуск тепловой энергии от котельной (Qотп) или полезный отпуск	Гкал	4 397,90
в том числе 1 полугодие		2 435,12
июль-август		418,75
сентябрь-декабрь		1 544,03
Себестоимость 1 Гкал (п.11/п.12)	руб./Гкал	1 803,07
Недополученный по независящим причинам доход	тыс.руб.	146,02
Избыток средств в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	41,94
Рентабельность	%	1,05
Всего (п.11+п.14-п.16+п.17)	тыс.руб.	8 117,06
Тариф производства тепловой энергии (п.18/п.12)	руб./Гкал	1 845,67

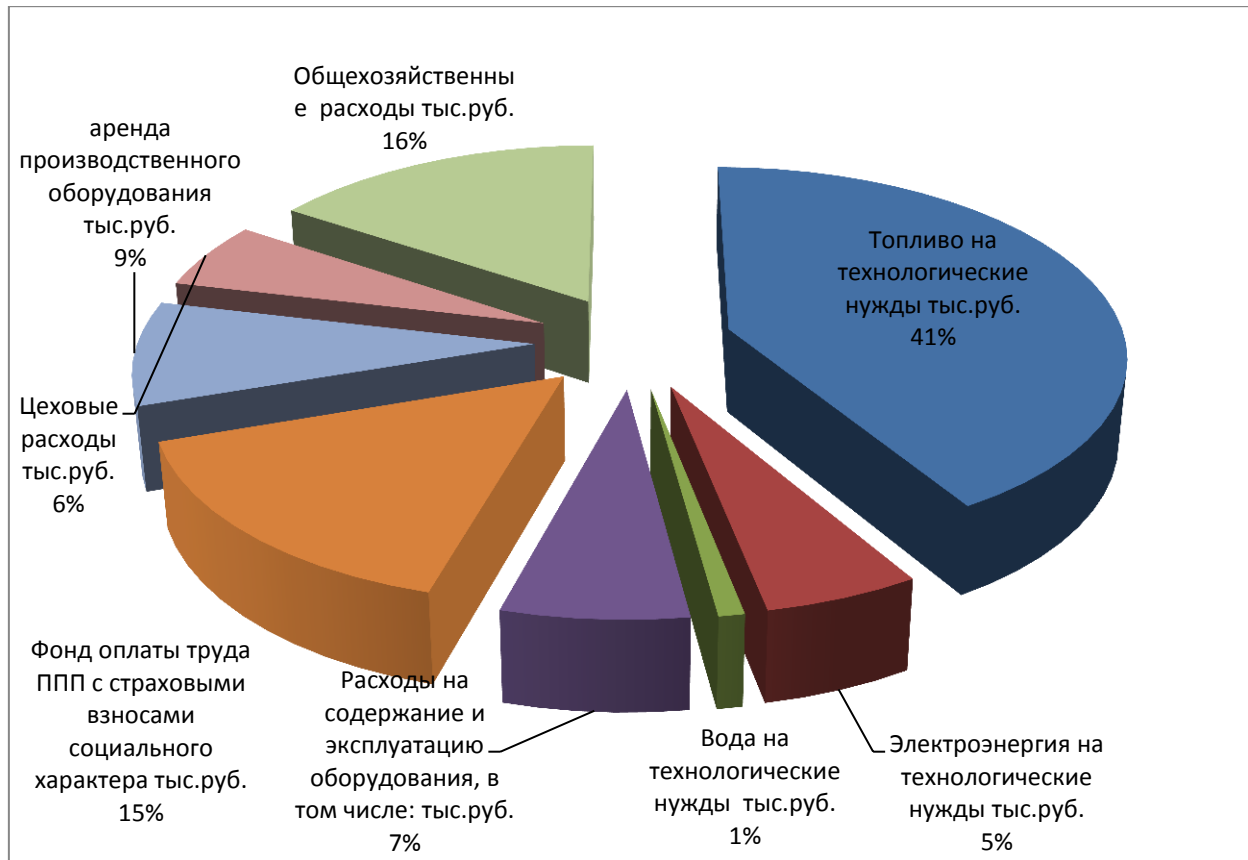


Рис 33 Структура тарифа на 2015 год по котельной №1

В структуре тарифа на тепловую энергию по котельным №1 доминирует топливная составляющая, в структуре она занимает 41%. Оплата труда со страховыми взносами социального характера занимает 15% в структуре тарифа. Электроэнергия – 5%. Общехозяйственные расходы составляют 16%. Остальные составляющие по разбивкам не превышают 0,5-10%. Это приводит, в частности, к нехватке денежных средств на ремонты и техническое обслуживание котельных и тепловых сетей.

Приводимая ниже калькуляция статей затрат на производство и передачу тепловой энергии соответствует калькуляции, разработанной Региональной энергетической комиссией УР (см табл. 27). На рис 34 представлена структура утвержденных тарифов по МО «Понинское» котельной №2.

Таблица 27 Калькуляция статей затрат на производство и передачу тепловой энергии по котельной №2 на 2015 г

Наименование статьи	Ед. изм.	Принято РЭК на 2015 год
Топливо на технологические нужды	тыс.м ³ (газ)	162,41
	т. (мазут)	0,00
	т. (уголь)	0,00
	т.(прочие)	0,00
	тыс.руб.	809,21
Электроэнергия на технологические нужды	тыс.кВтч	48,32
	тыс.руб.	233,77
Вода на технологические нужды	тыс. м ³	0,57
	тыс.руб.	12,49
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, в том числе:	тыс.руб.	208,92
Вспомогательные материалы	тыс.руб.	
в том числе: реагенты	тыс.руб.	
Услуги сторонних (подрядных) организаций	тыс.руб.	208,92
в том числе: техническое обслуживание	тыс.руб.	83,92
капитальный ремонт	тыс.руб.	125,00
Ремонт и техническое обслуживание	тыс.руб.	
в том числе: капитальный ремонт (хоз. способ)	тыс.руб.	
Фонд оплаты труда ППП	тыс.руб.	97,03
Страховые взносы социального характера	тыс.руб.	29,30
Прочие прямые расходы, в том числе:	тыс.руб.	182,41
аренда производственного оборудования	тыс.руб.	182,41

Цеховые расходы	тыс.руб.	0,00
Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	146,83
Налоги, в том числе:	тыс.руб.	5,00
плата за выбросы	тыс.руб.	5,0
Итого производственная себестоимость	тыс.руб.	1 724,97
Отпуск тепловой энергии от котельной (Qотп)	Гкал	1 142,89
в том числе 1 полугодие	Гкал	640,04
июль-август	Гкал	60,57
сентябрь-декабрь	Гкал	442,28
Себестоимость 1 Гкал (п.11/п.12)	руб./Гкал	1 509,30
Недополученный по независящим причинам доход	тыс.руб.	17,42
Избыток средств в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	
Рентабельность	%	
Всего	тыс.руб.	1 742,39
Тариф производства тепловой энергии	руб./Гкал	1 524,55

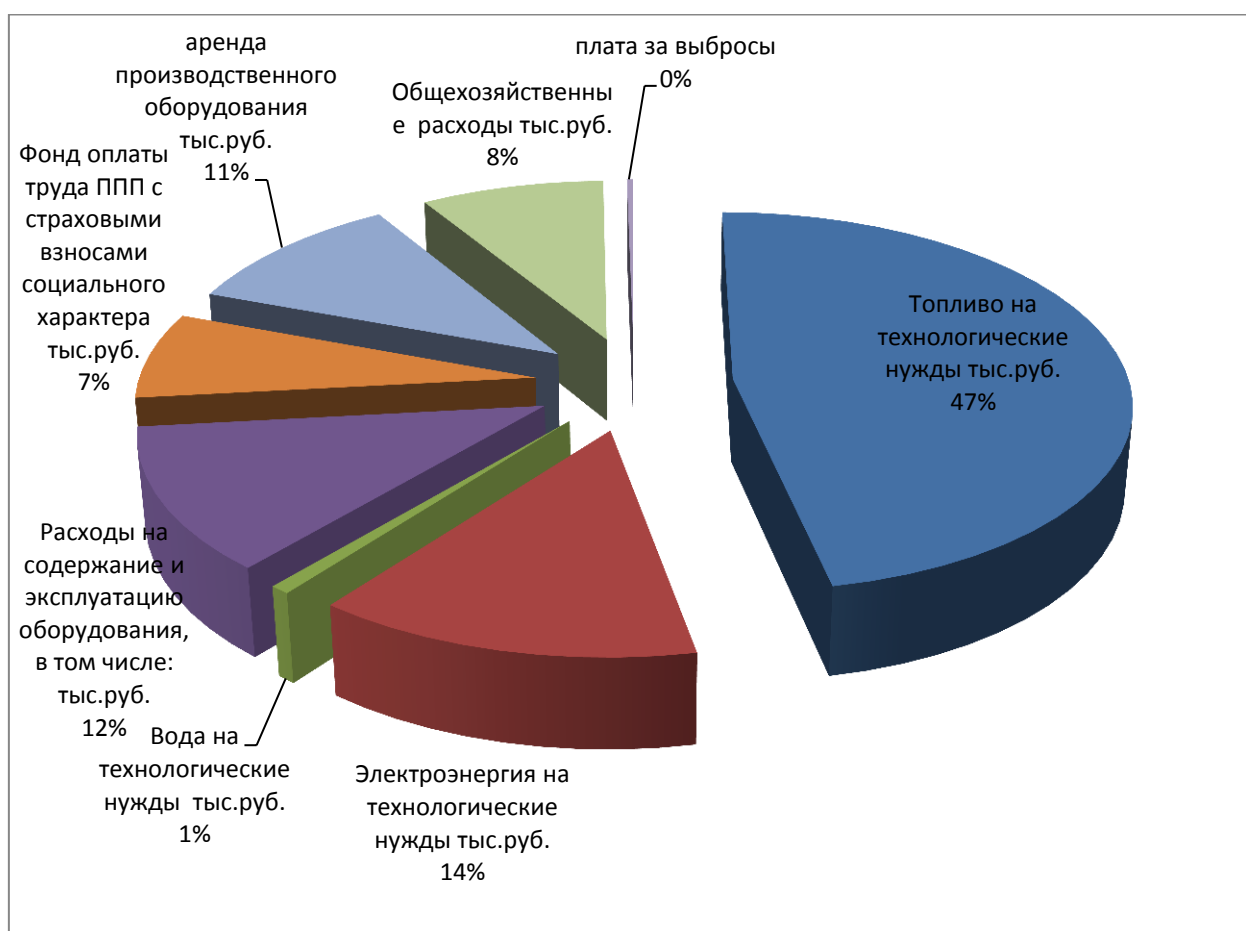


Рис 34 Структура тарифа на 2015 год по котельной №2

В структуре тарифа на тепловую энергию по котельным №2 доминирует топливная составляющая, в структуре она занимает 47%. Электроэнергия – 14%. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования составляют 12%. Аренда производственного оборудования в структуре тарифа составляет 11%. Оплата труда со страховыми взносами социального характера занимает 7% в структуре тарифа. Общехозяйственные расходы составляют 8%. Остальные составляющие по разбивкам не превышают 0,5-1%.

Приводимая ниже калькуляция статей затрат на производство и передачу тепловой энергии соответствует калькуляции, разработанной Региональной энергетической комиссией УР (см табл. 28). На рис 35 представлена структура утвержденных тарифов по МО «Понинское» котельной №3.

Таблица 28 Калькуляция статей затрат на производство и передачу тепловой энергии по котельной № 3 на май-декабрь 2015 г

Наименование статьи	Ед. изм.	Принято РЭК на 2015 год
Топливо на технологические нужды	тыс.м ³ (газ)	
	т. (мазут)	
	т. (уголь)	49,85
	т.(прочие)	
	тыс.руб.	211,67
Электроэнергия на технологические нужды	тыс.кВтч	6,18
	тыс.руб.	26,48
Вода на технологические нужды	тыс. м ³	0,0
	тыс.руб.	0,0
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, в том числе:	тыс.руб.	60,00
Вспомогательные материалы	тыс.руб.	20,00
в том числе: реагенты	тыс.руб.	
Услуги сторонних (подрядных) организаций	тыс.руб.	15,00
в том числе: техническое обслуживание	тыс.руб.	15,00
капитальный ремонт	тыс.руб.	
Ремонт и техническое обслуживание	тыс.руб.	25,00
в том числе: капитальный ремонт (хоз. способ)	тыс.руб.	
Фонд оплаты труда ППП	тыс.руб.	162,29
Страховые взносы социального характера	тыс.руб.	49,01
Прочие прямые расходы, в том числе:	тыс.руб.	10,50
аренда производственного оборудования	тыс.руб.	10,50

Цеховые расходы	тыс.руб.	
Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	301,04
Налоги, в том числе:	тыс.руб.	5,0
плата за выбросы	тыс.руб.	5,0
Итого производственная себестоимость	тыс.руб.	825,98
Отпуск тепловой энергии от котельной (Qотп)	Гкал	149,40
в том числе 1 полугодие	Гкал	6,50
июль-август	Гкал	
сентябрь-декабрь	Гкал	142,90
Себестоимость 1 Гкал (п.11/п.12)	руб./Гкал	5528,68
Недополученный по независящим причинам доход	тыс.руб.	8,34
Избыток средств в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	
Рентабельность	%	0,0
Всего	тыс.руб.	817,64
Тариф производства тепловой энергии	руб./Гкал	5472,84

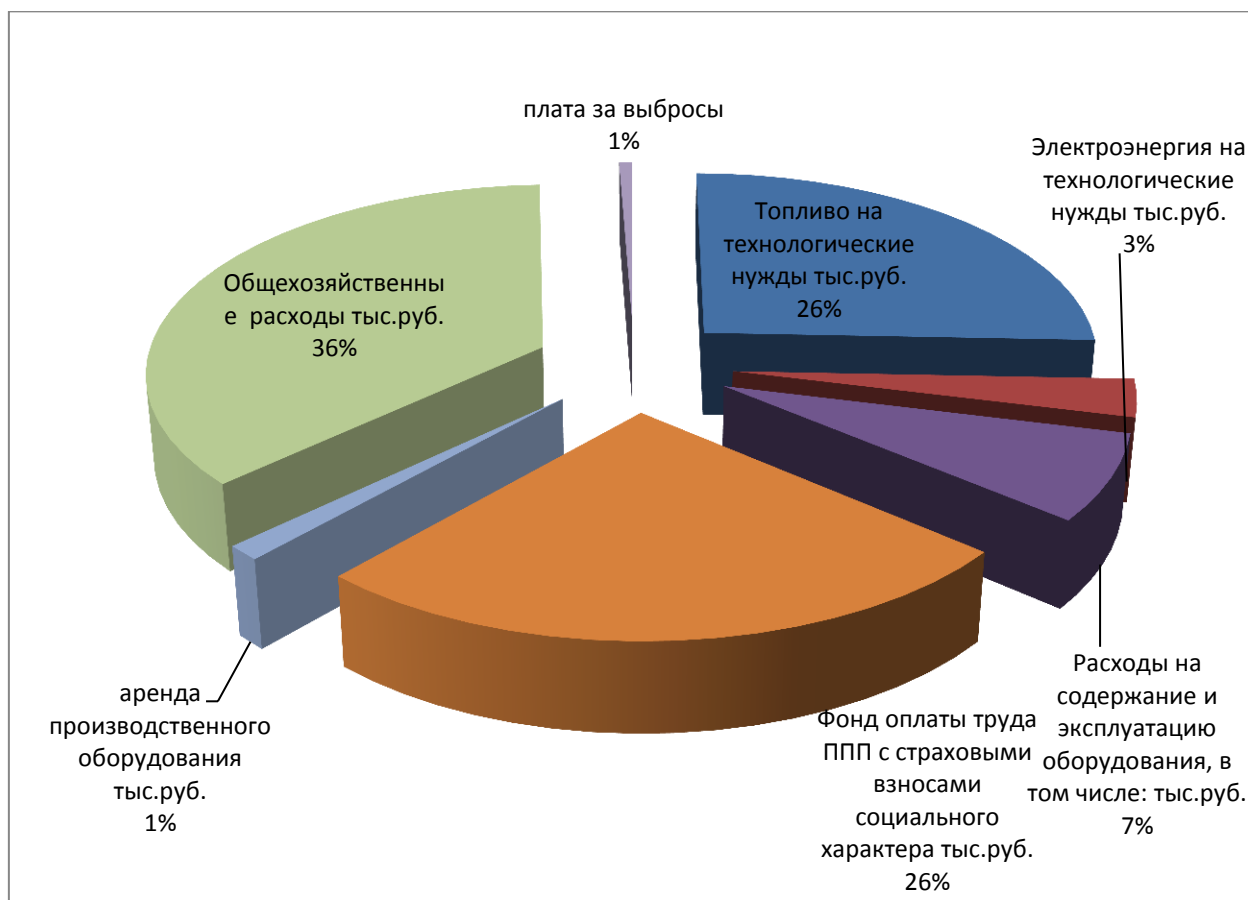


Рис 35 Структура тарифа на май- декабрь 2015 год по котельной №3

Тариф по котельной №3 утвержден на май-декабрь 2015, поэтому общехозяйственные расходы составляют 36%, топливо на технологические нужды и фонд оплаты труда со взносами социального характера составляют по 26 % каждая статья, остальные составляющие не превышают 7%.

**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 «Понинское» 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.* Котельная не оборудована средствами автоматизации. На всех источниках теплоты поселения не установлены 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 водоподготовительной установки теплоносителя на котельной №3* 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 и тепловых сетей по всем котельным поселения МО «Понинское»,* что 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.**

Снабжение твердым топливом (уголь) регулярное по мере надобности без задержек. Котельные, работающие на природном газе, отключений и прекращений подачи в отопительный период не было.

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

Предписаний надзорных органов влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения не было.

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 29.

Таблица 29. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.

Наименование теплоисточника	Потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха Гкал		
	Отопление и вентиляция	ГВС	Всего
Котельная №1	4 783,15	-	4 783,15
Котельная №2	1 219,01	-	1 219,01
Котельная №3	401,34	-	401,34
Итого по МО «Понинское»	6 403,50		6 403,50

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

Общий уровень потребления тепла на цели теплоснабжения муниципального образования «Понинское» составляет максимально 6 403,50 Гкал/год. Теплоснабжение Муниципального Образования в настоящее время осуществляется от 3 котельных, которые отапливают многоквартирные дома, 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 «Понинское» в населенных пунктах, где существуют котельные, генеральным планом МО «Понинское» запланировано строительство сельского дома культуры в д. Золотарево. 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 теплопотребления.

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

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

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

Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов.

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 теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предполагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.

Потребление тепловой энергии на нужды отопления рассчитаны с учетом перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление удовлетворяющих требованиям энергетической эффективности объектов теплопотребления указанных в п. 3 гл. 2 «Обосновывающих материалов». Результаты расчетов сведены в таблицу 30. На рис 36 показана динамика изменения потребления тепловой энергии по годам.

Таблица 30 Перспективное потребление тепловой энергии на нужды отопления.

Наименование теплоисточника	Потребление тепловой энергии, Гкал		
	2015-2019	2020-2024	2025-2031
Котельная №1	4 783,15	4 783,15	4 783,15
Котельная №2	1 219,01	1 219,01	1311,37
Котельная №3	401,34	401,34	401,34
Итого по МО «Понинское»	6 403,50	6 403,50	6 505,86

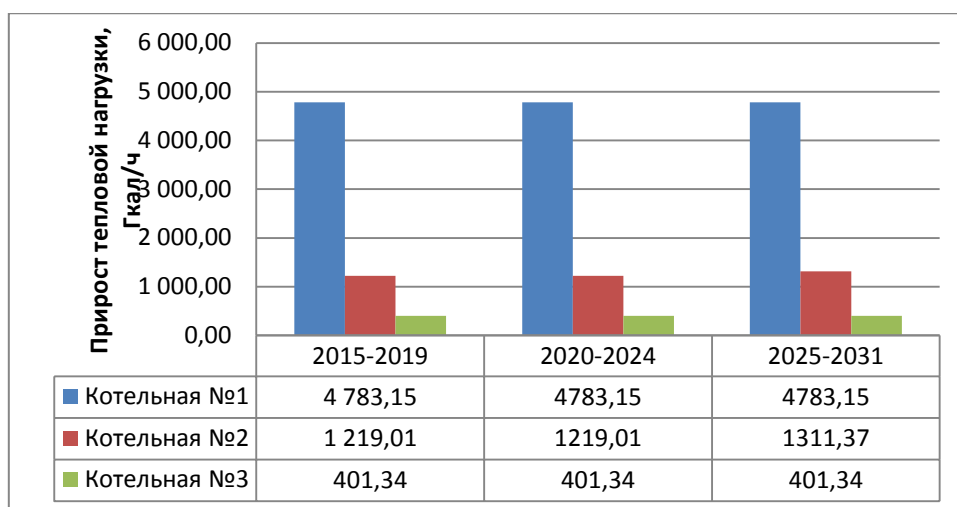


Рис 36 Динамика изменения потребления тепловой энергии по котельным

Из таблицы 30 и рис. 36 видно, прироста и снижение объемов потребления тепловой энергии до 2031 года по котельным №№ 1 и 3 не планируется. По котельной №2 в связи с плановым присоединением сельского дома культуры увеличивается потребление тепловой энергии, и к 2031 году будет составлять 1 311,37 Гкал. Общий объем потребления тепловой энергии в поселении к 2031 году будет составлять 6 505,86 Гкал.

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения 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 теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления представлены в таблице 31.

Таблица 31 Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения.

Наименование теплоисточника	Потребление тепловой энергии, Гкал								
	2015-2019			2020-2024			2025-2031		
	Отопле ние и вентиля ция	ГВС	Всего	Отопле ние и вентиля ция	ГВС	Всего	Отопле ние и вентиля ция	ГВС	Всего
Котельная №1	4 783,15	-	4 783,15	4 783,15	-	4 783,15	4 783,15	-	4 783,15
Котельная №2	1 219,01	-	1 219,01	1 219,01	-	1 219,01	1311,37	-	1311,37
Котельная №3	401,34	-	401,34	401,34	-	401,34	401,34	-	401,34
Итого по МО «Понинское»	6 403,50	-	6 403,50	6 403,50	-	6 403,50	6 505,86	-	6 505,86

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 «Понинское» 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 «Понинское» до 2031 г.

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

В таблице 32 приведены балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия котельных по МО «Понинское» по годам в период до 2031 года.

Таблица 32 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельных поселения МО «Понинское»

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	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ ч	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
Собственные нужды	Гкал/ ч	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Тепловая мощность нетто	Гкал/ ч	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
Потери тепловой мощности	Гкал/ ч	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ ч	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ ч	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
отопление	Гкал/ ч	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности	+	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
Доля резерва	%	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8
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	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ ч	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Собственные нужды	Гкал/ ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Тепловая мощность нетто	Гкал/ ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Потери тепловой мощности	Гкал/ ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,55	0,55	0,55
отопление	Гкал/ ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,55	0,55	0,55
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности	+	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,22	0,22	0,22
Доля резерва	%	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	29,0	29,0	29,0

		93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	39	39	39
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	0,27	0,27	0,27	0,27	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
Располагаемая тепловая мощность оборудования	Гкал/ ч	0,27	0,27	0,27	0,27	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
Собственные нужды	Гкал/ ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Тепловая мощность нетто	Гкал/ ч	0,26	0,26	0,26	0,26	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Потери тепловой мощности	Гкал/ ч	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4
потери мощности в тепловой сети	Гкал/ ч	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4	0,00 4
Присоединенная тепловая нагрузка, т.ч.:	Гкал/ ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
отопление	Гкал/ ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Резерв(+)/ дефицит(-) тепловой мощности	+	0,16	0,16	0,16	0,16	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Доля резерва	%	63,1	63,1	63,1	63,1	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3

Из таблицы видно, что по котельной №1 резерв тепловой мощности, присоединенная тепловая нагрузка, располагаемая тепловая мощность не изменяется. По котельной №2 присоединенная тепловая нагрузка увеличивается в связи с плановой постройкой и подключением сельского дома культуры в 2029 г. Резерв тепловой мощности котельной снижается до 0,224 Гкал/ч. По котельной №3 Установленная и располагаемая тепловая мощность снижается в связи с плановым вводом в эксплуатацию газовой блочно – модульной котельной установленная мощность с 2017 года будет составлять 0,172 Гкал/ч, присоединенная тепловая нагрузка не изменяется. Резерв тепловой мощности к 2031 году будет составлять 0,061 Гкал/ч.

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 «Понинское» 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 «Понинское».

Анализ приведенных балансов тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки источников тепла показывает, что тепловой мощности котельных поселения МО «Понинское» 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 не одна котельная поселения не оснащена 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). Установка ХВП по всем котельным поселения планируются установить не позднее 2018 г.

Объем воды в системах теплоснабжения при отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать равным 65 м³ 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 37 и в таблице 33 представлены перспективные объемы теплоносителя для развития системы теплоснабжения, с учетом предлагаемых к реализации мероприятий по новому строительству.

Таблица 33 – Перспективный баланс теплоносителя для развития системы теплоснабжения

Наименование	Ед изм	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Располагаемая тепловая мощность теплоисточника	Гкал/ч	4,320	4,320	4,320	4,320	4,320	4,320	4,320	4,320	4,320	4,320	4,320	4,320	4,320	4,320	4,320	4,320	4,320	4,320
Максимальный расчётный объём теплоносителя	куб м	326,29	326,29	326,29	326,29	326,29	326,29	326,29	326,29	326,29	326,29	326,29	326,29	326,29	326,29	326,29	326,29	326,29	326,29
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
Расчётный объём теплоносителя в эксплуатационном режиме	куб м	83,93	83,93	83,93	83,93	83,93	83,93	83,93	83,93	83,93	83,93	83,93	83,93	83,93	83,93	83,93	83,93	83,93	83,93
Расчётная производительность ВПУ	куб м/ч	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
Расчётная подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	куб м/ч	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Расчётная подпитки тепловой сети в период повреждения участка	куб м/ч	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
Резерв(+)/дефицит(-)	куб м/ч	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36	242,36
Доля резерва	%	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72
Котельная №2																			
Располагаемая тепловая мощность теплоисточника	Гкал/ч	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Максимальный расчётный объём теплоносителя	куб м	64,96	64,96	64,96	64,96	64,96	64,96	64,96	64,96	64,96	64,96	64,96	64,96	64,96	64,96	64,96	64,96	64,96	64,96
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,55	0,55	0,55
Расчётный объём теплоносителя в эксплуатационном режиме	куб м	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	41,30	41,30	41,30
Расчётная производительность ВПУ	куб м/ч	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
Расчётная подпитка тепловой сети в эксплуатационном режиме	куб м/ч	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,31	0,31	0,31

Расчетная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	куб м/ч	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,83	0,83	0,83
Резерв(+)/дефицит(-)	куб м/ч	26,89	26,89	26,89	26,89	26,89	26,89	26,89	26,89	26,89	26,89	26,89	26,89	26,89	26,89	26,89	23,66	23,66	23,66
Доля резерва	%	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	58,60	63,58	63,58	63,58
Наименование	Ед изм	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2031		
Располагаемая тепловая мощность теплоисточника	Гкал/ч	0,27	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172		
Максимальный расчётный объём теплоносителя	куб м	20,39	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99		
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09		
Расчётный объём теплоносителя в эксплуатационном режиме	куб м	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04		
Расчетная производительность ВПУ	куб м/ч	0,15	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10		
Расчетная подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	куб м/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05		
Расчетная подпитки тепловой сети в период повреждения участка	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		
Резерв(+)/дефицит(-)	куб м/ч	13,35	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95		
Доля резерва	%	34,52	54,19	54,19	54,19	54,19	54,19	54,19	54,19	54,19	54,19	54,19	54,19	54,19	54,19	54,19	54,19		

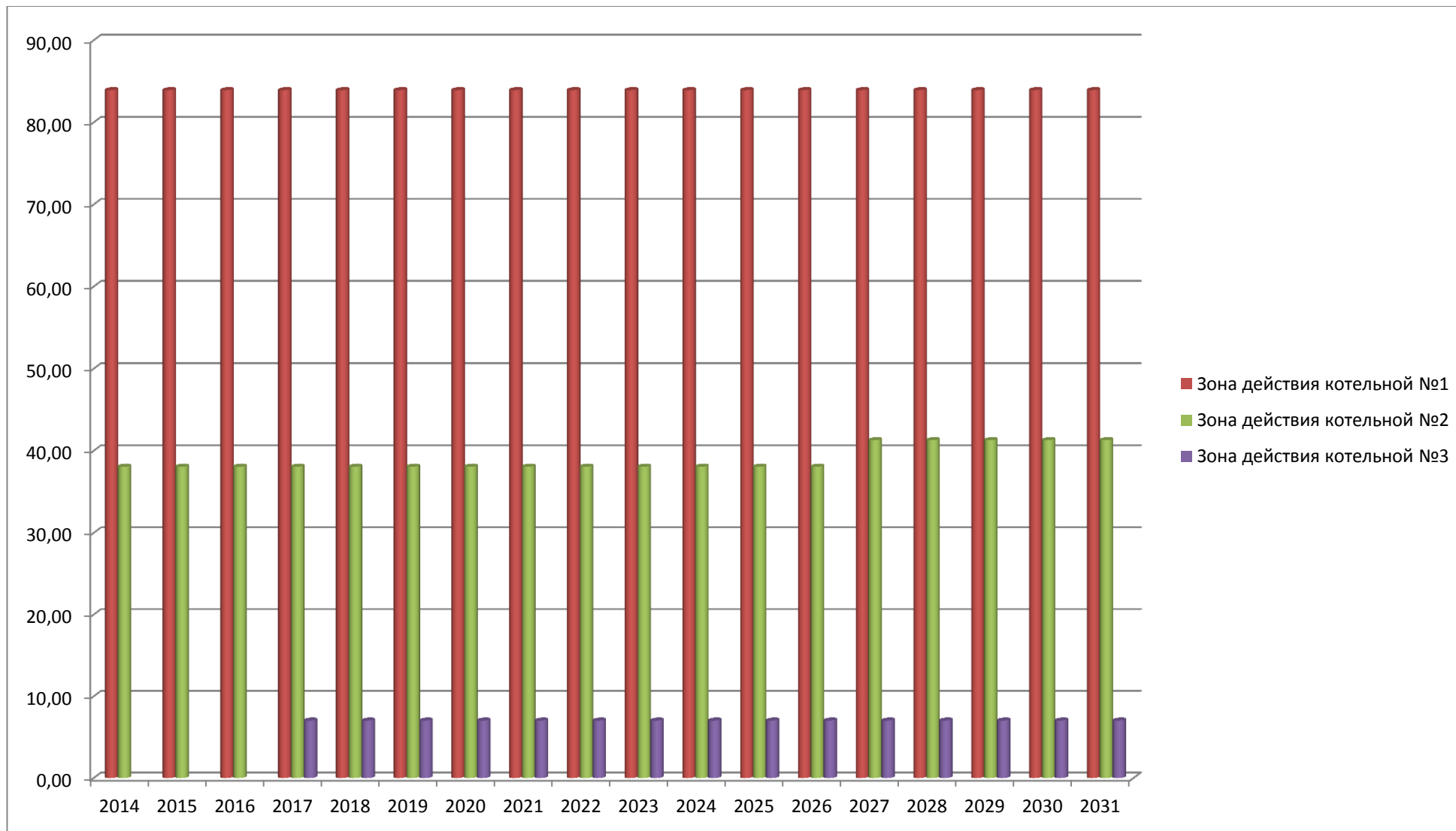


Рис 37 Перспективные объемы теплоносителя в эксплуатируемом режиме поселения до 2031 г

Анализ таблицы 33 и рис 37 показывает, что резервы мощностей ВПУ до 2031 года по всем котельным поселения будут присутствовать. Плановая установка химводоподготовки по котельной №3 в 2017 году.

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

Генеральным планом поселения в зоне действия котельной №2 предусмотрено строительство нового сельского дома культуры, в зоне действия котельных №№ 1 и 3 не предусмотрено строительство новых объектов, в связи с этим на весь период действия системы теплоснабжения предусмотрена существующая нагрузка потребителей.

В зонах действия источников тепловой энергии №№1,2 после истечения срока эксплуатации действующего оборудования предлагается техническое перевооружение данных котельных на более современное и энергоэффективное оборудование на тот период времени для обеспечения качественного и надежного теплоснабжения существующих потребителей.

В зоне действия котельной №3 планируется установка блочно - модульной котельной, работающей на природном газе.

Блочно – модульные котельные поставляются в максимальной заводской готовности в виде транспортабельных блок-модулей со смонтированным внутри тепломеханическим оборудованием, в комплекте с дымовой трубой (высота дымовой трубы может варьироваться).

Каркасы модуля котельной цельносварные, предохранены от коррозии путем грунтования и окраски эмалью. Стеновая и кровельная обшивки выполнены из клееных панелей типа «сэндвич» (наружная и внутренняя стороны – стальной оцинкованный лист с полимерным покрытием; наполнение – негорючие базальтовые плиты). Пол так же имеет слоеную структуру: к нижней части каркаса и поперечных балок прикреплен стальной лист (крепление производится таким образом, чтобы исключить проникновение внутрь влаги), рама пола заполняется негорючими базальтовыми плитами и закрывается стальным рифленным листом. Окна и двери выполнены из металлических конструкций. Монтаж модулей осуществляется с помощью болтовых скрытых соединений. Доставка блоков до места монтажа будет осуществляться ж/д платформой или низким тралом. На месте проведения монтажных работ необходимо установить на фундамент блок модульной котельной, подсоединить газоходы, подвести инженерные коммуникации (исходная вода, теплосеть – прямая и обратка, газопровод, электричество, канализация). После готовности инженерных сетей и монтажа котельной проводятся пуско-наладочные и режимно-наладочные работы.

В планах предприятия внутри блок модуля установка котлов марки RS – A 100 в количестве 2 шт. Водогрейные котлы серии «RS-A» предназначены для отопления жилых домов, зданий коммунально-бытового и производственного назначения, общественных зданий (школы, больницы, социальные и торговые центры).

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

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

Котел является газовым водогрейным аппаратом с водотрубным скоростным теплообменником. Теплообменник состоит из труб оребренных стальной лентой – это позволило максимально уменьшить габариты котла, сохранив достаточную площадь теплообменной поверхности. Для интенсивного охлаждения теплообменника, скорость воды в трубах котла должна поддерживаться в пределах 1,5-2,3 м\с. Благодаря высокой скорости - в котле создается турбулентное движение водяного потока, что препятствует появлению отложений солей на стенках труб и делает котел более неприхотливым к качеству воды.

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

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

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

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

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

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

Подготовка исходной воды для питания котлов осуществляется с помощью блока водоподготовки. Для компенсации теплового расширения воды в циркуляционном контуре, а так же для обеспечения бесперебойной работы котельной, при кратковременных перебоях в подаче исходной воды, установлены бак-аккумулятор и

расширительный бак соответственно. Насосная группа обеспечивает: циркуляцию теплоносителя в контуре отопления, циркуляцию теплоносителя в котловом контуре (насос на каждый котел); снабжение котельной исходной водой. Запас исходной воды осуществляется в баке-аккумуляторе. Из бака-аккумулятора исходная вода подается на химводоочистку. После водоподготовки вода подается в расширительный бак, а затем на подпитку водогрейных котлов.

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

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

Капитальные затраты на строительство теплоисточников приведены в таблице 34.

Таблица 34 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						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
Техническое перевооружение котельной №2																	
ПИР							708,0										708,0

Оборудование							1409,0										1409,0
СМР и ПНР							1208,0	—	—	—	—	—	—	—	—		1208,0
Всего капитальные затраты							3325,0	—	—	—	—	—	—	—	—		3325,0
Прочие и непредвиденные расходы							175,0	—	—	—	—	—	—	—	—		175,0
Всего смета проекта							3500,0	—	—	—	—	—	—	—	—		3500,0
Строительство нового энергоисточника в зоне действия котельной №3																	
ПИР			450,0								—		850,0				1300,0
Оборудование			1050,0								—		1690,0				2740,0
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

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

Вывод в резерв и вывод из эксплуатации котельных в период действия схемы теплоснабжения не планируется.

По всем котельным поселения предлагается поддержание резервных источников тепловой энергии в технически исправном состоянии. Затраты на содержание резервных энергоисточников приведены в таблице 35.

Таблица 35 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																	
Содержание твердотопливных котлов						50,0				57,0					59,0		166,0
Резервная котельная в зоне действия источника тепловой энергии №2																	
Содержание твердотопливной ТКУ			50					57,0					59,0				166,0

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 «Понинское» 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 «Понинское» 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.

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

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 истощением эксплуатационного ресурса.

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

Капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей поселения приведены в таблице 36. На рис 38,39 изображены схемы тепловых сетей подлежащих реконструкции. На рис 38 сеть обозначена красным цветом, на рис 39- желтым.

Таблица 36 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				7000,0													7000,0
Тепловая сеть котельной №2																	
Реконструкция тепловой сети													7000,0				7000,0
Тепловая сеть котельной №3																	
Реконструкция тепловой сети		2500,0															2500,0



Рис 38 Схема тепловой сети в зоне действия котельной № 2 подлежащая реконструкции



Рис 39 Схема тепловой сети в зоне действия котельных № 3 подлежащая реконструкции.

.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 37-39 приведен перспективный максимальный часовой и годовой расход основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периода по поселению МО «Понинское». Плановая максимальная подключенная тепловая нагрузка по источникам тепловой энергии. Для всех котельных поселения расчет представлен по плановым нагрузкам с учетом ввода в эксплуатацию газовых котельных.

Таблица 37 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	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													
с. Понино	Отопление	1,1112	880,10	755,74	683,99	420,92	95,66	0,00	0,00	0,00	66,96	459,18	612,24	808,35	4783,150	
	ГВС		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Итого		1,1112	880,100	755,738	683,990	420,917	95,663	0,00	0,00	0,00	66,964	459,182	612,243	808,352	4783,150	
Тепловая нагрузка на собственные нужды котельной котельной,3%		0,0333	26,40	22,67	20,52	12,63	2,87	0,00	0,00	0,00	2,01	13,78	18,37	24,25	143,495	
Тепловая нагрузка на покрытие потерь в тепловых сетях, 10%		0,1111	88,010	75,574	68,399	42,092	9,566	0,000	0,000	0,000	6,696	45,918	61,224	80,835	478,315	
Всего		1,2557	994,513	853,984	772,909	475,636	108,099	0,00	0,00	0,00	75,669	518,876	691,835	913,438	5404,960	
Максимальный часовой расход газа, м³/ч		151,679														
Выработка котельной, Гкал/мес			994,513	853,984	772,909	475,636	108,099	0,000	0,000	0,000	75,669	518,876	691,835	913,438	5404,960	
		Расчет потребления газа														
Месячный расход натурального топлива, тыс. м³/мес			138,127	118,609	107,349	66,061	15,014	0,000	0,000	0,000	10,510	72,066	96,088	126,866	750,689	
Квартальный расход натурального топлива, тыс. м³/квартал			364,084			81,074			10,510			295,021				
Годовой расход натурального топлива, тыс. м³/год			750,689													
Годовой расход условного топлива, ТУТ/год			857,930													
Удельный расход топлива на выработку тепла теплогенератором, кгУТ/Гкал			156,98													

Таблица 38 Расчет потребности в топливе, максимальная часовая нагрузка по месяцам и году по котельной №2

Потребитель	Максимальная часовая тепловая нагрузка, Гкал/час		Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовая тепловая нагрузка, Гкал/год
			Продолжительность отопительного (зимнего) периода, сутки												
			31	28	31	30	10	0	0	0	9	31	30	31	
			Продолжительность неотапливаемого (летнего) периода, сутки												
			0	0	0	0	21	30	31	31	21	0	0	0	
			Тепловая нагрузка по месяцам, Гкал/мес												
	Отопление	0,5044	241,29	207,20	187,53	115,40	26,23	0,00	0,00	0,00	18,36	125,89	167,86	221,62	1311,370
	ГВС		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого		0,5044	241,292	207,196	187,526	115,401	26,227	0,00	0,00	0,00	18,359	125,892	167,855	221,622	1311,370
Тепловая нагрузка на собственные нужды котельной котельной,5%		0,0252	12,0646	10,3598	9,3763	5,7700	1,3114	0,0000	0,0000	0,0000	0,9180	6,2946	8,3928	11,0811	65,569
Тепловая нагрузка на покрытие потерь в тепловых сетях, 10%		0,0504	24,1292	20,719646	18,752591	11,540056	2,62274	0	0	0	1,835918	12,5892	16,7855	22,1622	131,137
Всего		0,5800	277,486	238,276	215,655	132,711	30,162	0,00	0,00	0,00	21,113	144,775	193,034	254,865	1508,076
Максимальный часовой расход газа, нм³/ч		23,685													
Выработка котельной, Гкал/мес			277,486	238,276	215,655	132,711	30,162	0,000	0,000	0,000	21,113	144,775	193,034	254,865	1508,076
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			38,540	33,094	29,952	18,432	4,189	0,000	0,000	0,000	2,932	20,108	26,810	35,398	209,455
Квартальный расход натурального топлива, тыс. нм³/квартал			101,586			22,621			2,932			82,316			
Годовой расход натурального топлива, тыс. нм³/год			209,455												
Годовой расход условного топлива, ТУТ/год			239,377												

Таблица 39 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												
с. Понино больница	Отопление	0,0931	73,85	63,41	57,39	35,32	8,03	0,00	0,00	0,00	5,62	38,53	51,37	67,83	401,340
	ГВС		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого		0,0931	73,847	63,412	57,392	35,318	8,027	0,00	0,00	0,00	5,619	38,529	51,372	67,826	401,340
Тепловая нагрузка на собственные нужды котельной котельной,5%		0,0020	3,69	3,17	2,87	1,77	0,40	0,00	0,00	0,00	0,28	1,93	2,57	3,39	20,067
Тепловая нагрузка на покрытие потерь в тепловых сетях, 15,%		0,0197	11,077	9,512	8,609	5,298	1,204	0,000	0,000	0,000	0,843	5,779	7,706	10,174	60,201
Всего		0,1148	88,616	76,094	68,870	42,382	9,632	0,00	0,00	0,00	6,743	46,234	61,646	81,392	481,608
Максимальный часовой расход газа, нм³/ч		13,055													
Выработка котельной, Гкал/мес			88,616	76,094	68,870	42,382	9,632	0,000	0,000	0,000	6,743	46,234	61,646	81,392	481,608
			Расчет потребления газа												
Месячный расход натурального топлива, тыс. нм³/мес			12,173	10,452	9,460	5,822	1,323	0,00	0,00	0,00	0,926	6,351	8,468	11,180	66,155
Квартальный расход натурального топлива, тыс. нм³/квартал			32,085			7,145			0,926			25,999			
Годовой расход натурального топлива, тыс. нм³/год			66,155												
Годовой расход условного топлива, ТУТ/год			75,606												
Удельный расход топлива на выработку тепла теплогенератором, кгУТ/Гкал			156,98												

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

В качестве основного вида топлива на котельных № 1,2,3 используется уголь. Резервным топливом являются дрова. Котельная №4 основное топливо – электрическая энергия, при аварийном отключении электрической энергии, для выработки тепловой энергии используется резервный твердотопливный котел, резервное топливо - дрова. Расчет нормативов неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) на перспективу осуществлялся согласно приказу Министерства энергетики РФ от 4 сентября 2008 г. N 66 по формуле:

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

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;

$Q_{\text{Н}}^{\text{р}}$ - 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 40 приведен расчет нормативных запасов аварийных видов топлива для каждого периода рассмотрения схемы теплоснабжения на источниках тепловой энергии поселения МО «Понинское».

Таблица 40 – Расчет нормативов неснижаемого запаса топлива на перспективу по котельным поселения МО «Понинское»

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)	4791,5	4791,5	4791,5	4791,5	4791,5	4791,5	4791,5	4791,5	4791,5	4791,5	4791,5	4791,5	4791,5	4791,5	4791,5	4791,5	4791,5
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.	52,17	52,17	52,17	52,17	52,17	52,17	52,17	52,17	52,17	52,17	52,17	52,17	52,17	52,17	52,17	52,17	52,174
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)	2173,25	2173,25	2173,25	2173,25	2173,25	2173,25	2173,25	2173,25	2173,25	2173,25	2173,25	2173,25	2173,25	2173,25	2173,25	2173,25	2173,25
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.	23,66	23,66	23,66	23,66	23,66	23,66	23,66	23,66	23,66	23,66	23,66	23,66	23,66	23,66	23,66	23,66	23,66
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 (уголь)			401,88	401,88	401,88	401,88	401,88	401,88	401,88	401,88	401,88	401,88	401,88	401,88	401,88	401,88	401,88

Теплота сгорания угля			4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Нормативный неснижаемый запас угля, т.н.т.			4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38
Котельной №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	401,88	401,88															
Теплота сгорания дров	1200	1200															
Нормативный неснижаемый запас дров, т.н.т.	16,41	16,41															

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 восстановлением (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. 40 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.

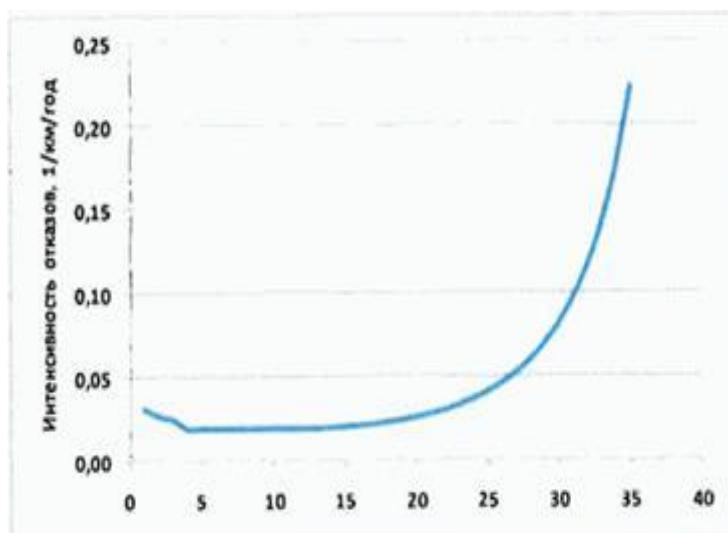


Рис. 40 Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

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. 41;

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

Таблица 41 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 «Понинское» 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 33,532млн. руб.

Расшифровка финансовых потребностей по объектам и периодам представлена в таблице 42.

Таблица 42 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				7000,0		6250,0				57,0					59,0		13366,0
Зона действия котельной №2																	
Всего потребности в финансировании			50,0				3500,0	57,0					7059,0				10666,0
Зона действия котельной №3																	
Всего потребности в финансировании		2500,0	2800,0										4200,0				9500,0

Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.

В качестве источников финансирования рассматриваются бюджетные средства, 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 43 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 43 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

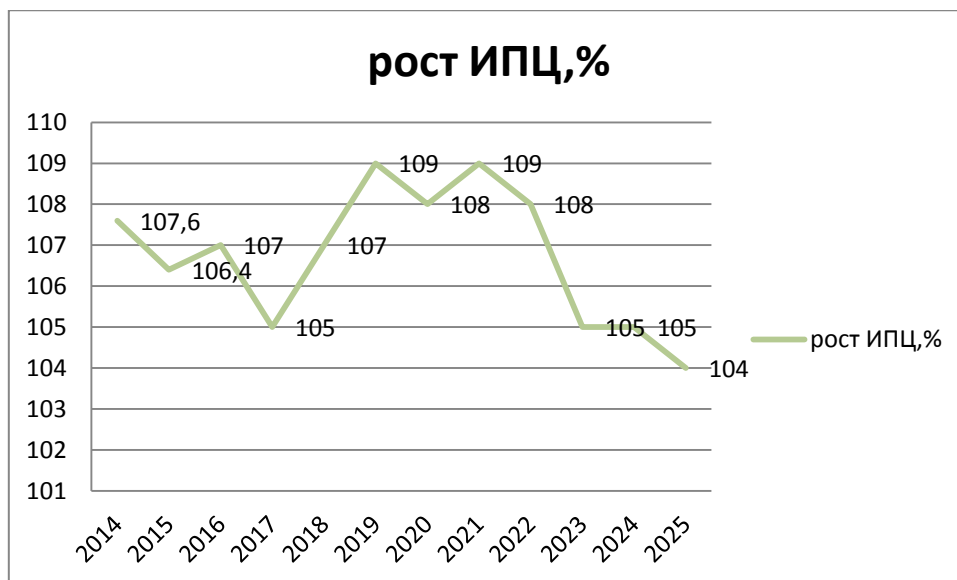


Рис 41 Плановый рост ИПЦ до 2025 г

В таблице 44 представлены плановые тарифы по котельным поселения с учетом роста ИПЦ.

Таблица 44 Прогнозные показатели роста тарифа поселения МО «Понинское» до 2025 г.

Теплоисточник	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
с. Понино (ООО «Теплоресурс»)	1 928,82	2063,84	2167,03	2318,72	2527,41	2729,60	2975,26	3213,28	3373,95	3542,65	3684,35
д. Золотарево (ООО "Свет")	1 487,65	1591,79	1671,37	1788,37	1949,32	2105,27	2294,74	2478,32	2602,24	2732,35	2841,65
с. Понино больница (ООО "ЭнергоРезерв")	5 472,84	5855,93	6148,73	6579,14	7171,26	7744,97	8442,01	9117,37	9573,24	10051,90	10453,98

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 «Понинское».
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.