

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

**приложение к программе комплексного развития систем
коммунальной инфраструктуры муниципального образования**

**Старощербиновское сельское поселение
Щербиновского района Краснодарского Края**

на период 20 лет (с 2013 г. до 2033 г.)

**с выделением первой очереди строительства 10 лет (с 2013 г. до
2023 г.)**

и на перспективу до 2041 года

Том 1.

**Теплоснабжение
книга 1.2**

Программа комплексного развития систем коммунальной
инфраструктуры муниципального образования
Щербиновский район

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Старощербиновское сельское поселение

Обосновывающие материалы

ООО «ПИТП»

(наименование организации разработчика)

Генеральный директор ООО «ПИТП»

Делокьян Н.А.

(Должность руководителя организации разработчика, подпись, Фамилия)

Оглавление

Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	10
Глава 1. часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	10
а) Зоны действия производственных котельных	10
б) Зоны действия индивидуального теплоснабжения	11
Глава 1. часть 2. Источники тепловой энергии	12
а) Структура основного оборудования	12
б) Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	13
в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности	14
г) Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто	15
д) Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	21
е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)	22
ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя	23
з) Среднегодовая нагрузка оборудования	25
и) Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	41
к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	43
л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	44
Глава 1. часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	45
а) 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	45
б) Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии	46
в) 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	47
г) Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					МК № 0118300019511000013			
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Схема теплоснабжения Обосновывающие материалы	Стадия
Разраб		Сидоренко Е.Б.				ТЭО				
Проверил		Скрипник В. В.								
							ПИТП			

а) Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.	102
Глава 1. часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии	103
а) Описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.	103
б) Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.	104
в) Описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах	

территориального деления за отопительный период и за год в целом.....105

г) Описание значений потребления тепловой энергии при расчетных температурах
наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.106

д) Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на
отопление и горячее водоснабжение.108

Глава 1. часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия
источников тепловой энергии 109

а) 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., а в случае нескольких
выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из
выводов.109

б) Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику
тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.111

в) Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии
от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и
характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной
способностям) передачи тепловой энергии от источника к потребителю.113

г) Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий
влияния дефицитов на качество теплоснабжения.114

д) Описание резервов 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.115

Глава 1. часть 7. Балансы теплоносителя 116

а) Описание утвержденных балансов 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.116

б) Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных
установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления
теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.118

Глава 1. часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения
топливом. 120

а) Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого
источника тепловой энергии.....120

б) Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в
соответствии с нормативными требованиями.121

в) Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.122

г) Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.123

Глава 1. часть 9. Надежность теплоснабжения 124

а) 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.124

б) Анализ аварийных отключений потребителей.130

в) Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных
отключений.....131

г) Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			5

надежности и безопасности теплоснабжения).....132

Глава 1. часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций 133

а) Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями.133

Глава 1. часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения 140

а) Описание динамики утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет.140

б) Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.141

в) Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.170

г) Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.171

Глава 1. часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения 172

а) Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).172

б) Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).174

в) Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.175

г) Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.176

д) Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.177

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения 178

а) Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.178

б) 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.183

в) Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления.184

г) Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов.189

д) 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.190

е) Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			6

территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе.	197
ж) 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.	198
з) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель.	199
и) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения.	200
к) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене.	201
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения	202
Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	203
а) 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.	203
б) 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.	207
в) Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода.	208
г) Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.	209
Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей в том числе в аварийных режимах.	210
а) Обоснование балансов производительности водоподготовительных установок в целях подготовки теплоносителя для тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей, а также обоснование перспективных потерь теплоносителя при его передаче по тепловым сетям.	210
Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	214
а) Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.	214
б) Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных нагрузок.	216
в) Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой	

энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.217

г) Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.218

д) Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.219

е) Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.220

ж) Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.221

з) Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.222

и) Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.223

к) Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа.224

л) 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.225

м) 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.229

Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них 232

а) 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).232

б) Предложения и обоснование строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.233

в) 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.234

г) 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.235

д) Предложения и обоснование строительства тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.236

е) Предложения и обоснование реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.237

ж) Предложения и обоснование реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.238

Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			8

з) Предложения и обоснование строительства и реконструкции насосных станций.239

Глава 8. Перспективные топливные балансы 240

а) 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.240

б) Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива.244

Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения 245

а) Обоснование перспективных показателей надежности, определяемых числом нарушений в подаче тепловой энергии.245

б) Обоснование перспективных показателей, определяемых приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии.246

в) Обоснование перспективных показателей, определяемых приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии.247

г) Обоснование перспективных показателей, определяемых средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.248

Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение. 249

а) Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.249

б) Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности. .250

в) Расчеты эффективности инвестиций.251

г) Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения. ...254

Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации. 257

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	

МК № 0118300019511000013

9

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

Глава 1. часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

а) Зоны действия производственных котельных

Котельные по назначению подразделяются на:
отопительные - для обеспечения теплом систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения;
отопительно-производственные - для обеспечения теплом систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и для технологического теплоснабжения;
производственные - для технологического теплоснабжения.

Все имеющиеся производственные котельные по надежности отпуска тепла потребителям относятся ко второй категории

Производственная котельная является источником тепловой энергии для обеспечения собственных производств и потребителей тепла на собственные хозяйственно - бытовые и технологические нужды.

Объекты жилищного сектора, а также административно - коммунального назначения к производственной котельной не подключены.

Перспективной схемой развития муниципального образования на перспективу до 2033 года строительство теплосетей от производственных котельных и перевод их в разряд отопительно-производственных не предусмотрено

Котельные предприятий, которые выносятся с существующих территорий подлежат реконструкции.

Реконструкция включает замену оборудования и автоматизацию с погодным регулированием. Необходимо переоборудовать имеющиеся паровые котельные с заменой котлов на водогрейные, т.к. нагрузка по пару практически не востребована.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
										МК № 0118300019511000013
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

б) Зоны действия индивидуального теплоснабжения.

Четкого функционального зонирования не наблюдается.

Основная застройка сегодня представлена преимущественно индивидуальными домами с индивидуальными источниками теплоснабжения.

Жилищный фонд индивидуально-определенных зданий составляет 60,6 % площади всего жилищного фонда города. В качестве топлива используется природный газ, жидкое топливо, твердое топливо - уголь и отходы мебельного производства. В перспективе до 2033 года зона малоэтажной застройки с индивидуальными источниками теплоснабжения увеличится на 22%.

Жилые районы одноэтажной застройки обеспечиваются тепловой энергией от индивидуальных (автономных) источников тепла.

Индивидуальные (автономные) источники теплоснабжения имеют ряд неустранимых недостатков, к которым можно отнести:

- серьезное снижение надежности теплоснабжения;
- эксплуатация источников теплоснабжения жильцами;
- не высокое качество теплоснабжения (в силу второго недостатка);
- зависимость от снабжения энергоресурсами: природным газом, электрической энергией и водой;
- отсутствие всякого рода резервирования энергетических ресурсов, любое отключение от систем водо-, электро- и газоснабжения приводит к аварийным ситуациям

Несмотря на вышеуказанные недостатки индивидуального теплоснабжения, для жилой застройки с плотностью населения до 180 человек на 1 кв. км в настоящее время альтернативы ему нет.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			11

а) Структура основного оборудования.

Схема теплоснабжения разрабатывается с целью надежного и качественного теплоснабжения потребителей при минимальном воздействии на окружающую среду с учетом прогноза градостроительного развития до 2033 года

Теплоснабжение муниципального образования осуществляется централизованно от котельных с разной балансовой принадлежностью и децентрализованно от мелких котельных и индивидуальных источников тепла

Основное теплогенерирующее оборудование котельных - водогрейные котлы (водотрубные и жаротрубные).

Маломощные котельные муниципального образования оснащены напольными и настенными котлами газовыми котлами.

На большинстве котельных водоподготовки нет.

Подробные характеристики существующих котельных освещены в приложении 5.

Теплофикация это централизованное теплоснабжение на базе комбинированного производства электроэнергии и тепла на теплоэлектроцентралях. Термодинамическая эффективность производства электроэнергии по теплофикационному циклу обусловлена исключением отвода тепла в окружающую среду, неизбежного при производстве электроэнергии по конденсационному циклу.

Ввиду отсутствия в настоящее время в рассматриваемой территории поселения теплоэлектростанции, а также в перспективе на ближайшие 20 лет, вопрос не рассматривается

						МК № 0118300019511000013	Лист
							13
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

г) 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 ХВО, на хозяйственно-бытовые нужды, для нужд мазутного хозяйства 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 (пара) 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.

Расход воды на ХВО для подпитки тепловых сетей относится к процессу передачи тепловой энергии и не должен включаться в состав расхода на собственные нужды котельной. Расход воды на ХВО для компенсации расходов и потерь в системах отопления и горячего водоснабжения потребителей также не входит в состав собственных нужд котельной.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			15

Таблица 2.1 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто (Существующие котельные Существующее положение)

Объект	Установленная мощность , Гкал/час	Подключённая нагрузка Гкал/час	Выработка, Гкал/год	Собственные нужды Гкал/год	Потери в сети Гкал/год	Полезный отпуск, Гкал/год
1	2	3	4	5	6	7
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Будерус мощностью 0,5 МВт	0,86	0,23	1432,19	997,63	58,55	376,02
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КВГ мощностью 0,5 МВт	1,03	0,25	499,79	11,14	36,63	452,02
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. КС мощностью 0,76 МВт	2,61	0,76	1495,4	33,34	86,43	1375,64
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. КС мощностью 0,76 МВт	2,61	1,11	2182,86	48,66	157,44	1976,76
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. Братск мощностью 0,76 МВт	2,61	0,37	724,98	16,16	97,86	610,97
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КС мощностью 0,93 МВт 2 кот. Тула мощностью 0,7 МВт	2,8	0,53	1043,03	23,25	200,22	819,56
Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,29 МВт	0,5	0,28	553,12	12,33	23,27	517,52
Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 5 кот. Универсал мощностью 0,74 МВт	3,18	0,41	805,98	17,97	53,57	734,44
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 3 кот. Универсал мощностью 0,47 МВт 2 кот. КС мощностью 0,76 МВт	2,52	0,54	1064,76	23,74	60,18	980,85
Котельная 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал	0,4	0,19	365,46	8,15	15,4	341,91

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

мощностью 0,23 МВт						
Котельная 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,4 МВт 2 кот. КС мощностью 0,76 МВт	1,99	0,58	1141,8	25,45	59,74	1056,61
Котельная 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,5 МВт 2 кот. Универсал мощностью 0,53 МВт	1,77	0,78	1546,77	34,48	91,26	1421,03
Котельная 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КСВГ мощностью 0,63 МВт	1,08	0,72	1422,31	31,71	8,07	1382,54
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,2 МВт	0,34	0,28	559,05	12,46	3,71	542,87
Котельная 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Хопер мощностью 0,1 МВт	0,17	0,13	256,81	5,72	0,48	250,6
Котельная 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 1 кот. RTQ мощностью 0,682 МВт	0,59	0,18	357,55	7,97	32,03	317,55

Таблица 2.2 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто (Существующие и Проектируемые котельные на расчётный период)

Объект	Планируемый год внедрения	Установленная мощность , Гкал/час	Подключённая нагрузка Гкал/час	Собственные нужды Гкал/год	Потери в сети Гкал/год	Полезный отпуск, Гкал/год
1	2	3	4	5	6	7
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,5 МВт	2033	0,86	0,73	31,93	50,12	1350,14

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,5 МВт	2023	0,26	0,25	11,15	29,9	458,74
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,18 МВт	2023	0,31	0,28	12,33	13,38	527,41
Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,21 МВт	2023	0,36	0,19	8,16	9,98	347,32
Котельная 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,9 МВт	2023	1,55	0,78	34,48	55,64	1456,65
Котельная 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,45 МВт	2023	0,77	0,72	31,71	7,42	1383,18
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,18 МВт	2023	0,31	0,28	12,46	2,77	543,82
Котельная 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,1 МВт	2023	0,17	0,13	5,73	0,43	250,65
Котельная 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,12 МВт	2033	0,21	0,18	7,96	21,1	328,49

Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 17 (1п (86-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,15 МВт	2023	0,26	0,24	10,66	2,1	465,65
Котельная 18 (2п (86-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,05 МВт	2023	0,09	0,07	3,21	0,69	140,01
Котельная 19 (3п (86-3)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,1 МВт	2023	0,17	0,15	6,78	1,53	295,73
Котельная 20 (4п (87-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,08 МВт	2023	0,14	0,12	5,55		243,77
Котельная 21 (5п (87-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,09 МВт	2023	0,15	0,14	6,15		269,55
Котельная 22 (6п (87-3)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,03 МВт	2023	0,05	0,05	2,31		101,06
Котельная 23 (7п (87-4)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,05 МВт	2023	0,09	0,08	3,76	2,03	162,45
Котельная 24 (8п (89-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,11 МВт	2023	0,19	0,17	7,51	2,38	326,59
Котельная 25 (9п (89-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,09 МВт	2023	0,15	0,15	6,56		287,4
Котельная 26 (10п (92)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,05 МВт	2023	0,09	0,07	3,21	2,03	138,67
Котельная 27 (11п (99-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,08 МВт	2023	0,14	0,12	5,24		229,91
Котельная 28 (12п (99-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,06 МВт	2023	0,1	0,1	4,34		190,27
Котельная 29 (13п (99-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,03 МВт	2023	0,05	0,05	2,12		93,14

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Котельная 30 (14п (109-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,1 МВт	2023	0,17	0,16	7,05	2,44	306,75
Котельная 31 (15п (155-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,15 МВт	2023	0,26	0,24	10,72	4,49	465,25
Котельная 32 (16п (155-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,11 МВт	2023	0,19	0,16	7,41	6,36	318,69
Котельная 33 (17п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,09 МВт	2023	0,15	0,14	6,41		281,41
Котельная 34 (18п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,06 МВт	2033	0,1	0,09	4,07		178,34
Котельная 35 (19п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,5 МВт	2033	0,86	0,62	28,1	9,22	1223,54
Котельная 36 (20п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,03 МВт	2023	0,05	0,04	1,72	0,99	74,29
Котельная 37 (21п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,04 МВт	2033	0,07	0,07	2,93		128,85
Котельная 38 (22п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,4 МВт	2033	0,69	0,6	27,3	5,87	1191,24
Котельная 39 (23п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,03 МВт	2023	0,05	0,04	1,72	2,38	72,9
Котельная 40 (24п (109-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,01 МВт	2033	0,02	0,02	0,95	3,65	37,99

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Ввиду отсутствия в настоящее время и в ближайшей перспективе до 20 лет теплофикационного оборудования, (определение «теплофикация» см. глава 1 часть 2 пункт б), вопрос не рассматривается

В дальнейшем, при решении реконструкции существующих котельных в источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии и при строительстве новых котельных с когенерацией, проектом должна быть разработана схема выдачи тепловой и электрической мощности.

ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.

Для регулирования отпуска тепловой энергии потребителям применяются два способа:

- регулирование температуры прямой сетевой воды регулированием теплопроизводительности каскада водогрейных котлов, при этом часть котлов выделена на горячее водоснабжение
- регулирование температуры прямой сетевой воды регулированием величины подмешивания обратной сетевой воды.

Температура прямой сетевой воды изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха в соответствии с температурным графиком.

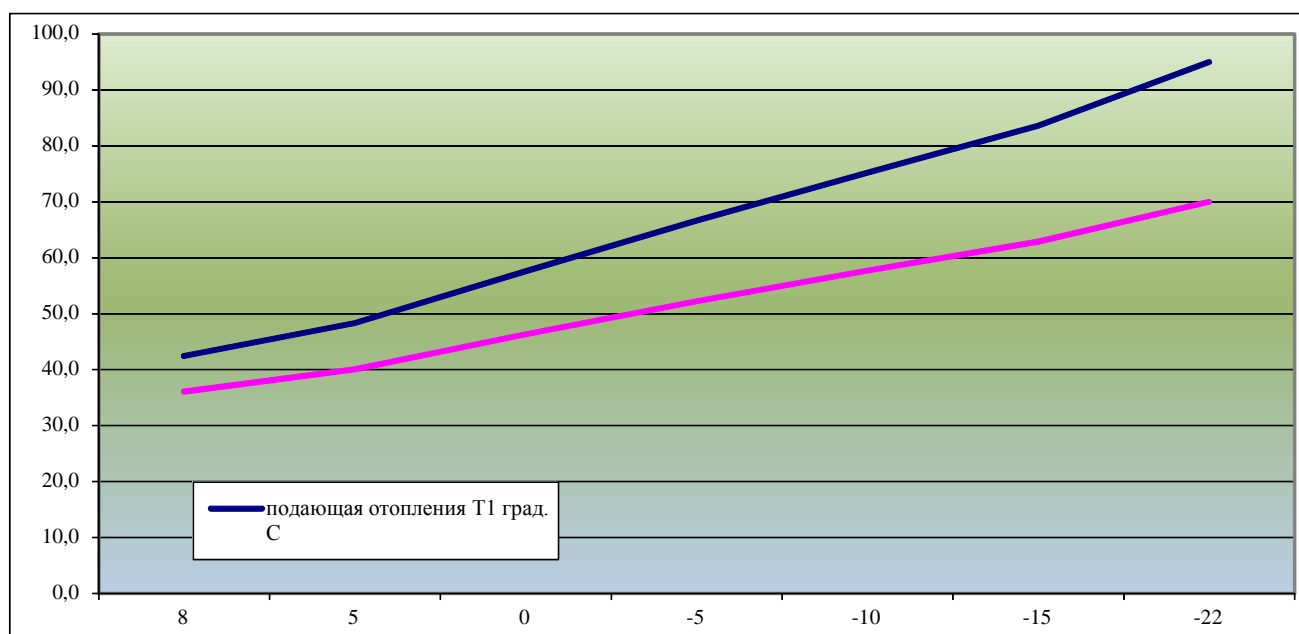
Температурный график подающего трубопровода тепловой сети отопления - это зависимость температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть производителем тепла, от температуры наружного воздуха, и поддерживать его в трубопроводе подачи тепловой сети должен производитель тепла.

Температурный график теплоносителя в обратном трубопроводе – это зависимость температуры возвращаемой в тепловую сеть потребителем тепловой энергии, от температуры наружного воздуха, и поддерживать его должен потребитель. Т.е. температура теплоносителя – это функция аргументом, т.е. независимой переменной которой является температура наружного воздуха.

Ввиду отсутствия у потребителей центральных и индивидуальных тепловых пунктов, в которых происходит нагрев воды на ГВС, срезка температурного графика отсутствует.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			23

Температурный график центрального качественного регулирования

подающая отопления T_1 град. С

обратная отопления Т2 град. С

3) Среднегодовая нагрузка оборудования.

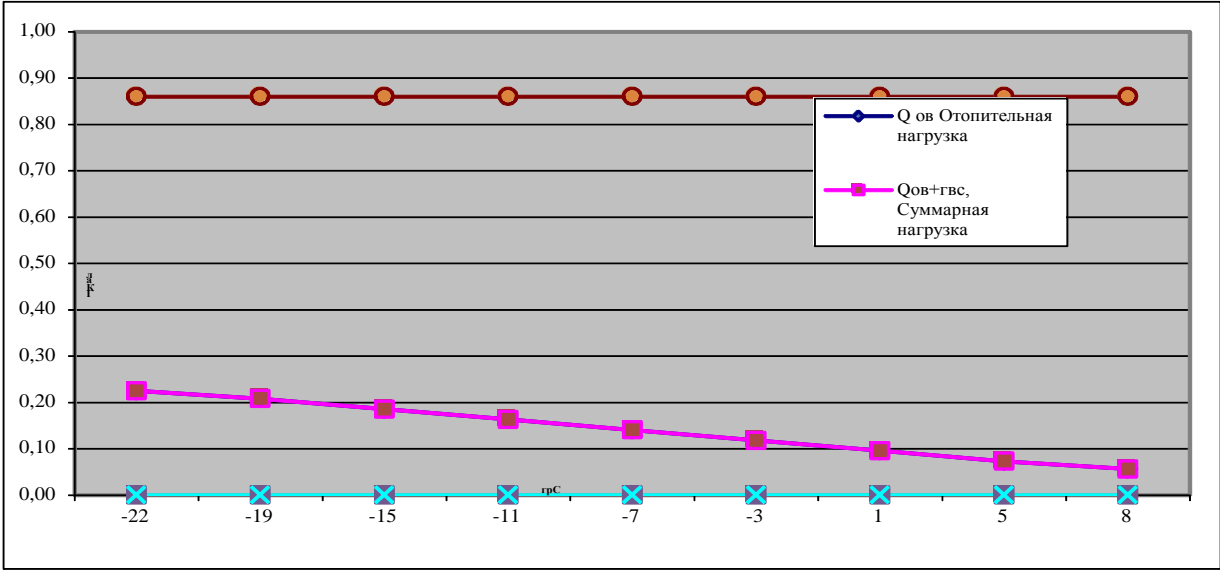
Отопительный период составляет в среднем 153 суток, а период стояния температур выше 0 градусов, при котором нагрузка котлов менее 50% - 144 с половиной суток. Или 94,1 % отопительного периода. Только 5,9 % отопительного периода котельные загружены более, чем наполовину. Такой непродолжительный период приводит к низкому коэффициенту использования оборудования котельных и тепловых сетей

Климатический фактор ранее никогда не учитывался при проектировании систем теплоснабжения городов, что и приводит к неэффективности централизованного теплоснабжения при увеличении стоимости топлива.

Графики тепловой загруженности

Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Тв, °С	Qов, ОВ, Гкал/ч	Qгвс, ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,23		0,23	0,86
-19	0,21		0,21	0,86
-15	0,19		0,19	0,86
-11	0,16		0,16	0,86
-7	0,14		0,14	0,86
-3	0,12		0,12	0,86
1	0,10		0,10	0,86
5	0,07		0,07	0,86
8	0,06		0,06	0,86

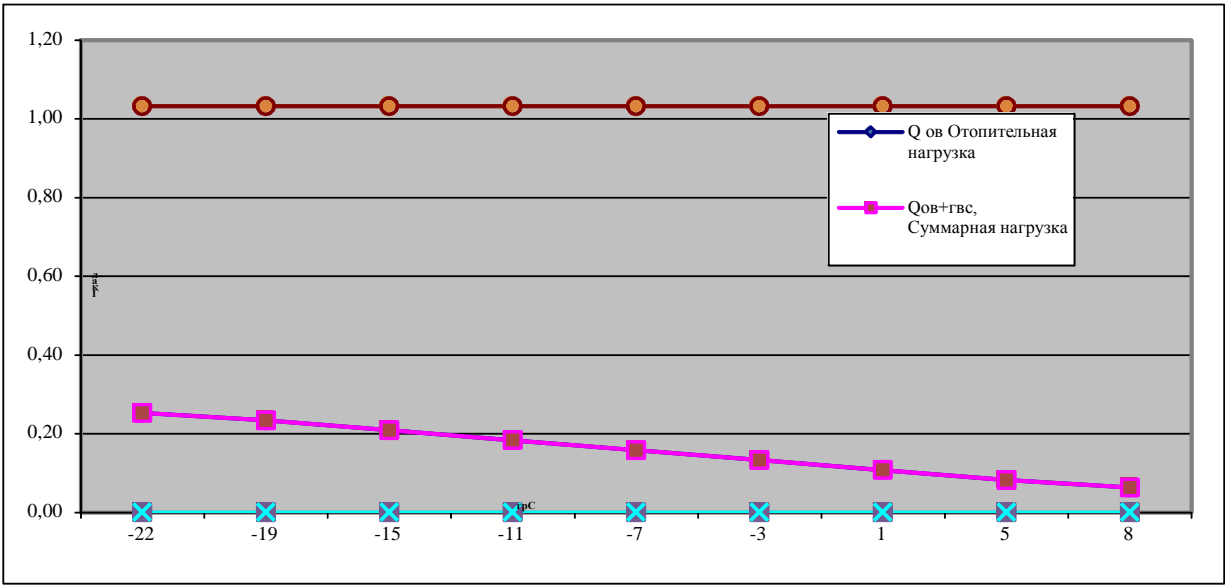


Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Графики тепловой загруженности

Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

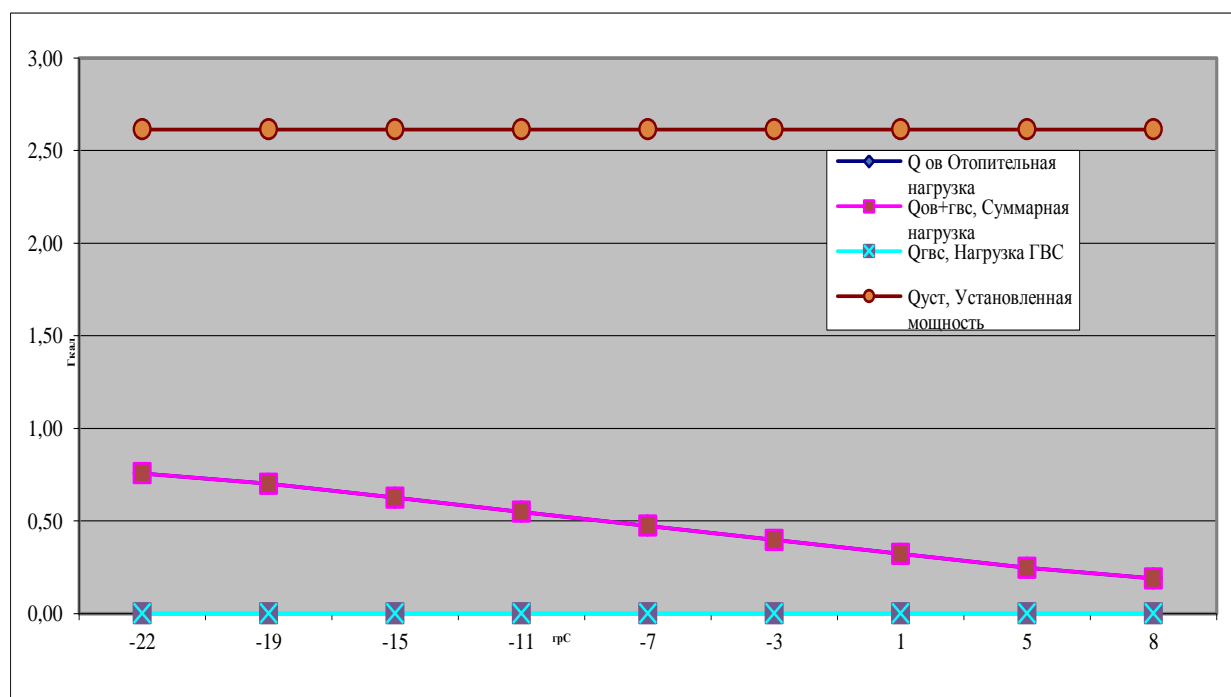
$T_{в},$ $^{\circ}\text{C}$	$Q_{ов}, \text{ОВ}, \text{Гкал/ч}$	$Q_{гвс}, \text{ГВС}, \text{Гкал/ч}$	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,25		0,25	1,03
-19	0,23		0,23	1,03
-15	0,21		0,21	1,03
-11	0,18		0,18	1,03
-7	0,16		0,16	1,03
-3	0,13		0,13	1,03
1	0,11		0,11	1,03
5	0,08		0,08	1,03
8	0,06		0,06	1,03



Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

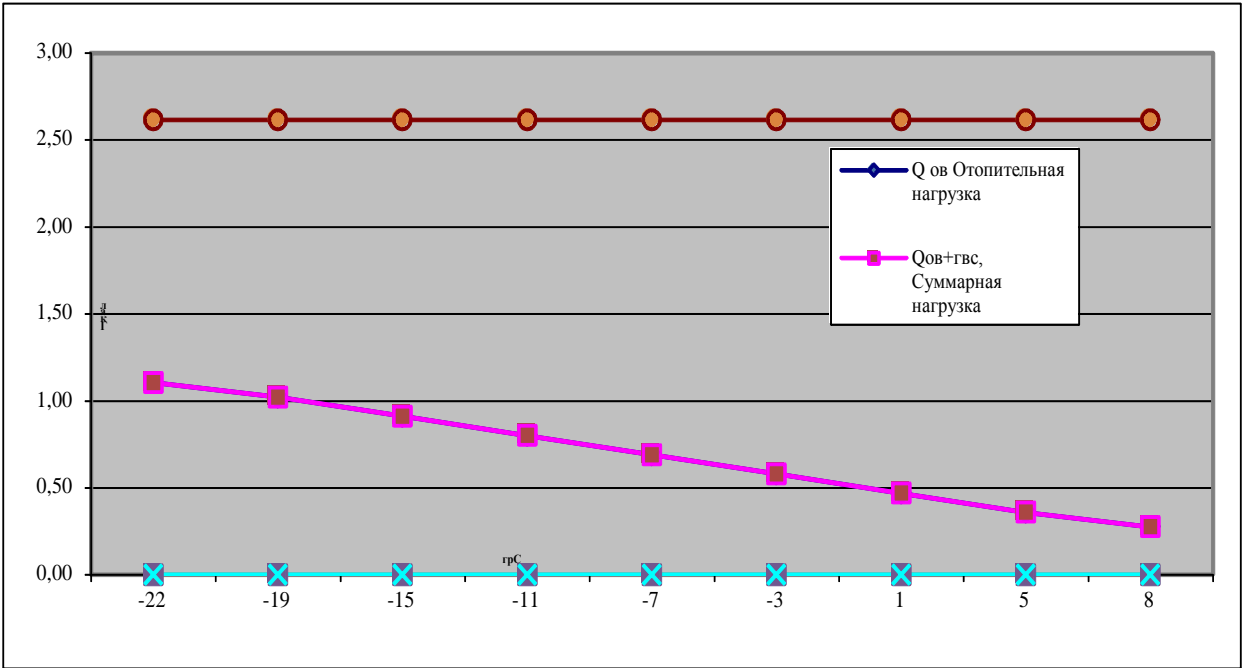
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Тв, °С	Qов, ОВ, Гкал/ч	Qгвс, ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,76		0,76	2,61
-19	0,70		0,70	2,61
-15	0,62		0,62	2,61
-11	0,55		0,55	2,61
-7	0,47		0,47	2,61
-3	0,40		0,40	2,61
1	0,32		0,32	2,61
5	0,25		0,25	2,61
8	0,19		0,19	2,61



Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

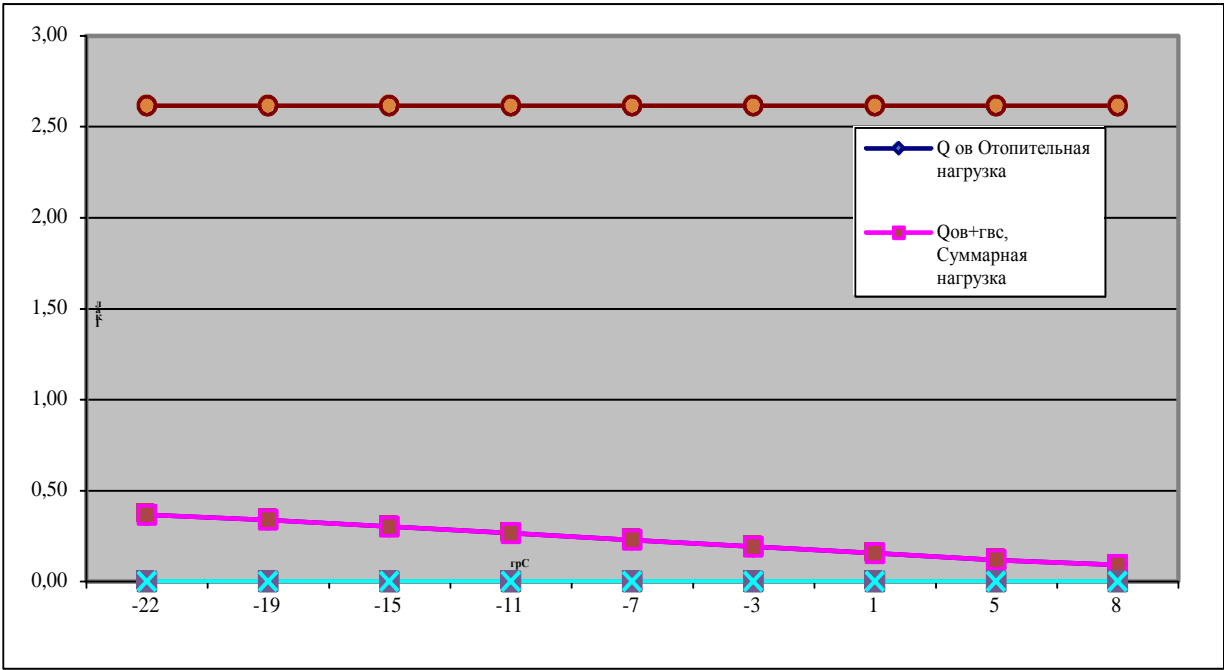
Т _в , °С	Q _{ов} , ОВ, Гкал/ч	Q _{гвс} , ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	1,11		1,11	2,61
-19	1,02		1,02	2,61
-15	0,91		0,91	2,61
-11	0,80		0,80	2,61
-7	0,69		0,69	2,61
-3	0,58		0,58	2,61
1	0,47		0,47	2,61
5	0,36		0,36	2,61
8	0,28		0,28	2,61



Графики тепловой загрузки

Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Тв, °С	Qов, ОВ, Гкал/ч	Qгвс, ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,37		0,37	2,61
-19	0,34		0,34	2,61
-15	0,30		0,30	2,61
-11	0,27		0,27	2,61
-7	0,23		0,23	2,61
-3	0,19		0,19	2,61
1	0,16		0,16	2,61
5	0,12		0,12	2,61
8	0,09		0,09	2,61

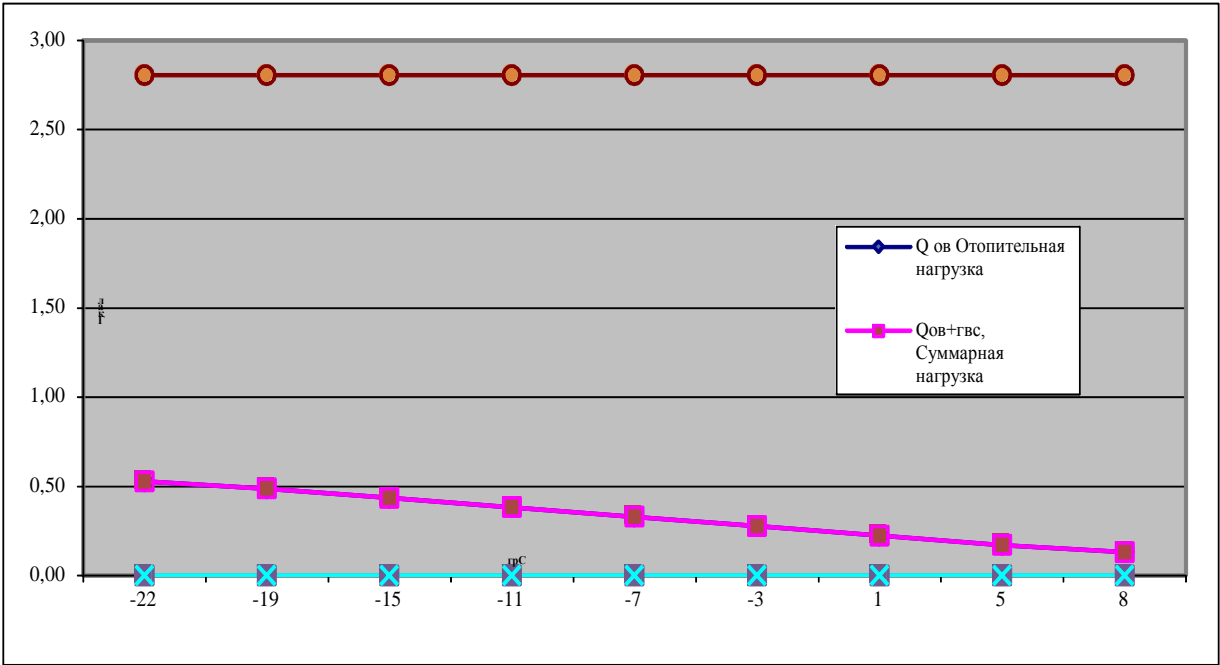


Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Графики тепловой загрузки

Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Тв, °С	Qов, ОВ, Гкал/ч	Qгвс, ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,53		0,53	2,80
-19	0,49		0,49	2,80
-15	0,44		0,44	2,80
-11	0,38		0,38	2,80
-7	0,33		0,33	2,80
-3	0,28		0,28	2,80
1	0,22		0,22	2,80
5	0,17		0,17	2,80
8	0,13		0,13	2,80

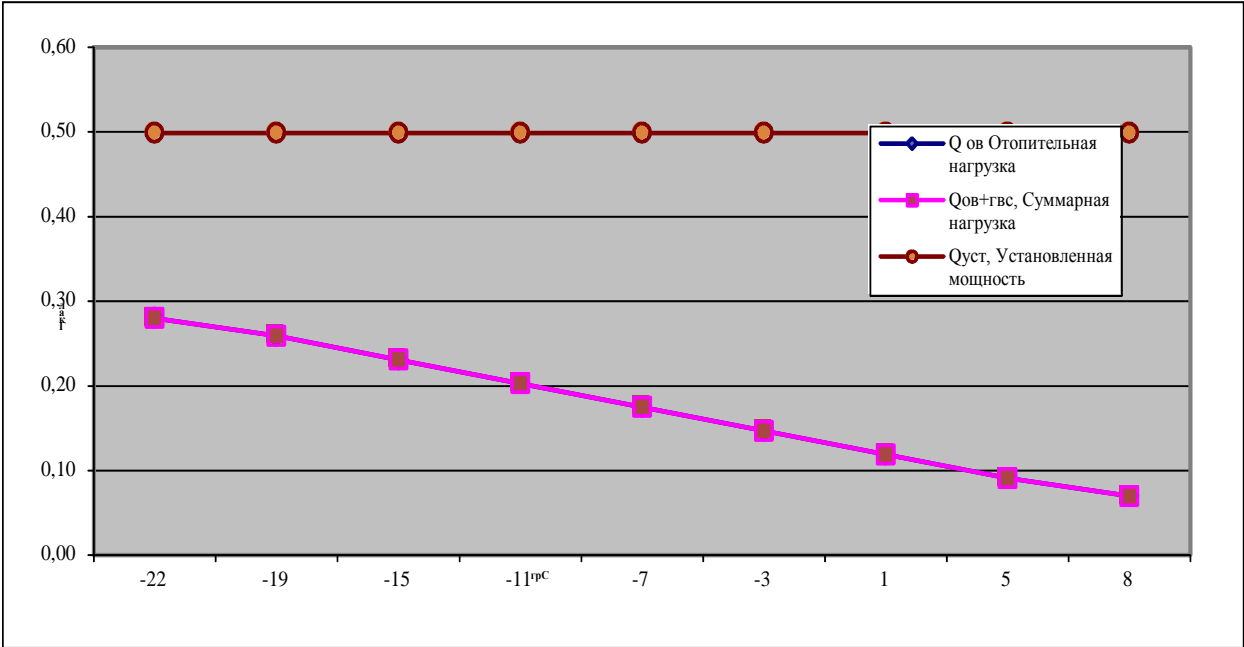


Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм. № подл.					
Подпись и дата					
Взам. инв. №					

Графики тепловой загрузки

Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Тв, °С	Qов, ОВ, Гкал/ч	Qгвс, ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,28		0,28	0,50
-19	0,26		0,26	0,50
-15	0,23		0,23	0,50
-11	0,20		0,20	0,50
-7	0,18		0,18	0,50
-3	0,15		0,15	0,50
1	0,12		0,12	0,50
5	0,09		0,09	0,50
8	0,07		0,07	0,50

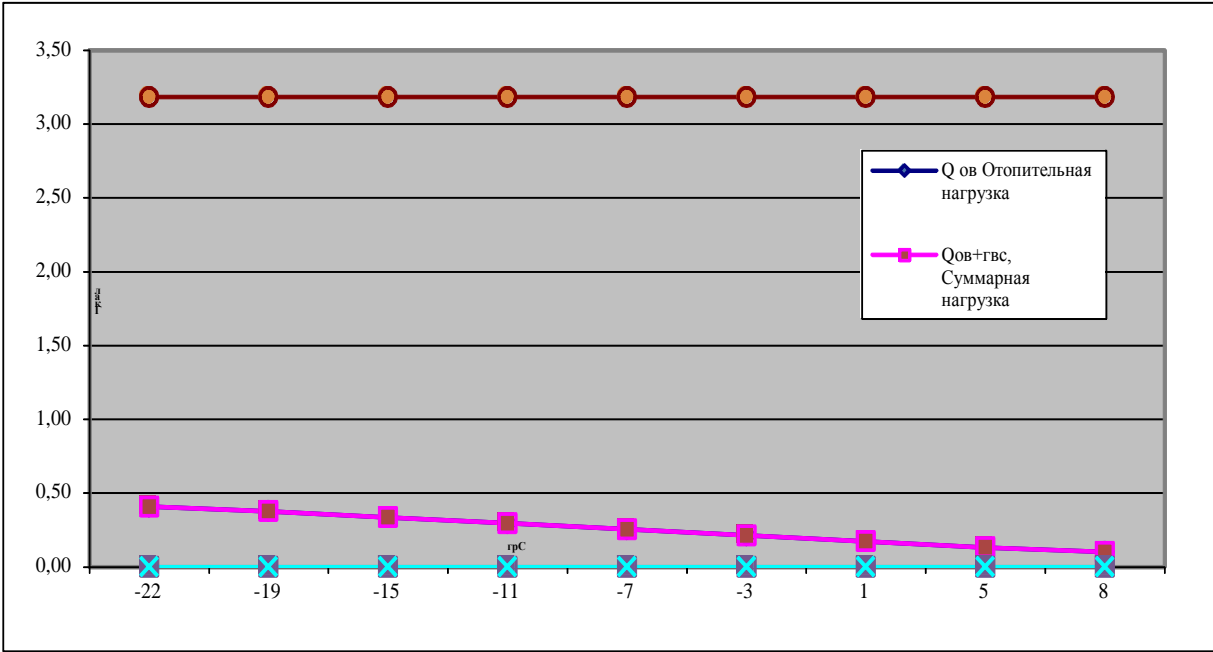


Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Графики тепловой загрузки

Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Тв, °С	Qов, ОВ, Гкал/ч	Qгвс, ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,41		0,41	3,18
-19	0,38		0,38	3,18
-15	0,34		0,34	3,18
-11	0,30		0,30	3,18
-7	0,26		0,26	3,18
-3	0,21		0,21	3,18
1	0,17		0,17	3,18
5	0,13		0,13	3,18
8	0,10		0,10	3,18

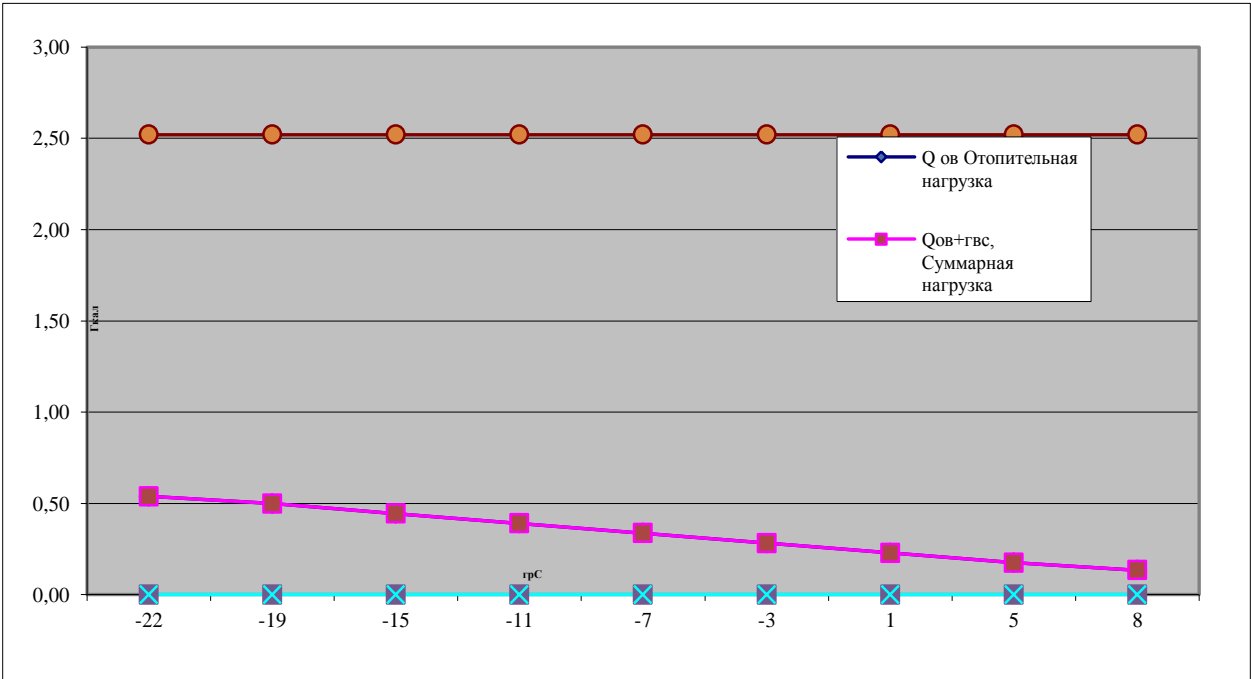


Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм. № подл.					
Подпись и дата					
Взам. инв. №					

Графики тепловой загрузки

Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

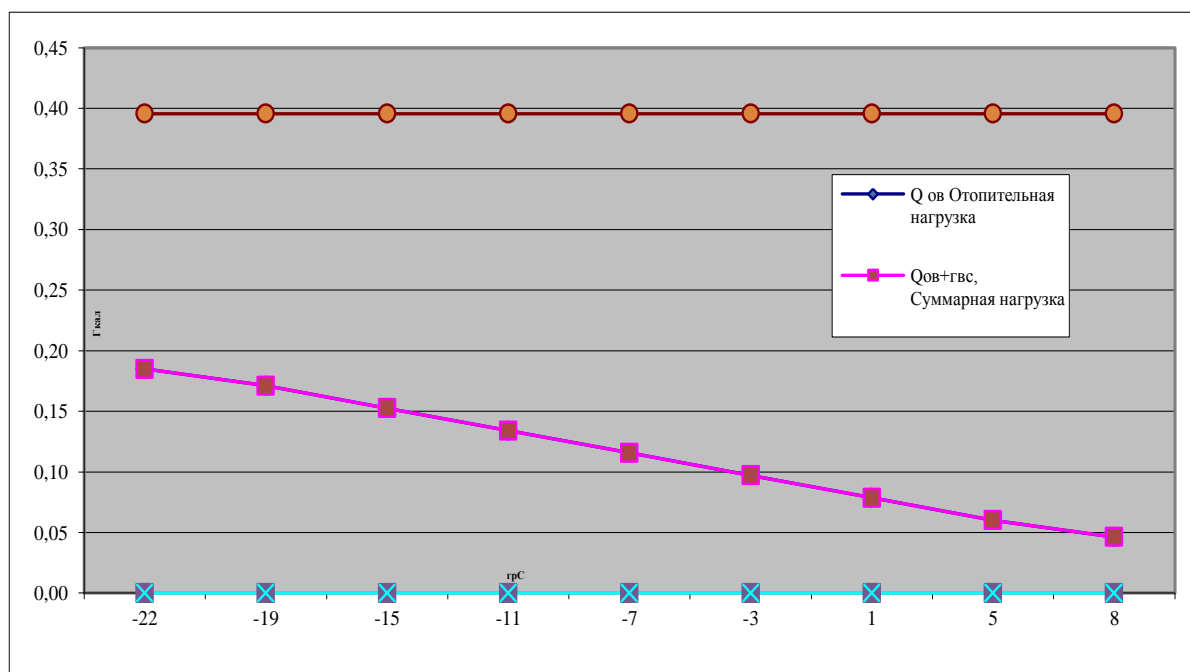
Тв, °С	Qов, ОВ, Гкал/ч	Qгвс, ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,54		0,54	2,52
-19	0,50		0,50	2,52
-15	0,44		0,44	2,52
-11	0,39		0,39	2,52
-7	0,34		0,34	2,52
-3	0,28		0,28	2,52
1	0,23		0,23	2,52
5	0,18		0,18	2,52
8	0,13		0,13	2,52



Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Котельная 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

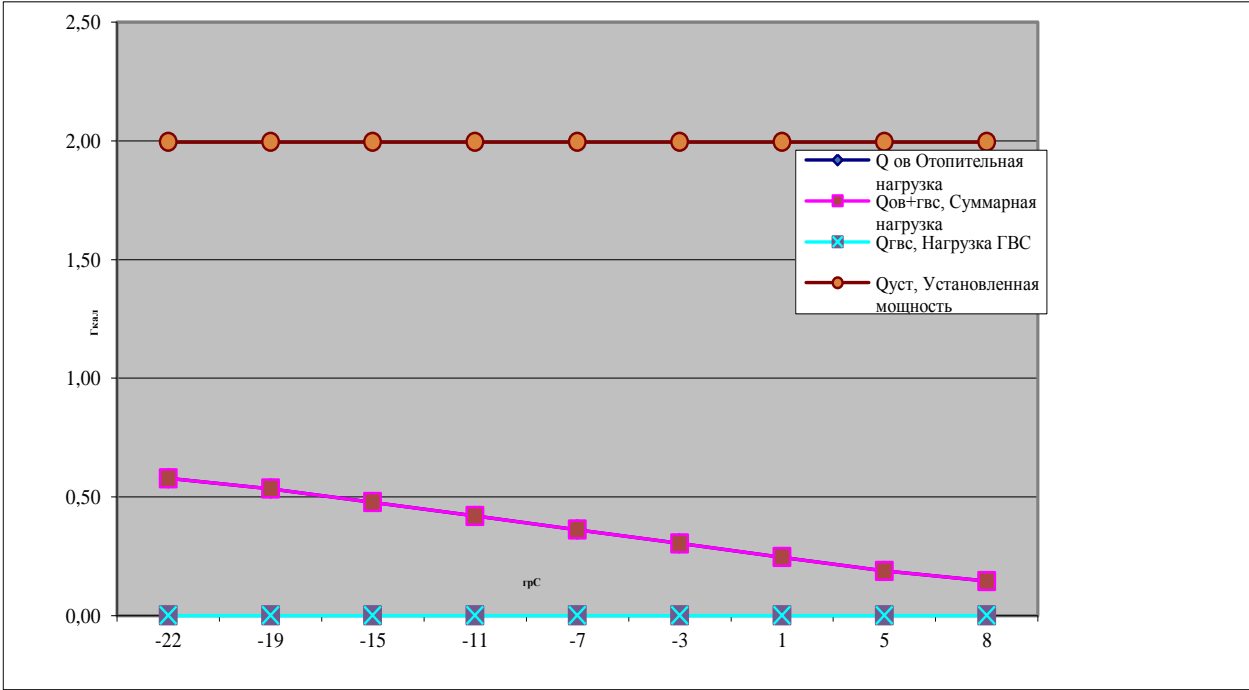
Тв, °С	Qов, ОВ, Гкал/ч	Qгвс, ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,19		0,19	0,40
-19	0,17		0,17	0,40
-15	0,15		0,15	0,40
-11	0,13		0,13	0,40
-7	0,12		0,12	0,40
-3	0,10		0,10	0,40
1	0,08		0,08	0,40
5	0,06		0,06	0,40
8	0,05		0,05	0,40



Графики тепловой загрузки

Котельная 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

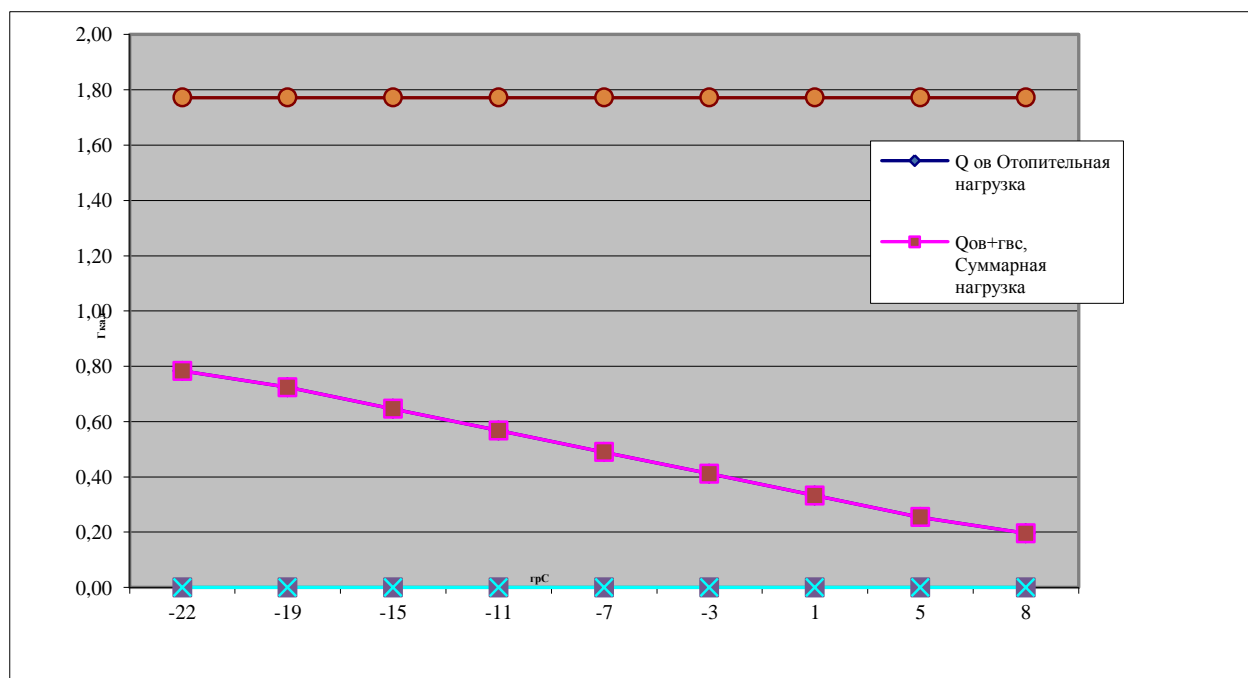
Тв, °С	Qов, ОВ, Гкал/ч	Qгвс, ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,58		0,58	2,00
-19	0,53		0,53	2,00
-15	0,48		0,48	2,00
-11	0,42		0,42	2,00
-7	0,36		0,36	2,00
-3	0,30		0,30	2,00
1	0,25		0,25	2,00
5	0,19		0,19	2,00
8	0,14		0,14	2,00



Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм. № подл.					
Подпись и дата					
Взам. инв. №					

Котельная 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

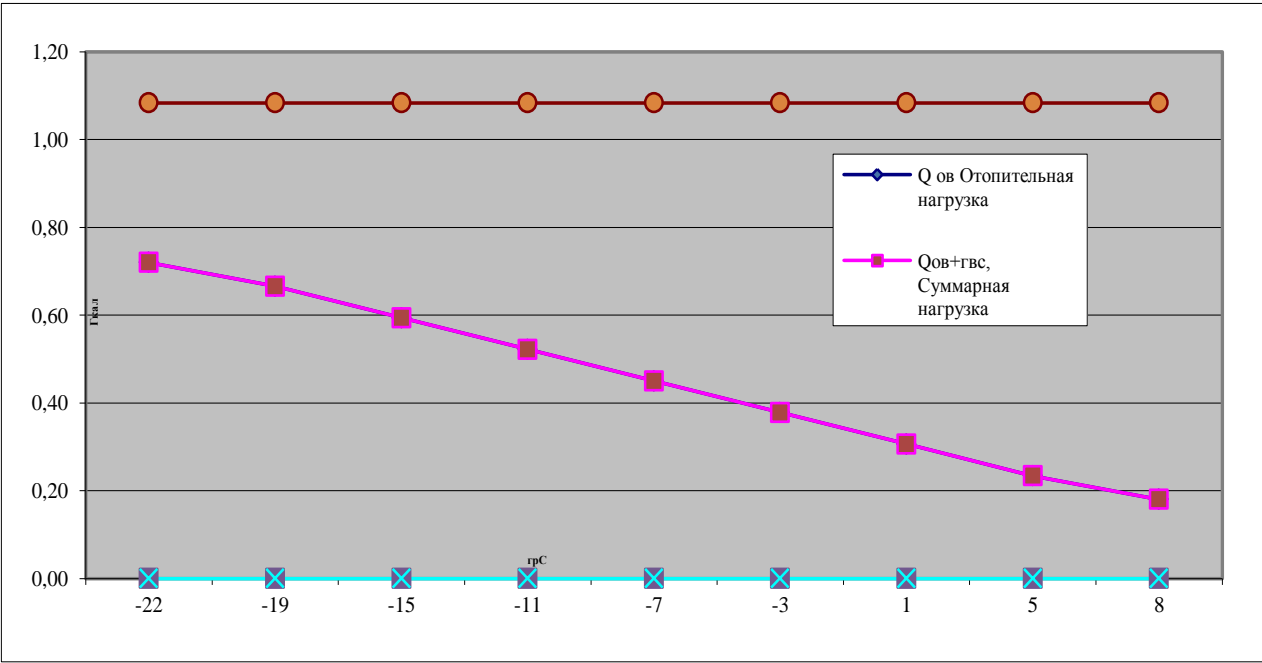
Тв, °С	Q _{ов} , ОВ, Гкал/ч	Q _{гвс} , ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,78		0,78	1,77
-19	0,72		0,72	1,77
-15	0,65		0,65	1,77
-11	0,57		0,57	1,77
-7	0,49		0,49	1,77
-3	0,41		0,41	1,77
1	0,33		0,33	1,77
5	0,25		0,25	1,77
8	0,20		0,20	1,77



Графики тепловой загрузки

Котельная 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Тв, °С	Qов, ОВ, Гкал/ч	Qгвс, ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,72		0,72	1,08
-19	0,67		0,67	1,08
-15	0,59		0,59	1,08
-11	0,52		0,52	1,08
-7	0,45		0,45	1,08
-3	0,38		0,38	1,08
1	0,31		0,31	1,08
5	0,23		0,23	1,08
8	0,18		0,18	1,08

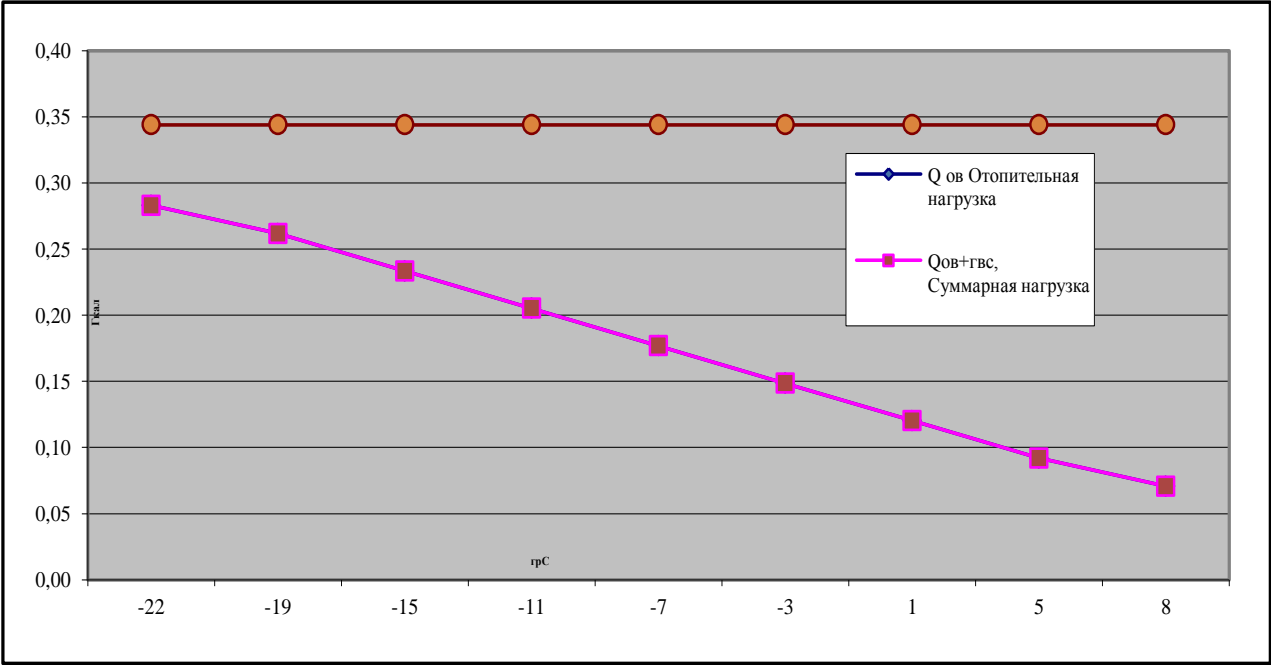


Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Графики тепловой загрузки

Котельная 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Тв, °C	Qов, ОВ, Гкал/ч	Qгвс, ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,28		0,28	0,34
-19	0,26		0,26	0,34
-15	0,23		0,23	0,34
-11	0,21		0,21	0,34
-7	0,18		0,18	0,34
-3	0,15		0,15	0,34
1	0,12		0,12	0,34
5	0,09		0,09	0,34
8	0,07		0,07	0,34

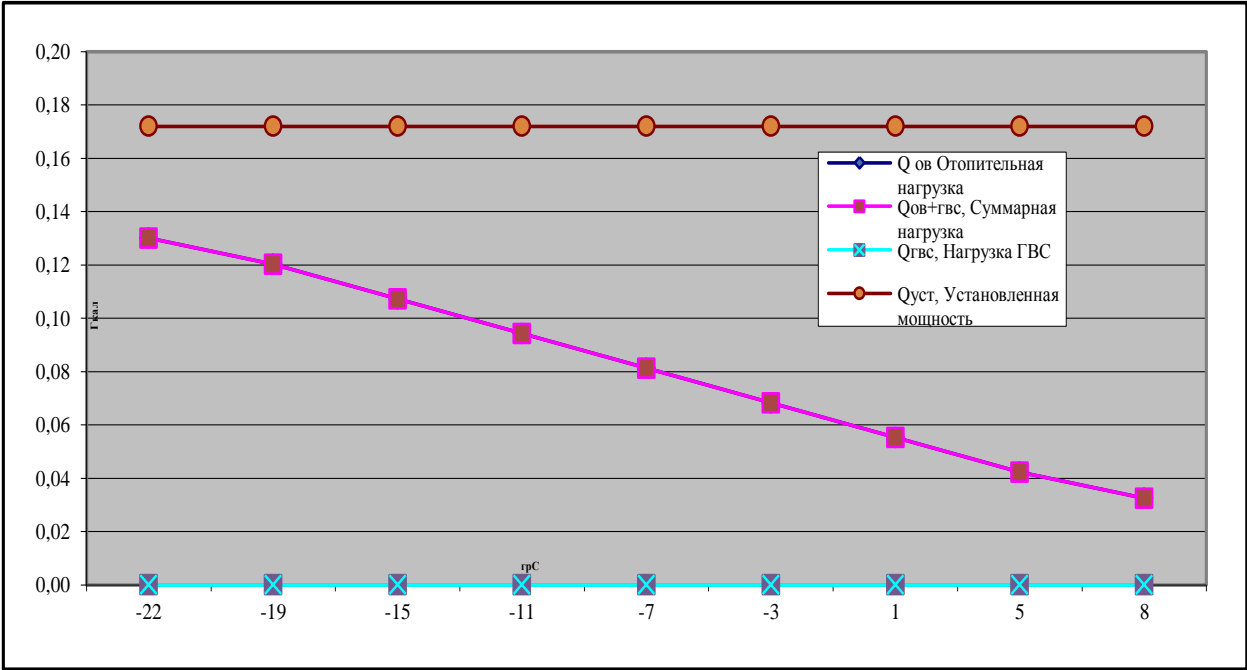


Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Графики тепловой загрузки

Котельная 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

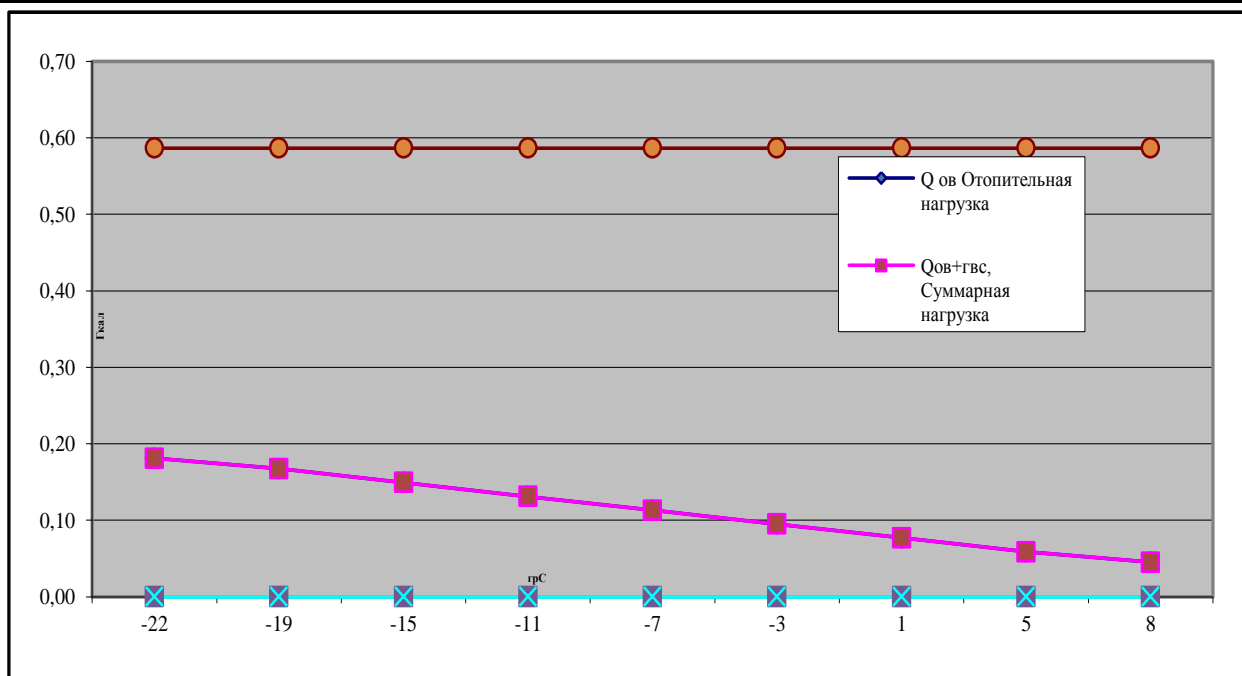
Тв, °С	Qов, ОВ, Гкал/ч	Qгвс, ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,13		0,13	0,17
-19	0,12		0,12	0,17
-15	0,11		0,11	0,17
-11	0,09		0,09	0,17
-7	0,08		0,08	0,17
-3	0,07		0,07	0,17
1	0,06		0,06	0,17
5	0,04		0,04	0,17
8	0,03		0,03	0,17



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Коп.уч.	Лист
Недок	Подп.	Дата

Котельная 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Тв, °С	Qов, ОВ, Гкал/ч	Qгвс, ГВС, Гкал/ч	Подсоединённая нагрузка, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч
-22	0,18		0,18	0,59
-19	0,17		0,17	0,59
-15	0,15		0,15	0,59
-11	0,13		0,13	0,59
-7	0,11		0,11	0,59
-3	0,10		0,10	0,59
1	0,08		0,08	0,59
5	0,06		0,06	0,59
8	0,05		0,05	0,59



и) Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.

Номенклатура теплосчетчиков, допущенных к применению в коммерческих узлах учета тепловой энергии, очень широка.

Для приборов учета тепловой энергии и теплоносителя принято краткое название – теплосчетчики. Теплосчетчик (ТС) состоит из двух основных функционально самостоятельных частей: тепловычислителя (ТВ) и датчиков (расхода, температуры и давления теплоносителя).

Тепловычислитель – это специализированное микропроцессорное устройство, предназначенное для обработки сигналов (аналоговых, импульсных или цифровых - в зависимости от типа применяемого датчика) от датчиков, преобразования их в цифровую форму, вычисления количества тепловой энергии в соответствии с принятым алгоритмом (определяемым схемой теплоснабжения), индикации и хранения (архивации) в энергонезависимой памяти прибора параметров теплопотребления.

Существуют различные способы измерения расхода теплоносителя (теплофикационной воды), например: электромагнитный, ультразвуковой, вихревой и прочие. По способу измерения расхода, реализованному в теплосчетчике, принято кратко называть теплосчетчик электромагнитным, ультразвуковым, вихревым и т.д.

В подавляющем большинстве теплосчетчиков выполняется измерение объемного расхода теплоносителя и последующее вычисление массового расхода на основе данных о температуре и плотности (температура измеряется, плотность вычисляется).

Учёт отпускаемого в тепловую сеть тепла производится счётчиками типа ТСК-7 с тепловычислителем ВКТ-7-03, установленными на выходе теплосети из котельных.

Теплосчетчик обеспечивает для каждой системы:

Измерение и индикацию:

тек. значений объемного G_v [м³/ч] и массового G_m [т/ч] расходов т/носителя;
тек. температур t [°C] теплоносителя в трубопроводах, на кот. установлены ТС;
текущего давления в трубопроводах P [МПа], на которых установлены ДИД.

Вычисление и индикацию:

текущей разности температур dt [°C] между подающим и обратным тр/пр.;

Вычисление, индикацию и накопление с нарастающим итогом:

потребленного количества теплоты (тепловой энергии) Q в [Гкал], [МВтч];
массы M [т] и объема V [м³] теплоносителя, протекшего по трубопроводам, на которых установлены ППР или ИП;

T_p – времени работы прибора при поданном питании в [ч:мин];

$T_{нараб}$ – времени работы прибора с нарастающим итогом [ч:мин];

$T_{ош}$ – времени работы прибора при наличии тех. Неиспр. (ТН) в [ч:мин];

$T:dt$, $T:G$, $T:G$ – времени работы отдельно по каждой нештатной ситуации (НС) в [ч:мин];

массы M [т] и V объема [м³] теплоносителя;

среднечасовых и среднесуточных значений температур t [°C];

среднечасовой и среднесуточной разности температур dt [°C] между T_1 и T_2 ;

часовых и суточных измеряемых среднеарифметических значений давления в трубопроводах P [МПа];

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			МК № 0118300019511000013						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	

времени работы в штатном режиме Тнараб [ч:мин] (время наработки);
времени работы Тош прибора при наличии тех. неисправности (ТН) в [ч:мин];

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									42
			Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013

к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.

Данных по аварийным ситуациям на источниках теплоснабжения нет.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013	43

л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

В рассматриваемый период, котельные теплоснабжающих организаций не получали предписаний от надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации.

При общем значительном износе основного оборудования большинства источников тепловой энергии, эксплуатирующие организации не допускают нарушений требований нормативных документов в части безопасной их эксплуатации.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			44

а) 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.

Магистральных сетей от котельных нет.

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

Подробные электронные карты (схемы) находятся в прилагаемых графических материалах.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			46

в) 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

Таблица 2.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип прокладки, определение их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки
(Существующие котельные Существующее положение)

Зона теплоснабжения, котельная, №, адрес, установленные котлоагрегаты	Год ввода в эксплуатацию	Общая длина тепловых сетей (2х тр), км	Тип изоляции	Тип прокладки		Материальная характеристика, м2	Подключённая нагрузка, Qmax, Гкал/ч	Удельная материальная характеристика м2/Гкал/ч
				Подземная (2х тр), км	Надземная (2х тр), км			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Котельная 1 (кв № 47) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 2 кот. Будерус мощностью 0,5 МВт	2001	0,430	Минвата, ППУ	0,430		75,8	0,23	336,8
Котельная 2 (кв № 68) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 2 кот. КВГ мощностью 0,5 МВт	2001	0,256	Минвата, ППУ	0,256		49,2	0,25	194,6
Котельная 3 (кв № 86) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 4 кот. КС мощностью 0,76 МВт	1995	0,509	Минвата, ППУ	0,509		113,2	0,76	149,6
Котельная 4 (кв № 87) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 4 кот. КС мощностью 0,76 МВт	1994	0,991	Минвата, ППУ	0,991		194,3	1,11	175,8
Котельная 5 (кв № 89) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 4 кот. Братск мощностью 0,76 МВт	1987	0,495	Минвата, ППУ	0,495		121,1	0,37	330,1

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КС мощностью 0,93 МВт 2 кот. Тула мощностью 0,7 МВт	1977	1,050	Минвата, ППУ	1,050		240,1	0,53	454,8
Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,29 МВт	1966	0,134	Минвата, ППУ	0,134		25,9	0,28	92,4
Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 5 кот. Универсал мощностью 0,74 МВт	1982	0,275	Минвата, ППУ	0,275		67,0	0,41	164,2
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 3 кот. Универсал мощностью 0,47 МВт 2 кот. КС мощностью 0,76 МВт	1966	0,332	Минвата, ППУ	0,332		67,9	0,54	126,0
Котельная 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,23 МВт	1979	0,099	Минвата, ППУ	0,099		15,0	0,19	81,3
Котельная 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,4 МВт 2 кот. КС мощностью 0,76 МВт	1981	0,368	Минвата, ППУ	0,368		60,1	0,58	104,0
Котельная 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,5 МВт 2 кот. Универсал мощностью 0,53 МВт	1978	0,492	Минвата, ППУ	0,492		105,6	0,78	134,9
Котельная 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КСВГ мощностью 0,63 МВт	2005	0,055	Минвата, ППУ	0,055		13,8	0,72	19,1
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,2 МВт	1996	0,025	Минвата, ППУ	0,025		4,5	0,28	15,7

Котельная 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Хопер мощностью 0,1 МВт	2005	0,005	Минвата, ППУ	0,005		0,6	0,13	4,4
Котельная 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 1 кот. RTQ мощностью 0,682 МВт	2003	0,260	Минвата, ППУ	0,260		47,3	0,18	261,3

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол.уч.	Лист
Недок	Подп.	Дата

г) Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Материалы труб, арматуры, компенсаторов, опор и других элементов трубопроводов тепловых сетей, а также методы их изготовления, ремонта и контроля должны соответствовать Правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды и СНиП.

Для трубопроводов тепловых сетей, кроме тепловых пунктов и сетей горячего водоснабжения, не допускается применять арматуру из серого чугуна в районах с расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления ниже минус 10 °С;

На спускных, продувочных и дренажных устройствах не допускается применение арматуры из серого чугуна.

На трубопроводах водяных тепловых сетей должна применяться арматура двустороннего прохода. На штуцерах для выпуска воздуха и воды, а также подачи воздуха при гидропневматической промывке допускается установка арматуры с односторонним проходом.

Запорная арматура в тепловых сетях должна быть установлена на всех трубопроводах выводов тепловых сетей от источника тепла независимо от параметров теплоносителя и диаметров трубопроводов на трубопроводах водяных тепловых сетей диаметром 100 мм и более на расстоянии не более 1000 м друг от друга (секционирующие задвижки).

Ввиду того, что длина наибольшего участка тепловой сети не превышает трёхсот метров, секционирующие задвижки не предусмотрены.

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

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				50

д) 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 выполнена из бетонных блоков типа ФС. Наиболее надежны камеры из сборных ж/б элементов, эти конструкции носят название тепловая железобетонная камера. Изделие представляет собою сборную конструкцию из трех элементов: двух стаканов и среднего сквозного кольца квадратной формы, верхний стакан устанавливается днищем вверх и имеет в нем отверстие для доступа в камеру обслуживающего персонала. Габаритные размеры, которые имеют жби камеры, бывают различны и определяются условиями применения, в первую очередь – диаметром основного трубопровода. Если железобетонная камера оборудуется под автострадой, то обязательна установка защитных железобетонных плит под и над камерой, верхняя плита имеет соосное отверстие с отверстием в верхнем стакане камеры. Камеры изготавливаются из тяжелого бетона. Регламентируемая отпускная прочность бетона в % отношении от марочной - зима/лето 70/90, марка бетона по морозоустойчивости не ниже F150, по водонепроницаемости не ниже W4.

Существующие тепловые камеры с блочными и 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.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				51

е) Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.

Температурный график подающего трубопровода тепловой сети отопления - это зависимость температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть производителем тепла, от температуры наружного воздуха, и поддерживать его в трубопроводе подачи тепловой сети должен производитель тепла.

Температурный график теплоносителя в обратном трубопроводе - это зависимость температуры возвращаемой в тепловую сеть потребителем тепловой энергии, от температуры наружного воздуха, и поддерживать его должен потребитель. Т.е. температура теплоносителя – это функция аргументом, т.е. Независимой переменной которой является температура наружного воздуха.

В соответствии с п.5 ст.20 Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190 «О теплоснабжении» температурный график системы теплоснабжения утверждается при утверждении схемы теплоснабжения.

Температурный график регулирования тепловой нагрузки разрабатывается из условий суточной подачи тепловой энергии на отопление, обеспечивающей потребность зданий в тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха, чтобы обеспечить температуру в помещениях постоянной на уровне не менее 18 градусов, а также покрытие тепловой нагрузки горячего водоснабжения с обеспечением температуры ГВС в местах водоразбора не ниже + 60 °С, в соответствии с требованиями СанПин 2.1.4.2496-09 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения».

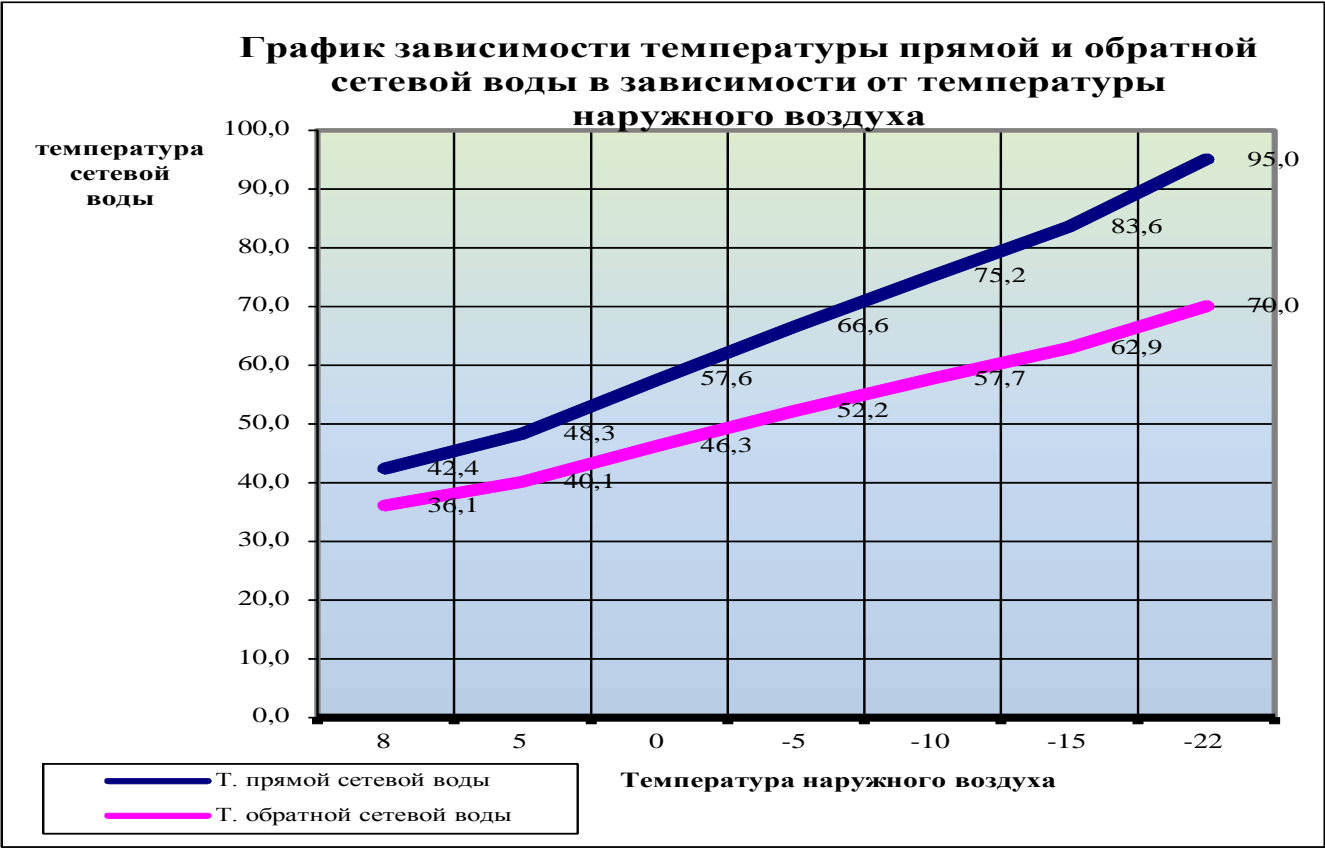
Для домовых систем отопления потребителей применяется График качественного регулирования температуры воды в системах отопления при различных расчетных и текущих температурах наружного воздуха при расчетных перепадах температура воды в системе отопления 95-70°С

Температурный график рассчитывается исходя из климатологических данных для М.О. Старощербиновское сельское поселение

- расчётная температура для проектирования отопления -22°С
- продолжительность отопительного периода 4440 ч

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				52

Температура		
наружного воздуха	прямой сетевой воды	обратной сетевой воды
8	42,4	36,1
5	48,3	40,1
0	57,6	46,3
-5	66,6	52,2
-10	75,2	57,7
-15	83,6	62,9
-22	95,0	70,0



Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

1 Котельная кв № 47 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
 G кач. рег. = 28,96 м³/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °C в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплоснабжения. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИТП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети... Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления: 29,00 м³/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 29,00 м³/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП) для снижения удельного расхода сетевой воды, отпущенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по смешанной нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеописанным.

Температурный скорректированный график теплосети по совмещённой нагрузке QВ+ГВС

Тн. в. = -22 °C	Наружная теплосеть Δ T = 25,00 °C T2 расч. = 70 °C	Т2
Температура наружного воздуха (Тн.в.) °C	95,00	70 °C
8 °C	42,4	36,1
7 °C	44,4	37,5
6 °C	46,3	38,8
5 °C	48,3	40,1
4 °C	50,2	41,4
3 °C	52,1	42,7
2 °C	53,9	43,9
1 °C	55,8	45,1
0 °C	57,6	46,3
-1 °C	59,4	47,5
-2 °C	61,2	48,7
-3 °C	63	49,8
-4 °C	64,8	51
-5 °C	66,6	52,2
-6 °C	68,3	53,3
-7 °C	70	54,3
-8 °C	71,8	55,5
-9 °C	73,5	56,6
-10 °C	75,2	57,7
-11 °C	76,9	58,7
-12 °C	78,6	59,8
-13 °C	80,2	60,8
-14 °C	81,9	61,9
-15 °C	83,6	62,9
-16 °C	85,2	63,9
-17 °C	86,9	65
-18 °C	88,5	66
-19 °C	90,1	66,9
-20 °C	91,7	67,9
-21 °C	93,3	68,9
-22 °C	95	70

Температура сетевой воды, °C

Температура наружного воздуха, °C

Температурный режим работы наружной теплосети 95 - 70 °C по графику центрального качественного регулирования по совмещённой нагрузке отопления и ГВС

Q ов.мах =	0,253	Гкал/час	95 — 70 °С	/	95 — 70 °С
Q ^{итп} гвс.мах =	0	Гкал/час			
Q ^{итп} гвс.ном =	0,000	Гкал/час			
К ср.час. =	4				
п мах. гвс =	6	час/сут			
Q ов.заниж.=	6,072	Гкал/сут			
Q ов.норма.=	6,072	Гкал/сут			
Разница :	0,000	Гкал/час			
Q ов.повыш. =	0,253	Гкал/час			
Проверка :	6,072	Гкал/сут			

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :

G кач. пер. = 10,11 м³/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

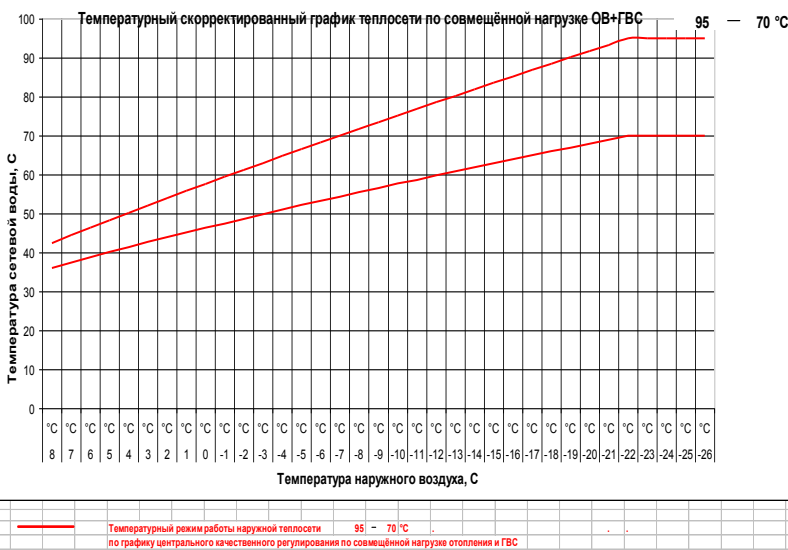
Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплоснабжения. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИТП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..

Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления: 10,12 м³/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 10,12 м³/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
- б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП) для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника **теплоснабжения** целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по суммарной нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеуказанным.

[illegible]

3 Котельная кв № 86 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Q ов пax =	0,757	Гкал/час	95 — 70 °С	/	95 — 70 °С
Q ^{гвс} пax =	0	Гкал/час			
Q ^{гвс} пот =	0,000	Гкал/час			
К ср. час. =	4				
п пax. гвс =	6	час/сут			
Q ов заниж. =	18,168	Гкал/сут			
Q ов норма. =	18,168	Гкал/сут			
Разница :	0,000	Гкал/час			
Q ов повыш. =	0,757	Гкал/час			
Проверка :	18,168	Гкал/сут			

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
G кач. рег. = 30,24 м3/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

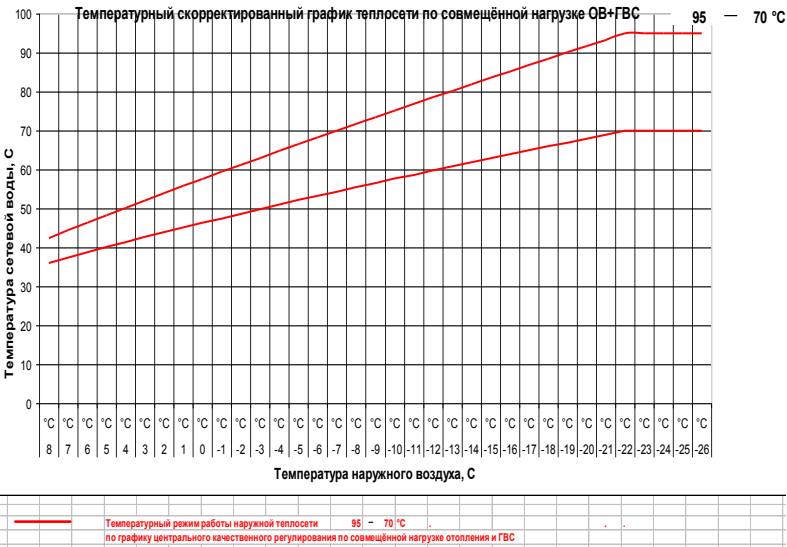
Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИТП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 30,28 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 30,28 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)
для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.

Тн.р. =	-22 °C	Наружная теплосеть			
		Δ Т = 25,00 °C		70 °C	
		T2 расч. =	+		
Температура наружного воздуха		95,00	—	70 °C	
(Т н.в.) °C		T 1		T 2	
8 °C		42,4		36,1	
7 °C		44,4		37,5	
6 °C		46,3		38,8	
5 °C		48,3		40,1	
4 °C		50,2		41,4	
3 °C		52,1		42,7	
2 °C		53,9		43,9	
1 °C		55,8		45,1	
0 °C		57,6		46,3	
-1 °C		59,4		47,5	
-2 °C		61,2		48,7	
-3 °C		63		49,8	
-4 °C		64,8		51	
-5 °C		66,6		52,2	
-6 °C		68,3		53,3	
-7 °C		70		54,3	
-8 °C		71,8		55,5	
-9 °C		73,5		56,6	
-10 °C		75,2		57,7	
-11 °C		76,9		58,7	
-12 °C		78,6		59,8	
-13 °C		80,2		60,8	
-14 °C		81,9		61,9	
-15 °C		83,6		62,9	
-16 °C		85,2		63,9	
-17 °C		86,9		65	
-18 °C		88,5		66	
-19 °C		90,1		66,9	
-20 °C		91,7		67,9	
-21 °C		93,3		68,9	
-22 °C		95		70	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	
.	.	.	.</		



Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

4 Котельная кв № 87 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Q ов.пах =	1,105	Гкал/час	95 — 70 °С / 95 — 70 °С
Q ^{гвс} гвс.пах =	0	Гкал/час	
Q ^{гвс} гвс.ном =	0,000	Гкал/час	
К ср.час. =	4		
n п.мах. гвс =	6	час/сут	
Q ов.заниж.=	26,52	Гкал/сут	
Q ов.норма.=	26,52	Гкал/сут	
Разница :	0,000	Гкал/час	
Q ов.повыш.=	1,105	Гкал/час	
Проверка :	26,52	Гкал/сут	

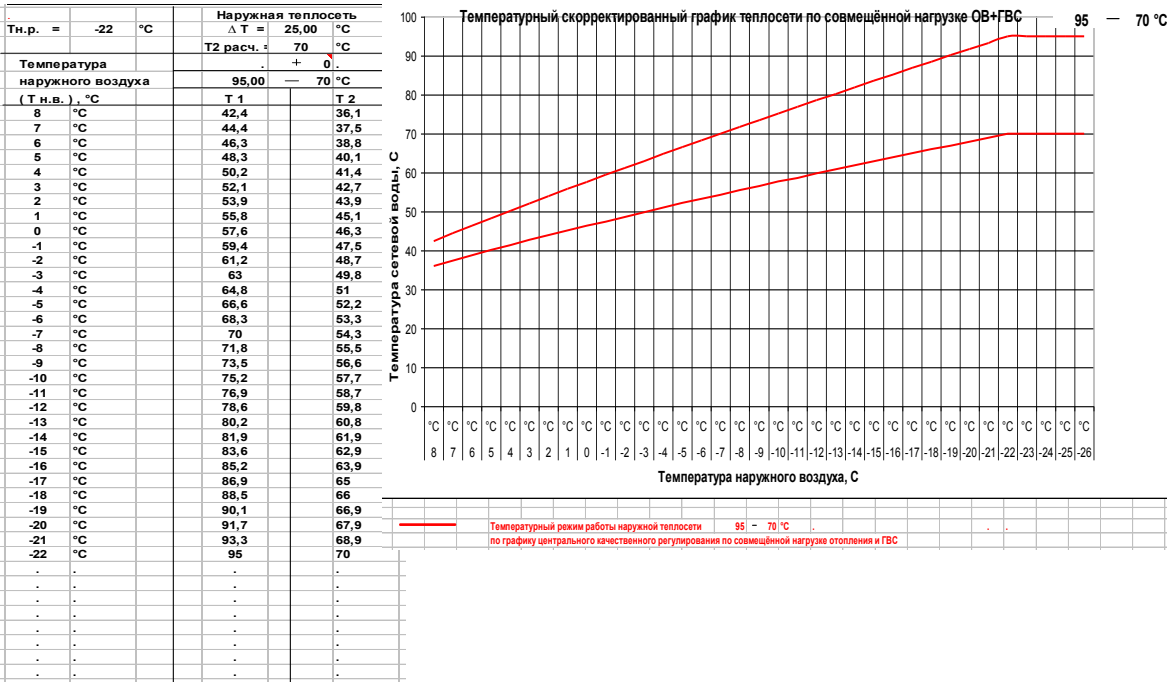
Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
G кач. рег. = 44,14 м3/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПТ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 44,20 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 44,20 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП) для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

5 Котельная кв № 89 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Q ов пmax =	0,367	Гкал/час	95 — 70 °С	/	95 — 70 °С
Q ^{гвс} пmax =	0	Гкал/час			
Q ^{гвс} ном =	0,000	Гкал/час			
К ср. час. =	4				
п max. гвс =	6	час/сут			
Q ов заниж. =	8,808	Гкал/сут			
Q ов норма. =	8,808	Гкал/сут			
Разница :	0,000	Гкал/час			
Q ов повыш. =	0,367	Гкал/час			
Проверка :	8,808	Гкал/сут			

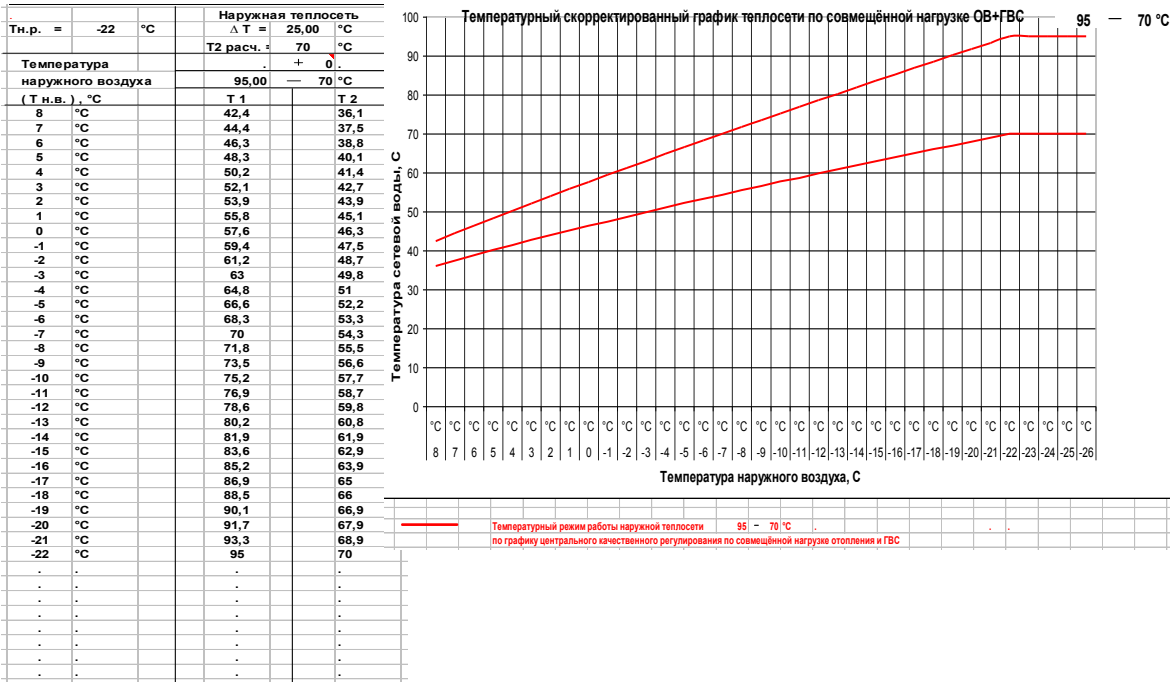
Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
G кач. рег. = 14,66 м3/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПТ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 14,68 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 14,68 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИПТ)
для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

6 Котельная кв № 92 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Q ов.пах =	0,528	Гкал/час	95 — 70 °С	/	95 — 70 °С
Q ^{гвс.пах} =	0	Гкал/час			
Q ^{гвс.ном} =	0,000	Гкал/час			
К ср.час. =	4				
n п.мах.гвс. =	6	час/сут			
Q ов.заниж. =	12,672	Гкал/сут			
Q ов.норма. =	12,672	Гкал/сут			
Разница :	0,000	Гкал/час			
Q ов.повыш. =	0,528	Гкал/час			
Проверка :	12,672	Гкал/сут			

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
Г кач. рег. = 21,09 м3/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплоснабжения. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПТ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 21,12 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

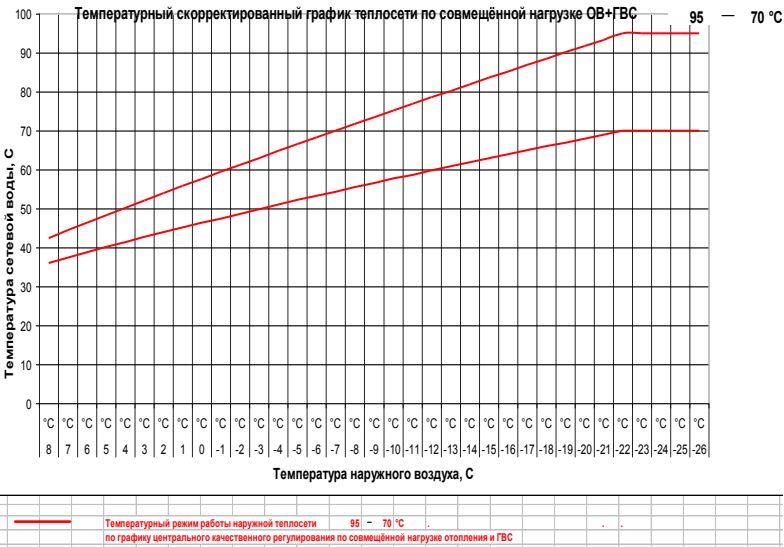
- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 21,12 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП) для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.

Тн.р. =	-22 °C	Наружная теплосеть		
		Δ Т =	25,00 °C	
		T2 расч. =	70 °C	
Температура наружного воздуха (Т н.в.) °C		.	+	0.
		95,00	—	70 °C
8 °C		42,4		36,1
7 °C		44,4		37,5
6 °C		46,3		38,8
5 °C		48,3		40,1
4 °C		50,2		41,4
3 °C		52,1		42,7
2 °C		53,9		43,9
1 °C		55,8		45,1
0 °C		57,6		46,3
-1 °C		59,4		47,5
-2 °C		61,2		48,7
-3 °C		63		49,8
-4 °C		64,8		51
-5 °C		66,6		52,2
-6 °C		68,3		53,3
-7 °C		70		54,3
-8 °C		71,8		55,5
-9 °C		73,5		56,6
-10 °C		75,2		57,7
-11 °C		76,9		58,7
-12 °C		78,6		59,8
-13 °C		80,2		60,8
-14 °C		81,9		61,9
-15 °C		83,6		62,9
-16 °C		85,2		63,9
-17 °C		86,9		65
-18 °C		88,5		66
-19 °C		90,1		66,9
-20 °C		91,7		67,9
-21 °C		93,3		68,9
-22 °C		95		70
.		.		.
.		.		.
.		.		.
.		.		.
.		.		.
.		.		.
.		.		.
.		.		.
.		.		.

Температура сетевой воды. °C

</



Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

7 Котельная кв № 98 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Q ов.пах =	0,28	Гкал/час	95 — 70 °С / 95 — 70 °С
Q ^{гвс} гвс.пах =	0	Гкал/час	
Q ^{гвс} гвс.ном =	0,000	Гкал/час	
К ср.час. =	4		
п.пах.гвс =	6	час/сут	
Q ов.заниж.=	6,72	Гкал/сут	
Q ов.норма.=	6,72	Гкал/сут	
Разница :	0,000	Гкал/час	
Q ов.повыш.=	0,280	Гкал/час	
Проверка :	6,72	Гкал/сут	

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
Г кач. рег. = 11,19 м3/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

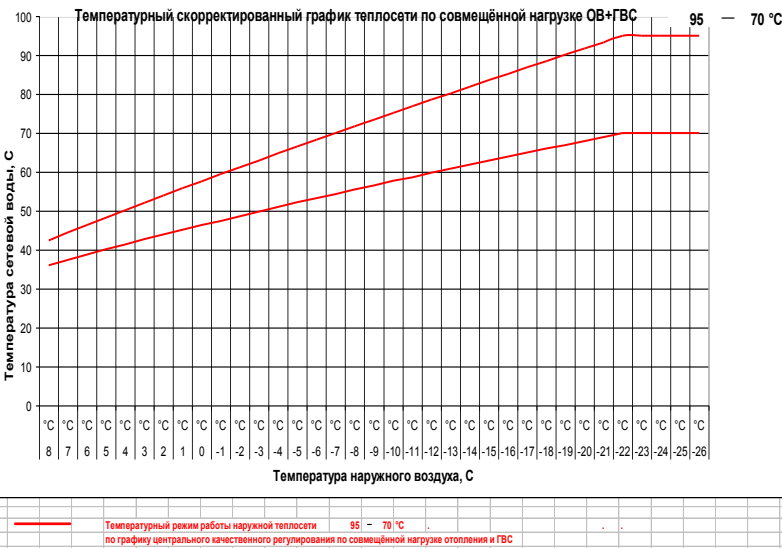
Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПТ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 11,20 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 11,20 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП) для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячей воды.

Тн.р. =	-22 °C	Наружная теплосеть	
		Δ T =	25,00 °C
		T2 расч. =	70 °C
Температура наружного воздуха (Т н.в.), °C		+ 0	
		95,00	70 °C
8 °C		T 1	T 2
7 °C		42,4	36,1
6 °C		44,4	37,5
5 °C		46,3	38,8
4 °C		48,3	40,1
3 °C		50,2	41,4
2 °C		52,1	42,7
1 °C		53,9	43,9
0 °C		55,8	45,1
-1 °C		57,6	46,3
-2 °C		59,4	47,5
-3 °C		61,2	48,7
-4 °C		63	49,8
-5 °C		64,8	51
-6 °C		66,6	52,2
-7 °C		68,3	53,3
-8 °C		70	54,3
-9 °C		71,8	55,5
-10 °C		73,5	56,6
-11 °C		75,2	57,7
-12 °C		76,9	58,7
-13 °C		78,6	59,8
-14 °C		80,2	60,8
-15 °C		81,9	61,9
-16 °C		83,6	62,9
-17 °C		85,2	63,9
-18 °C		86,9	65
-19 °C		88,5	66
-20 °C		90,1	66,9
-21 °C		91,7	67,9
-22 °C		93,3	68,9
		95	70
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.			



Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

8 Котельная кв № 99 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Q ов пmax = 0,408 Гкал/час 95 — 70 °С / 95 — 70 °С
Q^{гвс} пmax = 0 Гкал/час
Q^{гвс} ном = 0,000 Гкал/час
К ср. час. = 4
п пmax. гвс = 6 час/сут
Q ов заниж. = 9,792 Гкал/сут
Q ов норма. = 9,792 Гкал/сут
Разница : 0,000 Гкал/час
Q ов повыш. = 0,408 Гкал/час
Проверка : 9,792 Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
G кач. рег. = 16,30 м³/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

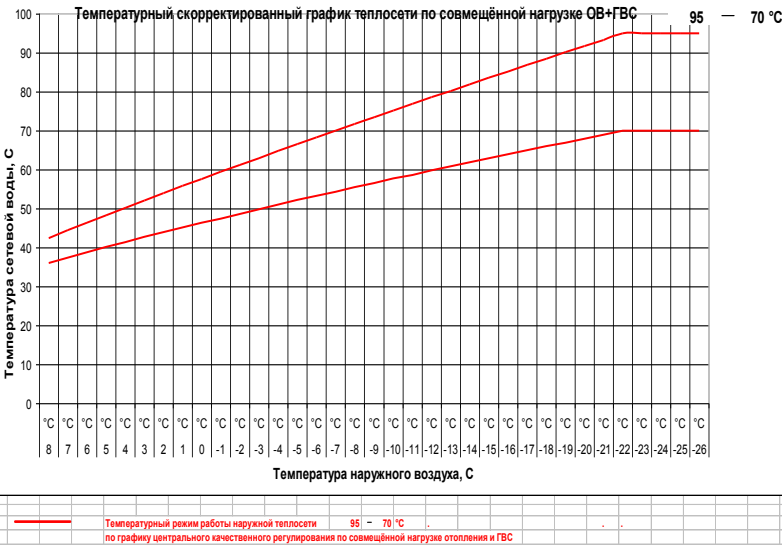
Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИТП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 16,32 м³/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 16,32 м³/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
- б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)
для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеозначенным.

Тн.р. =	-22 °С	Наружная теплосеть			Температура сетевой воды, °С
		Δ Т = 25,00 °С		°С	
		T2 расч. =	70		
Температура наружного воздуха		+ 0			
(Т н.в.) , °С		95,00	—	70 °С	
8 °С	°С	42,4		36,1	
7 °С	°С	44,4		37,5	
6 °С	°С	46,3		38,8	
5 °С	°С	48,3		40,1	
4 °С	°С	50,2		41,4	
3 °С	°С	52,1		42,7	
2 °С	°С	53,9		43,9	
1 °С	°С	55,8		45,1	
0 °С	°С	57,6		46,3	
-1 °С	°С	59,4		47,5	
-2 °С	°С	61,2		48,7	
-3 °С	°С	63		49,8	
-4 °С	°С	64,8		51	
-5 °С	°С	66,6		52,2	
-6 °С	°С	68,3		53,3	
-7 °С	°С	Δ Т =		54,3	
-8 °С	°С	71,8		55,5	
-9 °С	°С	73,5		56,6	
-10 °С	°С	75,2		57,7	
-11 °С	°С	76,9		58,7	
-12 °С	°С	78,6		59,8	
-13 °С	°С	80,2		60,8	
-14 °С	°С	81,9		61,9	
-15 °С	°С	83,6		62,9	
-16 °С	°С	85,2		63,9	
-17 °С	°С	86,9		65	
-18 °С	°С	88,5		66	
-19 °С	°С	90,1		66,9	
-20 °С	°С	91,7		67,9	
-21 °С	°С	93,3		68,9	
-22 °С	°С	95		70	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	
.	.	.		.	



Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

9 Котельная кв № 109 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Q ов пmax =	0,539	Гкал/час	95 — 70 °С	/	95 — 70 °С
Q ^{гвс} пmax =	0	Гкал/час			
Q ^{гвс} ном =	0,000	Гкал/час			
К ср. час. =	4				
п пmax. гвс =	6	час/сут			
Q ов заниж. =	12,936	Гкал/сут			
Q ов норма. =	12,936	Гкал/сут			
Разница :	0,000	Гкал/час			
Q ов повыш. =	0,539	Гкал/час			
Проверка :	12,936	Гкал/сут			

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
G кач. рег. = 21,53 м3/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИТП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 21,56 м3/ч

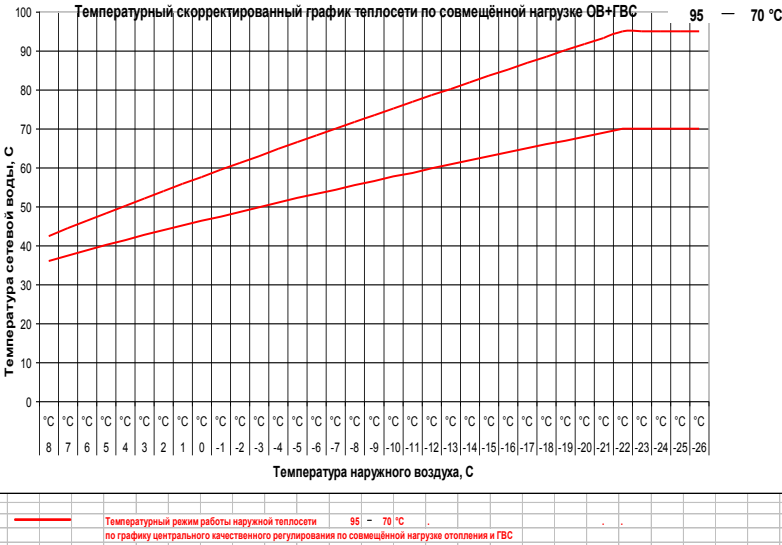
Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 21,56 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)
для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.

Тн.р. =	-22 °С	Наружная теплосеть	
		Δ Т = 25,00 °С	
		T2 расч. = 70 °С	+ 0 °С
Температура наружного воздуха (Т н.в.) , °С		95,00	— 70 °С
8 °С		42,4	36,1
7 °С		44,4	37,5
6 °С		46,3	38,8
5 °С		48,3	40,1
4 °С		50,2	41,4
3 °С		52,1	42,7
2 °С		53,9	43,9
1 °С		55,8	45,1
0 °С		57,6	46,3
-1 °С		59,4	47,5
-2 °С		61,2	48,7
-3 °С		63	49,8
-4 °С		64,8	51
-5 °С		66,6	52,2
-6 °С		68,3	53,3
-7 °С		70	54,3
-8 °С		71,8	55,5
-9 °С		73,5	56,6
-10 °С		75,2	57,7
-11 °С		76,9	58,7
-12 °С		78,6	59,8
-13 °С		80,2	60,8
-14 °С		81,9	61,9
-15 °С		83,6	62,9
-16 °С		85,2	63,9
-17 °С		86,9	65
-18 °С		88,5	66
-19 °С		90,1	66,9
-20 °С		91,7	67,9
-21 °С		93,3	68,9
-22 °С		95	70
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.

Температура сетевой воды, °С



Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

10 Котельная кв № 119 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Q ов пmax =	0,185	Гкал/час	95 — 70 °С	/	95 — 70 °С
Q ^{итп} гвс. max =	0	Гкал/час			
Q ^{итп} гвс. nom =	0,000	Гкал/час			
К ср. час. =	4				
n пmax. гвс =	6	час/сут			
Q ов. заниж. =	4,44	Гкал/сут			
Q ов. норма. =	4,44	Гкал/сут			
Разница :	0,000	Гкал/час			
Q ов. повыш. =	0,185	Гкал/час			
Проверка :	4,44	Гкал/сут			

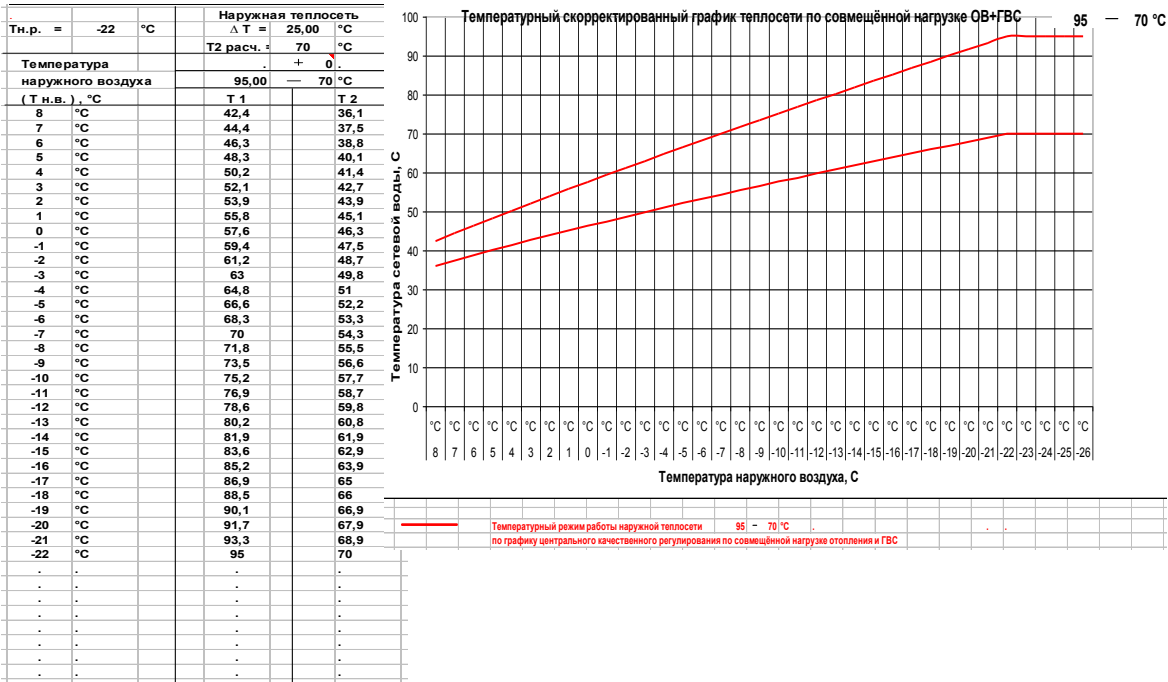
Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
G кач. рег. = 7,39 м3/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИТП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 7,40 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 7,40 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
- б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)
для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

11 Котельная кв № 155 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Q ов max =	0,578	Гкал/час	95 — 70 °С	/	95 — 70 °С
Q ^{итп} гвс.max =	0	Гкал/час			
Q ^{итп} гвс.nom =	0,000	Гкал/час			
К ср.час. =	4				
n max. гвс =	6	час/сут			
Q ов.заниж.=	13,872	Гкал/сут			
Q ов.норма.=	13,872	Гкал/сут			
Разница :	0,000	Гкал/час			
Q ов.повыш.=	0,578	Гкал/час			
Проверка :	13,872	Гкал/сут			

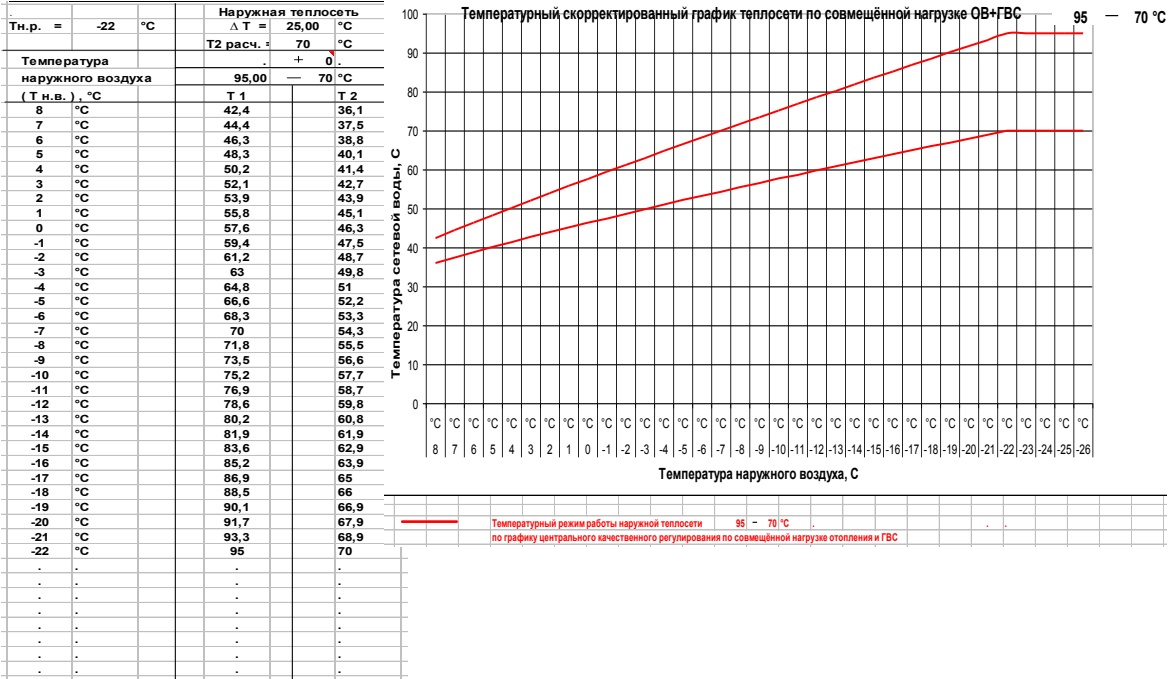
Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
G кач. рег. = 23,09 м3/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИТП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 23,12 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 23,12 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)
для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

12 Котельная ЦРБ Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Q ов пmax =	0,783	Гкал/час	95 — 70 °С	/	95 — 70 °С
Q ^{тп} гвс. max =	0	Гкал/час			
Q ^{тп} гвс. ном =	0,000	Гкал/час			
К ср. час. =	4				
n пmax гвс =	6	час/сут			
Q ов. заниж. =	18,792	Гкал/сут			
Q ов. норма. =	18,792	Гкал/сут			
Разница :	0,000	Гкал/час			
Q ов. повыш. =	0,783	Гкал/час			
Проверка :	18,792	Гкал/сут			

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
G кач. рег. = 31,28 м3/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

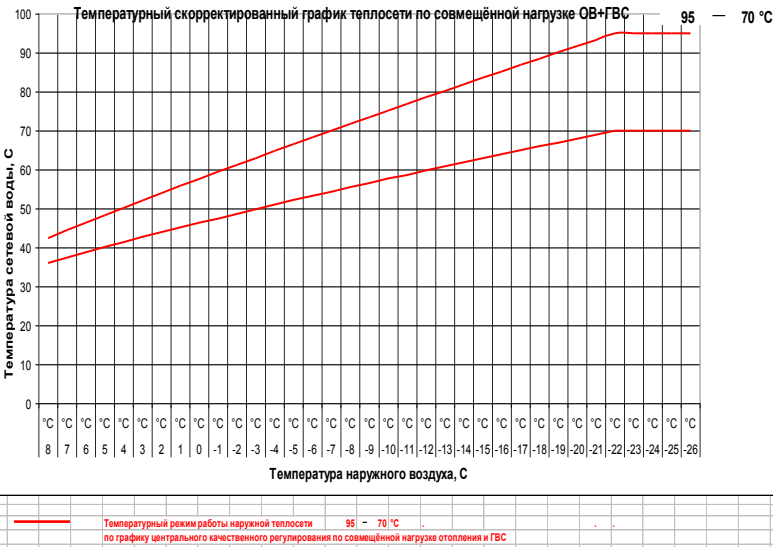
Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИТП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 31,32 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 31,32 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)
для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.

Тн.р. =	-22 °С	Наружная теплосеть	
		Δ T = 25,00 °С	
		T2 расч. = 70 °С	
		+ 0.	
Температура наружного воздуха (Т н.в.) , °С		T 1	T 2
8 °С		42,4	36,1
7 °С		44,4	37,5
6 °С		46,3	38,8
5 °С		48,3	40,1
4 °С		50,2	41,4
3 °С		52,1	42,7
2 °С		53,9	43,9
1 °С		55,8	45,1
0 °С		57,6	46,3
-1 °С		59,4	47,5
-2 °С		61,2	48,7
-3 °С		63	49,8
-4 °С		64,8	51
-5 °С		66,6	52,2
-6 °С		68,3	53,3
-7 °С		70	54,3
-8 °С		71,8	55,5
-9 °С		73,5	56,6
-10 °С		75,2	57,7
-11 °С		76,9	58,7
-12 °С		78,6	59,8
-13 °С		80,2	60,8
-14 °С		81,9	61,9
-15 °С		83,6	62,9
-16 °С		85,2	63,9
-17 °С		86,9	65
-18 °С		88,5	66
-19 °С		90,1	66,9
-20 °С		91,7	67,9
-21 °С		93,3	68,9
-22 °С		95	70



Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

13 Котельная ПУ № 21 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Q ов пmax =	0,72	Гкал/час	95 — 70 °С	/	95 — 70 °С
Q ^{нп} гвс.пmax =	0	Гкал/час			
Q ^{нп} гвс.пот =	0,000	Гкал/час			
К ср. час. =	4				
п пmax гвс =	6	час/сут			
Q ов.заниж.=	17,28	Гкал/сут			
Q ов.норма.=	17,28	Гкал/сут			
Разница :	0,000	Гкал/час			
Q ов.повыш.=	0,720	Гкал/час			
Проверка :	17,28	Гкал/сут			

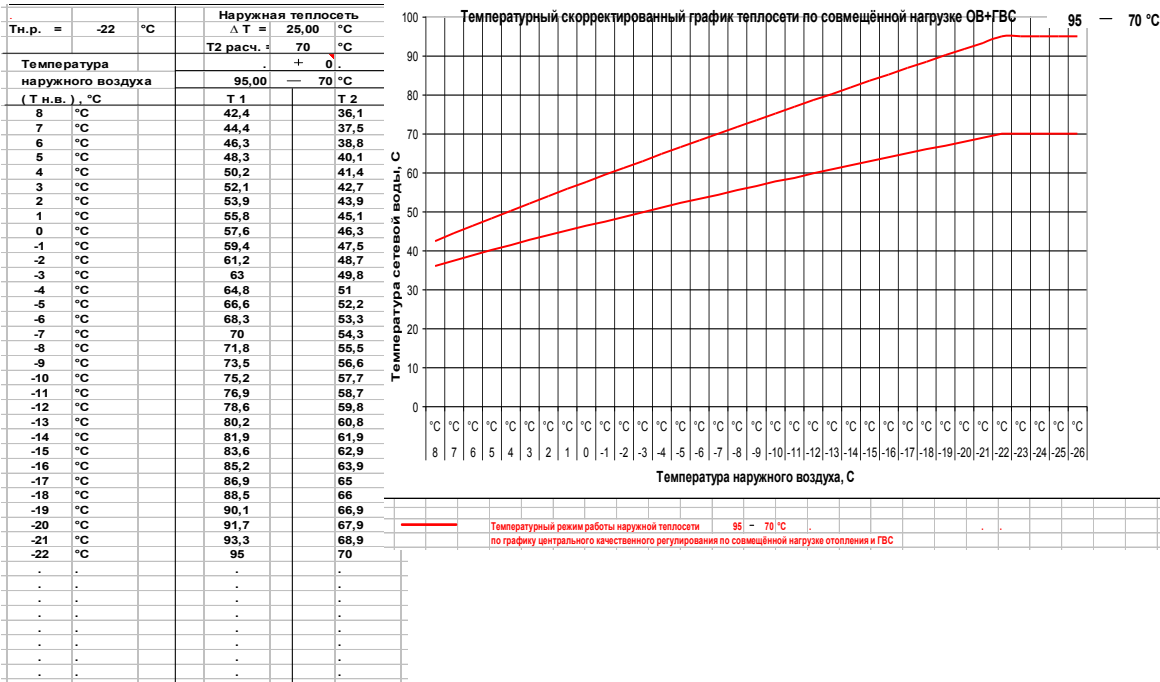
Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
G кач. рег. = 28,76 м3/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИТП у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 28,80 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 28,80 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИТП)
для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесенного к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.



Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

14 Котельная МДОУ № 5 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Q ов пax =	0,283	Гкал/час	95 — 70 °С	/	95 — 70 °С
Q ^{нп} гвс.пax =	0	Гкал/час			
Q ^{нп} гвс.пom =	0,000	Гкал/час			
K ср.час. =	4				
n пax. гвс =	6	час/сут			
Q ов.заниж.=	6,792	Гкал/сут			
Q ов.норма.=	6,792	Гкал/сут			
Разница :	0,000	Гкал/час			
Q ов.повыш.=	0,283	Гкал/час			
Проверка :	6,792	Гкал/сут			

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
G кач. рег. = 11,31 м3/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °С в точке излома температурного графика.

Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплоотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПТ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..

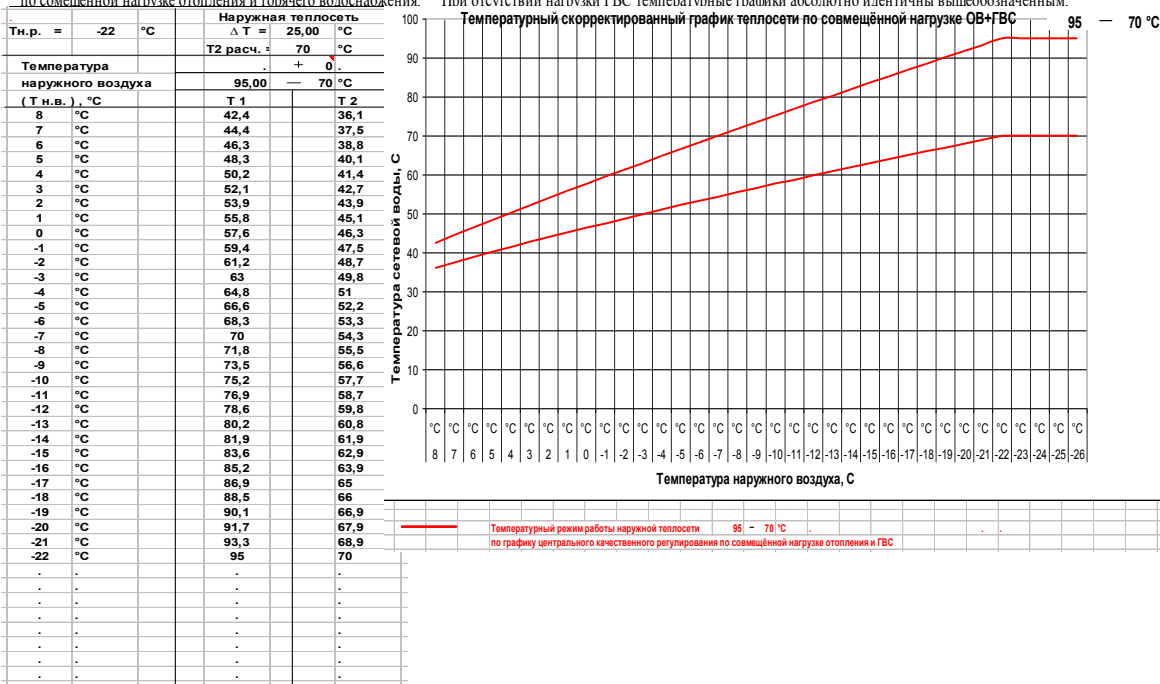
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 11,32 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 11,32 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :

б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °С

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИПТ)
для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения. При отсутствии нагрузки ГВС температурные графики абсолютно идентичны вышеобозначенным.



15 Котельная РОВД Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Q ов пax = 0,13 Гкал/час 95 — 70 °C / 95 — 70 °C
Q^{тп} гвс.пax = 0 Гкал/час
Q^{тп} гвс.пom = 0,000 Гкал/час
K ср.час. = 4
п пax.гвс = 6 час/сут
Q ов.заниж.= 3,12 Гкал/сут
Q ов.норма.= 3,12 Гкал/сут
Разница : 0,000 Гкал/час
Q ов.повыш.= 0,130 Гкал/час
Проверка : 3,12 Гкал/сут

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
G кач. рег. = 5,20 м3/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °C в точке излома температурного графика.

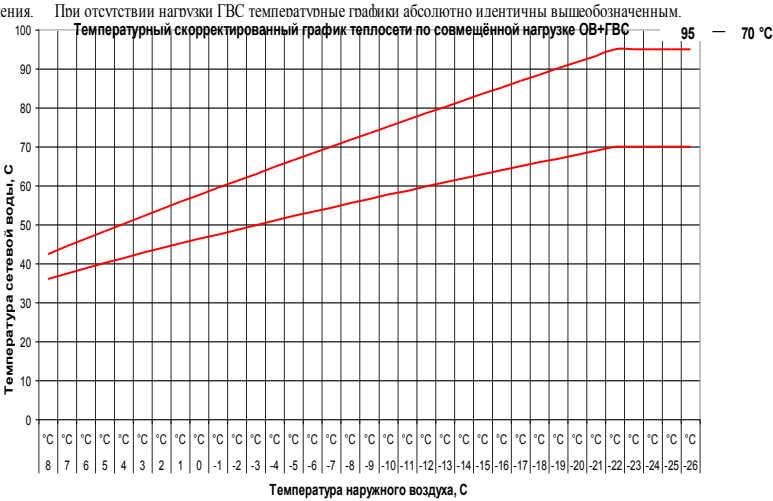
Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплопотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПТ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 5,20 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 5,20 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °C

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИПТ)
для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Тн.р. =	-22 °C	Наружная теплосеть	
		Δ T = 25,00 °C	T2 расч. = 70 °C
Температура наружного воздуха (Т н.в.) , °C		+ 0.	
8 °C		95,00	70 °C
7 °C		T 1	T 2
6 °C		42,4	36,1
5 °C		44,4	37,5
4 °C		46,3	38,8
3 °C		48,3	40,1
2 °C		50,2	41,4
1 °C		52,1	42,7
0 °C		53,9	43,9
-1 °C		55,8	45,1
-2 °C		57,6	46,3
-3 °C		59,4	47,5
-4 °C		61,2	48,7
-5 °C		63	49,8
-6 °C		64,8	51
-7 °C		66,6	52,2
-8 °C		68,3	53,3
-9 °C		70	54,3
-10 °C		71,8	55,5
-11 °C		73,5	56,6
-12 °C		75,2	57,7
-13 °C		76,9	58,7
-14 °C		78,6	59,8
-15 °C		80,2	60,8
-16 °C		81,9	61,9
-17 °C		83,6	62,9
-18 °C		85,2	63,9
-19 °C		86,9	65
-20 °C		88,5	66
-21 °C		90,1	66,9
-22 °C		91,7	67,9
		93,3	68,9
		95	70



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

16 Котельная КТБ Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Q ов пax =	0,181	Гкал/час	95 — 70 °C	/	95 — 70 °C
Q ^{нп} гвс.пax =	0	Гкал/час			
Q ^{нп} гвс.ном =	0,000	Гкал/час			
K ср.час. =	4				
n пax. гвс =	6	час/сут			
Q ов.заниж.=	4,344	Гкал/сут			
Q ов.норма.=	4,344	Гкал/сут			
Разница :	0,000	Гкал/час			
Q ов.повыш.=	0,181	Гкал/час			
Проверка :	4,344	Гкал/сут			

Требуемый расход сетевой воды при графике центрального качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по отопительной нагрузке :
G кач. рег. = 7,23 м3/ч при температуре наружного воздуха -7,4 °C в точке излома температурного графика.

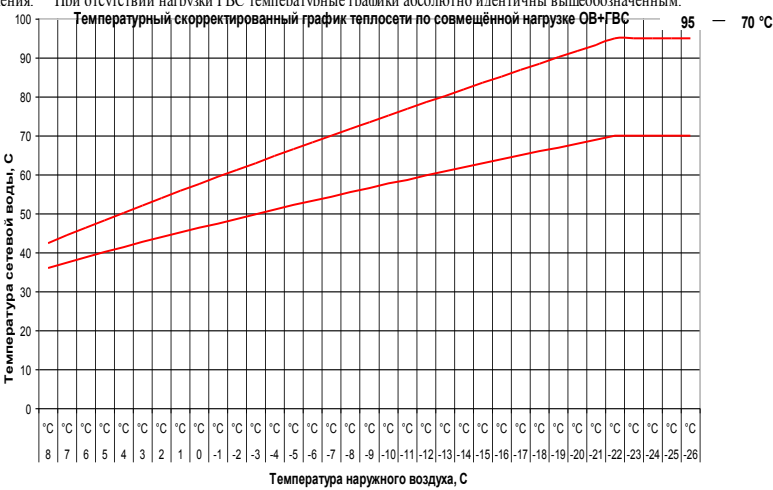
Применение количественного способа регулирования ограничено диапазоном рабочего регулирования в пределах допустимого уровня снижения гидравлической устойчивости систем теплоотребления. Практически в сложившихся условиях централизованного теплоснабжения применение количественного способа регулирования является неоправданным, либо требует наличия независимых автоматизированных ИПТУ у каждого абонента, подключенного к внешней теплосети..
Расчетный расход сетевой воды внутренней системы отопления : 7,24 м3/ч

Для сохранения суточной нормы отпуска тепла в систему отопления при графике качественного регулирования по отопительной нагрузке с ограничением максимального расхода воды из теплосети при принятых выше условиях требуется :

- а) поддержание повышенного расхода теплоносителя во внутренней системе ОВ на уровне 7,24 м3/ч (т.е. выше расчетного на 0,0 %). Или :
б) поддержание повышенного температурного графика работы наружной тепловой сети 95,00 — 70 °C

В условиях наличия 2-трубной закрытой схемы централизованного ГВС с приготовлением теплоносителя ГВС в ЦТП (ИПТ)
для снижения удельного расхода сетевой воды, отнесённого к суммарной нагрузке отопления и ГВС, а также при дефиците тепловой мощности источника теплоснабжения целесообразно рассмотреть и при обосновании применять скорректированные графики качественного регулирования отпуска тепла в тепловую сеть по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Тн.р. =		-22 °C	Наружная теплосеть	
			T2 расч. =	70 °C
Температура наружного воздуха		(Т н.в.), °C	95,00	70 °C
			T1	T2
8 °C			42,4	36,1
7 °C			44,4	37,5
6 °C			46,3	38,8
5 °C			48,3	40,1
4 °C			50,2	41,4
3 °C			52,1	42,7
2 °C			53,9	43,9
1 °C			55,8	45,1
0 °C			57,6	46,3
-1 °C			59,4	47,5
-2 °C			61,2	48,7
-3 °C			63	49,8
-4 °C			64,8	51
-5 °C			66,6	52,2
-6 °C			68,3	53,3
-7 °C			70	54,3
-8 °C			71,8	55,5
-9 °C			73,5	56,6
-10 °C			75,2	57,7
-11 °C			76,9	58,7
-12 °C			78,6	59,8
-13 °C			80,2	60,8
-14 °C			81,9	61,9
-15 °C			83,6	62,9
-16 °C			85,2	63,9
-17 °C			86,9	65
-18 °C			88,5	66
-19 °C			90,1	66,9
-20 °C			91,7	67,9
-21 °C			93,3	68,9
-22 °C			95	70
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.
.



Температурный режим работы наружной теплосети	95 — 70 °C
по графику центрального качественного регулирования по совмещённой нагрузке отопления и ГВС	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

3) 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 электрических станций и тепловых сетей предусматривается ежегодная разработка гидравлических режимов тепловых сетей для отопительного и летнего периодов, а также разработка гидравлических режимов системы теплоснабжения на ближайшие 3-5 лет.

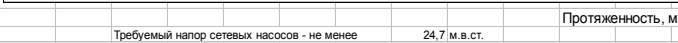
В процессе выполнения программы реконструкции тепловых сетей, а также теплосилового хозяйства, имея целью создание "идеальной тепловой сети" гидравлические режимы тепловой сети неизбежно подвергнутся корректировке.

При массовом внедрении ИТП у потребителей тепловой энергии, трубопроводы ГВС от источников тепловой энергии ликвидируются.

Регулирование потребления тепловой энергии должно производиться в ИТП, снабженных самым современным оборудованием. Это позволяет выдерживать расчётные расходы сетевой воды всей системы.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				70

	Гидравлический расчет теплосети котельной кв № 47		
	(сущ. + перспект. абоненты)		
	Температурный график	95 — 70 °С	



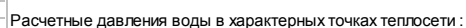
— Пьезометрические линии давлений воды в подающем и обратном трубопроводах сетевой воды
— Отм. уровня земли — Линия невискипания — Статический напор

K ₃ =	1	MM
------------------	---	----

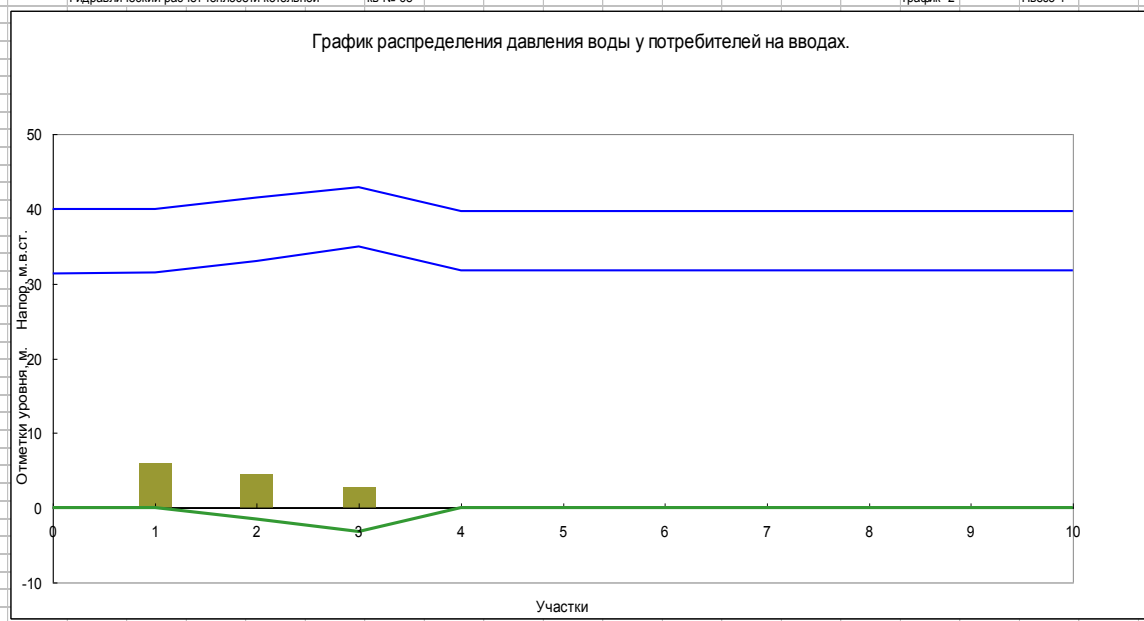
К 3 -	Г	ММ			
Гидравлический расчет теплосети котельной					кв № 47

		график 2

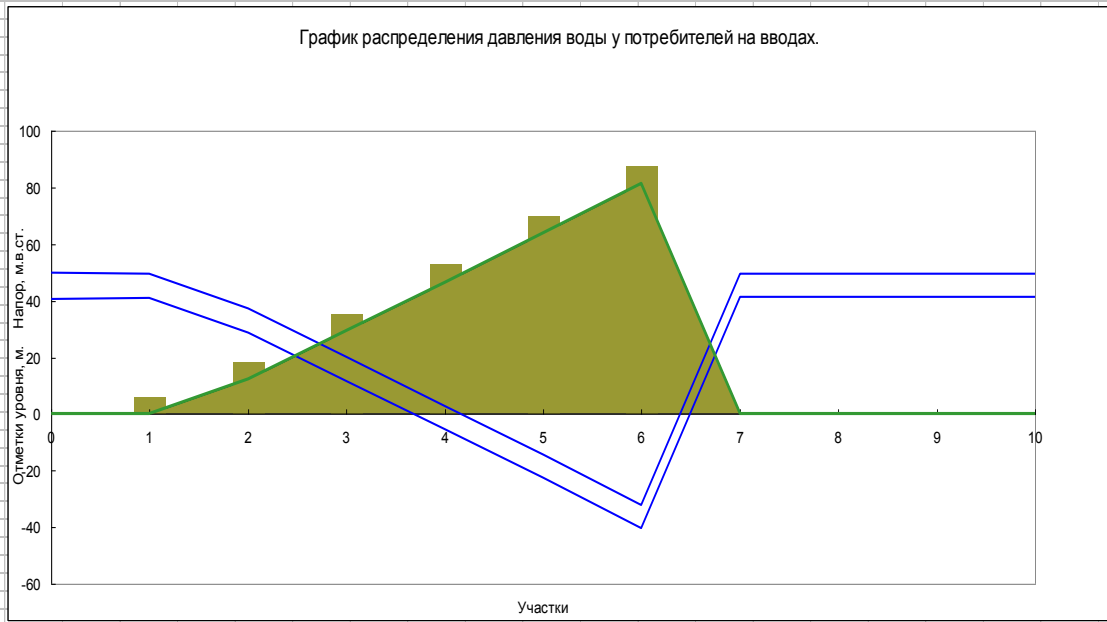
	Пьезо-1
--	---------

[illegible]

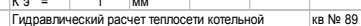
	Гидравлический расчет теплосети котельной кв. № 68			
		(сущ. + perspект. абоненты)		
	Температурный график	95 — 70 °С		

[illegible]

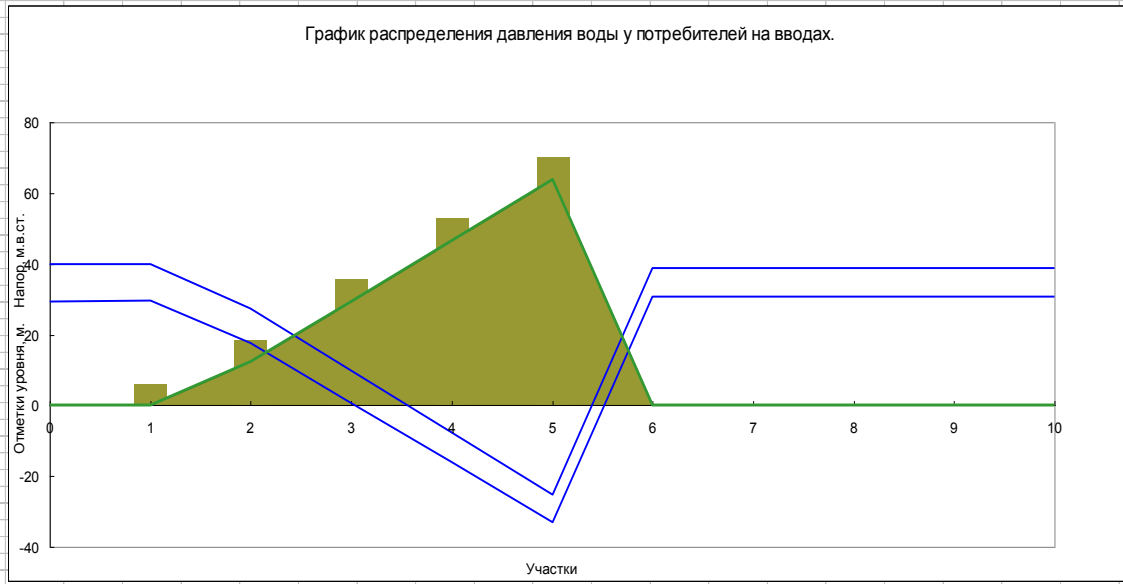
	Гидравлический расчет теплосети котельной № 87		
	(сущ. + перспект. абоненты)		
	Температурный график	95 — 70 °С	

[illegible]

Температурный график	95	—	70 °C
----------------------	----	---	-------

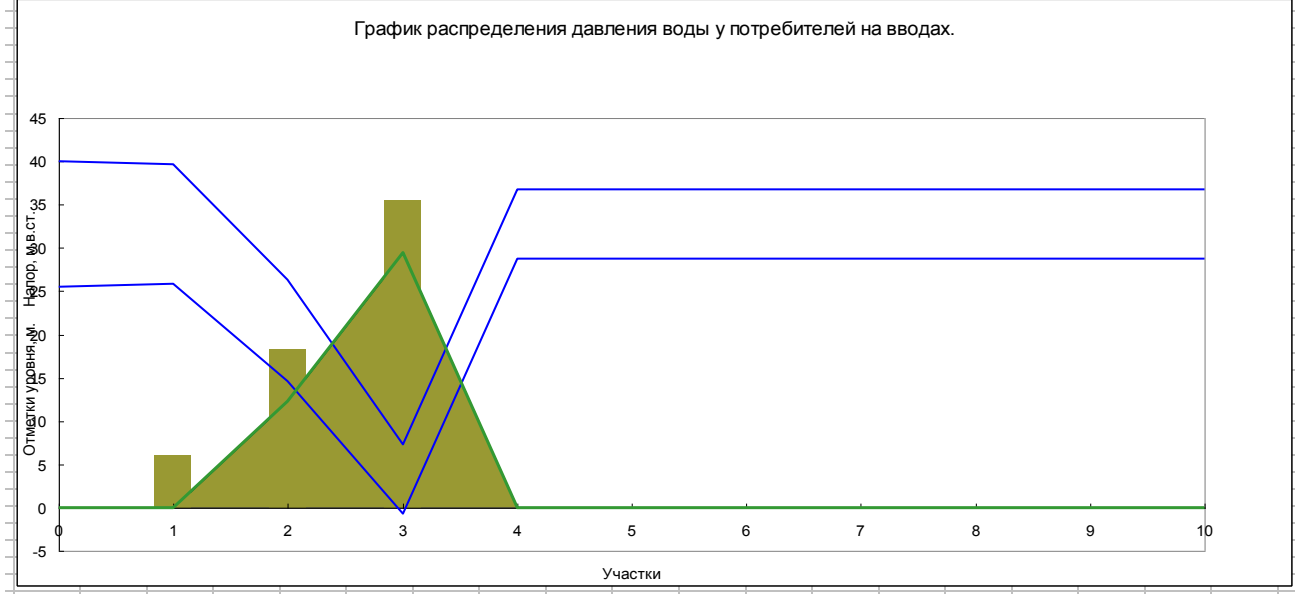
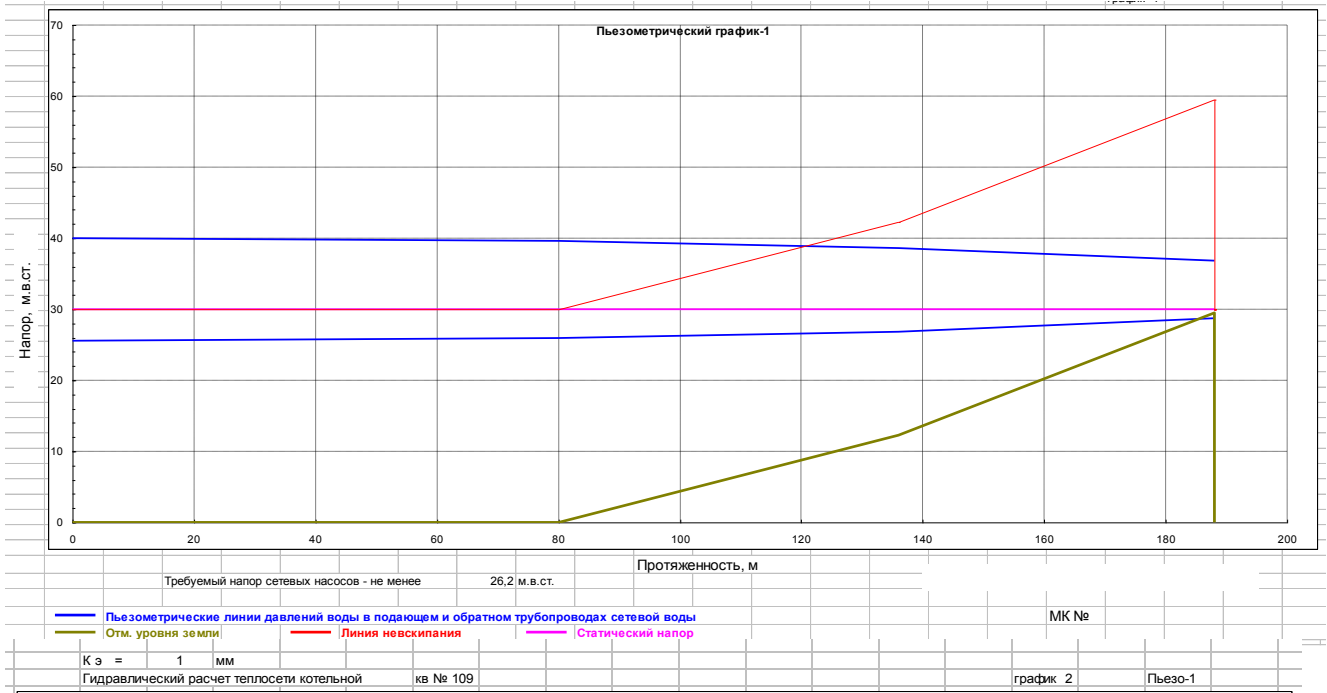


Гидравлический расчет теплосети котельной кв № 99					
(сущ. + перспект. абоненты)					
Температурный график		95	—	70 °С	

[illegible]

9 Котельная кв № 109 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Гидравлический расчет теплосети котельной кв № 109			
(сущ. + перспект. абоненты)			
Температурный график	95	—	70 °С



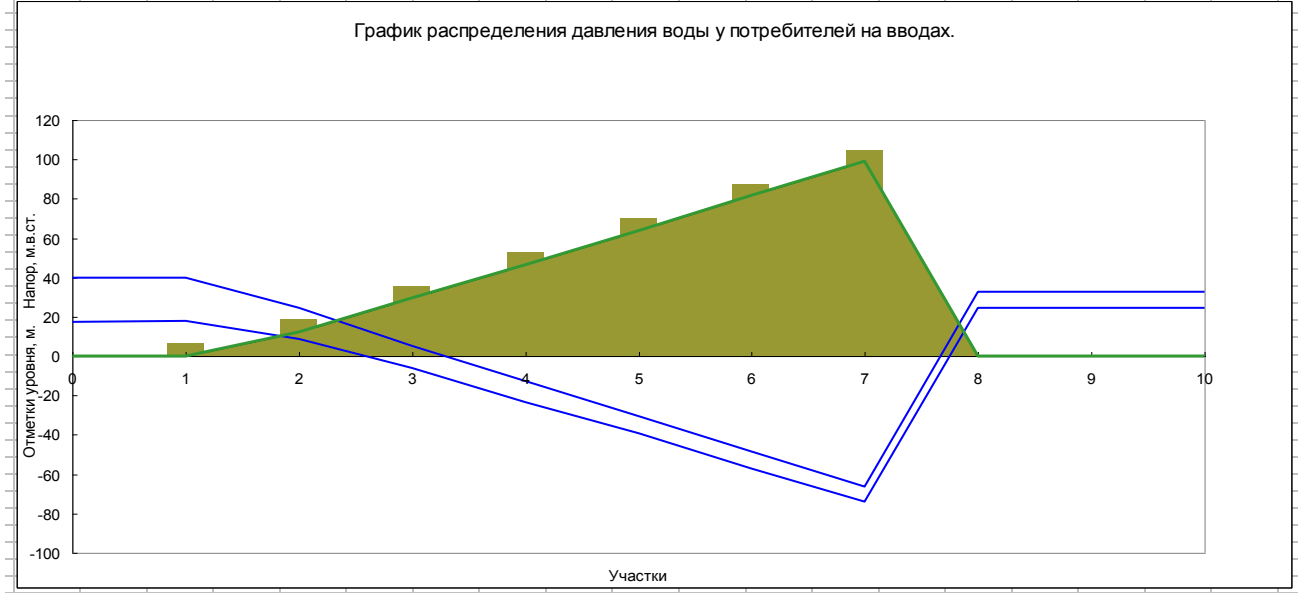
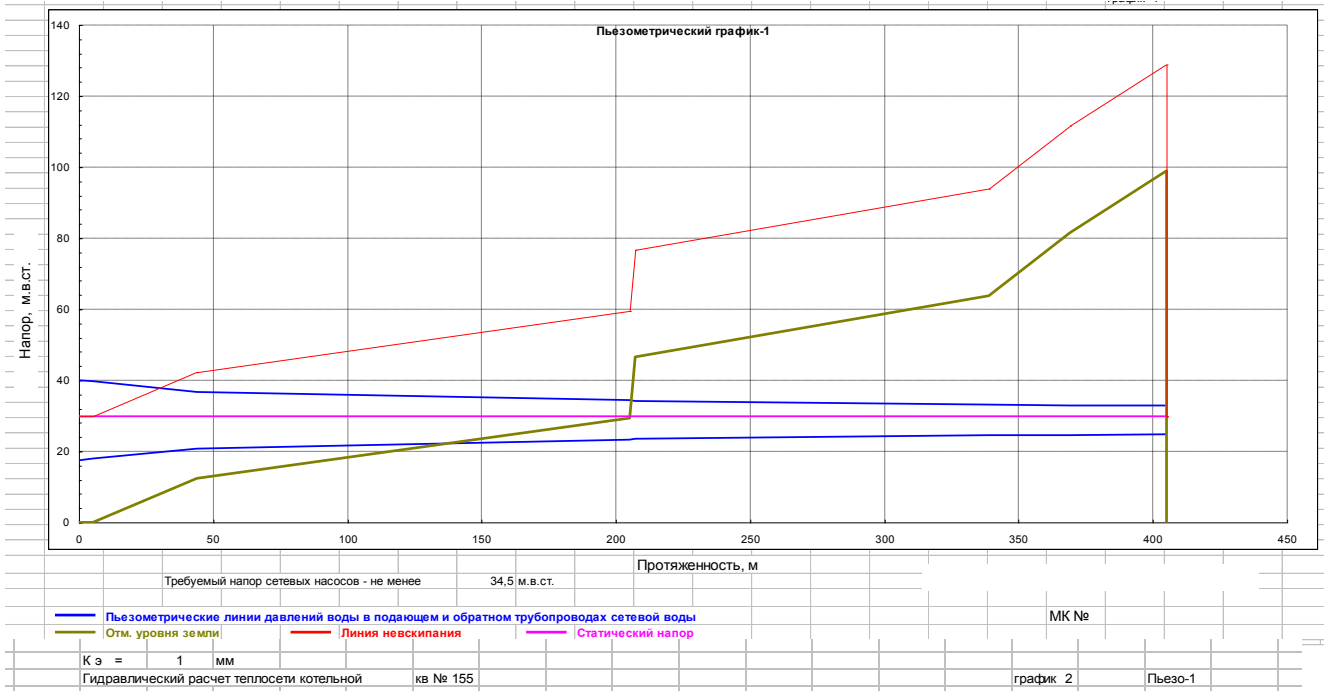
Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :											
Номер точки	0	1	2	3
T 1, м.в.ст.	40,0	39,7	38,7	36,8
T 2, м.в.ст.	25,6	25,9	26,9	28,8
Rп, кг/см2/м	3,13	3,13	12,26	27,00	0,00

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

11 Котельная кв № 155 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

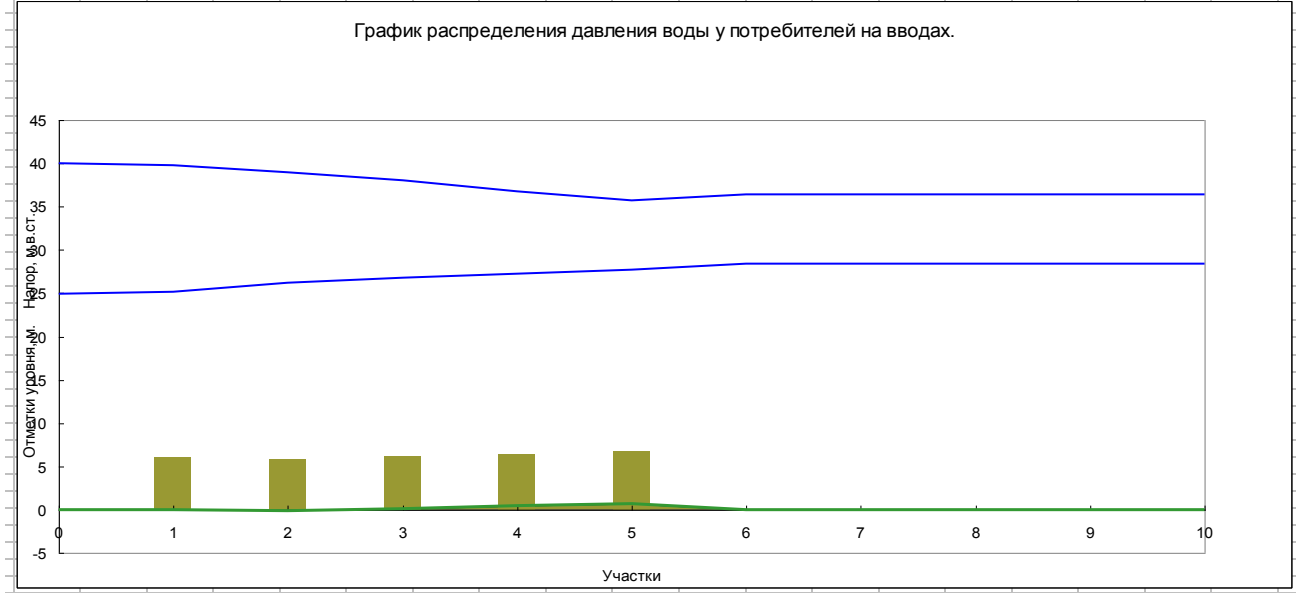
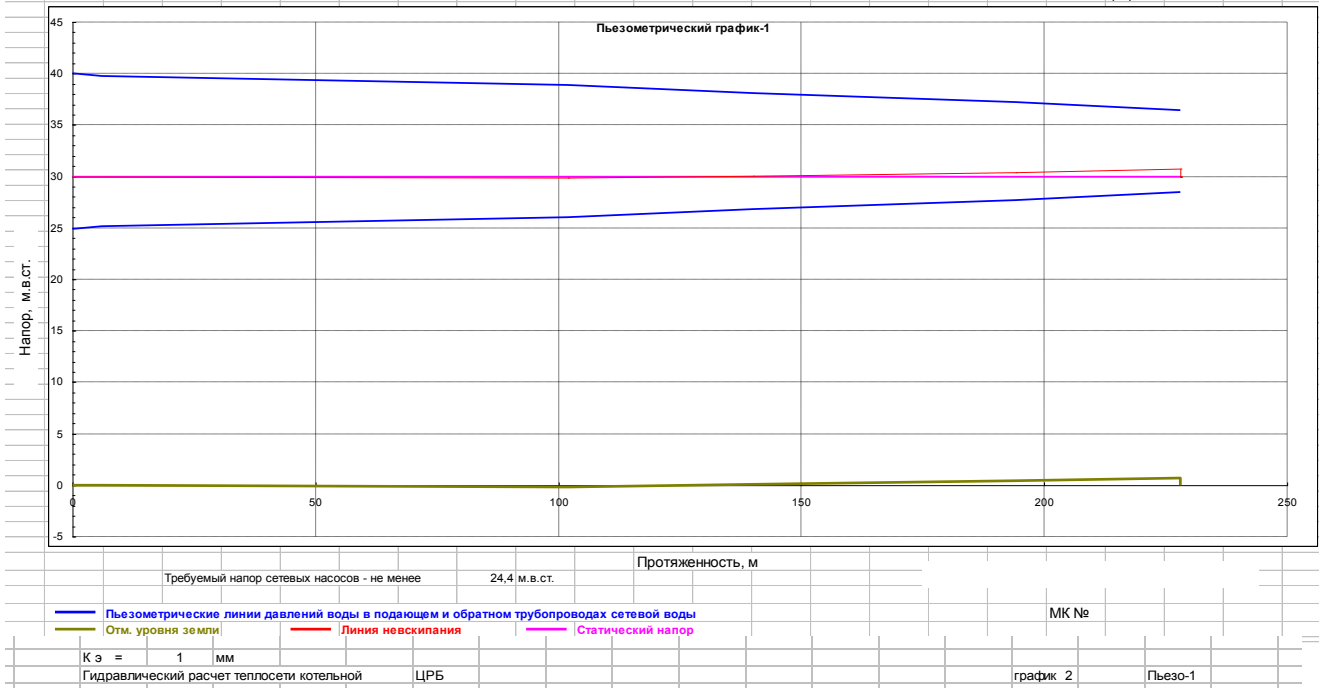
Гидравлический расчет теплосети котельной кв № 155			
(сущ. + перспект. абоненты)			
Температурный график	95	—	70 °С



Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :												
Номер точки	0	1	2	3	4	5	6	7
T 1, м.в.ст.	40,0	39,6	36,7	34,4	34,1	33,1	33,0	32,8
T 2, м.в.ст.	17,6	17,9	20,9	23,2	23,5	24,5	24,6	24,8
Rп, кг/см2/м	13,63	13,63	40,85	11,88	8,67	6,13	1,22	3,13	0,00	.	.	.

12 Котельная ЦРБ Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Гидравлический расчет теплосети котельной ЦРБ				
(сущ. + перспект. абоненты)				
Температурный график		95 — 70 °С		



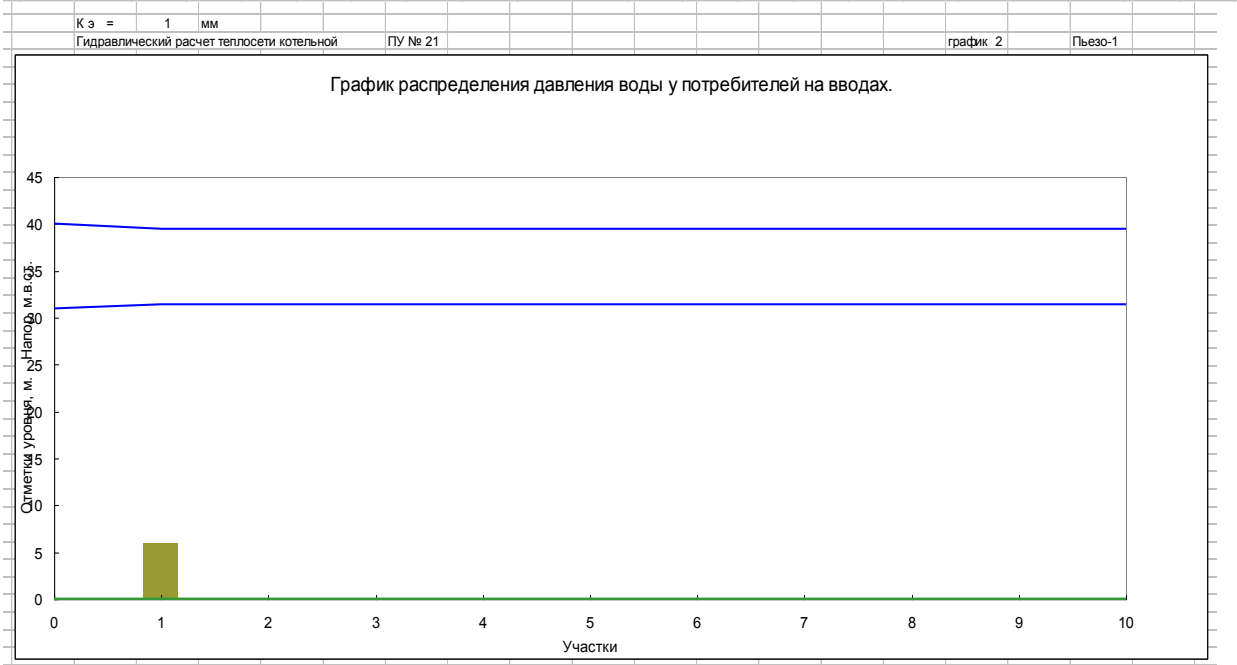
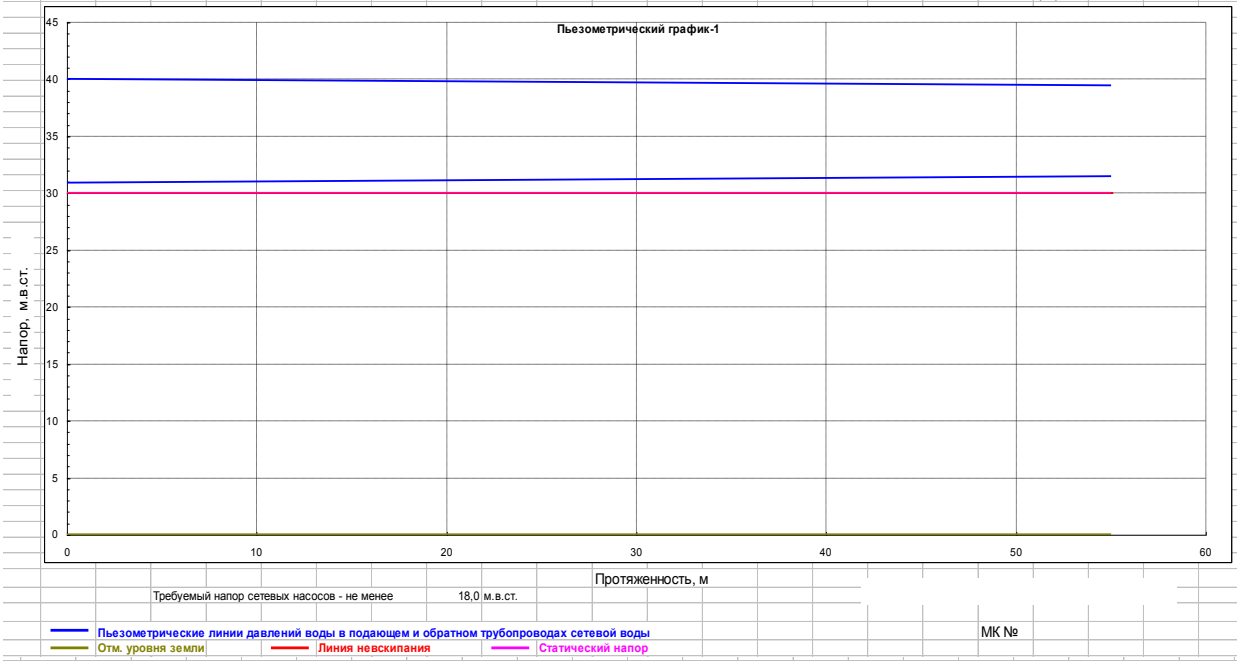
Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :												
Номер точки	0	1	2	3	4	5
T 1, м.в.ст.	40,0	39,8	38,9	38,1	37,2	36,4
T 2, м.в.ст.	24,9	25,1	26,0	26,8	27,7	28,4
Rп, кг/см2/м	6,48	6,48	6,34	11,05	9,82	13,09	0,00

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

13 Котельная ПУ № 21 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Гидравлический расчет теплосети котельной ПУ № 21			
(сущ. + перспект. абоненты)			
Температурный график	95	—	70 °С



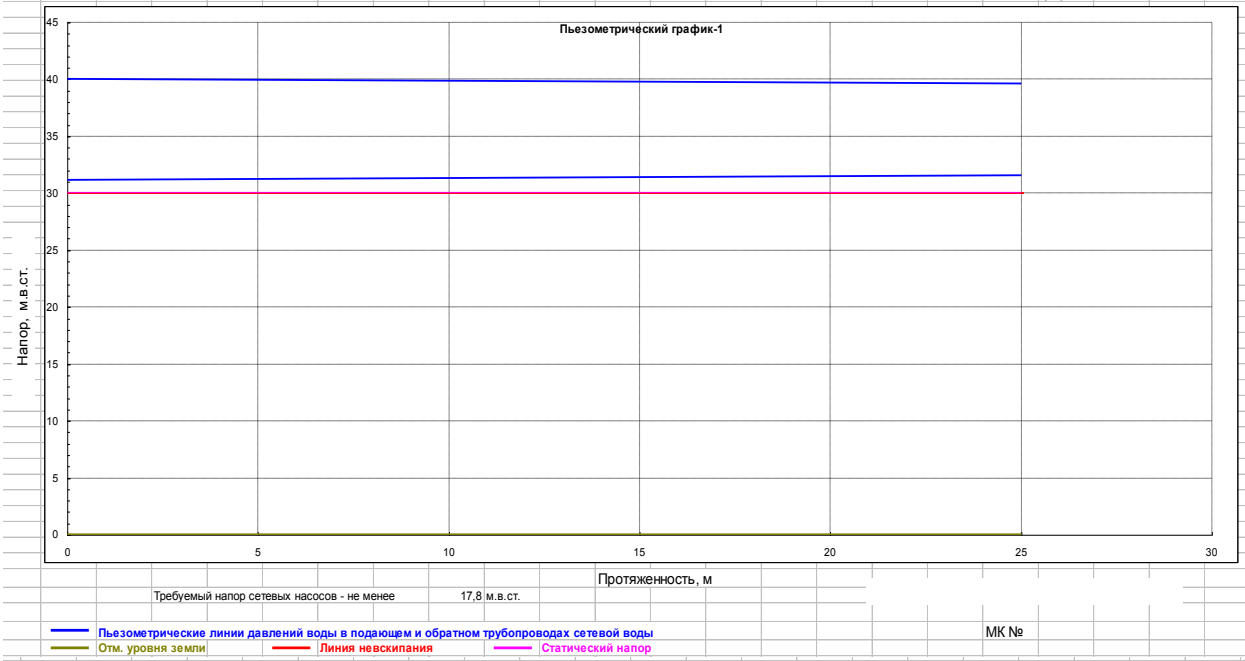
Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :											
Номер точки	0	1
T 1, м.в.ст.	40,0	39,5
T 2, м.в.ст.	31,0	31,5
Rn, кгс/м2/м	5,95	5,95	0,00

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

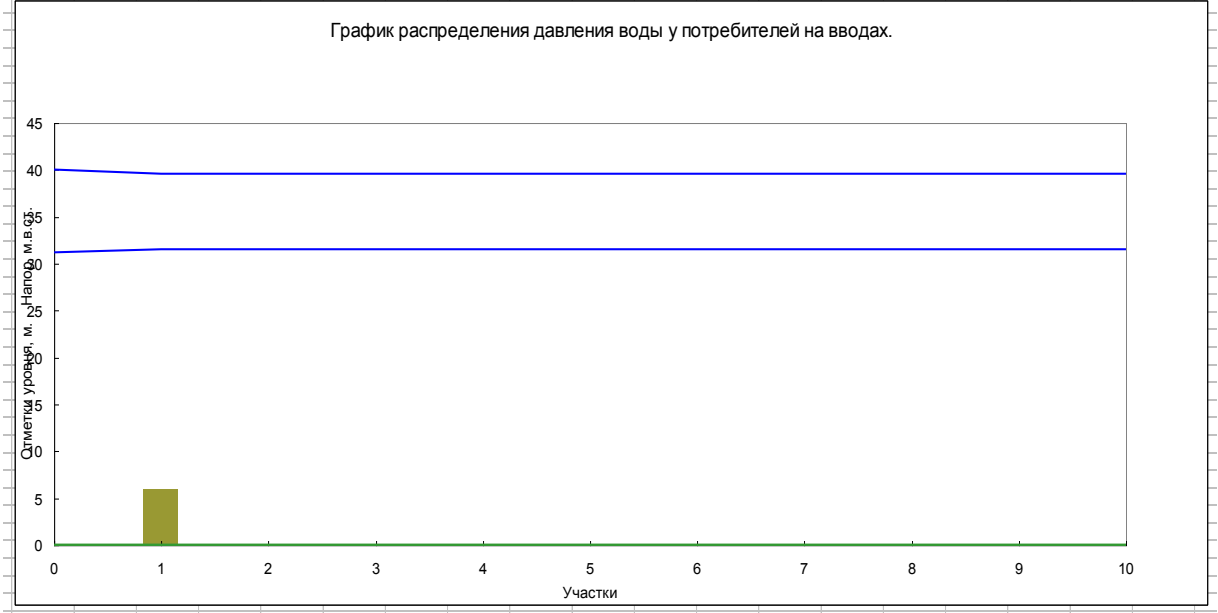
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

14 Котельная МДОУ № 5 Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Гидравлический расчет теплосети котельной МДОУ № 5			
(сущ. + перспект. абоненты)			
Температурный график	95	—	70 °С



К э = 1 мм	Гидравлический расчет теплосети котельной МДОУ № 5	график 2	Пьезо-1
------------	--	----------	---------



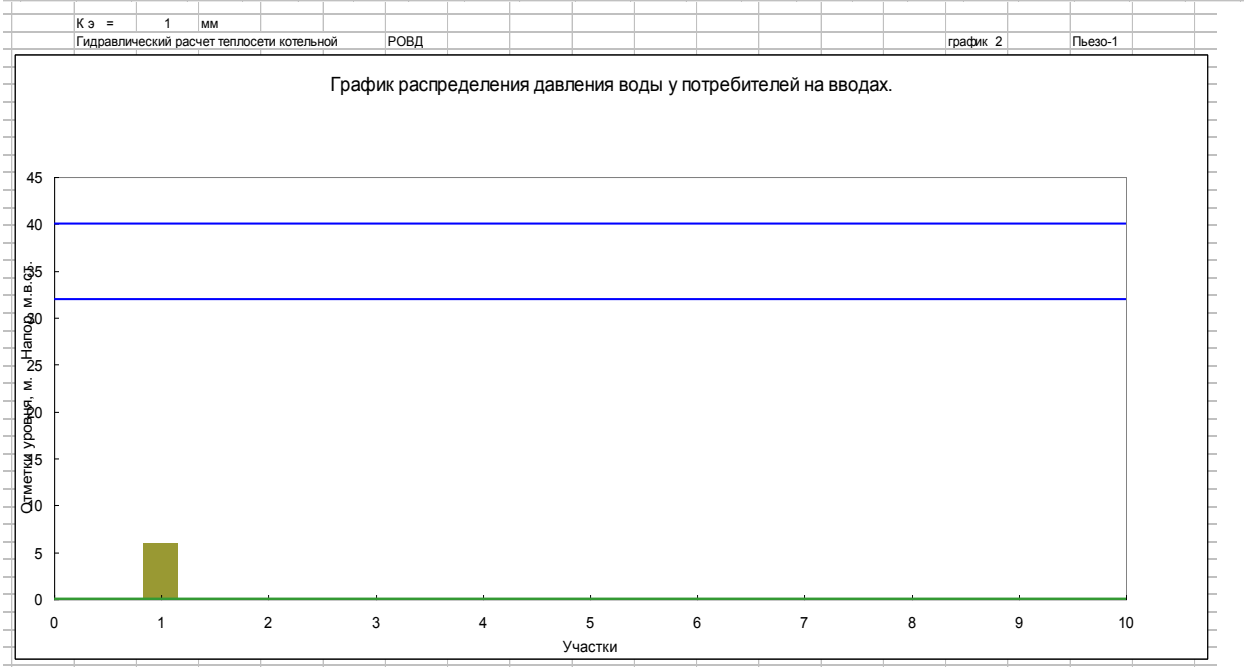
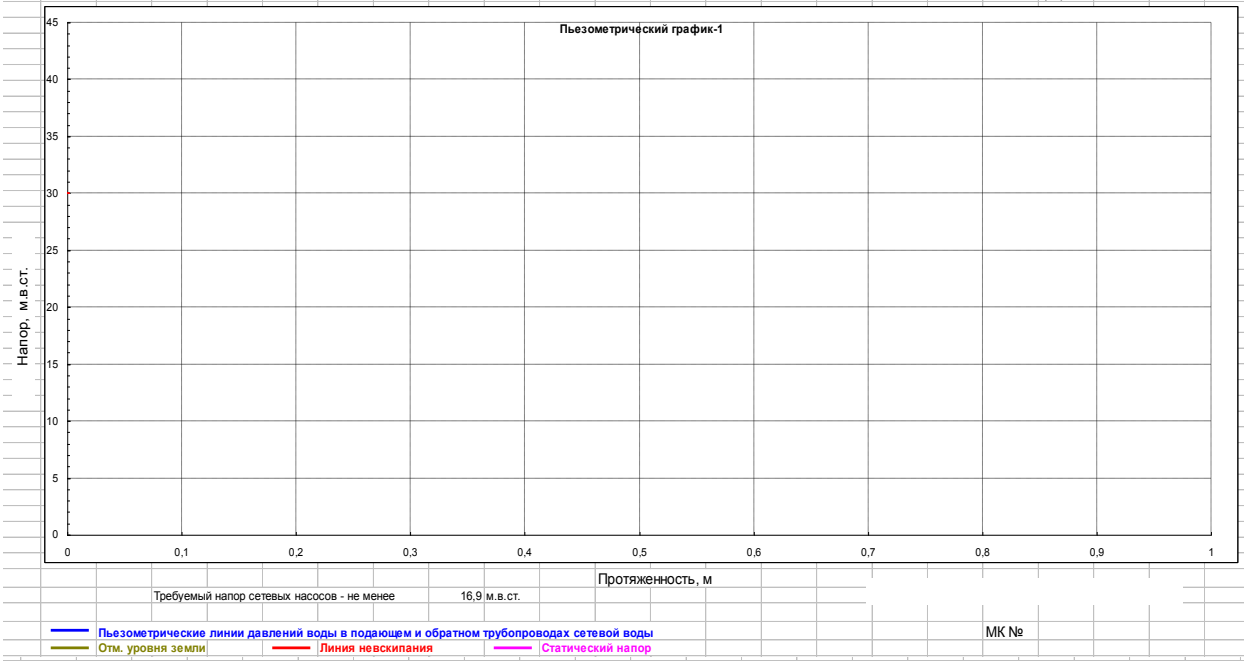
Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :												
Номер точки	0	1
T 1, м.в.ст.	40,0	38,6
T 2, м.в.ст.	31,2	31,6
Rn, кгс/м2/м	9,96	9,96	0,00

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

15 Котельная РОВД Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Гидравлический расчет теплосети котельной РОВД		
(сущ. + перспект. абоненты)		
Температурный график	95	— 70 °С

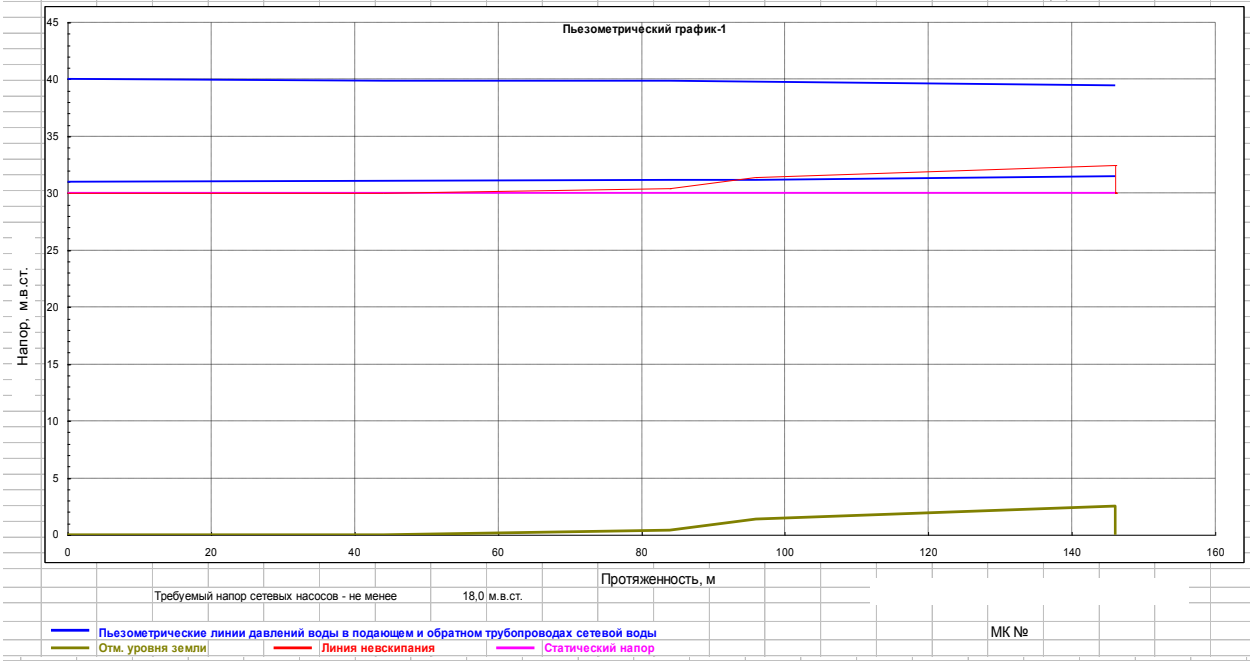


Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :									
Номер точки	0	1
T 1, м.в.ст.	40,0	40,0
T 2, м.в.ст.	32,0	32,0
Rn, кг/м2/м	0,00	0,00	0,00

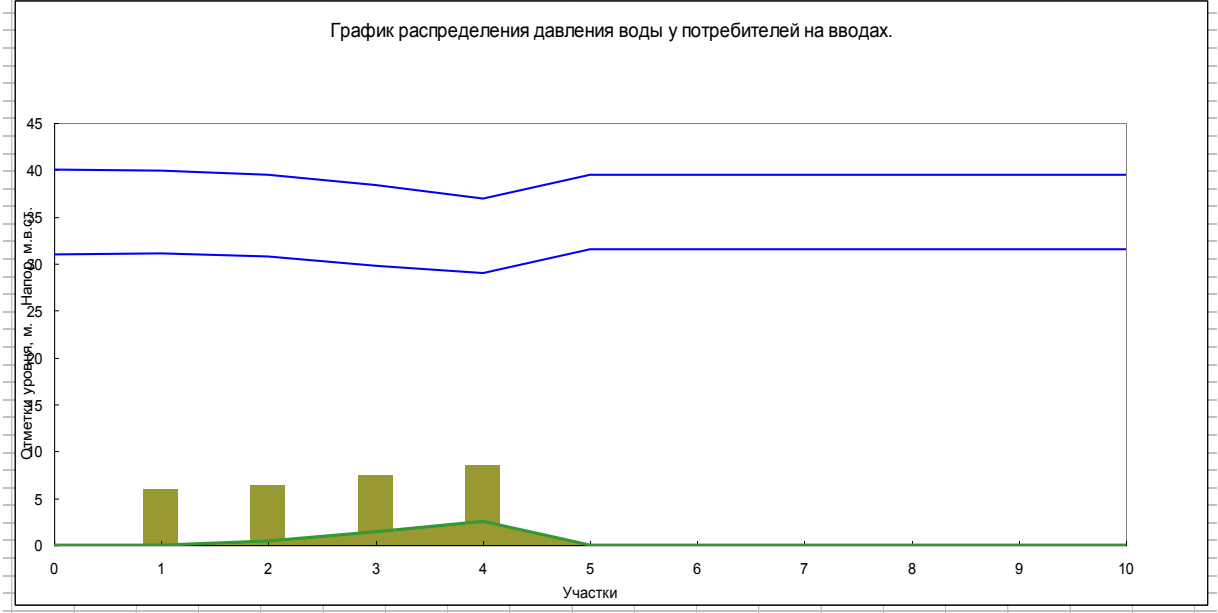
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

16 Котельная КТБ Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Гидравлический расчет теплосети котельной КТБ		
(сущ. + перспект. абоненты)		
Температурный график	95	70 °С



К э = 1 мм	Гидравлический расчет теплосети котельной КТБ	график 2	Пьезо-1
------------	---	----------	---------



Расчетные давления воды в характерных точках теплосети :												
Номер точки	0	1	2	3	4
T 1, м.в.ст.	40,0	39,9	39,9	39,8	39,5
T 2, м.в.ст.	31,0	31,1	31,1	31,2	31,5
Rn, кгс/м2/м	1,23	1,23	0,35	0,24	4,52	0,00

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

и) Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.

Применяются следующие понятия:

- «авария» - повреждение трубопровода тепловой сети, если в период отопительного сезона это привело к перерыву теплоснабжения объектов жилищно-коммунального хозяйства на срок 36 ч и более;
- «инцидент» - отказ или повреждение оборудования и (или) трубопроводов тепловых сетей, отклонения от гидравлического и (или) теплового режимов, нарушение требований федеральных законов и иных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте;

Согласно данным полученным от заказчика за последние 5 лет отказов тепловых сетей не было.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				87

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

Классификация повреждений в системах теплоснабжения на аварии, отказы в работе даны в "Инструкции по расследованию и учету нарушений в работе энергетических предприятий и организаций системы Минжилкомхоза РСФСР" (М.: ОНТИ АКХ им. К. Д. Памфилова, 1986). Нормы времени на восстановление должны определяться с учетом требований данной инструкции и местных условий.

Предприятия объединенных котельных и тепловых сетей должны быть оснащены необходимыми машинами и механизмами для проведения восстановительных работ в соответствии с "Табелем оснащения машинами и механизмами эксплуатации котельных установок и тепловых сетей" (М.: ОНТИ АКХ им. К. Д. Памфилова, 1985).

Время, необходимое для восстановления тепловой сети, при разрыве трубопровода, полученное на основе обработки статистических данных при канальной прокладке, приведены ниже.

Диаметр, мм	Среднее время восстановления, ч
100	12,5
125-300	17,5
350-500	17,5
600-700	19
800-900	27,2

Ввиду отсутствия отказов системы теплоснабжения за последние пять лет и прекращений подачи тепловой энергии, статистика восстановлений отсутствует.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

89

весной и осенью, когда система отопления работает, но снега на земле нет. На обследование и получение результатов по всей территории уходит очень немного времени.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 0118300019511000013	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		90

м) 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, согласованные с городскими жилищными организациями.

График текущего ремонта сети с учетом проведения ремонтных работ на теплоисточниках и согласовывается с теплоисточниками, предприятиями обслуживающими теплопотребляющие установки и утверждается городскими исполкомами.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 0118300019511000013	Лист
							91
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

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

Расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии производится в соответствии с Инструкцией утвержденной Приказом Минэнерго N 325 от 30 декабря 2008 г

Расчет реальных тепловых потерь в в тепловых сетях от источника теплоснабжения производится в соответствии с приказом Госстроя РФ от 06.05.2000 № 105 "Об утверждении методики определения количеств тепловой энергии и теплоносителей в водяных системах коммунального теплоснабжения".

Величина потерь по тепловым сетям по отчетам в большинстве систем теплоснабжения находятся на одном уровне 14,2%, что не соответствует действительности, т.к. рассматриваемые системы обладают различными техническими характеристиками и величиной полезного отпуска тепловой энергии.

Цель нормирования потерь тепловой энергии - снижение или поддержание потерь на технико-экономическом обоснованном уровне. Расчёт и нормирование потерь тепловой энергии, являясь составной частью стратегической задачи по рациональному использованию природных ресурсов , строго регламентировано и носит обязательный характер. С выходом Федерального закона №190-ФЗ от 27.07.2010г., полномочия по утверждению нормативов потерь в тепловых сетях, расположенных в населенных пунктах с численностью менее 500 тыс. человек, переданы местным органам исполнительной власти.

К нормативным эксплуатационным технологическим затратам при передаче тепловой энергии относятся затраты и потери, обусловленные примененными техническими решениями и техническим состоянием теплопроводов и оборудования, обеспечивающими надежное теплоснабжение потребителей и безопасные условия эксплуатации системы транспорта тепловой энергии:

- затраты и потери теплоносителя в пределах установленных норм на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов, а также при подключении новых участков тепловых сетей;
- на технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;
- технически обоснованный расход теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания;
- потери тепловой энергии с затратами и потерями теплоносителя через теплоизоляционные конструкции;
- потери теплоносителя через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами.
- затраты электрической энергии на привод оборудования, обеспечивающего функционирование систем транспорта тепловой энергии и теплоносителей. (Приказ от 4 октября 2005г. N 265 «Об организации в Министерстве промышленности и энергетики РФ работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			92

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

Таблица 2.4 Значения тепловых потерь в тепловых сетях (усреднённые за последние 3 года) при отсутствии приборов учета тепловой энергии (Существующие котельные)

Объект	Среднегодовая выработка, Гкал/год	Потери на собственные нужды, Гкал/год	Потери в сетях, Гкал/год	Полезный отпуск потребителям, Гкал/год
1	2	3	4	5
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Будерус мощностью 0,5 МВт	444,47	9,91	58,55	376,01
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КВГ мощностью 0,5 МВт	499,79	11,14	36,63	452,02
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. КС мощностью 0,76 МВт	1495,4	33,34	86,43	1375,63
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. КС мощностью 0,76 МВт	2182,86	48,66	157,44	1976,76
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. Братск мощностью 0,76 МВт	724,98	16,16	97,86	610,96
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КС мощностью 0,93 МВт 2 кот. Тула мощностью 0,7 МВт	1043,03	23,25	200,22	819,56
Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,29 МВт	553,12	12,33	23,27	517,52
Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 5 кот. Универсал мощностью 0,74 МВт	805,98	17,97	53,57	734,44
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 3 кот. Универсал мощностью 0,47 МВт 2 кот. КС мощностью 0,76 МВт	1064,76	23,74	60,18	980,84

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,23 МВт	365,46	8,15	15,4	341,91
Котельная 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,4 МВт 2 кот. КС мощностью 0,76 МВт	1141,8	25,45	59,74	1056,61
Котельная 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,5 МВт 2 кот. Универсал мощностью 0,53 МВт	1546,77	34,48	91,26	1421,03
Котельная 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КСВГ мощностью 0,63 МВт	1422,31	31,71	8,07	1382,53
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,2 МВт	559,05	12,46	3,71	542,88
Котельная 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Хопер мощностью 0,1 МВт	256,81	5,72	0,48	250,61
Котельная 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 1 кот. RTQ мощностью 0,682 МВт	357,55	7,97	32,03	317,55

Подробные расчёты по тепловым потерям приведены в приложении 1

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 0118300019511000013
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	

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

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

Для присоединения теплотребляющих 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, построенные в пятидесятых - шестидесятых годах работают по зависимой схеме, что объясняется небольшими затратами при оборудовании абонентских вводов.

Горячее водоснабжение поступает к потребителям по отдельным трубопроводам. Этим обусловлен выбор температурного графика теплоснабжения. Гидравлический режим теплоснабжения постоянен, температура прямой и обратной сетевой воды является функцией температуры наружного воздуха

Регулирование теплоснабжения 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.

Пластинчатые теплообменники, оборудованные надежной автоматикой, способны обеспечить эффективный нагрев горячей воды без завышения температуры теплоносителя, возвращаемого в тепловую сеть/

Регулирование температуры отопления и ГВС производится у каждого потребителя в индивидуальном тепловом пункте.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				96

В планах муниципальной целевой программы "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории муниципального образования" предусмотрено установить приборы учёта тепловой энергии во всех общеобразовательных учреждениях.

у) Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.

Центральных тепловых пунктов в составе систем теплоснабжения муниципального образования нет. Имеющиеся насосные станции обслуживают только систему водоснабжения. Насосных станций в системе теплоснабжения нет.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 0118300019511000013	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		99

В больших разветвленных системах теплоснабжения существует высокая вероятность возникновения аварийных либо переходных гидравлических процессов, характеризующихся колебаниями либо повышением давления сетевой воды, значения которых выходят за пределы допустимых значений прочностных характеристик оборудования и сетей. Подобные процессы возможны и в системах теплоснабжения невысокой мощности и протяженности, и кроме того могут иметь характер гидравлического удара. Степень же надежности проектируемых и, в большей степени эксплуатируемых систем теплоснабжения, является одним из важнейших факторов при осуществлении договорных отношений между теплоснабжающими организациями потребителями тепловой энергии.

- аварийные отключения сетевых и подпиточных насосов;
- закрытие (открытие) регуляторов, запорной, предохранительной и обратной арматуры на источниках теплоснабжения, в тепловых сетях и разрывы коррозионно-ослабленных трубопроводов в случае плановых переключений в тепловых схемах, при перепуске насосов, уменьшении или увеличении подпитки сети;
- разрывы магистральных сетевых трубопроводов.
- вскипание воды в котлах и оборудовании ТСО;

Применяются следующие устройства защиты:

- быстродействующие клапаны высокой плотности в закрытом положении;
- мембранные предохранительные устройства, для предотвращения крупных утечек теплоносителя возможно комбинированное комплектование устройства защиты: последовательно либо параллельно включенным с МПУ предохранительным клапаном или двумя МПУ – основным и дополнительным, срабатывающим при меньшем давлении и рассчитанным на сброс до 10 % сброса основного);
- демпфирующие устройства RS.8, RS.10 для защиты чувствительных элементов - манометров, регуляторов, датчиков, от воздействия гидроударов.

В настоящее время для защиты тепловых сетей от повышения давления ничего из вышеперечисленного не применяется. Единственная защита теплосетей - это установленные предохранительные клапаны с повышенной инерционностью.

х) Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.

При обследовании теплосилового хозяйства бесхозяйных тепловых сетей не обнаружено

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				101

а) Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в настоящее время на территории муниципального образования нет

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

а) Описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.

Рассматриваемое муниципальное образование ч не имеет деления на административные районы. В пригородных поселениях зоны теплоснабжения относятся к школам и детским дошкольным учреждениям. Подробные значения тепловых нагрузок приведены в сводной таблице в подпункте "г"

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 0118300019511000013	Лист
							103
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

б) Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.

Поквартирное отопление значительно удешевляет жилищное строительство: отпадает необходимость в дорогостоящих теплосетях, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии; становится возможным вести жилищное строительство в городских районах, не обеспеченных развитой инфраструктурой тепловых сетей, при условии надежного газоснабжения; снимается проблема окупаемости системы отопления, т.к. погашение стоимости происходит в момент покупки жилья.

Потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта, и сам определяет уровень собственного обеспечения теплом и горячей водой; снимается проблема перебоев в тепле и горячей воде по техническим, организационным и сезонным причинам.

В то же время автономные системы теплоснабжения имеют ряд неустраняемых недостатков, к которым можно отнести:

- серьезное снижение надежности теплоснабжения;
- эксплуатация источников теплоснабжения персоналом не высокой квалификации, а иногда и жильцами (поквартирное отопление);
- не высокое качество теплоснабжения (в силу второго недостатка);
- повышенные уровни шума от основного и вспомогательного оборудования;
- зависимость от снабжения энергоресурсами: природным газом, электрической энергией и водой;
- отсутствие всякого рода резервирования энергетических ресурсов, любое отключение от систем водо-, электро- и газоснабжения приводит к аварийным ситуациям.

Серьёзная проблема для поквартирного отопления - это вентиляция и дымоудаление. При установке в существующих многоквартирных домах котлов с закрытой камерой сгорания, возможно задувание продуктов сгорания в соседние квартиры. Существующие системы вентиляции не соответствуют нормативам по установке индивидуальных котлов.

Таким образом, установка поквартирного отопления возможна зачастую во вновь строящихся многоквартирных домах с предусмотренной проектом системой поквартирного отопления.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			104

в) Описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.

Подробное описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления приведены в сводной таблице в подпункте "г"

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.								Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013						105	

г) Описание значений потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.

Таблица 2.5 Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии (Существующие котельные Существующее положение)

Объект	Годовой расход топлива, В, тут	Подключённая нагрузка, Qmax, Гкал/ч	Годовая выработка тепла, Qгод, Гкал/год	Установленная теплопроизводительность, Qуст, Гкал/ч
1	2	3	4	5
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Будерус мощностью 0,5 МВт	75,95	0,23	444,47	0,86
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КВГ мощностью 0,5 МВт	85,4	0,25	499,79	1,03
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. КС мощностью 0,76 МВт	255,54	0,76	1495,4	2,61
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. КС мощностью 0,76 МВт	373,01	1,11	2182,86	2,61
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. Братск мощностью 0,76 МВт	123,89	0,37	724,98	2,61
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КС мощностью 0,93 МВт 2 кот. Тула мощностью 0,7 МВт	178,23	0,53	1043,03	2,8
Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,29 МВт	94,52	0,28	553,12	0,5
Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 5 кот. Универсал мощностью 0,74 МВт	137,73	0,41	805,98	3,18
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 3 кот. Универсал мощностью 0,47 МВт 2 кот. КС мощностью 0,76 МВт	181,95	0,54	1064,76	2,52

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 10 (кв № 119) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,23 МВт	62,45	0,19	365,46	0,4
Котельная 11 (кв № 155) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,4 МВт 2 кот. КС мощностью 0,76 МВт	195,11	0,58	1141,8	2
Котельная 12 (ЦРБ) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,5 МВт 2 кот. Универсал мощностью 0,53 МВт	264,31	0,78	1546,77	1,77
Котельная 13 (ПУ № 21) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 2 кот. КСВГ мощностью 0,63 МВт	243,05	0,72	1422,31	1,08
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,2 МВт	95,53	0,28	559,05	0,34
Котельная 15 (РОВД) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 2 кот. Хопер мощностью 0,1 МВт	43,88	0,13	256,81	0,17
Котельная 16 (КТБ) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 1 кот. RTQ мощностью 0,682 МВт	61,1	0,18	357,55	0,59

						МК № 0118300019511000013	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		107

д) Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.

Нормативы потребления тепловой энергии утверждаются уполномоченными органами местного самоуправления. Как правило, этим занимаются региональные энергетические комиссии. При установлении нормативов применяются: метод аналогов, экспертный метод, расчетный метод. Решение о применении одного из методов либо их сочетании принимается уполномоченными органами.

Определение нормативов потребления тепла с применением метода аналогов и экспертного метода производится на основе выборочного наблюдения потребления коммунальных услуг в многоквартирных и жилых домах имеющих аналогичные технические и строительные характеристики, степень благоустройства и заселенность. Они основываются на данных об объеме потребления с коллективных приборов учета.

Расчетный метод применяется, если результаты измерений коллективными (общедомовыми) приборами учета тепла в многоквартирных домах или жилых домах отсутствуют или их недостаточно для применения метода аналогов, а также, если отсутствуют данные измерений для применения экспертного метода.

При определении нормативов потребления тепла учитываются технологические потери и не учитываются расходы коммунальных ресурсов, возникшие в результате нарушения требований технической эксплуатации внутридомовых инженерных коммуникаций и оборудования, правил пользования жилыми помещениями и содержания общего имущества в многоквартирном доме.

В норматив отопления включается расход тепловой энергии исходя из расчета расхода на 1 квадратный метр площади жилых помещений, необходимый для обеспечения нормального температурного режима.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			108

Глава 1. часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

а) 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., а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов.

Таблица 2.6 Балансы установленной тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии (Существующие котельные Существующее положение)

Объект	Кол-во котлов, шт	Установленная мощность , Гкал/час	Подключённая нагрузка Гкал/час	Выработка, Гкал/год	Собственные нужды Гкал/год	Потери в сети Гкал/год	Полезный отпуск, Гкал/год
1	2	3	4	5	6	7	8
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Будерус мощностью 0,5 МВт	2	0,86	0,23	1432,19	997,63	58,55	376,02
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КВГ мощностью 0,5 МВт	2	1,03	0,25	499,79	11,14	36,63	452,02
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. КС мощностью 0,76 МВт	4	2,61	0,76	1495,4	33,34	86,43	1375,64
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. КС мощностью 0,76 МВт	4	2,61	1,11	2182,86	48,66	157,44	1976,76
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. Братск мощностью 0,76 МВт	4	2,61	0,37	724,98	16,16	97,86	610,97
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КС мощностью 0,93 МВт 2 кот. Тула мощностью 0,7 МВт	4	2,8	0,53	1043,03	23,25	200,22	819,56

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,29 МВт	2	0,5	0,28	553,12	12,33	23,27	517,52
Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 5 кот. Универсал мощностью 0,74 МВт	5	3,18	0,41	805,98	17,97	53,57	734,44
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 3 кот. Универсал мощностью 0,47 МВт 2 кот. КС мощностью 0,76 МВт	5	2,52	0,54	1064,76	23,74	60,18	980,85
Котельная 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,23 МВт	2	0,4	0,19	365,46	8,15	15,4	341,91
Котельная 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,4 МВт 2 кот. КС мощностью 0,76 МВт	4	1,99	0,58	1141,8	25,45	59,74	1056,61
Котельная 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,5 МВт 2 кот. Универсал мощностью 0,53 МВт	4	1,77	0,78	1546,77	34,48	91,26	1421,03
Котельная 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КСВГ мощностью 0,63 МВт	2	1,08	0,72	1422,31	31,71	8,07	1382,54
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,2 МВт	2	0,34	0,28	559,05	12,46	3,71	542,87
Котельная 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Хопер мощностью 0,1 МВт	2	0,17	0,13	256,81	5,72	0,48	250,6
Котельная 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 1 кот. RTQ мощностью 0,682 МВт	1	0,59	0,18	357,55	7,97	32,03	317,55

Ив. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

б) Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.

Таблица 2.7 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии (Существующие котельные Существующее положение)

Объект	Установленная теплопроизводительность, Qуст, Гкал/ч	Подключённая нагрузка, Qmax, Гкал/ч	Дефицит (-), резерв (+), Гкал/ч
1	2	3	4
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Будерус мощностью 0,5 МВт	0,86	0,23	0,63
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КВГ мощностью 0,5 МВт	1,03	0,25	0,78
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. КС мощностью 0,76 МВт	2,61	0,76	1,85
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. КС мощностью 0,76 МВт	2,61	1,11	1,50
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. Братск мощностью 0,76 МВт	2,61	0,37	2,24
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КС мощностью 0,93 МВт 2 кот. Тула мощностью 0,7 МВт	2,80	0,53	2,27
Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,29 МВт	0,50	0,28	0,22
Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 5 кот. Универсал мощностью 0,74 МВт	3,18	0,41	2,77
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 3 кот. Универсал мощностью 0,47 МВт 2 кот. КС мощностью 0,76 МВт	2,52	0,54	1,98

Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 10 (кв № 119) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,23 МВт	0,40	0,19	0,21
Котельная 11 (кв № 155) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,4 МВт 2 кот. КС мощностью 0,76 МВт	1,99	0,58	1,41
Котельная 12 (ЦРБ) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,5 МВт 2 кот. Универсал мощностью 0,53 МВт	1,77	0,78	0,99
Котельная 13 (ПУ № 21) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 2 кот. КСВГ мощностью 0,63 МВт	1,08	0,72	0,36
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,2 МВт	0,34	0,28	0,06
Котельная 15 (РОВД) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 2 кот. Хопер мощностью 0,1 МВт	0,17	0,13	0,04
Котельная 16 (КТБ) Старошербиновское СП ст Старошербиновская ; 1 кот. RTQ мощностью 0,682 МВт	0,59	0,18	0,41

						МК № 0118300019511000013	Лист
							112
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

в) Описание гидравлических режимов, обеспечивающих 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 допустимого 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.
- 7. В летний период давление в подающей и обратной магистралях принимают больше статического давления в системе ГВС.

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013	Лист
							113
Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

В настоящее время установленная тепловая мощность в целом по городу избыточна и ее резервы составляют - 17,766 Гкал/ч.

При общем по рассматриваемому поселению избытке тепловой мощности источников теплоснабжения, возможностей для переключения части избыточной мощности в зоны с недостатком нет. «Дефицит» тепловой энергии можно ликвидировать с помощью малозатратных технологий регулирования отпуска тепла.

Глава 1. часть 7. Балансы теплоносителя

а) Описание утвержденных балансов 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.

Максимальная производительность водоподготовительных установок для тепловых сетей рассчитывается из компенсации возможных потерь теплоносителя с утечками через неплотности и плановыми сбросами через воздушники, дренажи и исполнительные механизмы. Традиционно для снижения возможности накипеобразования из воды удаляют ионы кальция с помощью метода ионного обмена (Na-катионирования), или используют частичное удаление ионов кальция и бикарбонат-ионов путем применения H-катионирования с "голодной" регенерацией.

Таблица 2.8 Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии (Существующие котельные)

Объект	Подключённая нагрузка, Гкал/ч	Расчётный объём теплоносителя, м3	Расчётный объём подпитки, м3
1	2	3	4
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,23	14,63	0,11
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,25	16,45	0,12
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,76	49,21	0,37
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	1,11	71,83	0,54
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,37	23,86	0,18

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,53	34,32	0,26
Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,28	18,20	0,14
Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,41	26,52	0,20
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,54	35,04	0,26
Котельная 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,19	12,03	0,09
Котельная 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,58	37,57	0,28
Котельная 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,78	50,90	0,38
Котельная 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,72	46,80	0,35
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,28	18,40	0,14
Котельная 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,13	8,45	0,06
Котельная 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,18	11,77	0,09

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

б) Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.

Подготовка воды для подпитки тепловых сетей состоит в удалении из неё веществ, образующих накипь на греющих поверхностях водогрейных котлов, а также осадков коллоидных и органических веществ, гидроокиси железа и т.д.

Норматив аварийной подпитки имеет в виду инцидентную подпитку, которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов теплосети. Именно эта подпитка и называется аварийной подпиткой.

Таблица 2.9 Значения утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения (Существующие котельные)

Объект	Подключённая нагрузка, Гкал/ч	Расчётный объём теплоносителя, м3	Расчётный объём подпитки, м3	Расчётный объём подпитки в аварийном режиме, м3
1	2	3	4	5
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,23	14,63	0,11	0,29
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,25	16,45	0,12	0,33
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,76	49,21	0,37	0,98
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	1,11	71,83	0,54	1,44
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,37	23,86	0,18	0,48
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,53	34,32	0,26	0,69

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,28	18,20	0,14	0,36
Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,41	26,52	0,20	0,53
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,54	35,04	0,26	0,70
Котельная 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,19	12,03	0,09	0,24
Котельная 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,58	37,57	0,28	0,75
Котельная 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,78	50,90	0,38	1,02
Котельная 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,72	46,80	0,35	0,94
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,28	18,40	0,14	0,37
Котельная 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,13	8,45	0,06	0,17
Котельная 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	0,18	11,77	0,09	0,24

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 0118300019511000013
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	

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

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

Все котельные муниципального образования используют в качестве топлива природный газ по ГОСТ 5542-87 "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения". Резервного топлива на всех котельных не предусмотрено.

Случаев аварийного отключения газопроводов к источникам тепловой энергии за последние 15 лет не зафиксировано.

Общий годовой расход природного газа по теплоснабжающим организациям составил - 2475,66 м3

Максимальный часовой расход природного газа всеми источниками тепловой энергии теплоснабжающих организаций на нужды теплоснабжения коммунально-бытовых и иных потребителей составил - 1052,48 м3/ч

В денежном выражении для 2012 года это составляет - 10694,85 тысяч рублей

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013	Лист
							120

Во всех существующих котельных муниципального образования Старошербиновское сельское поселение за исключением 1 котельных основным и единственным видом топлива является природный газ по ГОСТ 5542-87.

1 вышеуказанная котельная используют в качестве основного топлива каменный уголь по ГОСТ

Всё оборудование котельных предназначено для использования одного вида топлива, к работе на двух видах (рабочее-резервное) топлива не приспособлено. Резервных видов топлива на всех котельных нет.

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

Природный газ в магистральные газопроводы, а от них и в распределительную сеть подается в смеси от Майкопского и Ставропольского месторождений, имеется некоторая нестабильность показателей калорийности и удельного веса никоим образом не влияющих на работу оборудования и не сказывающихся на экономических показателях.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 0118300019511000013	Лист
							122
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Практически все котельные рассматриваемого муниципального образования присоединены к газораспределительным сетям низкого давления, несколько котельных присоединены к сетям, подающим газ бытовым потребителям. При этом наблюдается некоторое понижение давления в период максимального потребления газа на отопление. Однако критического снижения давления при котором происходит аварийное отключение газоиспользующего оборудования, не наблюдалось.

Котельные теплоснабжающих организаций, использующие газ низкого и среднего давления, присоединены к газовым сетям от ГРП. Снижение давления газа в период стояния минимальных температур наружного воздуха не ограничивает их теплопроизводительность.

Количество поставляемого газового топлива всем потребителям обеспечивает потребности в производстве тепловой энергии в течение всего периода года.

Глава 1. часть 9. Надежность теплоснабжения

а) 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.

Надежность теплоснабжения – способность проектируемых и существующих источников теплоты (котельных), тепловых сетей и в целом системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления , вентиляции , горячего водоснабжения , а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде).

Системы теплоснабжения муниципального образования были запроектированы и построены в соответствии с действовавшими на период проектирования нормативно-техническими документами (НТД), в частности - СНиП 11-35-76, СНиП 11-Г.10-62, СНиП 11-36-73, СНиП 2.04-86, ВНТП-81 и т.п.

В соответствии с требованиями НТД того времени котельные запроектированы и построены как котельные второй категории по требованиям надежности, то есть существующие котельные не могут гарантировать бесперебойную подачу тепловой энергии потребителям первой категории. При выходе из строя одного (самого мощного) котла теплоисточника количество тепловой энергии отпускаемой потребителям второй категории, не нормировалось. Тепловые сети, согласно требованиям СНиП 11-Г.10-62, введенным в действие с 01.01.1964, проектировались, как правило, с тупиковыми магистральными участками.

Системы теплоснабжения по требованиям надежности должны отвечать действовавшим на период проектирования и нормам и правилам.

Учитывая, что с 01.09.2003 действуют более жесткие нормы по надежности, анализ существующих систем теплоснабжения проведен по требованиям СНиП 41-02-2003.

В качестве основных требований надежности систем теплоснабжения приняты следующие критерии:

- 1) вероятность безотказной работы (Р)-способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже плюс 12 0С , в промышленных зданиях ниже плюс 80С, более числа раз, установленного нормативами .Математическое значение вероятности отказа не более 14 раз за 100 лет.;
- 2) коэффициент готовности (качества) системы (Кг)-вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами. Расчетная температура воздуха в отапливаемых помещениях плюс 20-220С будет поддерживаться в течение всего отопительного периода.;
- 3) живучесть системы (Ж)-способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных (более 54час)остановов.

Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы приняты для:

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	1) вероятность безотказной работы (Р)-способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже плюс 12 0С , в промышленных зданиях ниже плюс 80С, более числа раз, установленного нормативами .Математическое значение вероятности отказа не более 14 раз за 100 лет.;
									2) коэффициент готовности (качества) системы (Кг)-вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами. Расчетная температура воздуха в отапливаемых помещениях плюс 20-220С будет поддерживаться в течение всего отопительного периода.;
									3) живучесть системы (Ж)-способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных (более 54час)остановов.
Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы приняты для:									
						МК № 0118300019511000013	Лист		
							124		

- источника теплоты $R_{ит}=0,97$;
- тепловых сетей $R_{тс}=0,90$;
- потребителя теплоты $R_{пт}=0,99$;
- СЦТ в целом $R_{сцт}=0,90 \times 0,97 \times 0,99=0,86$;
- коэффициент готовности системы теплоснабжения $K_{г}=0,97$.

Для обеспечения безотказности тепловых сетей следует определять:

- предельно допустимую длину нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточность диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказе;
- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и трубопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или туннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс;
- необходимость проведения работ по дополнительному утеплению зданий.

Готовность системы к исправной работе следует определять 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 ($K_{г}$) принимается 0,86.

Для расчета показателей готовности следует определять (учитывать):

- готовность СЦТ к отопительному сезону;
- достаточность установленной тепловой мощности источника теплоты для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способность тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационные и технические меры, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- максимально допустимое число готовности для источника теплоты;
- температуру наружного воздуха, при котором обеспечивается заданная внутренняя температура воздуха.

Показатель вероятности безотказной работы существующей СЦТ ($K_{г}$) не превышает 0,8, что свидетельствует о невысокой надежности снабжения потребителей теплом и горячей водой.

При отказе части элементов система частично работоспособна, при отказе всех элементов — полностью не работоспособна. Переход из одного состояния в другой обуславливается отказами или восстановлением элементов системы и описывается вектором состояний, который изменяется случайным образом. С каждым состоянием системы сопоставляют расчетный максимальный часовой расход теплоты через нее, дающий численную оценку степени выполнения задачи и являющийся характеристикой качества ее функционирования. Математическое ожидание этой характеристики есть показатель качества

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 0118300019511000013	Лист
							125
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Вероятностный показатель надежности $R_{cr}(t)$ отражает степень выполнения системой задачи теплоснабжения в течение отопительного периода и дает интегральную оценку надежности тепловой сети в целом на данный момент. Вероятностный показатель надежности обуславливает структуру тепловой сети, среднее значение отключаемой мощности в аварийных ситуациях. С определением структуры тепловой сети определяется и величина структурного резерва.

В настоящее время не имеется общей методики оценки надежности систем теплоснабжения по всем или большинству показателей надежности. В связи с этим для оценки надежности используются такие показатели как интенсивность отказов (p) и относительный аварийный недоотпуск тепла (q), динамика изменения которых во времени может использоваться для суждения о прогрессе или деградации надежности системы коммунального теплоснабжения.

Оценка качества оказываемых услуг по производству и (или) передаче тепловой энергии приведена в Приложении 4 к обосновывающим материалам согласно ст.3 пункт 8 ФЗ №190 от 27.07.2010 с изменениями на 25.06.2012

Показатели качества услуг теплоснабжения

Требования к качеству коммунальных услуг	Допустимая продолжительность перерывов или предоставления коммунальных услуг ненадлежащего качества	Порядок изменения размера платы за коммунальные услуги ненадлежащего качества
I. Горячее водоснабжение		
1.Бесперебойное круглосуточное горячее водоснабжение в течение года	Допустимая продолжительность перерыва подачи горячей воды: 8 ч (суммарно) в течение одного месяца; 4 ч единовременно, а при аварии на тупиковой магистрали –24 ч; для проведения 1 раза в год профилактических работ в соответствии с пунктом 10 Правил предоставления коммунальных услуг гражданам	За каждый час, превышающий (суммарно за расчетный период) допустимый период перерыва подачи воды, размер ежемесячной платы снижается на 0,15% размера платы, определенной исходя из показаний приборов учета или исходя из нормативов потребления коммунальных услуг, с учетом положений пункта 61 Правил предоставления коммунальных услуг гражданам
2. Обеспечение температуры горячей воды в точке разбора: не менее 60 °С - для открытых систем централизованного теплоснабжения; не менее 50 °С –для закрытых систем централизованного теплоснабжения; не более 75 °С – для любых систем теплоснабжения	Допустимое отклонение температуры горячей воды в точке разбора: 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 час.) не более чем на 3 °С	За каждые 3 °С снижения температуры выше допустимых отклонений размер платы снижается на 0,1 % за каждый час превышения (суммарно за расчетный период) допустимой продолжительности нарушения; при снижении температуры горячей воды ниже 40 °С оплата потребленной воды производится по тарифу за холодную воду
3. Постоянное соответствие состава и свойств горячей воды санитарным нормам и правилам	Отклонение состава и свойств горячей воды от санитарных норм и правил не допускается	При несоответствии состава и свойств воды санитарным нормам и правилам плата не вносится за каждый день предоставления коммунальной услуги ненадлежащего качества (независимо от учетных показаний)
4. Давление в системе горячего водоснабжения в точке разбора от 0,03 МПа (0,3 кгс/ см ²) до 0,45 МПа (4,5 кгс/см ²)	Отклонение давления не допускается	За каждый час (суммарно за расчетный период) подачи воды: при давлении, отличающемся от установленного до 25%, размер ежемесячной платы снижается на 0,1%; при давлении,

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

		отличающемся от установленного более чем на 25%, плата не вносится за каждый день предоставления коммунальной услуги ненадлежащего качества (независимо от учетных показаний)
--	--	---

II. Отопление

5. Бесперебойное круглосуточное отопление в течение отопительного периода	Допустимая продолжительность перерыва отопления: не более 24 час. (суммарно) в течение одного месяца; не более 16 ч одновременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от 12 °С до нормативной; не более 8 ч одновременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от 10 °С до 12 °С; не более 4 ч одновременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от 8 °С до 10 °С	За каждый час, превышающий (суммарно за расчетный период) допустимую продолжительность перерыва отопления, размер ежемесячной платы снижается на 0,15% размера платы, определенной исходя из показаний приборов учета или исходя из нормативов потребления коммунальных услуг, с учетом положений пункта 61 Правил предоставления коммунальных услуг гражданам
6. Обеспечение температуры воздуха в жилых помещениях не ниже +18 °С (в угловых комнатах +20 °С), в районах с температурой наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92 °С) – 31 °С и ниже +20 (+22) °С; в других помещениях - в соответствии с ГОСТ Р 51617-2000. Допустимое снижение нормативной температуры в ночное время суток (от 0.00 до 5.00 часов) не более 3 °С. Допустимое превышение нормативной температуры не более 4 °С.	Отклонение температуры воздуха в жилом помещении не допускается	За каждый час отклонения температуры воздуха в жилом помещении (суммарно за расчетный период) размер ежемесячной платы снижается: на 0,15% размера платы, определенной исходя из показаний приборов учета за каждый градус отклонения температуры; на 0,15% размера платы, определенной исходя из нормативов потребления коммунальных услуг (при отсутствии приборов учета), за каждый градус отклонения температуры
7. Давление во внутридомовой системе отопления: с чугунными радиаторами не более 0,6 МПа (6 кгс/см ²); с системами конвекторного и панельного отопления,	Отклонение давления более установленных значений не допускается	За каждый час (суммарно за расчетный период) периода отклонения установленного давления во внутридомовой системе отопления при давлении, отличающемся от установленного более чем на

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

<p>калориферами, а также прочими отопительными приборами – не более 1 МПа (10 кгс/см²); с любыми отопительными приборами – не менее чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) превышающее статическое давление, требуемое для постоянного заполнения системы отопления теплоносителем</p>		<p>25%, плата не вносится за каждый день предоставления коммунальной услуги ненадлежащего качества (независимо от показаний приборов учета)</p>
---	--	---

б) Анализ аварийных отключений потребителей.

За последние 5 лет на территории рассматриваемого поселения аварийных отключений потребителей тепловой энергии по причине повреждения тепловых сетей и оборудования котельных не было.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 0118300019511000013	Лист
							130
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

В) 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.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				131

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

В связи с неполнотой предоставленных данных нет возможности определить тепловые сети не соответствующие нормативной надёжности и безопасности теплоснабжения

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			132

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

а) Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями.

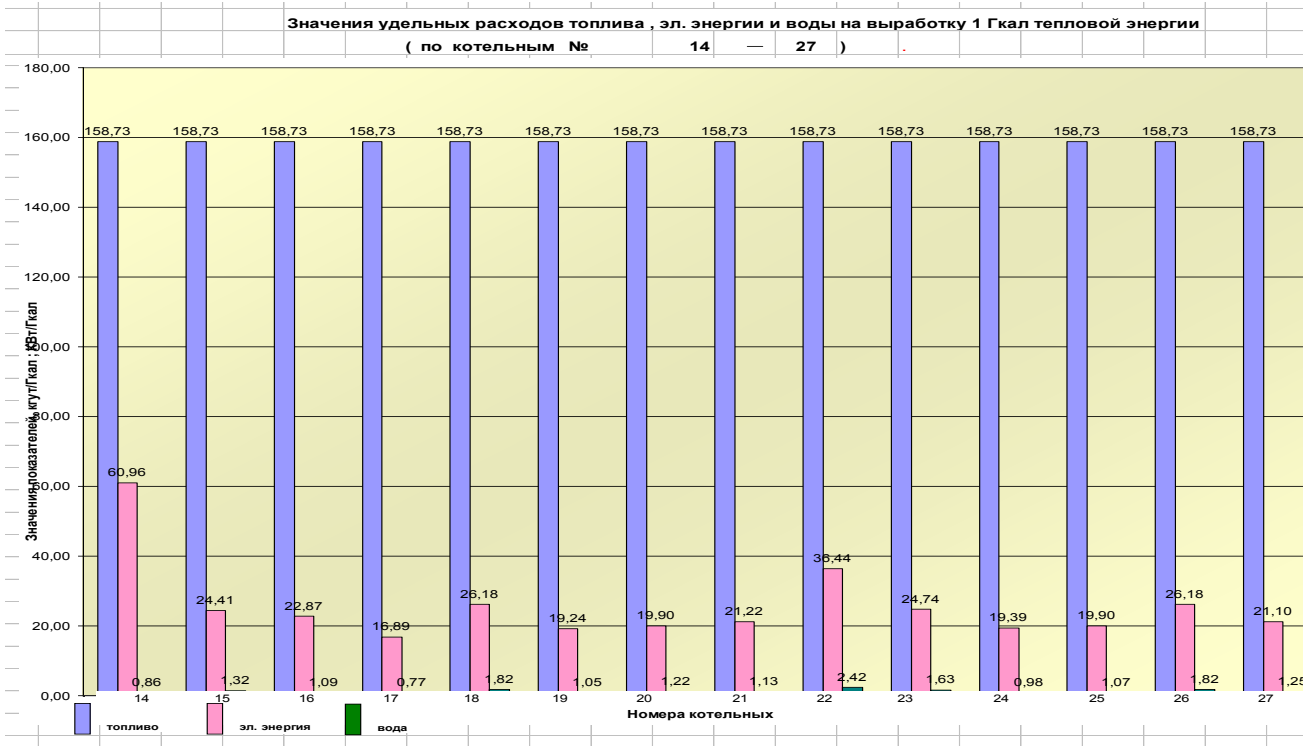
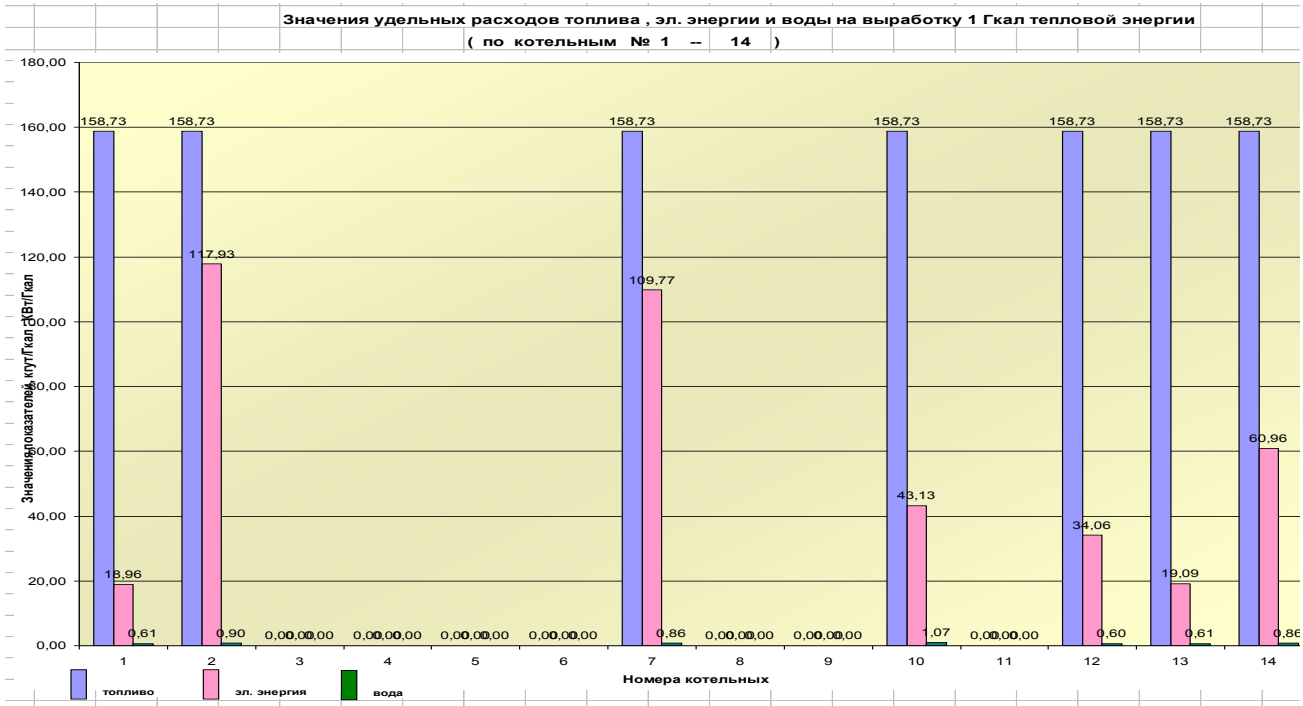
Таблица 2.10 Сводная таблица технико-экономических показателей существующих и проектируемых котельных(Перспектива на расчётный срок с разделением по десятилетним периодам)

Объект	Планируемый год внедрения	Осн. вид топлива	Годовой расход топлива, В, тут	Подключённая нагрузка, Qmax, Гкал/ч	Годовая выработка тепла, Qгод, Гкал/год	Установленная теплопроизводительность, Qуст, Гкал/ч	Кол-во котлов, шт	К.п.д. котлов, %	Численность персонала	Год. расход эл. эн., МВт	Год. расход воды, тыс.м3	Протяж. тепл. сетей, км	Система теплосн.	Потери в сетях, %	Уд. расход топлива, кг/т/Гкал	Топливная составляющая, руб/Гкал	Произв. себест., руб/Гкал	Стоимость расч., руб/Гкал	Себест-ть реализации	Полезный отпуск, Гкал/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,5 МВт	2033	природный газ	227,33	0,73	1432,19	0,86	2	90,0	1	27,16	0,88	0,940	2-трубная	3,50	158,73	600,97	1662,70	1748,05	1898,28	1350,56
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,5 МВт	2023	природный газ	79,33	0,25	499,79	0,26	2	90,0	1	58,94	0,45	0,512	2-трубная	5,98	158,73	600,97	2418,76	2546,24	1898,28	459,17
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская																				
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская																				
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская																				
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская																				
Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,18 МВт	2023	природный газ	87,80	0,28	553,12	0,31	2	90,0	1	60,72	0,48	0,268	2-трубная	2,42	158,73	600,97	2233,69	2351,06	1898,28	527,43

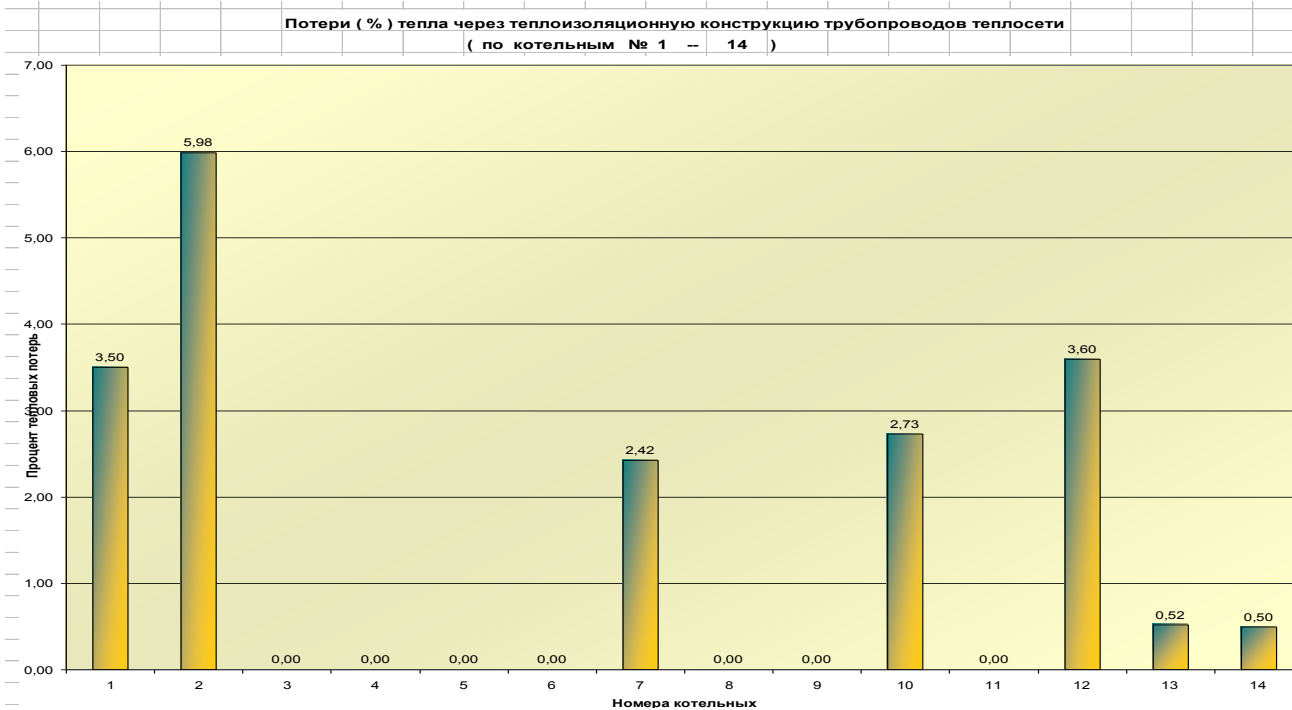
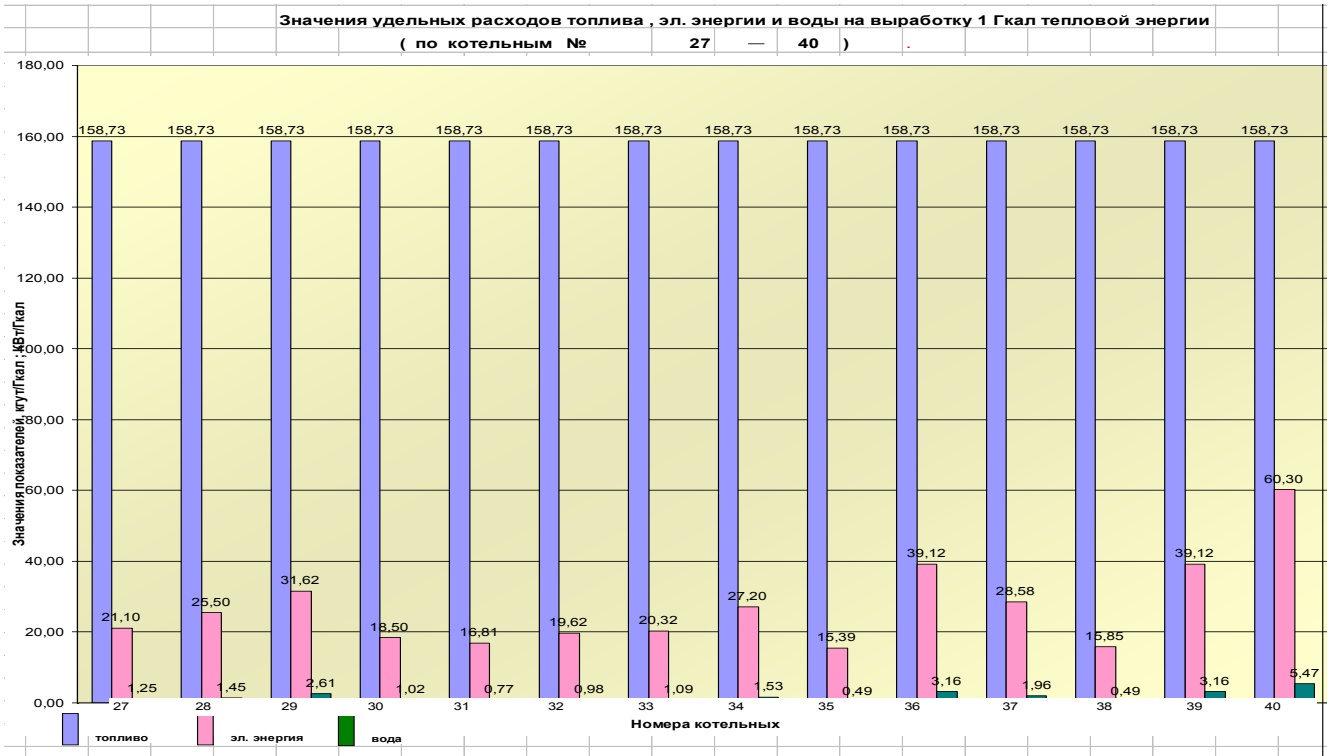
Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская																				
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская																				
Котельная 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,21 МВт	2023	природный газ	58,01	0,19	365,46	0,36	2	90,0	1	15,76	0,39	0,198	2-трубная	2,73	158,73	600,97	2014,63	2124,00	1898,28	347,37
Котельная 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская																				
Котельная 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,9 МВт	2023	природный газ	245,52	0,78	1546,77	1,55	2	90,0	1	52,69	0,93	1,134	2-трубная	3,60	158,73	600,97	1756,16	1846,03	1898,28	1457,13
Котельная 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,45 МВт	2023	природный газ	225,76	0,72	1422,31	0,77	2	90,0	1	27,16	0,87	0,110	2-трубная	0,52	158,73	600,97	1607,28	1689,81	1898,28	1382,63
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,18 МВт	2023	природный газ	88,74	0,28	559,05	0,31	2	90,0	1	34,08	0,48	0,050	2-трубная	0,50	158,73	600,97	1906,19	2007,02	1898,28	543,60
Котельная 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,1 МВт	2023	природный газ	40,76	0,13	256,81	0,17	2	90,0	1	6,27	0,34	0,010	2-трубная	0,17	158,73	600,97	1979,00	2089,92	1898,28	250,53
Котельная 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,12 МВт	2033	природный газ	56,75	0,18	357,55	0,21	2	90,0	1	8,18	0,39	0,520	2-трубная	5,90	158,73	600,97	1934,78	2040,65	1898,28	328,78
Котельная 17 (1п (86-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,15 МВт	2023	природный газ	75,94	0,24	478,41	0,26	2	90,0	1	8,08	0,37	0,044	2-трубная	0,44	158,73	600,97	1662,72	1752,30	1898,28	465,45
Котельная 18 (2п (86-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,05 МВт	2023	природный газ	22,84	0,07	143,91	0,09	2	90,0	1	3,77	0,26	0,020	2-трубная	0,48	158,73	600,97	2154,45	2283,60	1898,28	139,96
Котельная 19 (3п (86-3)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,1 МВт	2023	природный газ	48,26	0,15	304,04	0,17	2	90,0	1	5,85	0,32	0,040	2-трубная	0,50	158,73	600,97	1812,26	1913,02	1898,28	295,61
Котельная 20 (4п (87-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,08 МВт	2023	природный газ	39,58	0,12	249,32	0,14	2	90,0	1	4,96	0,30		2-трубная		158,73	600,97	1876,04	1982,15	1898,28	243,64

Котельная 21 (5п (87-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,09 МВт	2023	природный газ	43,76	0,14	275,70	0,15	2	90,0	1	5,85	0,31		2-трубная		158,73	600,97	1856,58	1960,54	1898,28	269,41
Котельная 22 (6п (87-3)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,03 МВт	2023	природный газ	16,41	0,05	103,37	0,05	2	90,0	1	3,77	0,25		2-трубная		158,73	600,97	2037,53	2169,09	1898,28	101,01
Котельная 23 (7п (87-4)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,05 МВт	2023	природный газ	26,70	0,08	168,24	0,09	2	90,0	1	4,16	0,27	0,050	2-трубная	1,21	158,73	600,97	2073,15	2195,28	1898,28	162,42
Котельная 24 (8п (89-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,11 МВт	2023	природный газ	53,41	0,17	336,48	0,19	2	90,0	1	6,52	0,33	0,050	2-трубная	0,71	158,73	600,97	1775,32	1873,27	1898,28	326,47
Котельная 25 (9п (89-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,09 МВт	2023	природный газ	46,66	0,15	293,96	0,15	2	90,0	1	5,85	0,32		2-трубная		158,73	600,97	1820,71	1922,18	1898,28	287,25
Котельная 26 (10п (92)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,05 МВт	2023	природный газ	22,84	0,07	143,91	0,09	2	90,0	1	3,77	0,26	0,050	2-трубная	1,41	158,73	600,97	2175,32	2305,72	1898,28	138,64
Котельная 27 (11п (99-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,08 МВт	2023	природный газ	37,33	0,12	235,15	0,14	2	90,0	1	4,96	0,29		2-трубная		158,73	600,97	1908,72	2017,21	1898,28	229,79
Котельная 28 (12п (99-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,06 МВт	2023	природный газ	30,89	0,10	194,61	0,10	2	90,0	1	4,96	0,28		2-трубная		158,73	600,97	1972,29	2086,67	1898,28	190,17
Котельная 29 (13п (99-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,03 МВт	2023	природный газ	15,12	0,05	95,26	0,05	2	90,0	1	3,01	0,25		2-трубная		158,73	600,97	2056,75	2191,80	1898,28	93,09
Котельная 30 (14п (109-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,1 МВт	2023	природный газ	50,20	0,16	316,24	0,17	2	90,0	1	5,85	0,32	0,060	2-трубная	0,77	158,73	600,97	1796,82	1896,45	1898,28	306,64
Котельная 31 (15п (155-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,15 МВт	2023	природный газ	76,26	0,24	480,46	0,26	2	90,0	1	8,08	0,37	0,104	2-трубная	0,93	158,73	600,97	1669,60	1759,53	1898,28	465,11
Котельная 32 (16п (155-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,11 МВт	2023	природный газ	52,77	0,16	332,46	0,19	2	90,0	1	6,52	0,33	0,160	2-трубная	1,91	158,73	600,97	1803,46	1903,04	1898,28	318,66
Котельная 33 (17п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,09 МВт	2023	природный газ	45,69	0,14	287,82	0,15	2	90,0	1	5,85	0,31		2-трубная		158,73	600,97	1832,39	1934,67	1898,28	281,26
Котельная 34 (18п) Старощербиновское СП ст	2033	природный газ	28,95	0,09	182,41	0,10	2	90,0	1	4,96	0,28		2-трубная		158,73	600,97	2018,75	2136,51	1898,28	178,25

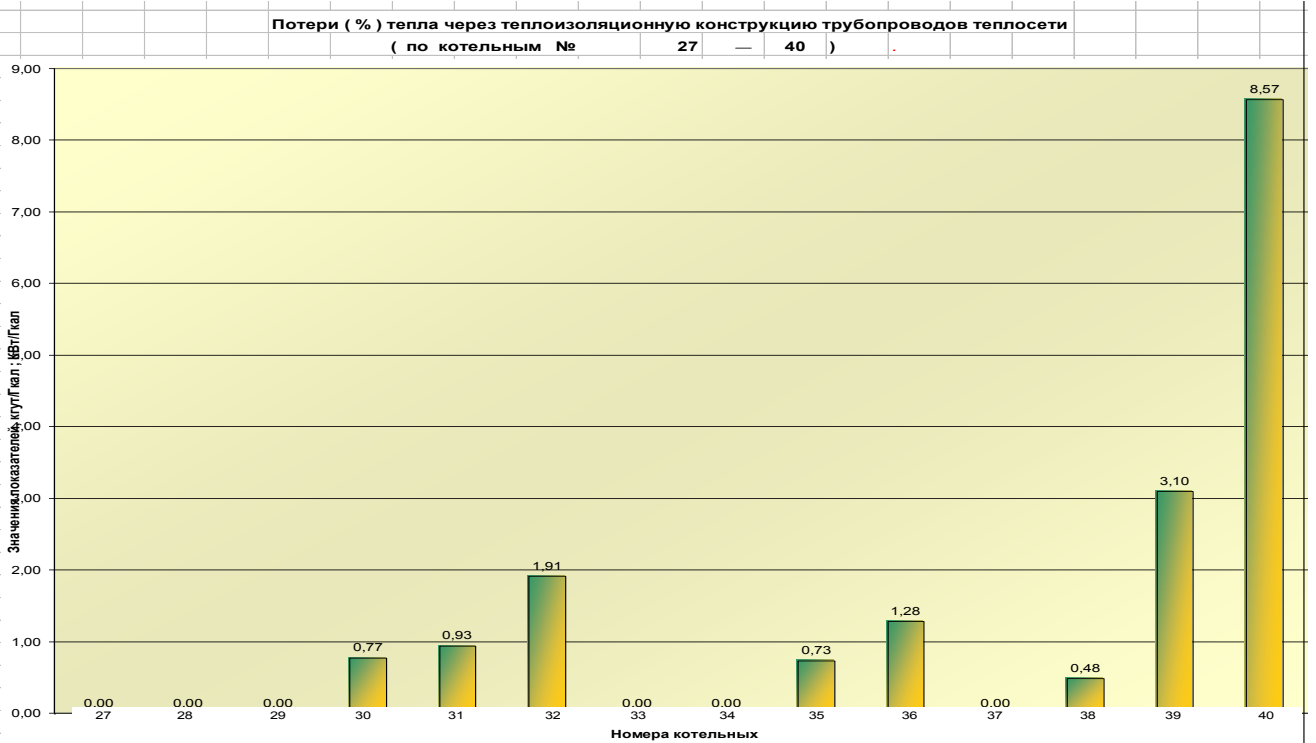
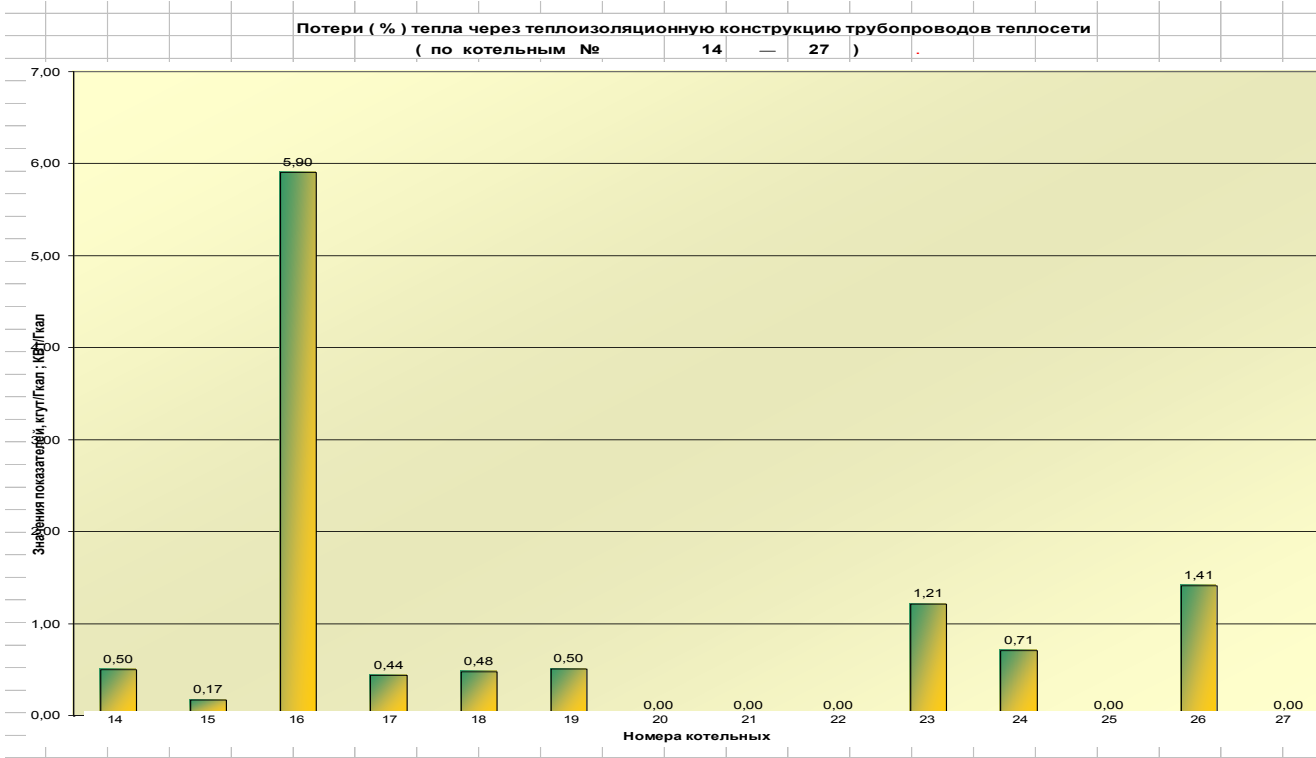
Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,06 МВт																				
Котельная 35 (19п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,5 МВт	2033	природный газ	200,14	0,62	1260,86	0,86	2	90,0	1	19,40	0,62	0,162	2-трубная	0,73	158,73	600,97	1579,52	1660,95	1898,28	1223,11
Котельная 36 (20п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,03 МВт	2023	природный газ	12,22	0,04	77,00	0,05	2	90,0	1	3,01	0,24	0,030	2-трубная	1,28	158,73	600,97	2271,19	2425,13	1898,28	74,28
Котельная 37 (21п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,04 МВт	2033	природный газ	20,92	0,07	131,78	0,07	2	90,0	1	3,77	0,26		2-трубная		158,73	600,97	1874,37	1991,38	1898,28	128,78
Котельная 38 (22п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,4 МВт	2033	природный газ	194,35	0,60	1224,41	0,69	2	90,0	1	19,40	0,60	0,122	2-трубная	0,48	158,73	600,97	1536,59	1615,93	1898,28	1190,76
Котельная 39 (23п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,03 МВт	2023	природный газ	12,22	0,04	77,00	0,05	2	90,0	1	3,01	0,24	0,050	2-трубная	3,10	158,73	600,97	2314,69	2471,58	1898,28	72,91
Котельная 40 (24п (109-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. мощностью 0,01 МВт	2033	природный газ	6,76	0,02	42,59	0,02	2	90,0	1	2,57	0,23	0,120	2-трубная	8,57	158,73	600,97	3488,70	3742,11	1898,28	38,05



Изм.	Кол.уч.	Лист	Подп.	Дата
Изм. № подл.				
Подпись и дата				
Взам. инв. №				



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

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

а) Описание динамики утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет.

Рост тарифов на теплоснабжение в течение 2000-х гг., постоянно превышавший темпы роста индекса потребительских цен, отчасти компенсировался для населения высокими темпами увеличения номинальных и реальных доходов. Но в условиях ожидаемого в ближайшие годы роста экономики ежегодными темпами 4-5% продолжение столь же быстрого увеличения тарифов явно чревато неблагоприятными социальными последствиями.

Тарифы на теплоснабжение, являясь самостоятельным и значительным компонентом роста общего уровня цен, могут также сами по себе сыграть роль фактора макроэкономической нестабильности, препятствуя снижению инфляции до приемлемых уровней.

Правительство утвердило динамику стоимости услуг естественных монополий:

Тариф на тепло – 2012 год	4,8 %
2013 год	11 %
2014 год	9,5-11 %

При этом у энергокомпаний есть возможность превышения установленных планок роста, если имеется необходимость в инвестировании.

В документах министерства экономического развития указаны меры, которые позволят достичь планируемой динамики роста энерготарифов. В частности, необходимая валовая выручка для каждой конкретной теплосетевой компании должна увеличиваться на величину не более:

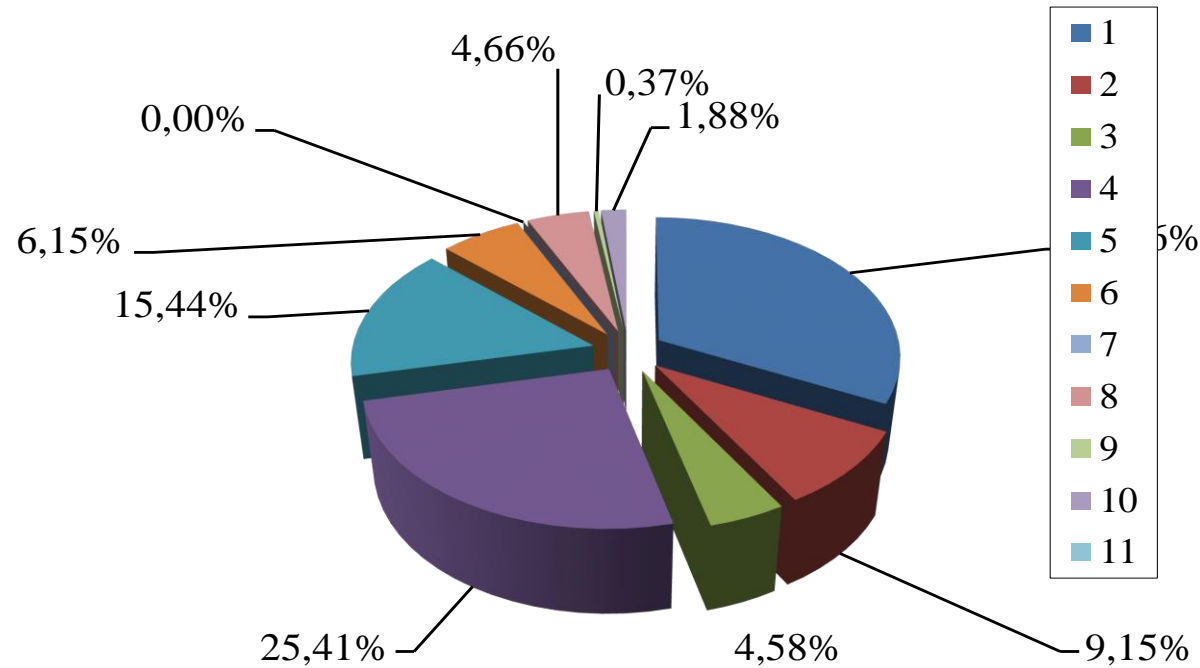
- 12 % в 2012 г.;
- 10 % в 2013 г.;
- 10 % в 2014 году.

Региональные власти могут устанавливать и более высокие тарифы, если существует критическая потребность в инвестициях. В то же время видно, что динамика тарифов на тепло ниже роста цен на газ, что создаёт жёсткие условия для работы теплосетевых компаний.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							МК № 0118300019511000013	Лист
										140
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

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

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой) по группе котельных (усреднённая)



- 1. топливо 32,36 %
- 2. эл. энергия 9,15 %
- 3. вода, канализация, ХВО 4,58 %
- 4. ФОТ + отчисления 25,41 %
- 5. содержание 15,44 %
- 6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы 6,15 %
- 7. плата за выбросы вредных веществ 0,002 %
- 8. рентабельность 4,66 %
- 9. налоги (прочее) 0,37 %
- 10. потери в сетях 1,88 %

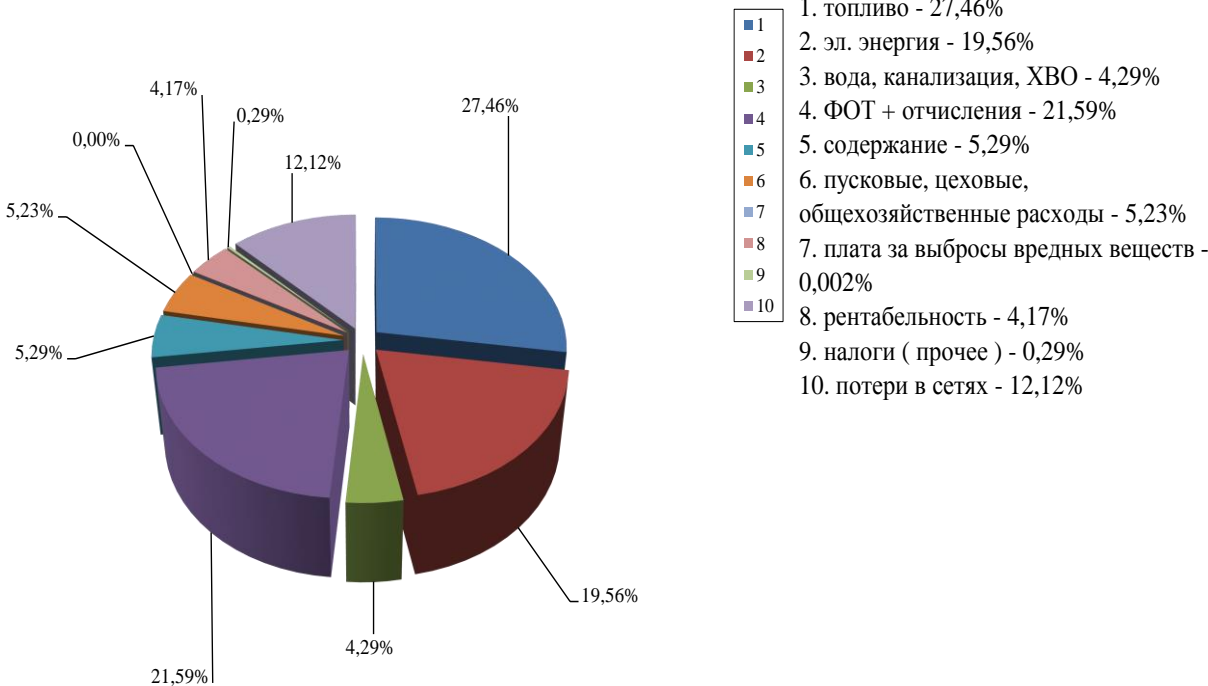
Тариф расчетный по группе котельных : 1898,28 руб без учета НДС
Более подробно по каждой котельной:

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Существующие котельные:

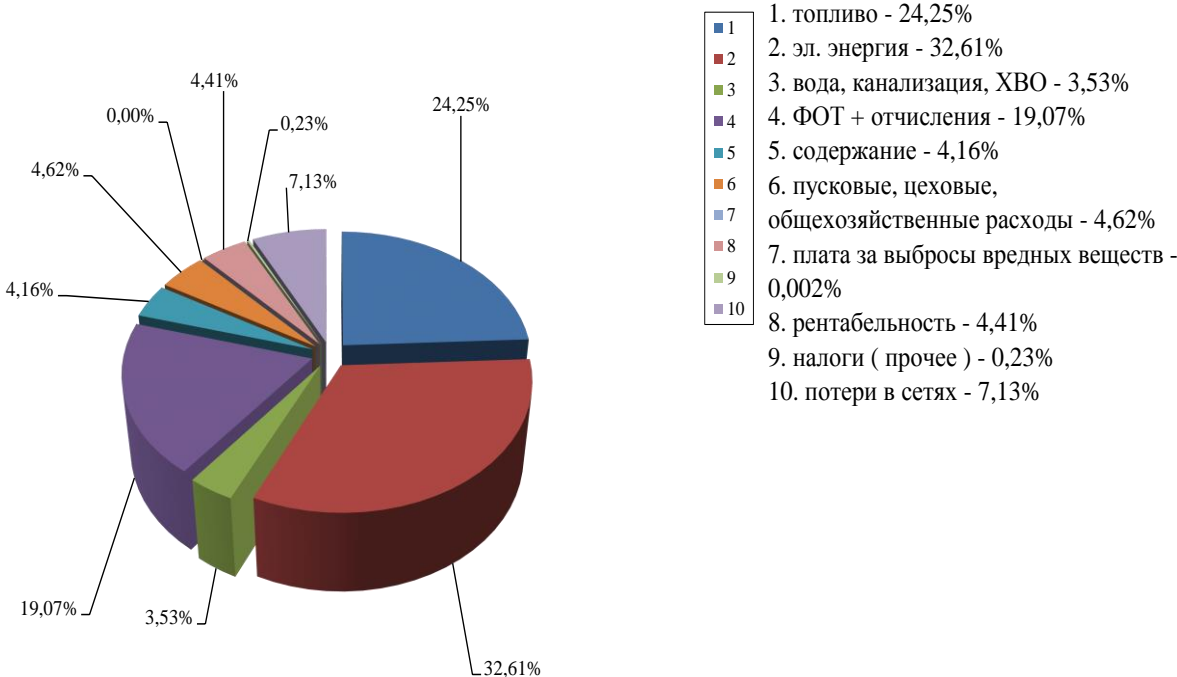
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



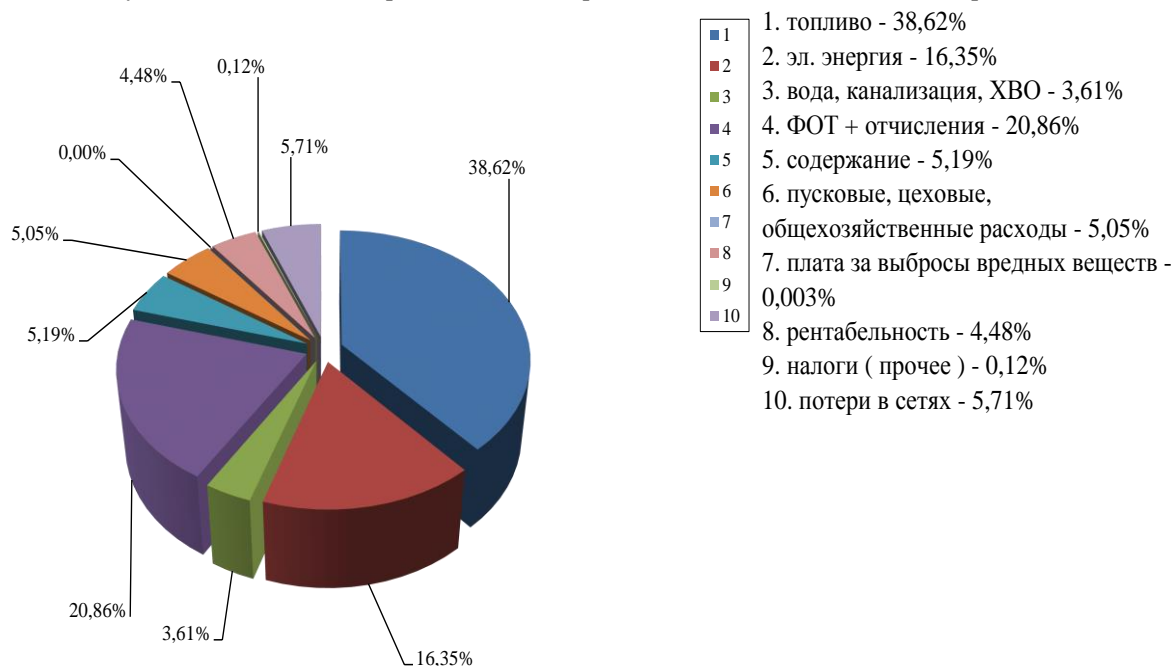
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)

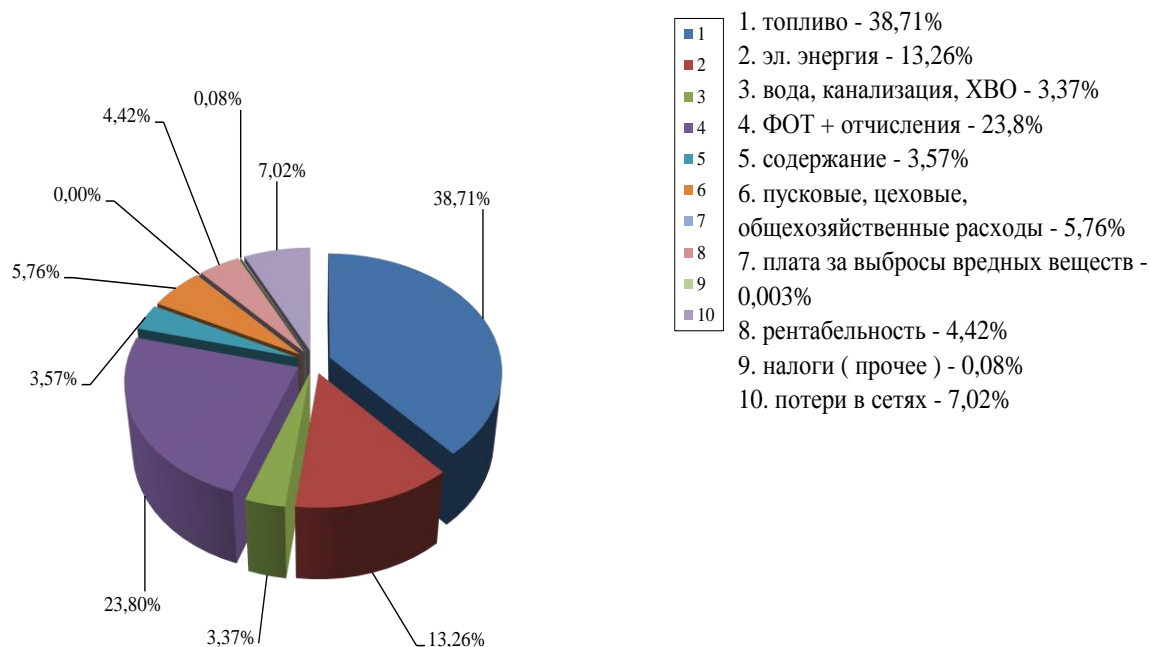


Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

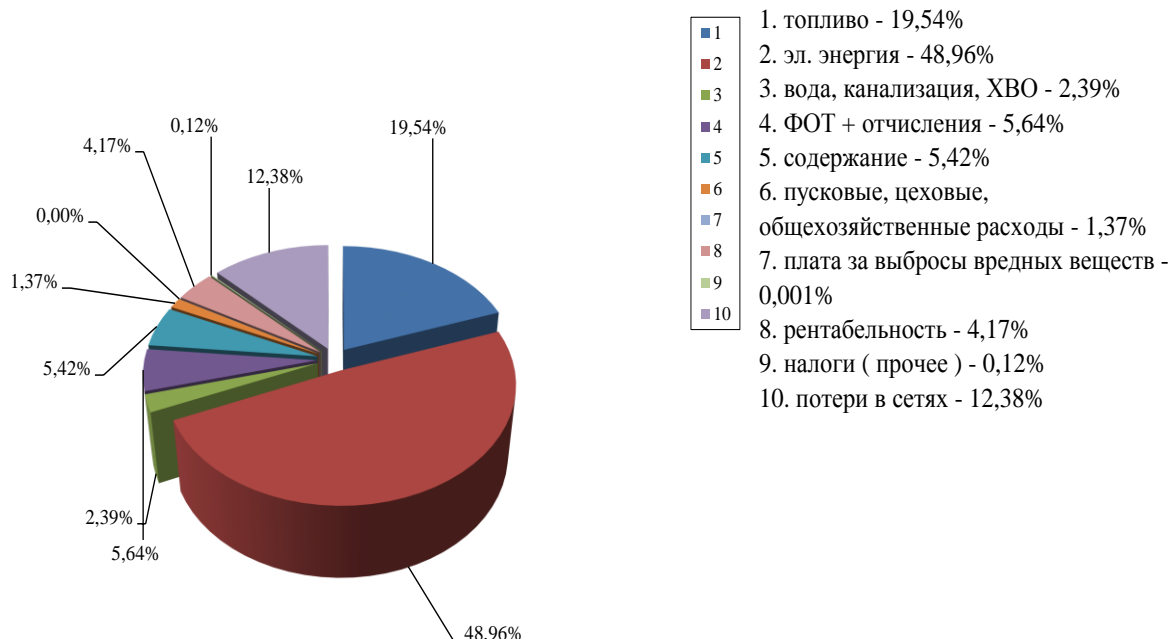
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



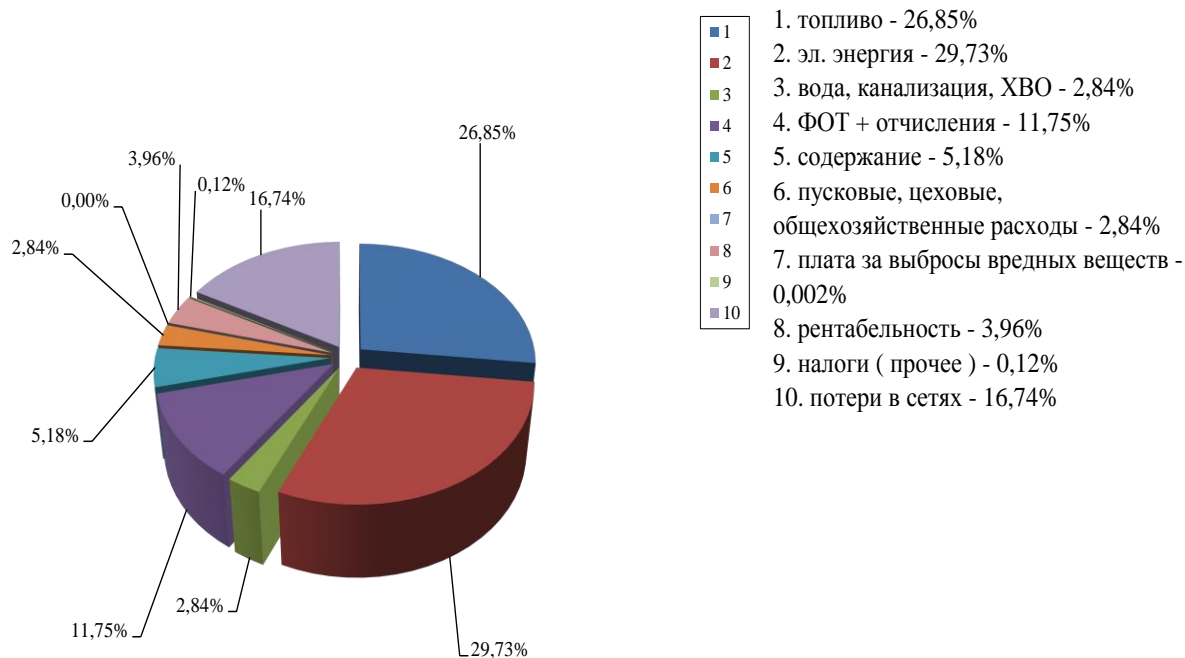
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



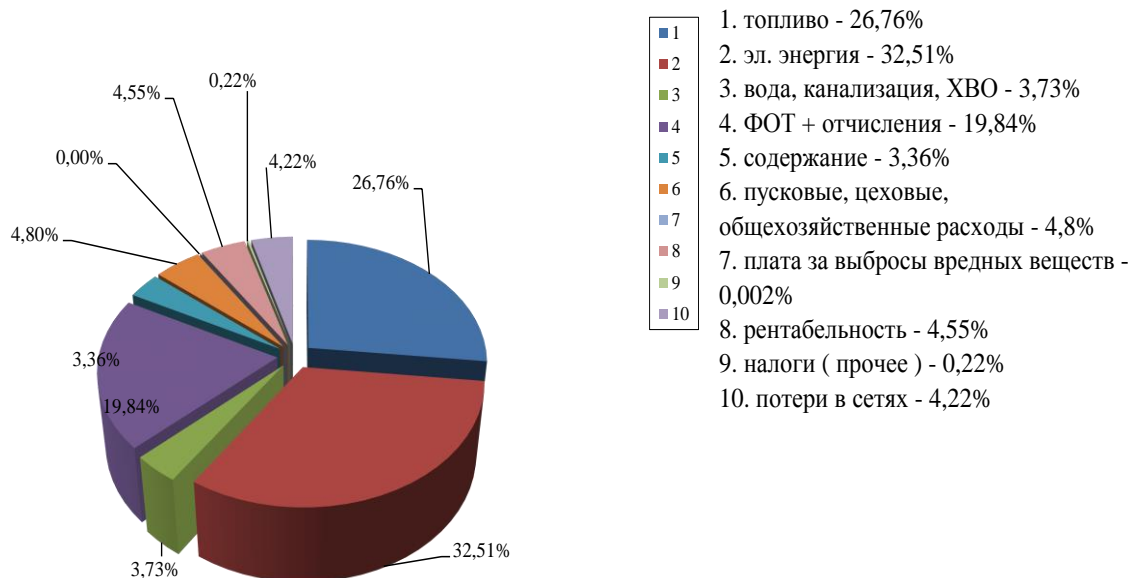
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



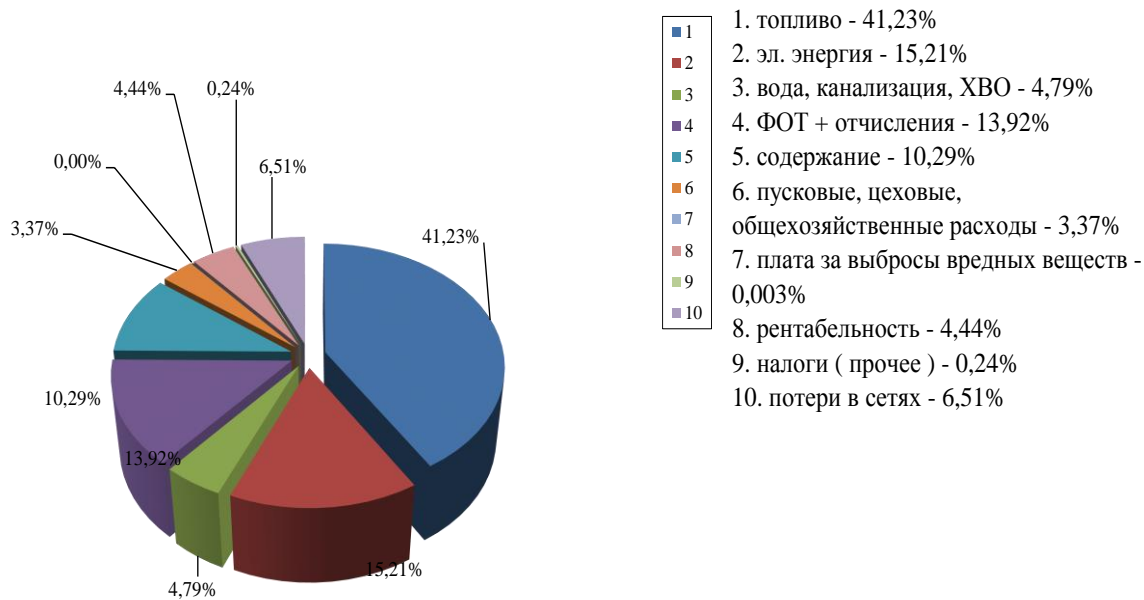
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)

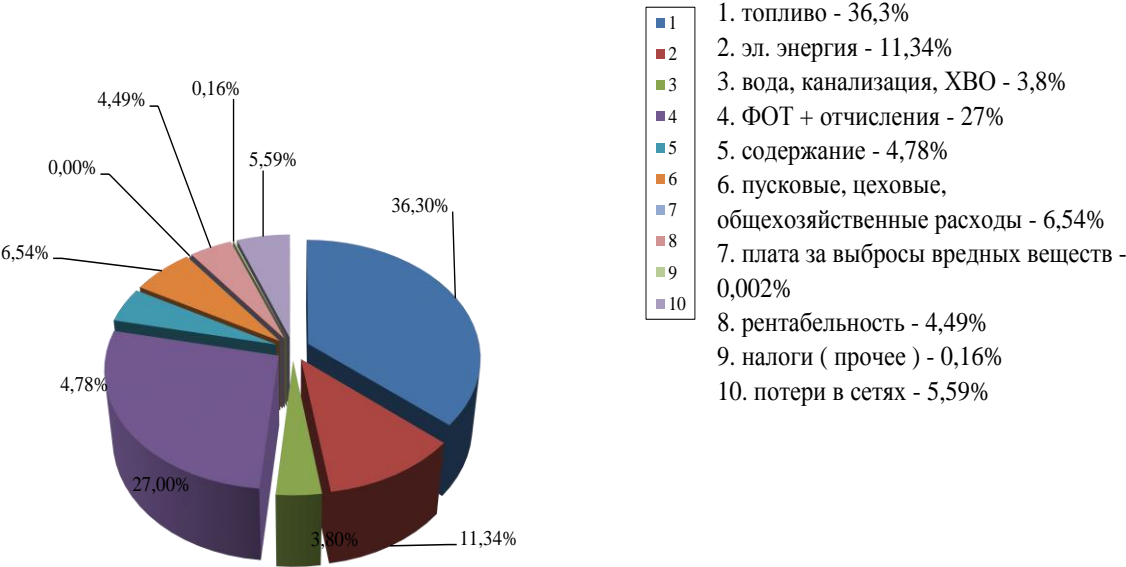


Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



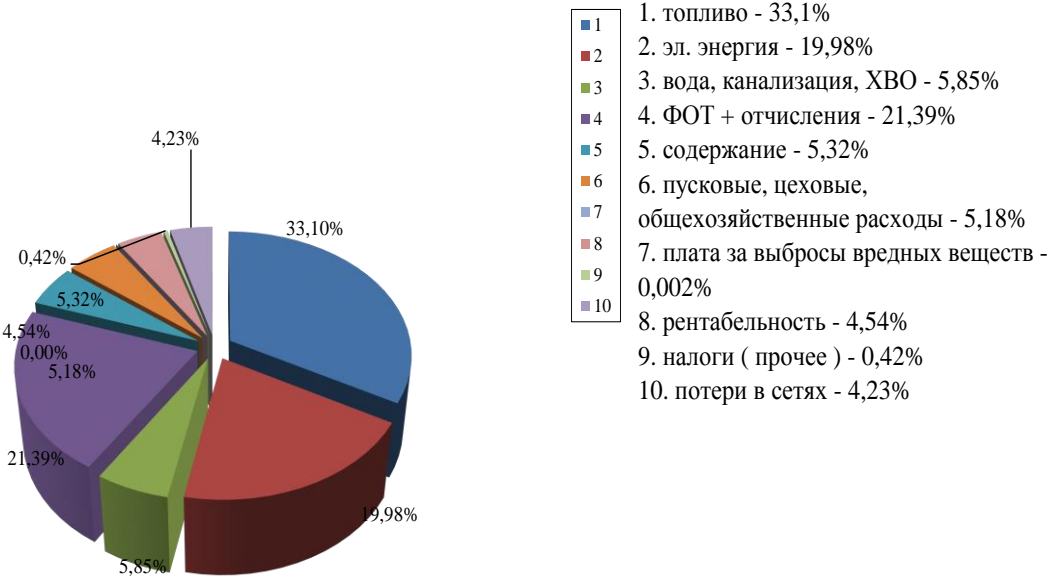
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



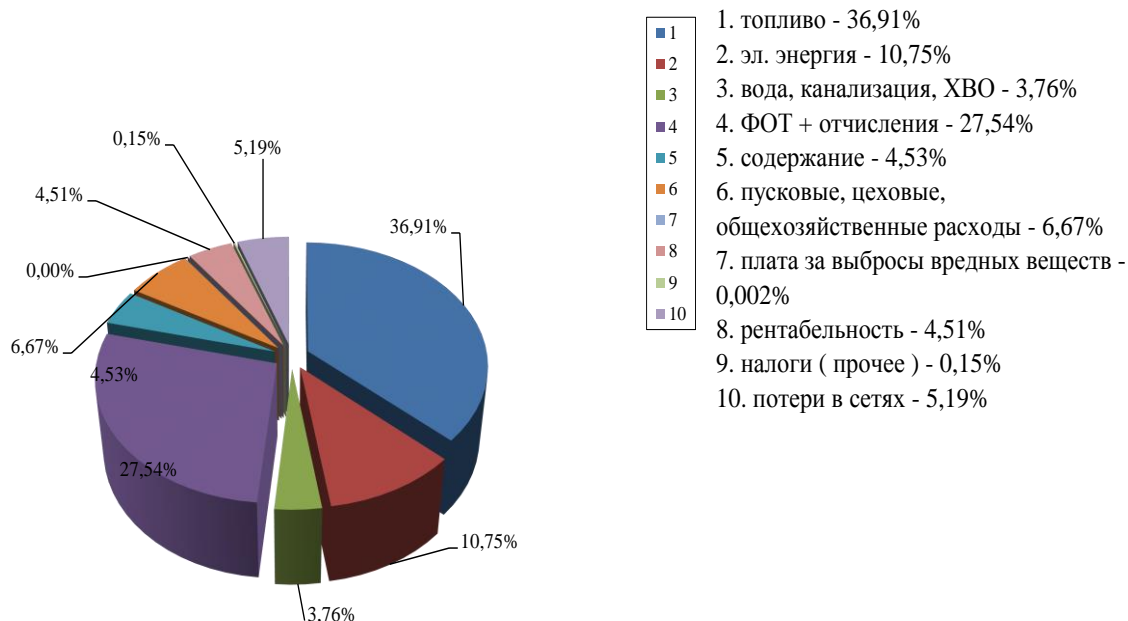
Котельная 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)

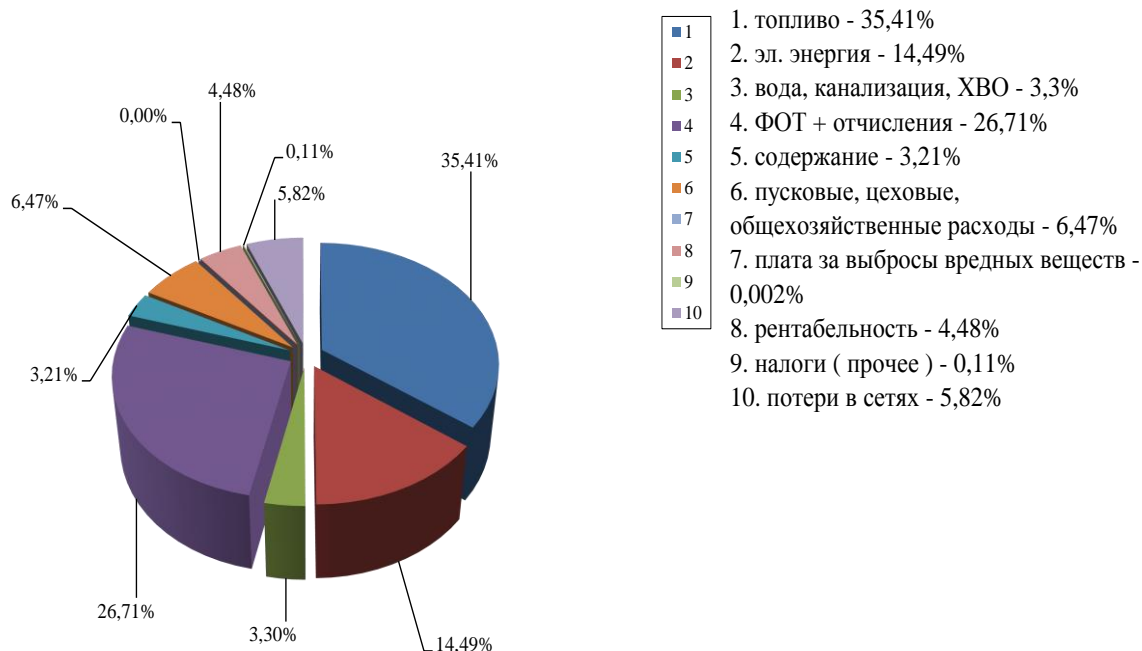


Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Коп.уч.	Лист
Недок	Подп.	Дата

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)

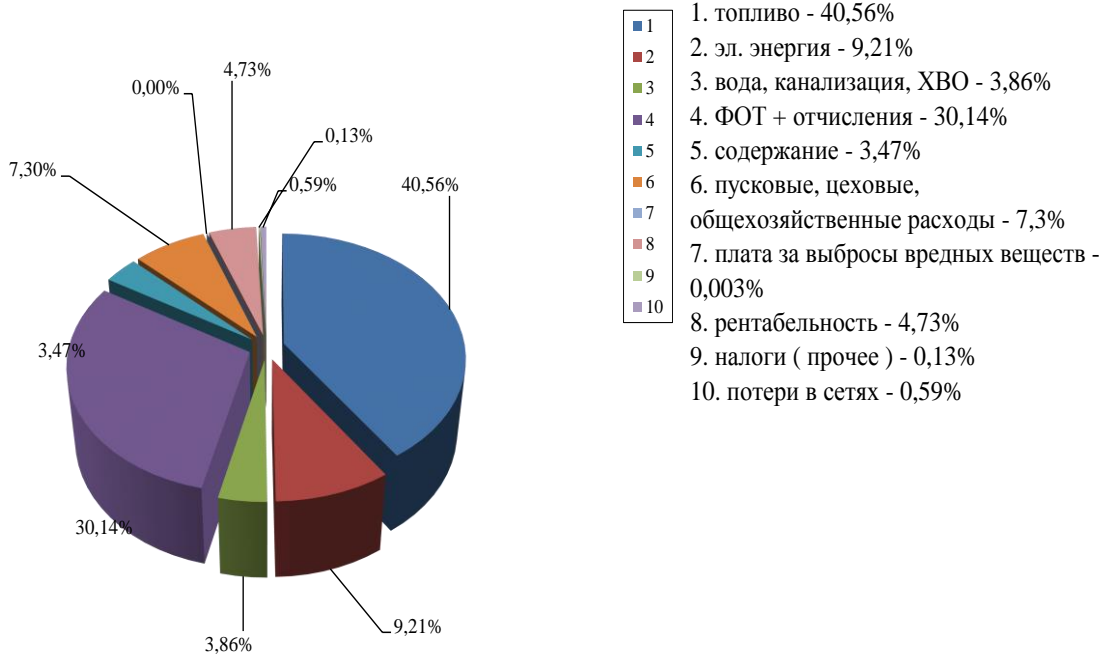


Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



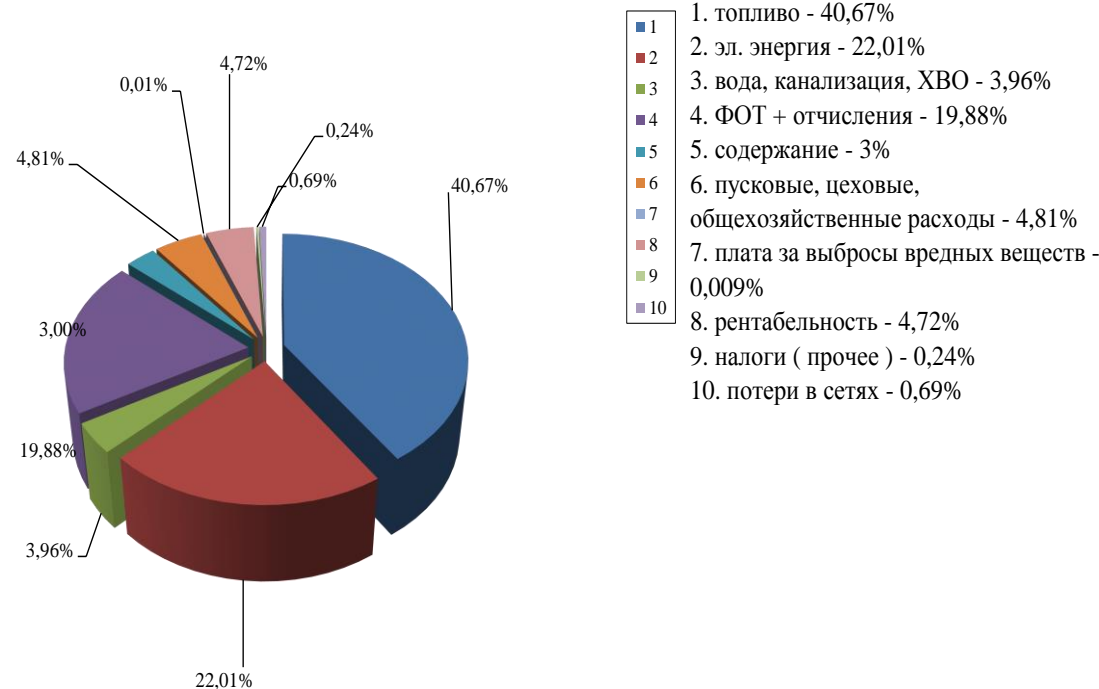
Котельная 13 (ПУ № 21) Старошербиновское СП ст Старошербиновская

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



Котельная 14 (МДОУ № 5) Старошербиновское СП ст Старошербиновская

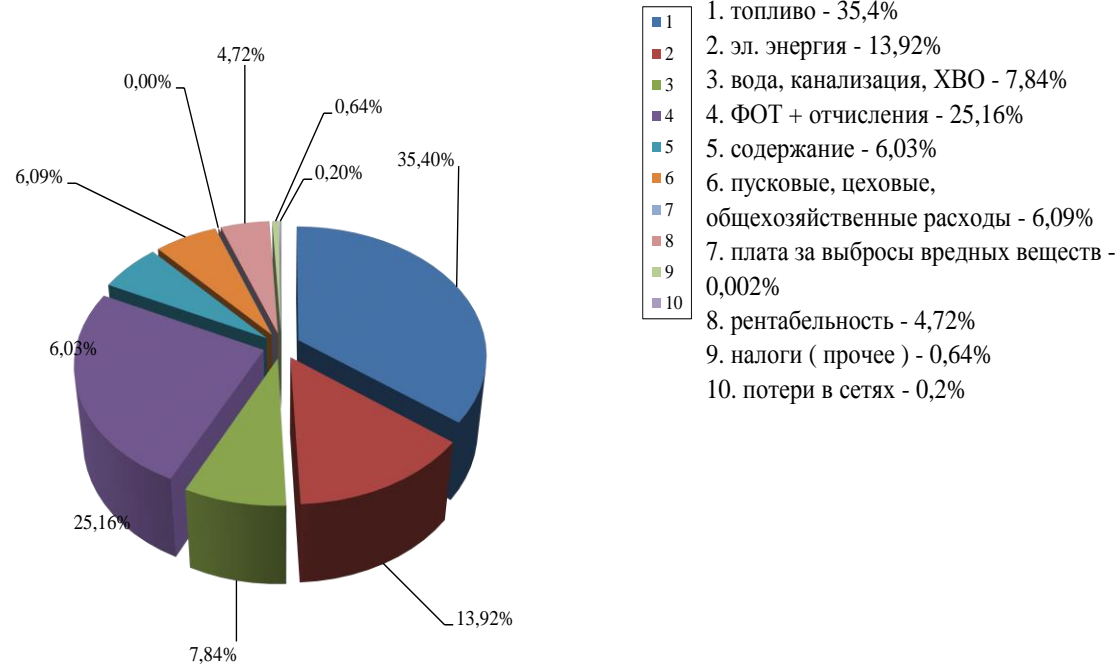
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол.уч.	Лист
Недок	Подп.	Дата

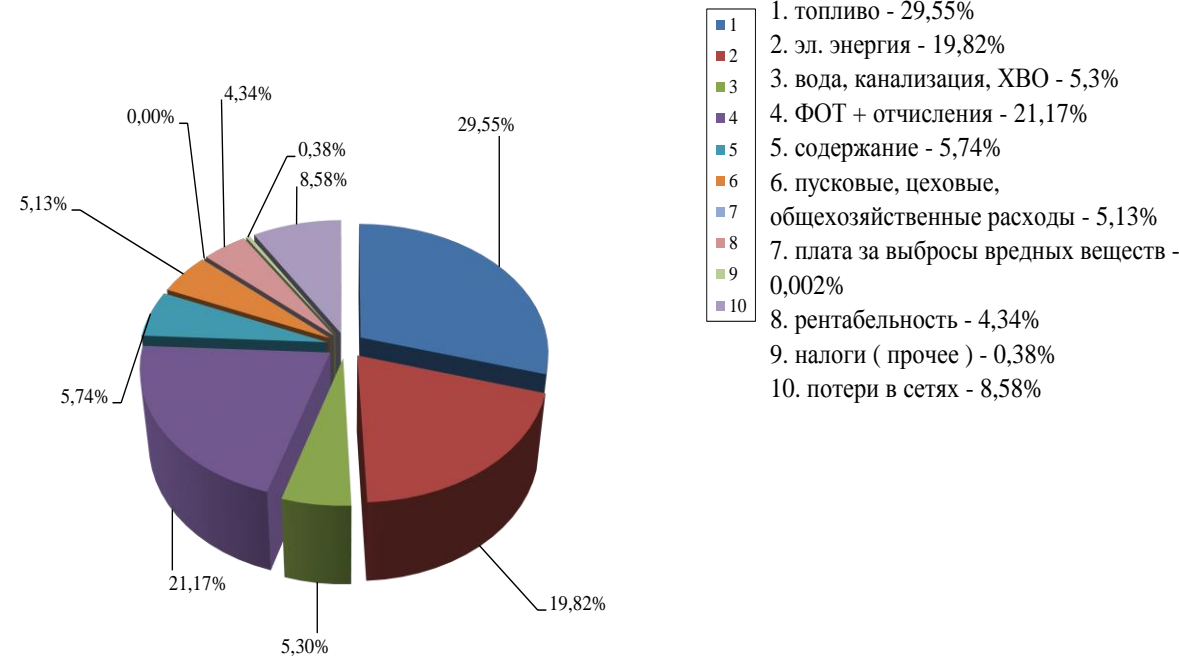
Котельная 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



Котельная 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)

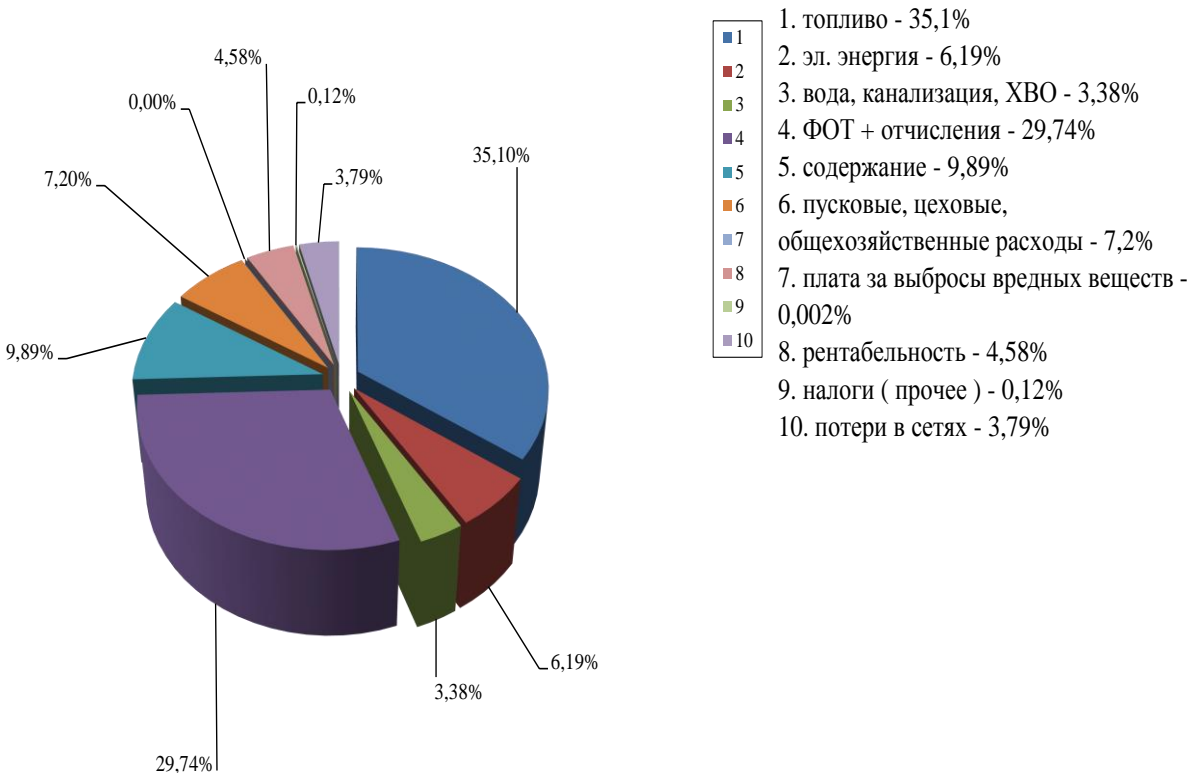


Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Коп.уч.	Лист
Недок	Подп.	Дата

Перспективное положение существующих и проектируемых котельных:

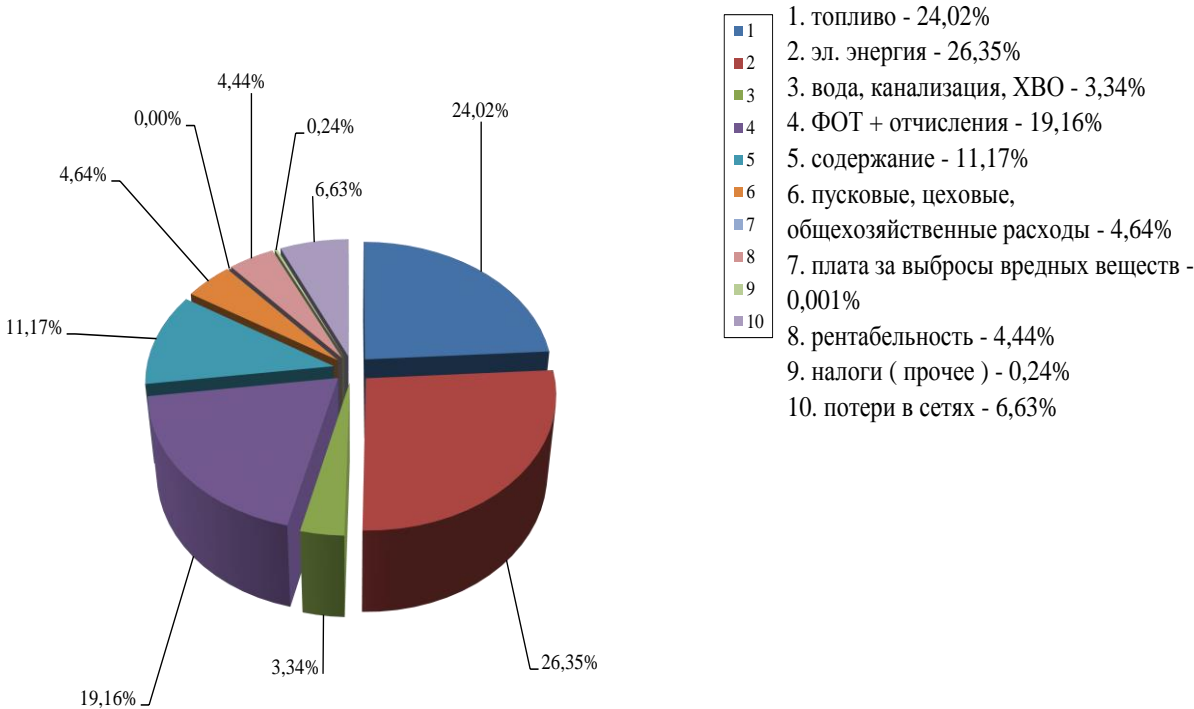
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Калькуляция ценообразования 1 Гкал тепла



Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

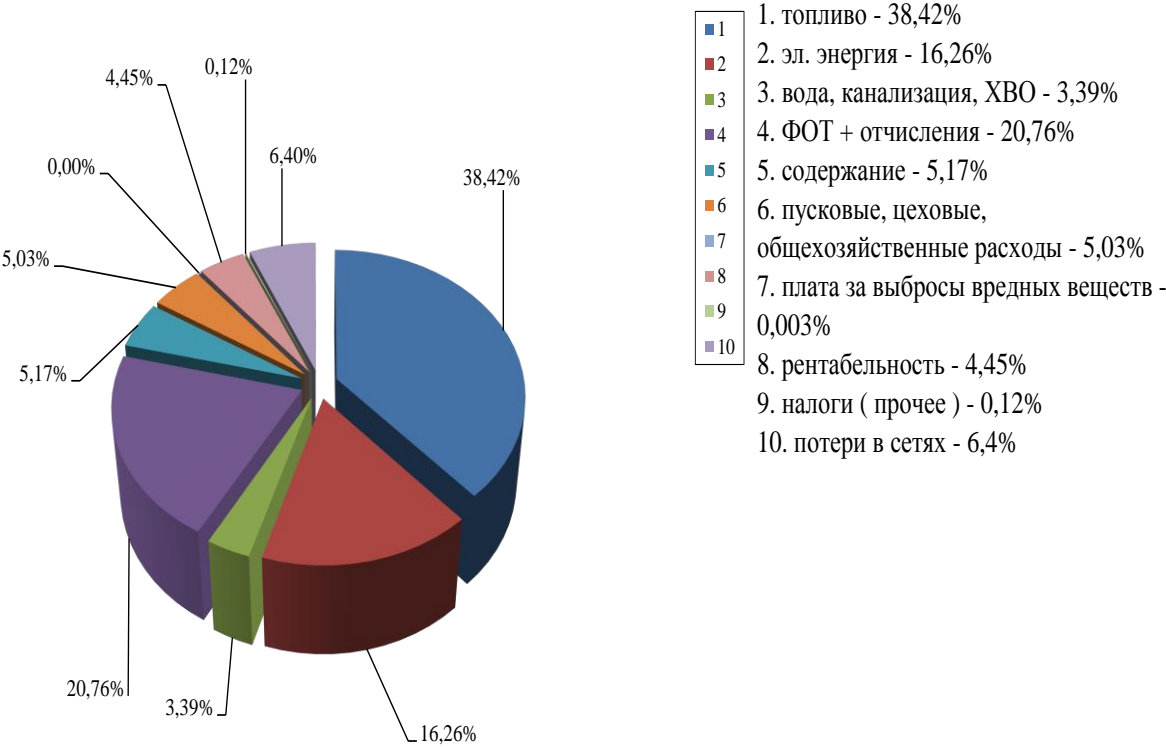
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

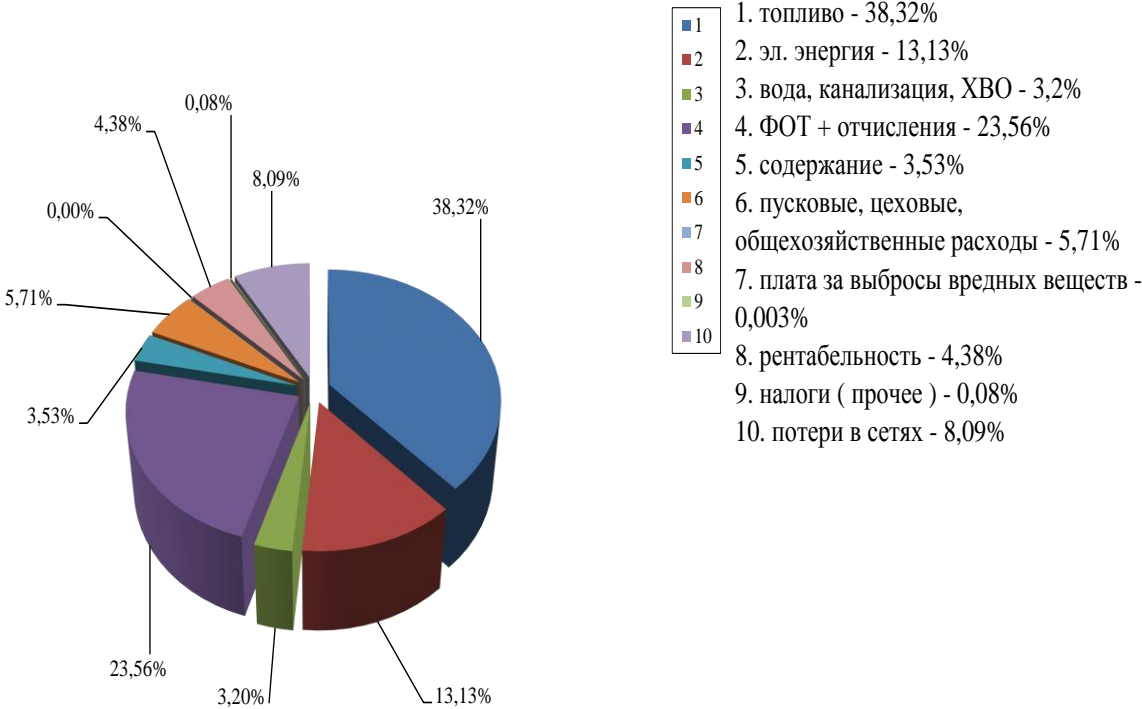
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

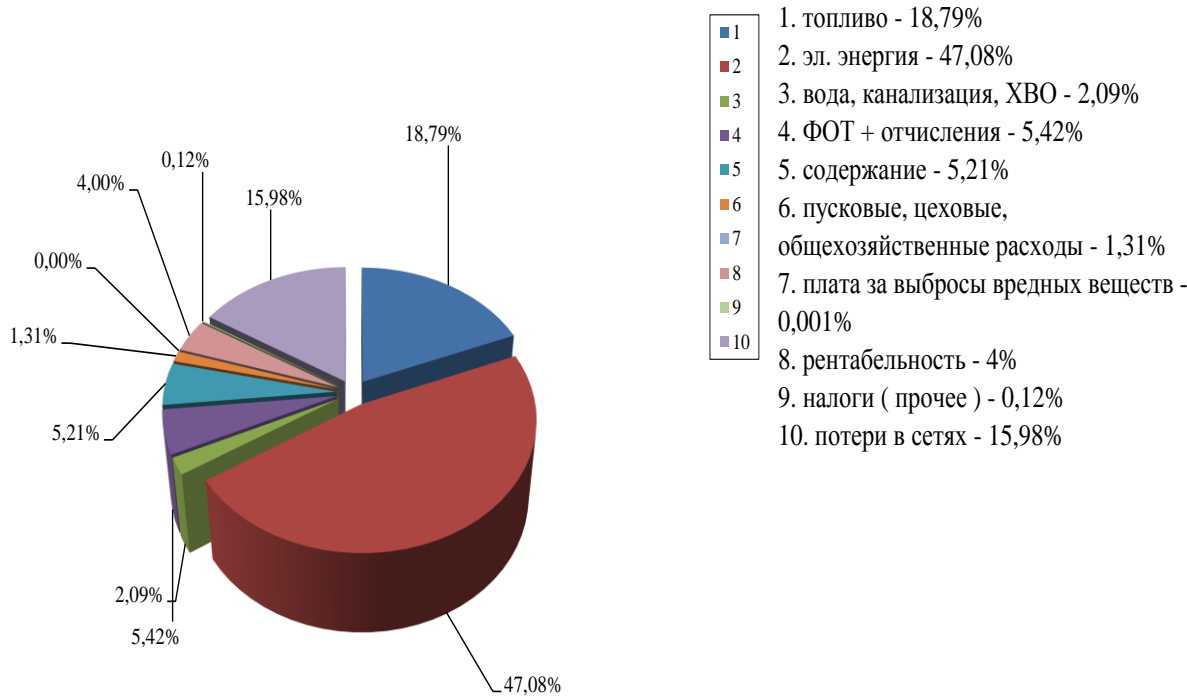
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

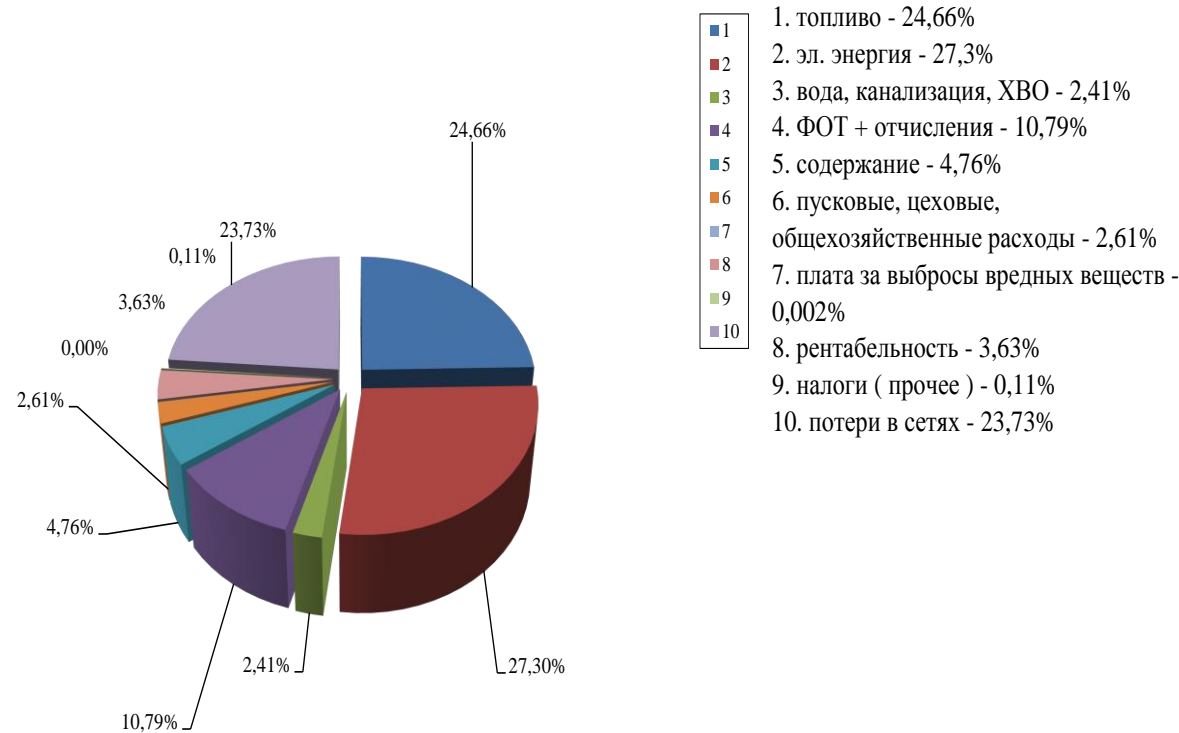
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



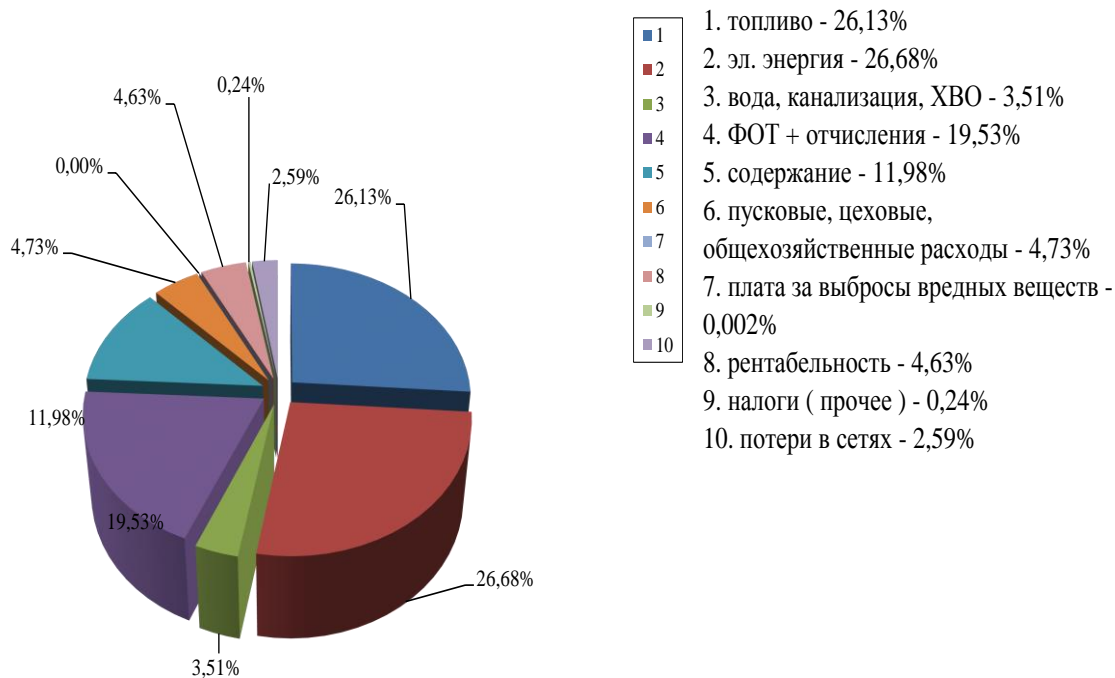
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)

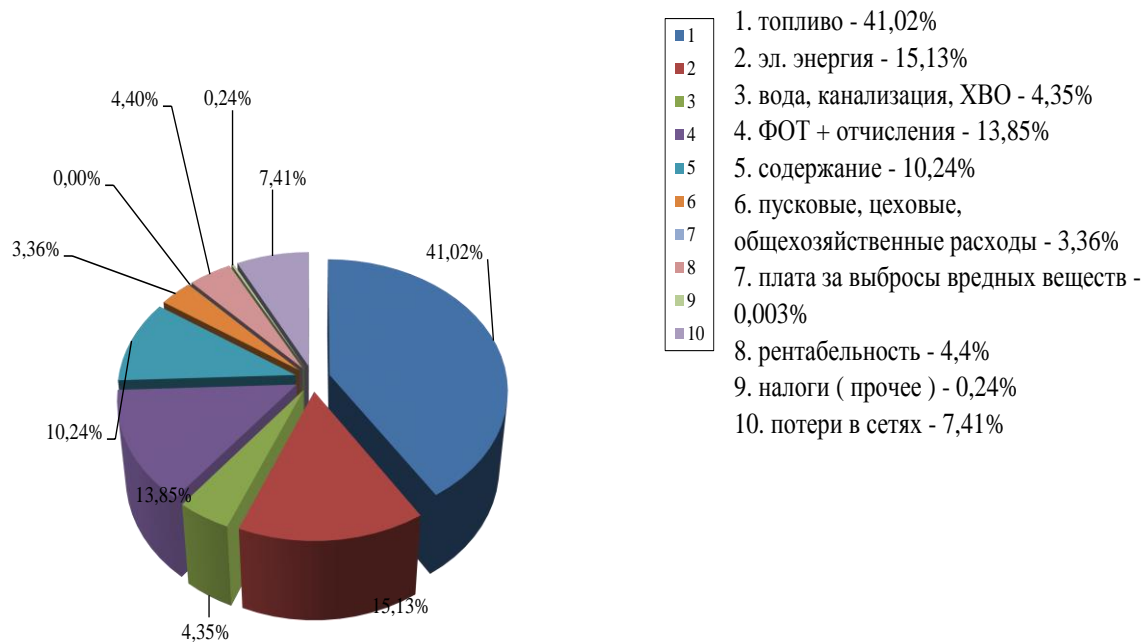


Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

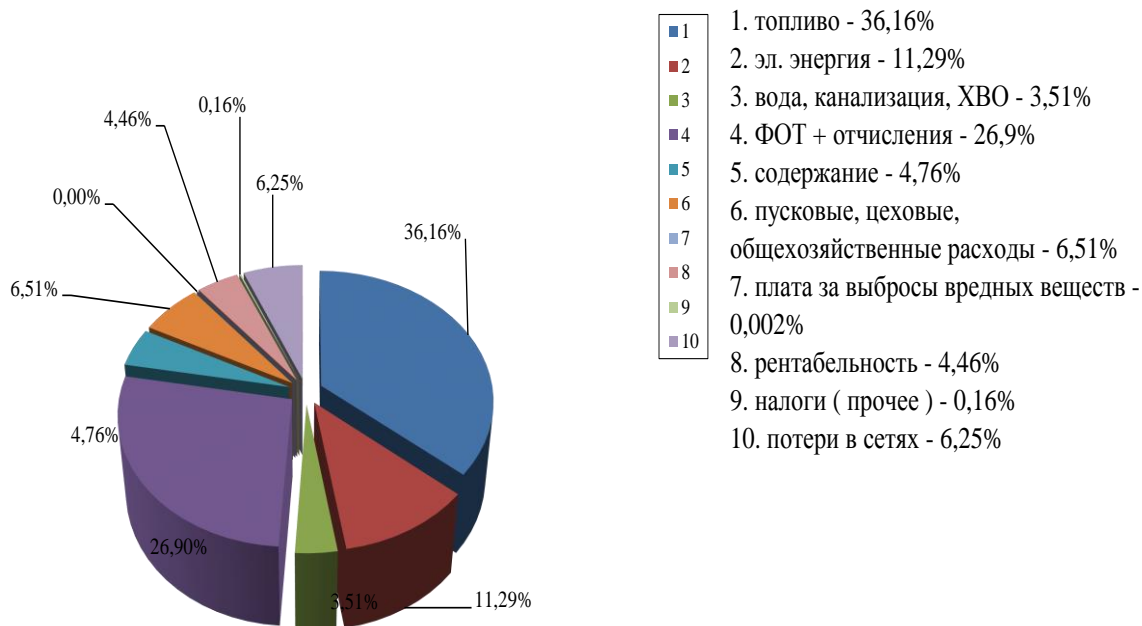
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



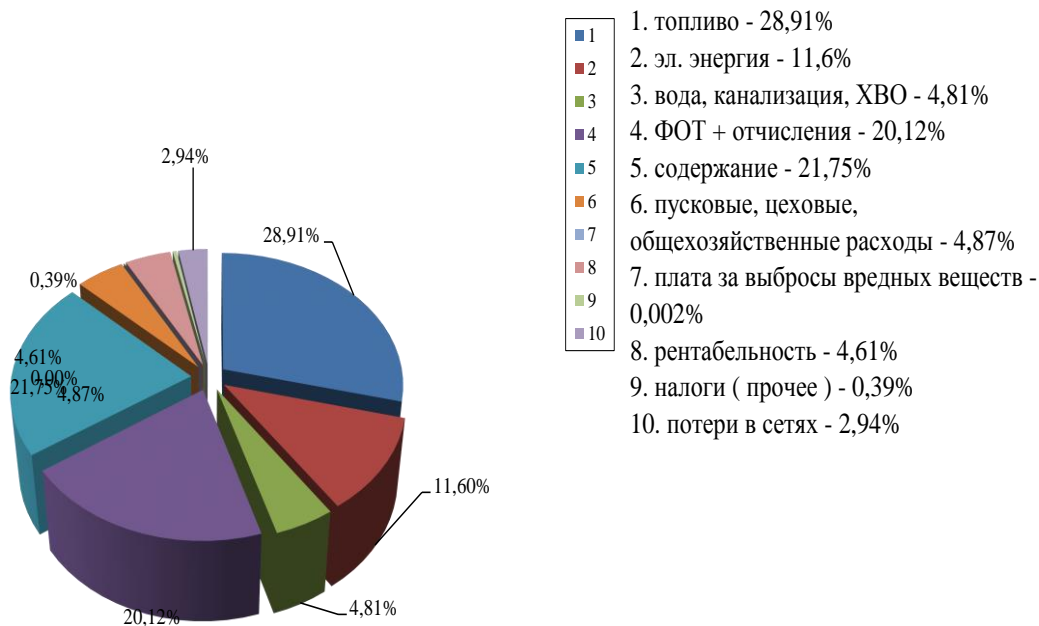
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



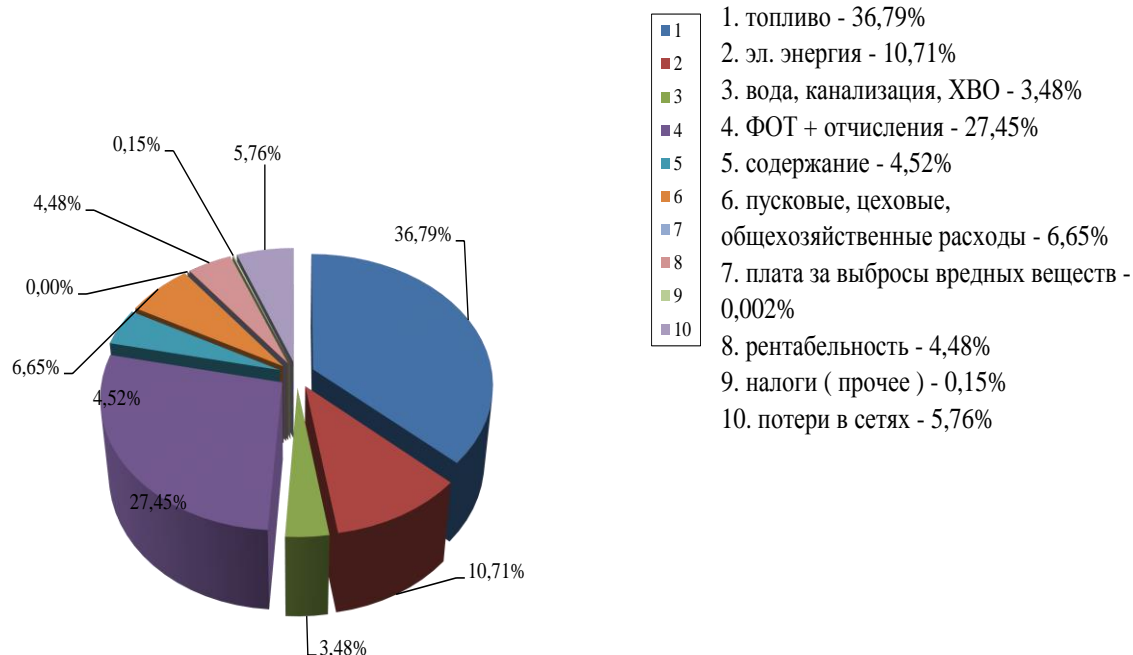
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



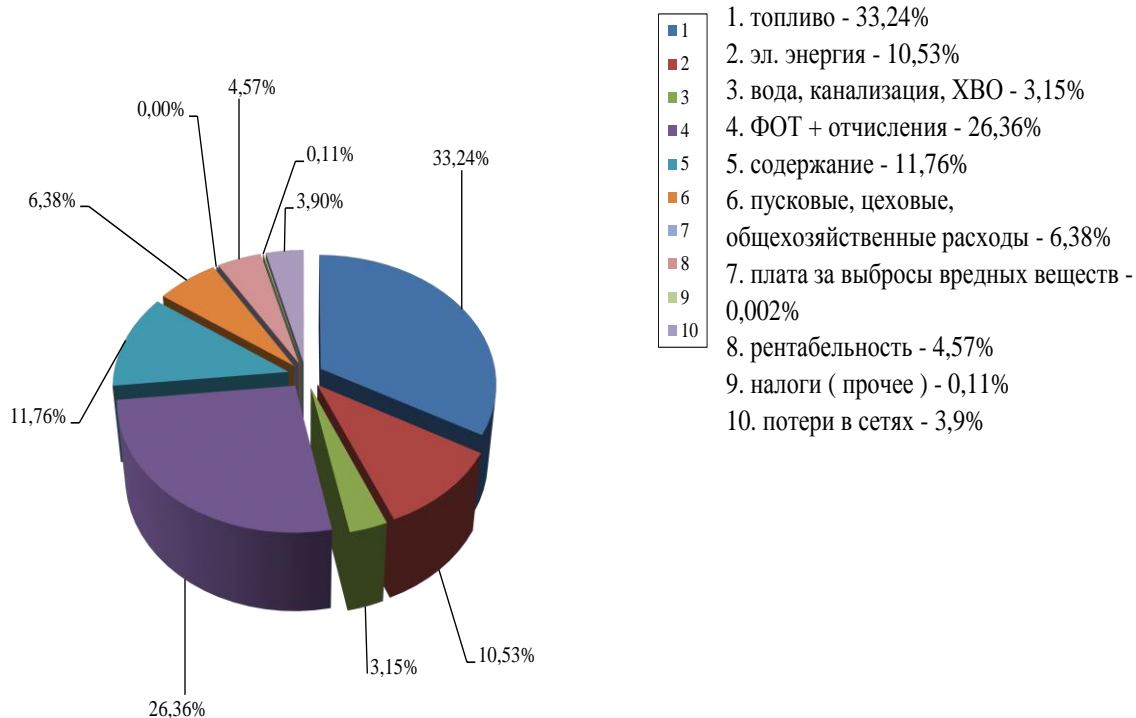
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



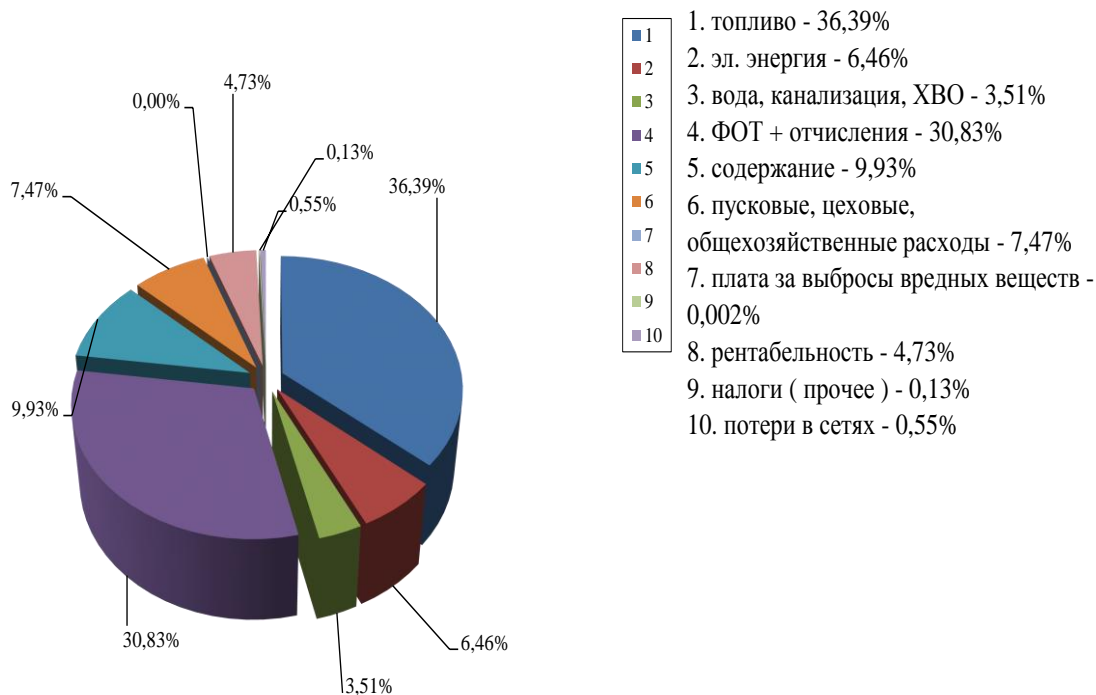
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



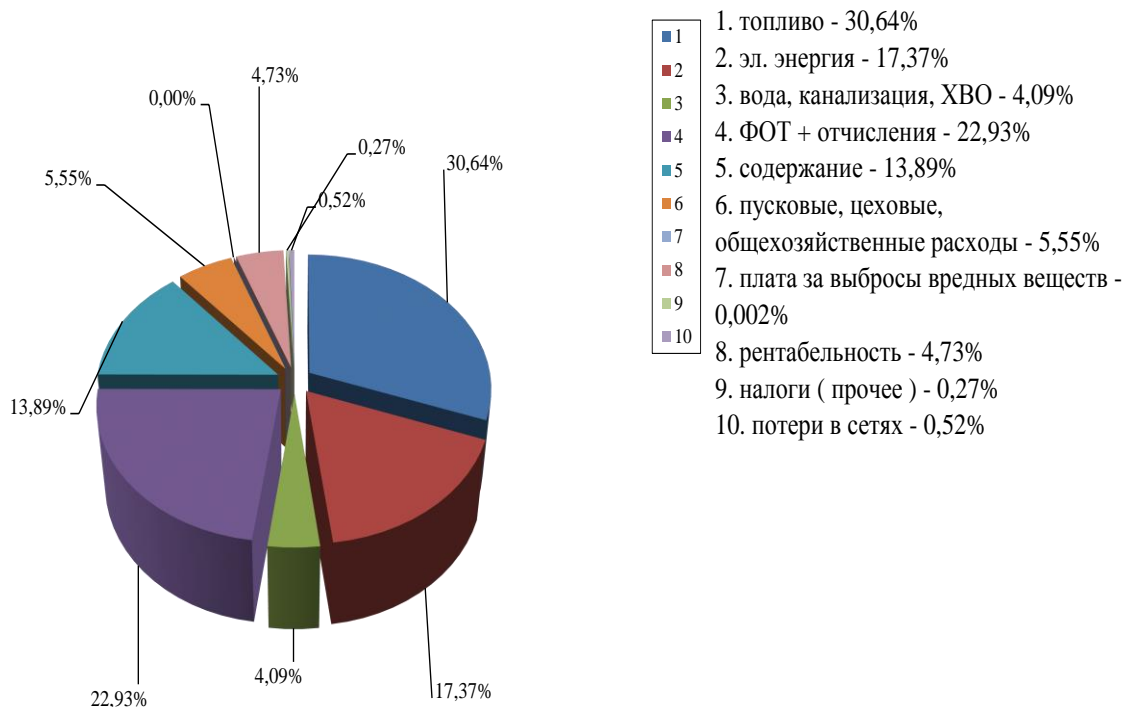
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



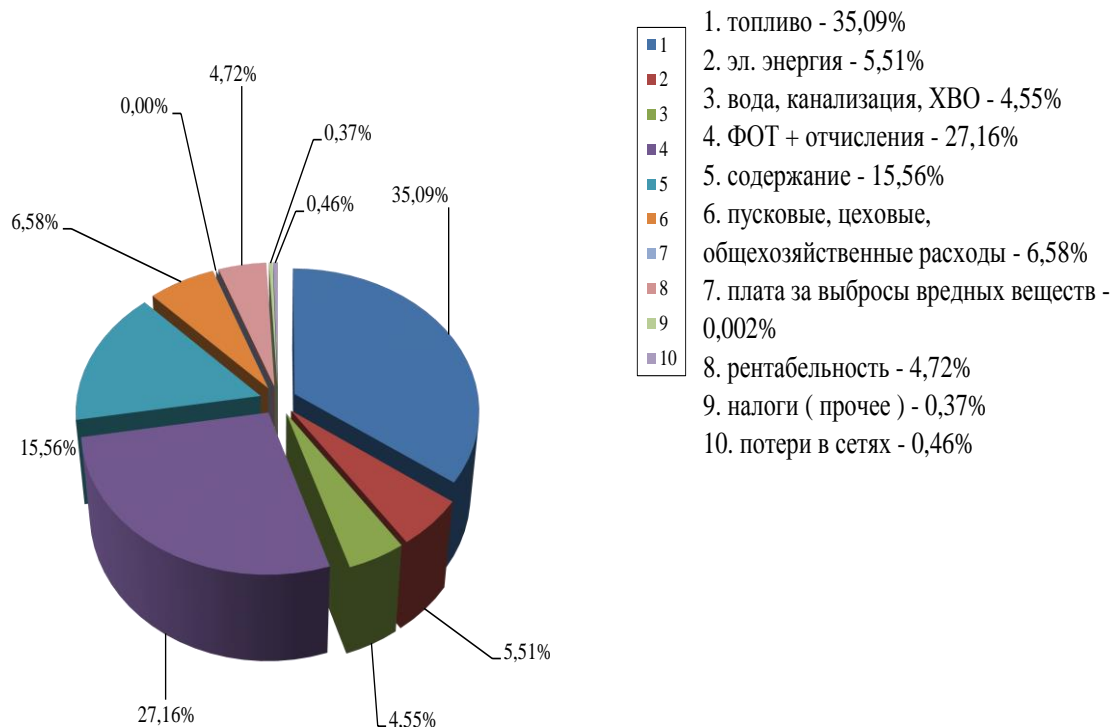
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



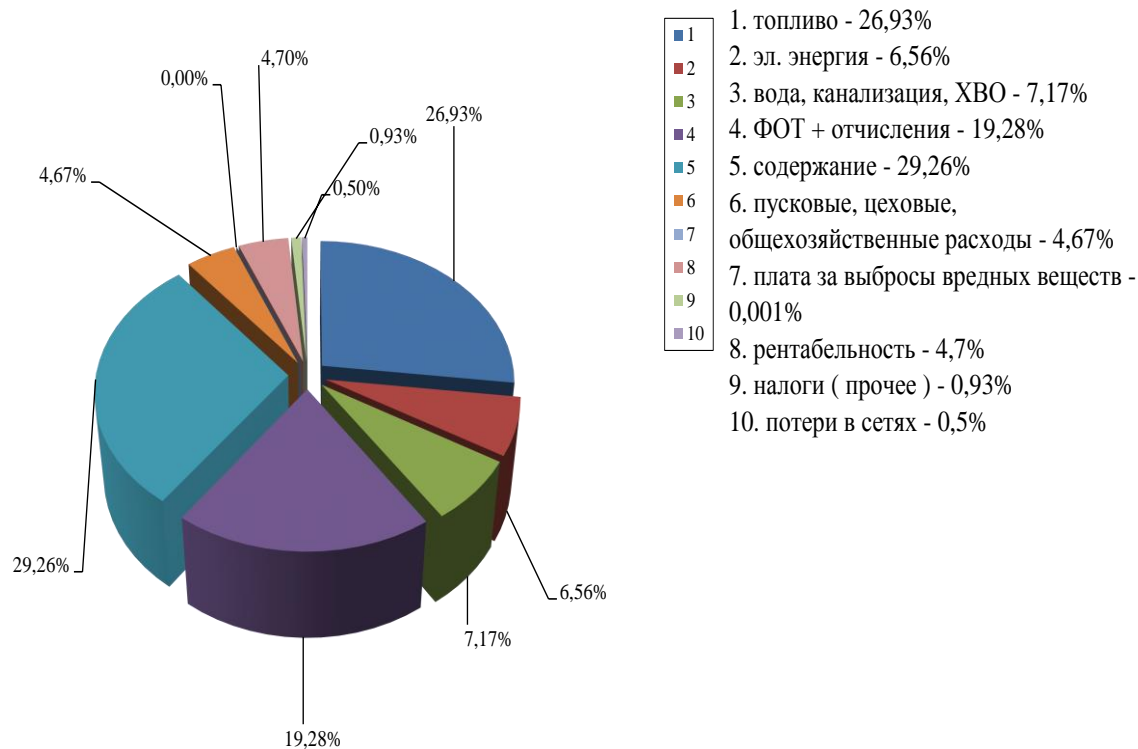
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



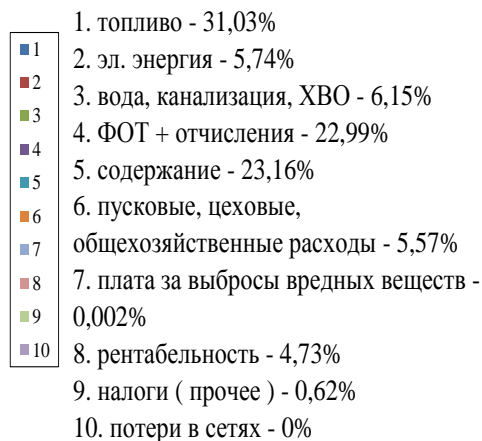
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



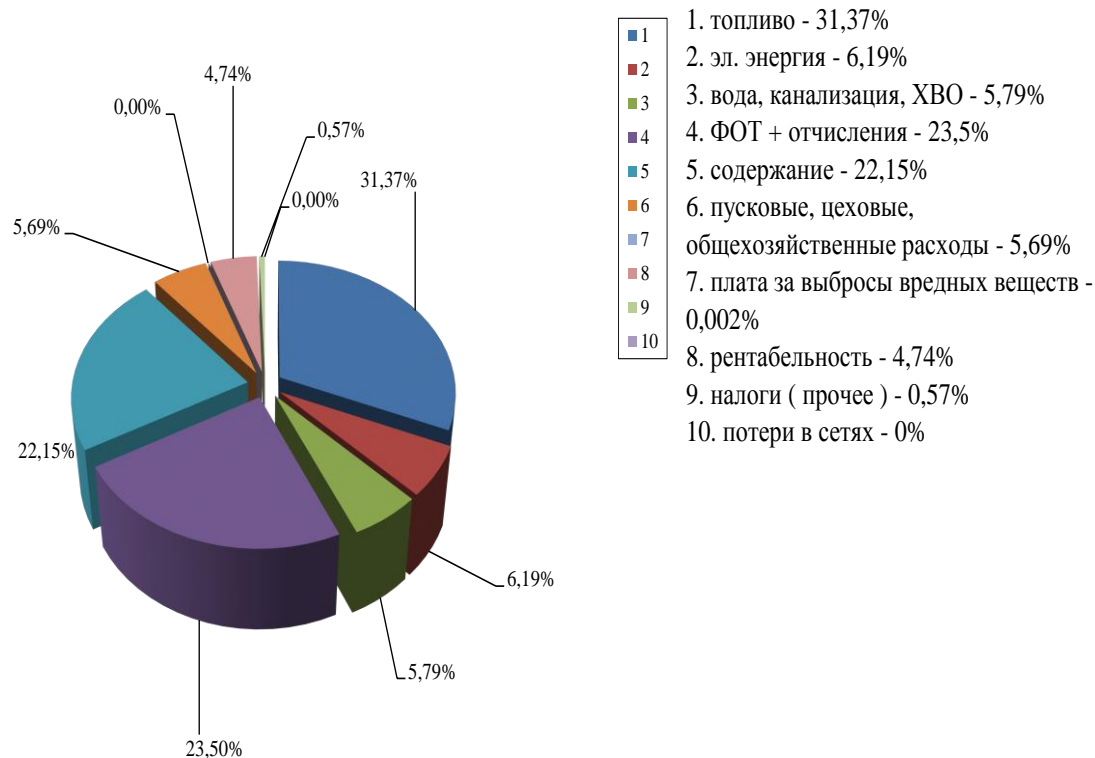
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



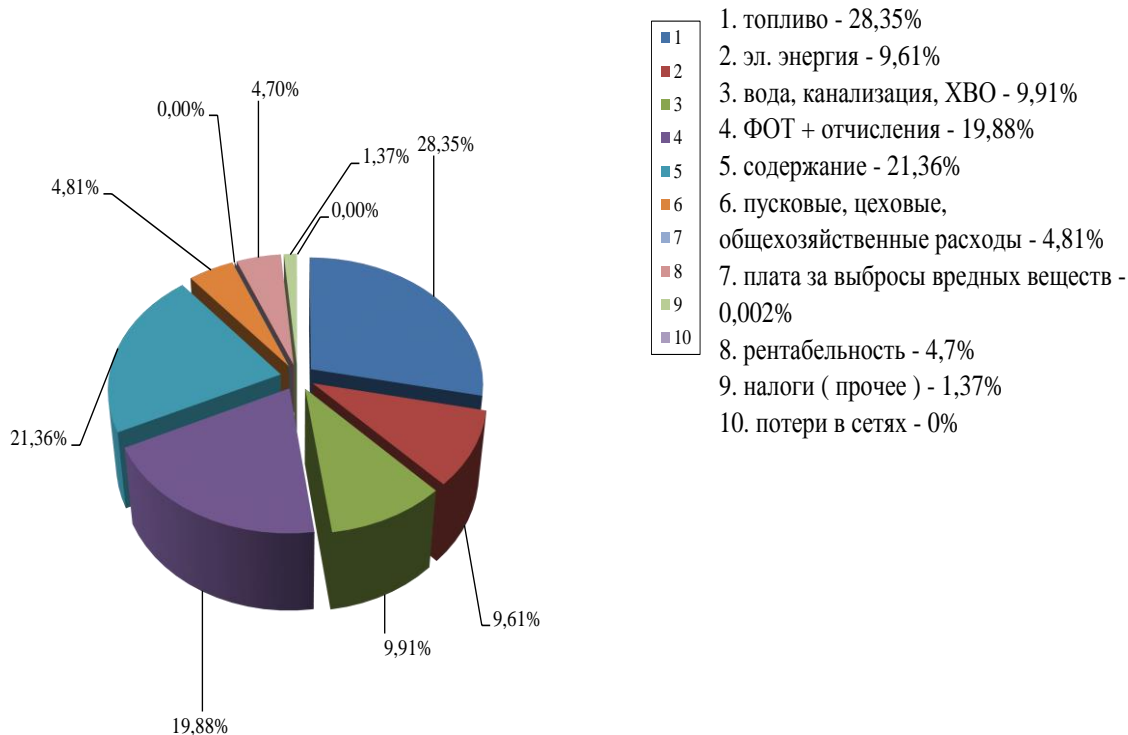
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)

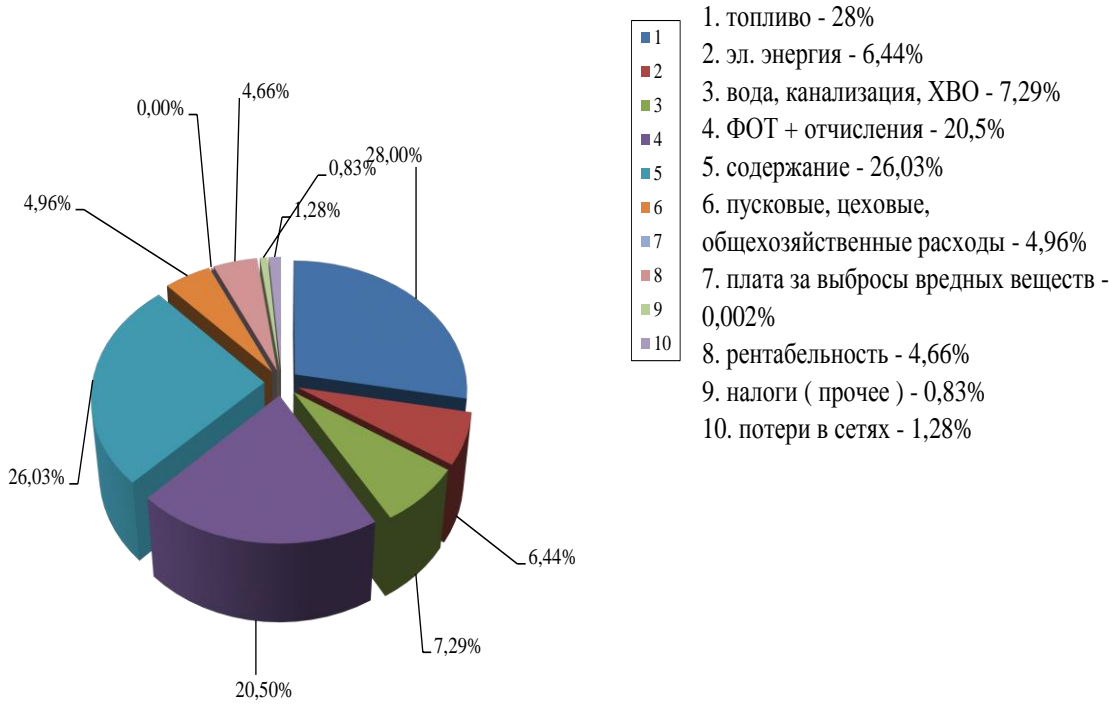


Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



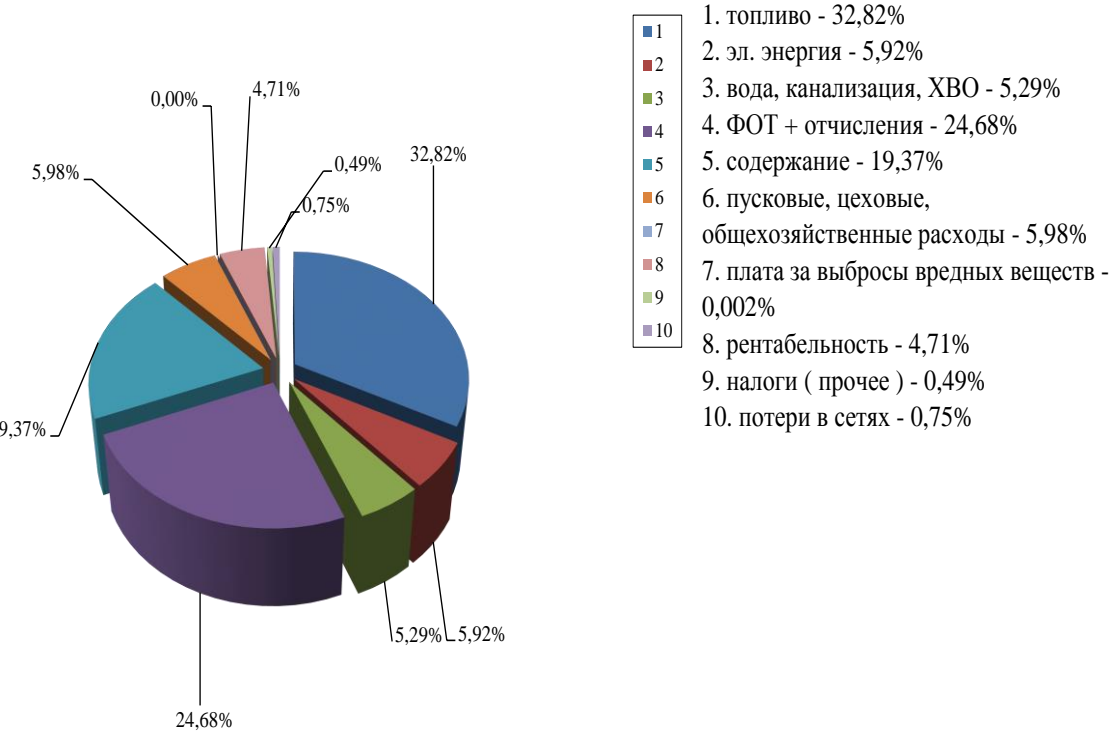
Котельная 23 (7п (87-4)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



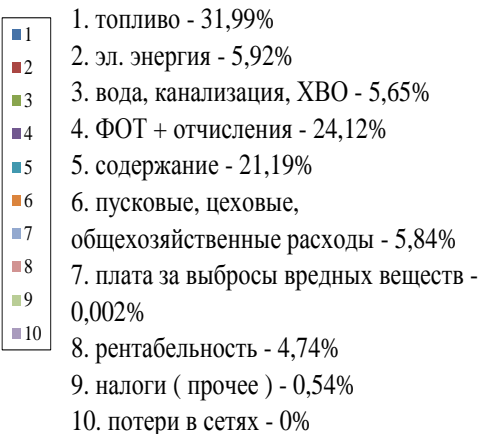
Котельная 24 (8п (89-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)

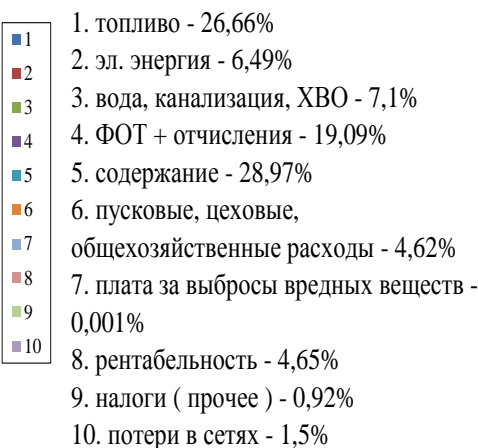


Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Коп.уч.	Лист
Недок	Подп.	Дата

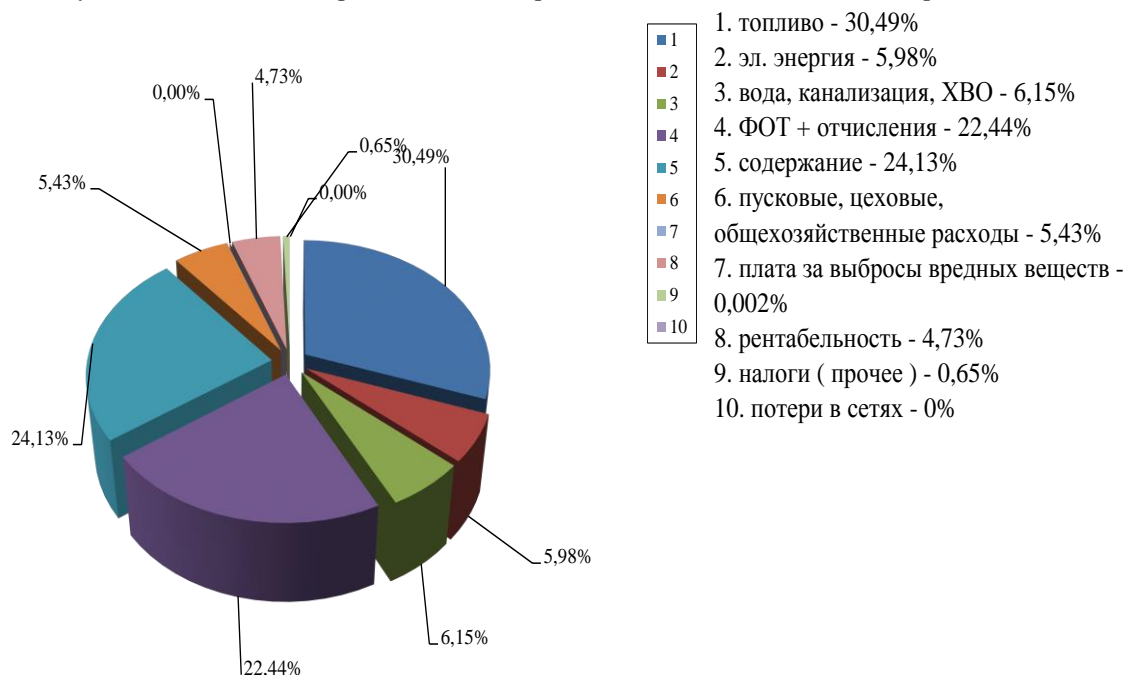
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



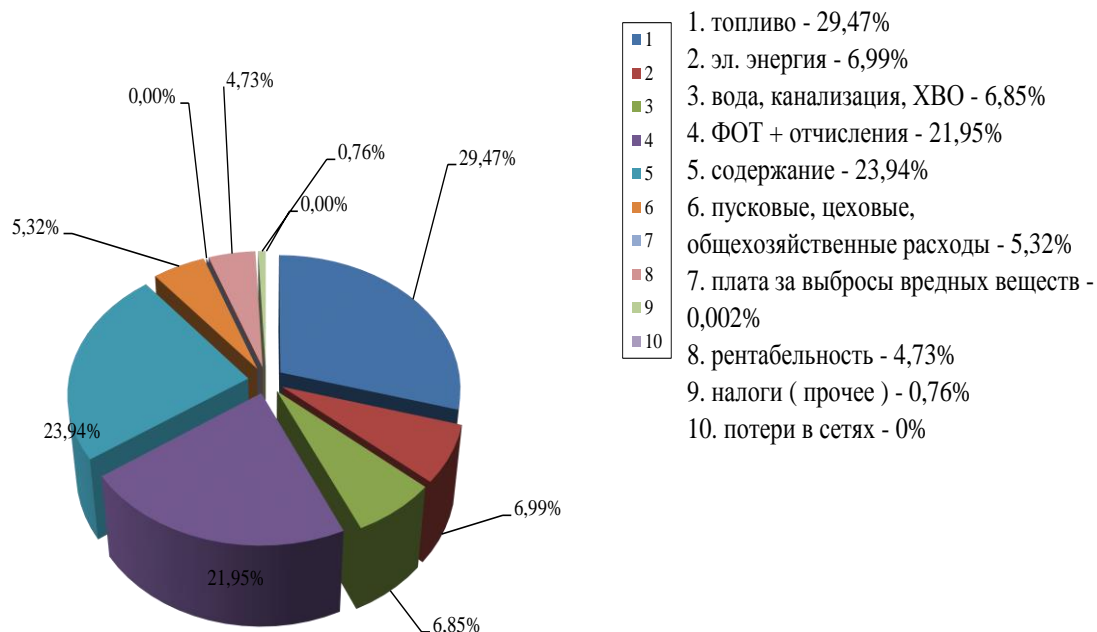
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



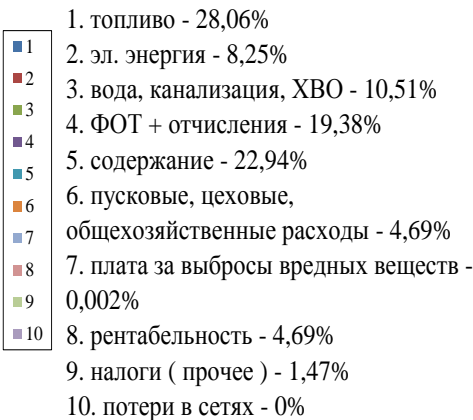
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



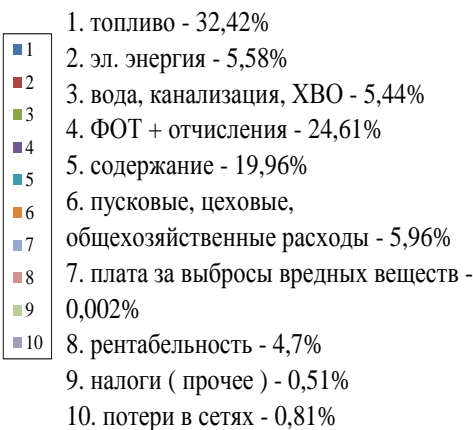
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



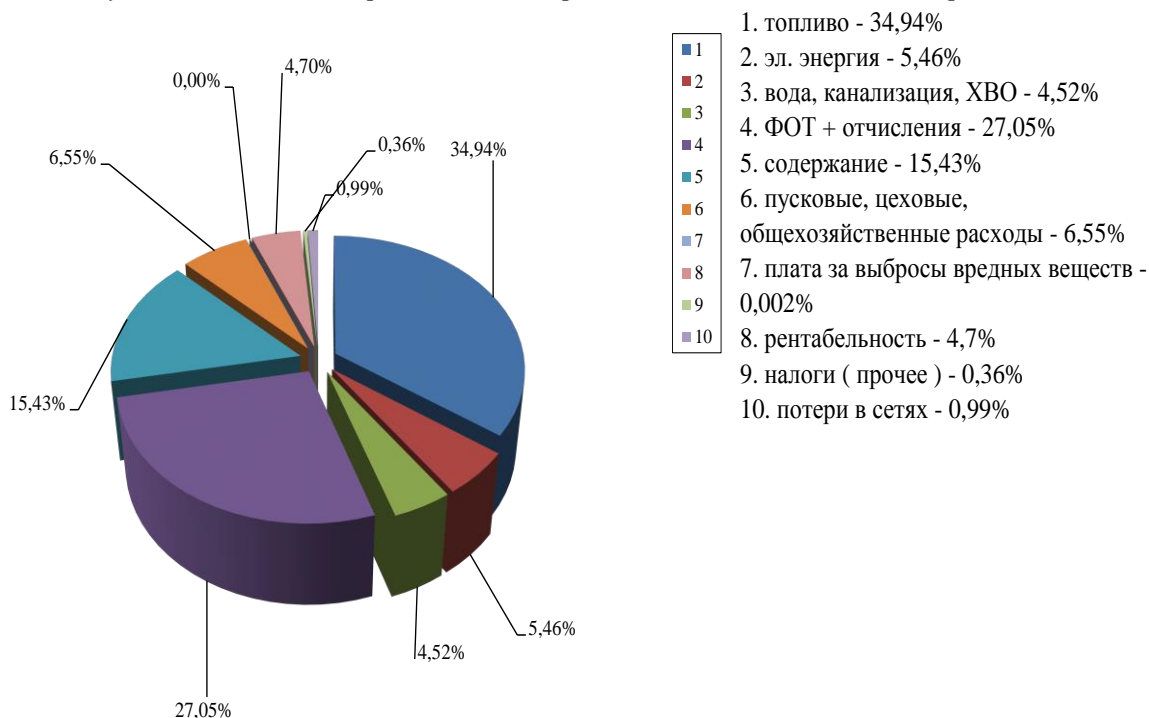
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



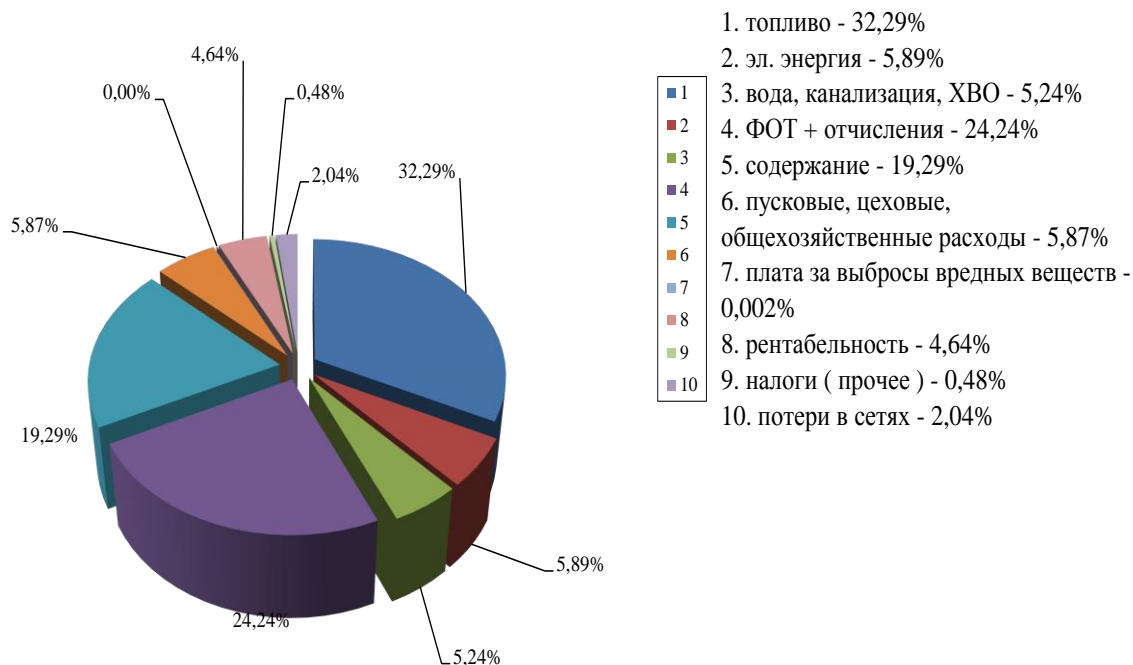
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)

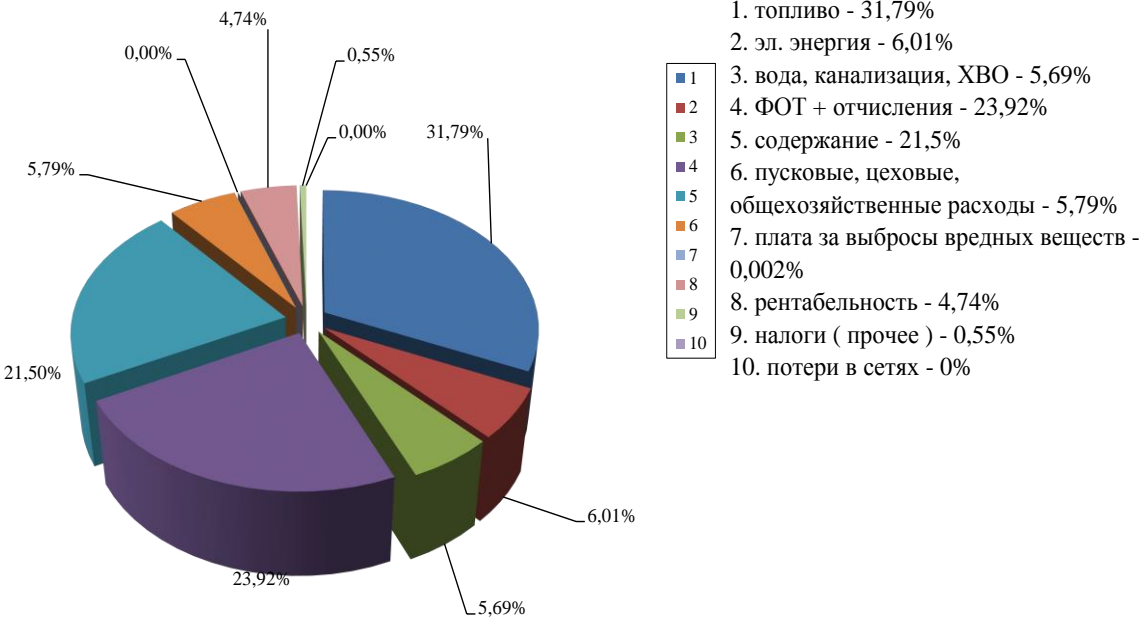


Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



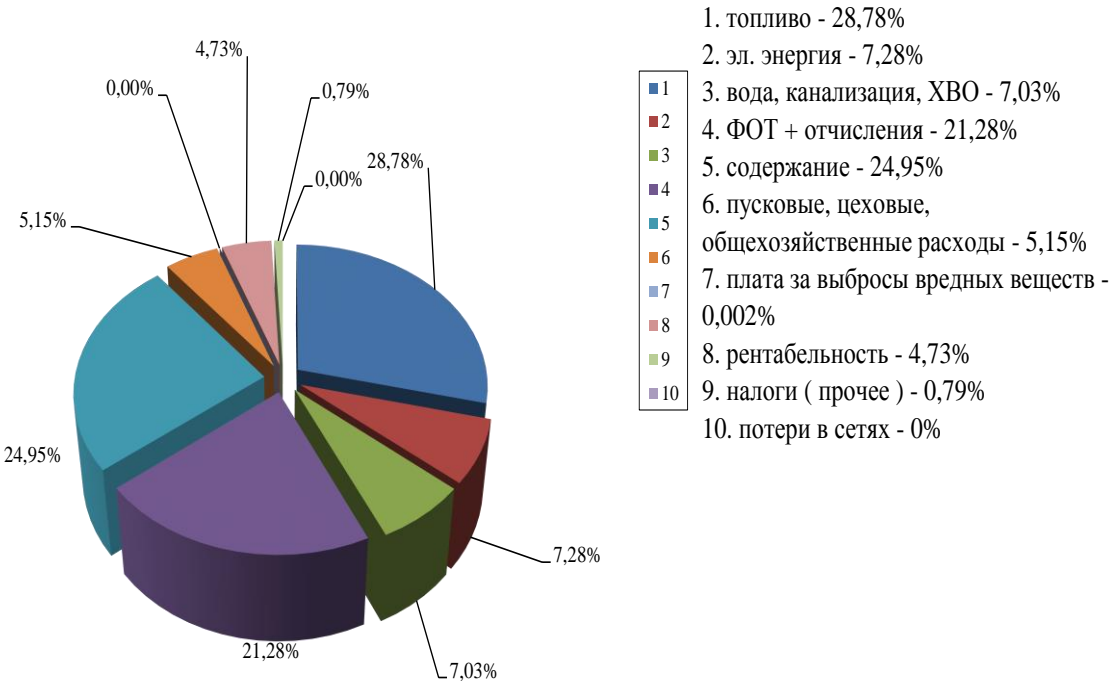
Котельная 33 (17п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



Котельная 34 (18п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

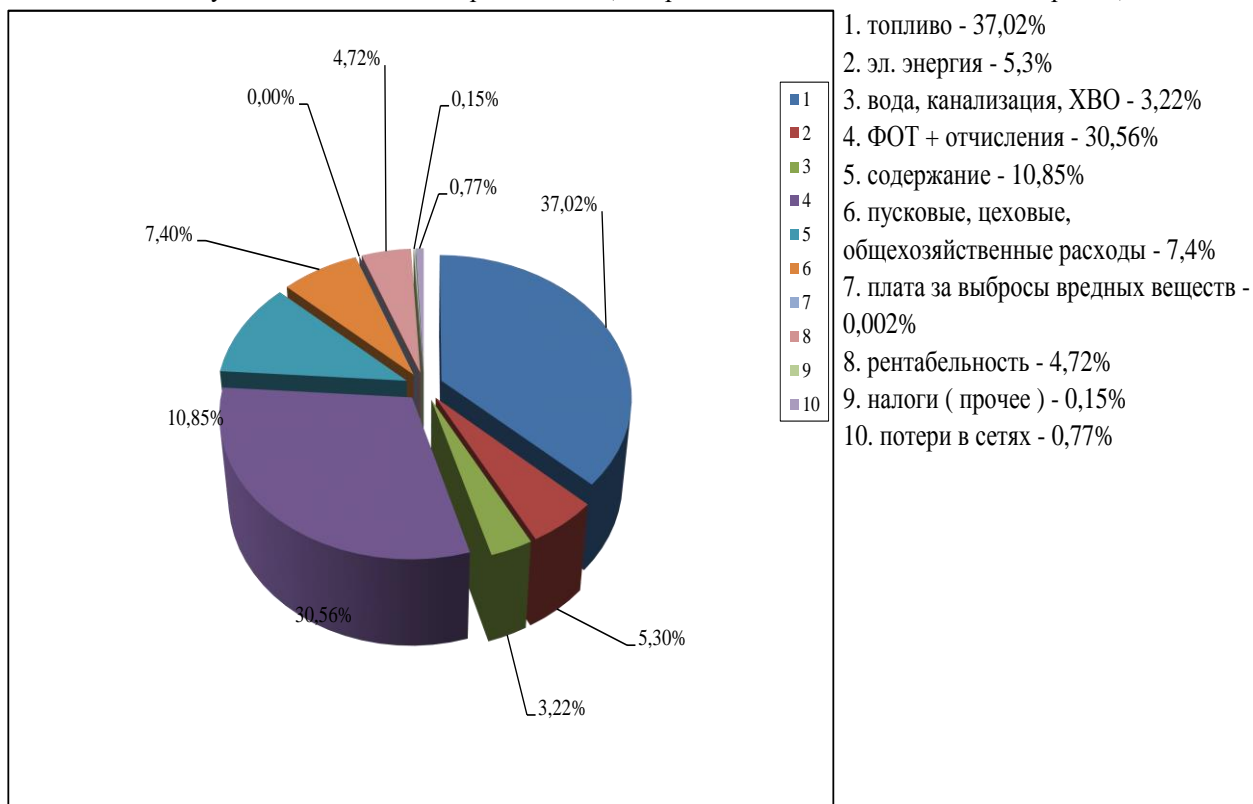
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



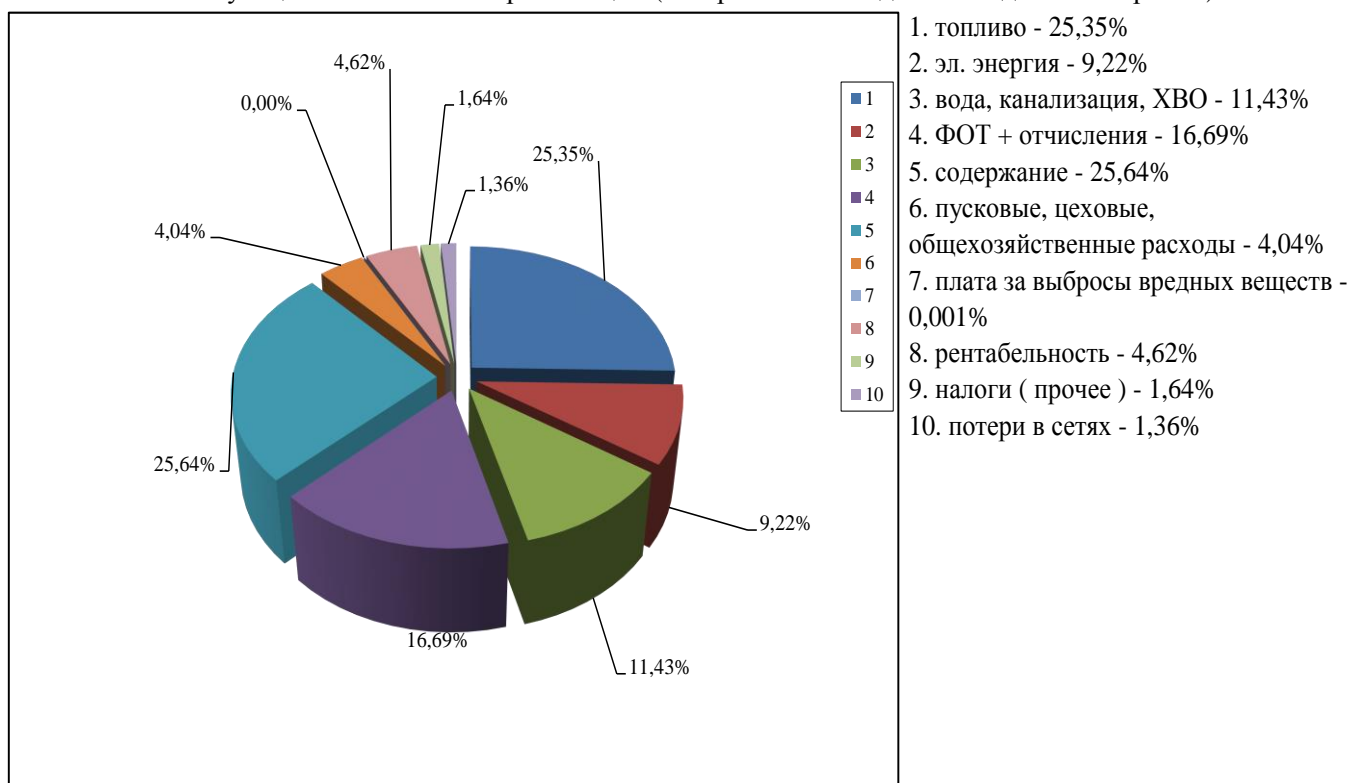
Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)

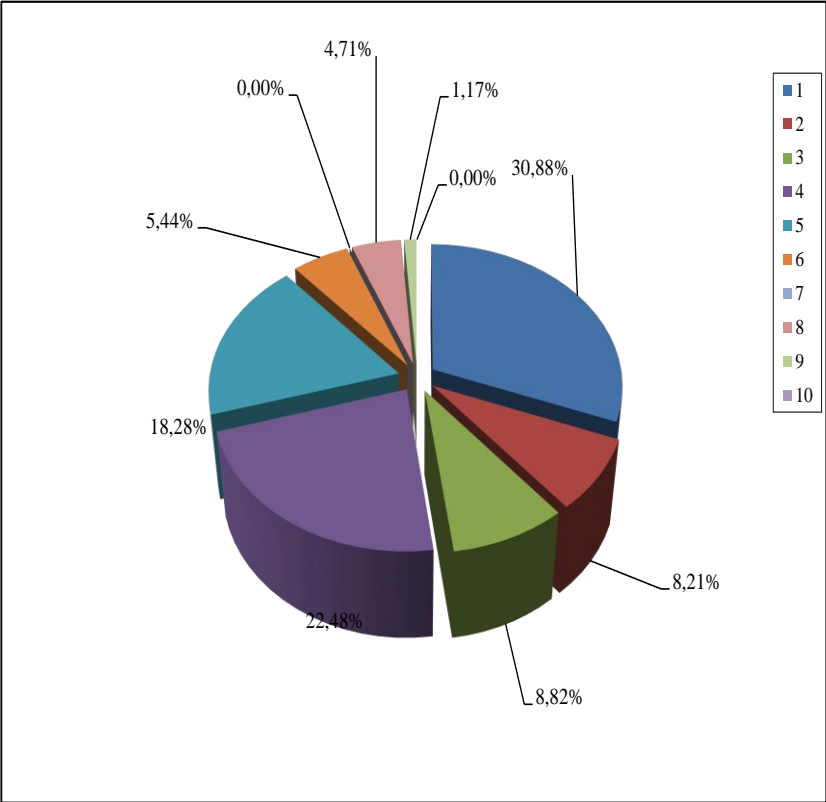


Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



Котельная 37 (21п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

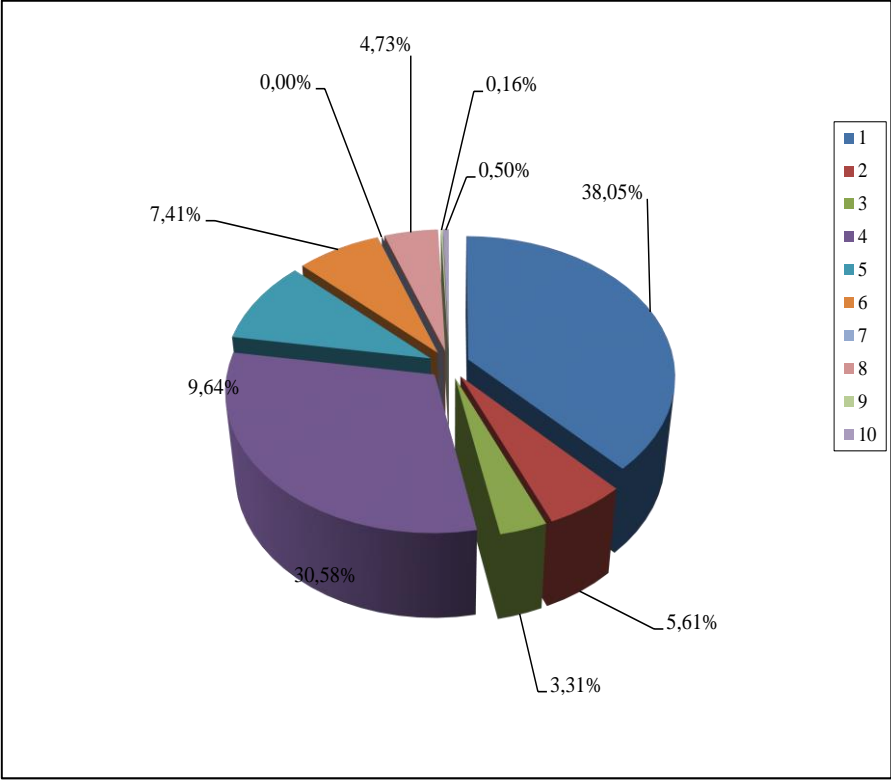
Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



- 1. топливо - 30,88%
- 2. эл. энергия - 8,21%
- 3. вода, канализация, ХВО - 8,82%
- 4. ФОТ + отчисления - 22,48%
- 5. содержание - 18,28%
- 6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 5,44%
- 7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
- 8. рентабельность - 4,71%
- 9. налоги (прочее) - 1,17%
- 10. потери в сетях - 0%

Котельная 38 (22п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)

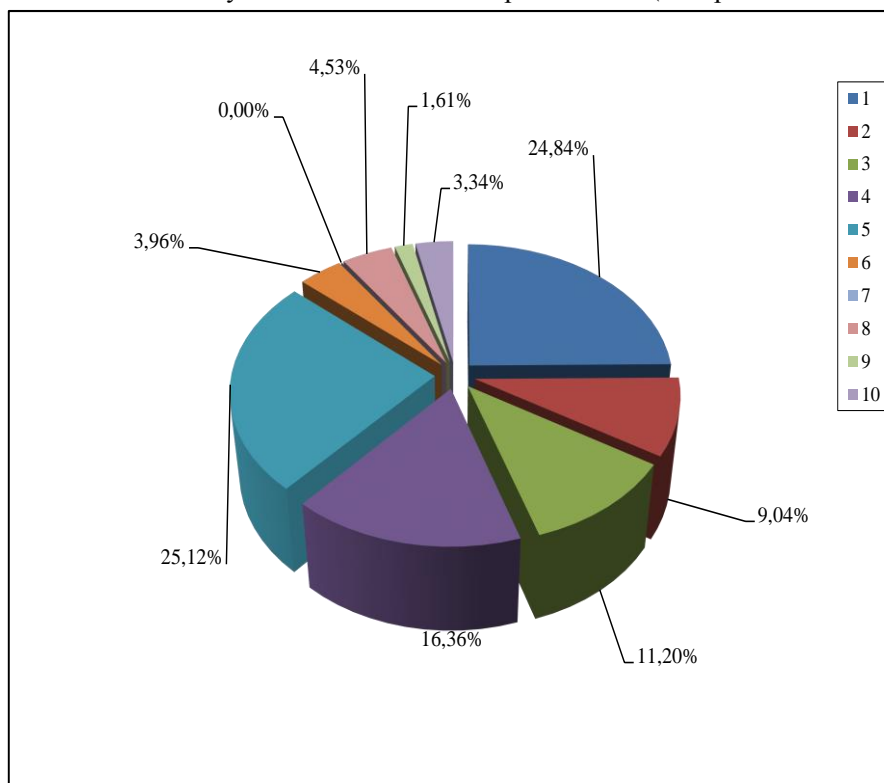


- 1. топливо - 38,05%
- 2. эл. энергия - 5,61%
- 3. вода, канализация, ХВО - 3,31%
- 4. ФОТ + отчисления - 30,58%
- 5. содержание - 9,64%
- 6. пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 7,41%
- 7. плата за выбросы вредных веществ - 0,002%
- 8. рентабельность - 4,73%
- 9. налоги (прочее) - 0,16%
- 10. потери в сетях - 0,5%

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

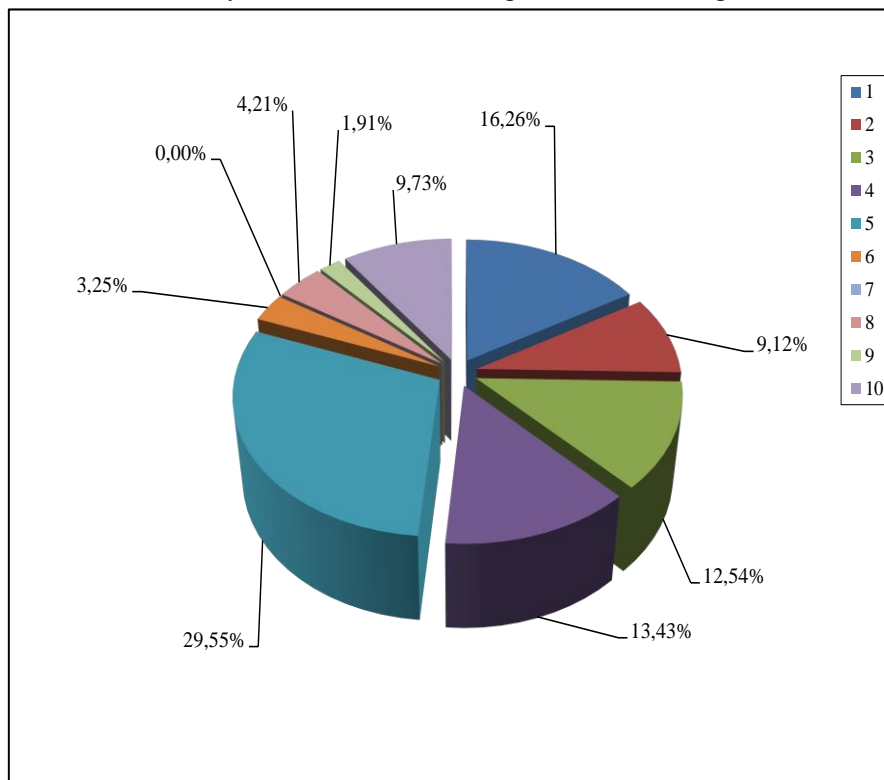
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



1. топливо - 24,84%
2. эл. энергия - 9,04%
3. вода, канализация, ХВО - 11,2%
4. ФОТ + отчисления - 16,36%
5. содержание - 25,12%
6. пусковые, цеховые,
общехозяйственные расходы - 3,96%
7. плата за выбросы вредных веществ -
0,001%
8. рентабельность - 4,53%
9. налоги (прочее) - 1,61%
10. потери в сетях - 3,34%

Калькуляция себестоимости реализации (потери в сетях выделены отдельной строкой)



1. топливо - 16,26%
2. эл. энергия - 9,12%
3. вода, канализация, ХВО - 12,54%
4. ФОТ + отчисления - 13,43%
5. содержание - 29,55%
6. пусковые, цеховые,
общехозяйственные расходы - 3,25%
7. плата за выбросы вредных веществ -
0,001%
8. рентабельность - 4,21%
9. налоги (прочее) - 1,91%
10. потери в сетях - 9,73%

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 теплopotребляющих 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.

Регулировкой газогорелок, автоматики, системы химводоподготовки и другого оборудования котельная настраивается на режим, имеющий максимальный коэффициент полезного действия и рационального использования энергоресурсов. Благодаря этому сокращаются издержки на топливо, электроэнергию, химические реагенты и воду.

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

Основная причина, определяющая надежность и безопасность теплоснабжения поселения - это техническое состояние теплогенерирующего оборудования и тепловых сетей. Высокая степень износа основного оборудования и недостаточное финансирование теплогенерирующих предприятий не позволяет своевременно модернизировать устаревающее оборудование и трубопроводы.

Системы теплоснабжения переживают тяжелейший кризис. Это выработавшее свой ресурс оборудование на источниках тепла, участвовавшие аварии на наружных тепловых сетях. Причина этого во многом кроется в экономическом и энергетическом кризисе. Инвестиции в обновление систем теплоснабжения методично в течение многих лет сокращались. Многих аварий можно было бы избежать, если бы системы теплоснабжения были вовремя отрегулированы на нормативные характеристики. Для этого не требуется значительных средств. Затраты на восстановительные работы в десятки раз превышают затраты на наладку тепловых сетей.

Наладка тепловой сети является ключевым фактором в обеспечении надежного функционирования системы «источник тепла – тепловая сеть – потребитель». От состояния и работы тепловой сети во многом зависит работа системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей тепла.

В части обеспечения безопасности теплоснабжения должно предусматриваться резервирование системы теплоснабжения, живучесть и обеспечение бесперебойной работы источников тепла и тепловых сетей. Перемычек, как правило, нет. Расстояние между источниками тепловой энергии в основном превышают радиусы эффективного теплоснабжения, что делает строительство перемычек экономически нецелесообразным.

Узлы ввода теплопроводов в здания зачастую доступны для посторонних лиц, что приводит к неквалифицированному вмешательству в работу тепловой сети.

Система теплоснабжения представляет собой энергетический комплекс, состоящий из источника тепла с котельными агрегатами, насосным и прочим оборудованием, разводящих магистральных и внутриквартальных наружных тепловых сетей и внутренних систем теплопотребления зданий. Все это представляет собой единый организм. Если в каком-то из звеньев системы неполадка, то «болеет» вся система. Поэтому и «лечить», т. Е. налаживать (регулировать) необходимо именно систему. В системе теплоснабжения расход теплоносителя и располагаемый напор тепловой сети, обеспечиваемый насосами на источнике тепла, есть взаимозависимые величины.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			174

В) Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.

В качестве теплоизоляционных материалов трубы в каналах используются, как правило, волокнистые материалы и в этом главная причина катастрофического состояния сетей. При износе теплосетей более 60 % количество аварий лавинообразно возрастает. Утечки и неучтенные расходы воды в системах теплоснабжения доходят до 15-20 % от всей подачи воды, а тепловые потери доходят до 50 %. Приведение состояния тепловой изоляции трубопроводов до требования СНИП 2.04.14-88 и приказа Минэнерго №325 позволит увеличить поставку тепла потребителям. Капитальный ремонт теплотрасс в непроходных каналах рекомендуется выполнять с заменой трубопроводов на предизолированные в заводских условиях.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				175

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

Ввиду работы всех источников теплоснабжения на природном газе, основной проблемой надежного снабжения топливом является некоторое снижение давления в газопроводах ввиду повышенного расхода в период стояния минимальных температур наружного воздуха.

Однако это обстоятельство не оказывает существенного влияния на надёжность теплоснабжения потребителей. Это объясняется тем, что колебания давления газа не выходят за пределы диапазона работы газоиспользующего оборудования

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				176

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

Сведений о предписаниях надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на надёжность и безопасность системы теплоснабжения нет.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			177

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

а) Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.

Котельные Муниципального Образования Старощербиновское сельское поселение обеспечивают 25,08792 Гкал/час тепла на цели теплоснабжения. В том числе:

Таблица 2.11 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения (Существующие котельные Существующее положение)

Объект	Установленная мощность , Гкал/час	Подключённая нагрузка Гкал/час	Полезный отпуск, Гкал/год
1	2	3	4
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Будерус мощностью 0,5 МВт	0,86	0,23	376,02
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КВГ мощностью 0,5 МВт	1,03	0,25	452,02
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. КС мощностью 0,76 МВт	2,61	0,76	1375,64
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. КС мощностью 0,76 МВт	2,61	1,11	1976,76
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 4 кот. Братск мощностью 0,76 МВт	2,61	0,37	610,97
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КС мощностью 0,93 МВт 2 кот. Тула мощностью 0,7 МВт	2,80	0,53	819,56
Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,29 МВт	0,50	0,28	517,52

Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 5 кот. Универсал мощностью 0,74 МВт	3,18	0,41	734,44
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 3 кот. Универсал мощностью 0,47 МВт 2 кот. КС мощностью 0,76 МВт	2,52	0,54	980,85
Котельная 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,23 МВт	0,40	0,19	341,91
Котельная 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,4 МВт 2 кот. КС мощностью 0,76 МВт	1,99	0,58	1056,61
Котельная 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,5 МВт 2 кот. Универсал мощностью 0,53 МВт	1,77	0,78	1421,03
Котельная 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. КСВГ мощностью 0,63 МВт	1,08	0,72	1382,54
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Универсал мощностью 0,2 МВт	0,34	0,28	542,87
Котельная 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 2 кот. Хопер мощностью 0,1 МВт	0,17	0,13	250,60
Котельная 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская ; 1 кот. RTQ мощностью 0,682 МВт	0,59	0,18	317,55

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

Общий уровень потребления тепла на цели теплоснабжения муниципального образования Старощербиновское сельское поселение составляет максимально 7,322 Гкал/час

Теплоснабжение Муниципального Образования в настоящее время осуществляется от 16 котельных, которые отапливают детские сады, школы и другие объекты.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

	Котельная 1(кв № 47) Старошербиновское СП ст Старошербинская	Котельная 2(кв № 68) Старошербиновское СП ст Старошербинская	Котельная 3(кв № 86) Старошербиновское СП ст Старошербинская	Котельная 4(кв № 87) Старошербиновское СП ст Старошербинская	Котельная 5(кв № 89) Старошербиновское СП ст Старошербинская	Котельная 6(кв № 92) Старошербиновское СП ст Старошербинская	Котельная 7(кв № 98) Старошербиновское СП ст Старошербинская	Котельная 8(кв № 99) Старошербиновское СП ст Старошербинская	Котельная 9(кв № 109) Старошербиновское СП ст Старошербинская	Котельная 10(кв № 119) Старошербиновское СП ст Старошербинская	Котельная 11(кв № 155) Старошербиновское СП ст Старошербинская	Котельная 12(ЦРБ) Старошербиновское СП ст Старошербинская
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч												
(с учетом собств. нужд котельной)	0,85	1,03	2,60	2,59	2,61	2,79	0,49	3,17	2,51	0,39	1,98	1,75
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,005	0,006	0,017	0,025	0,008	0,012	0,006	0,009	0,012	0,004	0,013	0,018
то же, %	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	0,86	1,03	2,61	2,61	2,61	2,80	0,50	3,18	2,52	0,40	2,00	1,77
Сущ. тепловые нагрузки котельной :	0,23	0,25	0,76	1,11	0,37	0,53	0,28	0,41	0,54	0,19	0,58	0,78
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч												
централиз. ГВС, Гкал/ч												
вентиляционная, Гкал/ч												
Перспект. тепловые нагрузки котельной :	0,23	0,25	0,76	1,11	0,37	0,53	0,28	0,41	0,54	0,19	0,58	0,78
(в т.ч. сущ.)												
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч												
централиз. ГВС, Гкал/ч												
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	0,44	0,50	1,50	2,18	0,72	1,04	0,55	0,81	1,06	0,37	1,14	1,55
Годовой отпуск тепла в т/сеть, тыс. Гкал/год	0,43	0,49	1,46	2,13	0,71	1,02	0,54	0,79	1,04	0,36	1,12	1,51
Годовое число часов использования установ. мощности, час	516,83	484,29	571,99	834,94	277,30	372,03	1108,91	253,29	422,56	923,80	572,27	873,09
Годовой расход топлива :	66,46	74,73	223,60	326,38	108,40	155,96	82,70	120,51	159,20	54,64	170,72	231,27
Удельный расход топлива : тут/Гкал	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Годовой расход эл. энергии, тыс. кВтч	36,63	77,77	73,26	86,58	210,26	133,67	77,77	34,41	38,48	25,53	38,48	73,26
Уд. расход эл. энергии на выработку 1 Гкал тепла :	82,41	155,61	48,99	39,66	290,02	128,16	140,61	42,69	36,14	69,86	33,70	47,36
Установленная мощность токоприемников, кВт	11,00	21,00	23,00	26,00	45,50	27,00	21,00	8,00	13,50	6,00	13,50	23,00
Годовой расход воды, тыс. м3	0,49	0,51	0,97	1,31	0,62	0,76	0,54	0,65	0,77	0,45	0,81	1,00
Удельный расход сырой воды на выработку 1 Гкал тепла :	1,10	1,03	0,65	0,60	0,85	0,73	0,98	0,81	0,73	1,24	0,71	0,64
Коэффициент полезного действия котлов	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Численность персонала, чел	3,00	3,00	3,00	4,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Себестоимость 1 Гкал полезно отпущенного тепла, руб, в т.ч. :	2010,96	2408,73	1537,69	1513,35	2823,24	1952,74	2251,61	1426,22	1637,15	1816,67	1617,19	1675,04
Топливная составляющая, руб/Гкал выраб. тепла (Гкал полезно отпущ.)	646,98	646,98	646,98	646,98	646,98	646,98	646,98	646,98	646,98	646,98	646,98	646,98
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб	2010,96	2408,73	1537,69	1513,35	2823,24	1952,74	2251,61	1426,22	1637,15	1816,67	1617,19	1675,04
Режим работы котельной, дней в году	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00

Инд. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

	Котельная 13(ПУ № 21) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	Котельная 14(МДОУ № 5) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	Котельная 15(РОВОД) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	Котельная 16(КТБ) Старошербиновское СП ст Старошербиновская								
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч												
(с учетом собств. нужд котельной)	1,07	0,34	0,17	0,58								
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,016	0,006	0,003	0,004								
то же, %	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%								
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	1,08	0,34	0,17	0,59								
Сущ. тепловые нагрузки котельной :	0,72	0,28	0,13	0,18								
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч												
централиз. ГВС, Гкал/ч												
вентиляционная, Гкал/ч												
Перспект. тепловые нагрузки котельной :	0,72	0,28	0,13	0,18								
(в т.ч. сущ.)												
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч												
централиз. ГВС, Гкал/ч												
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	1,42	0,56	0,26	0,36								
Годовой отпуск тепла в т/сеть, тыс. Гкал/год	1,39	0,55	0,25	0,35								
Годовое число часов использования установ. мощности, час	1312,58	1625,14	1493,06	609,62								
Годовой расход топлива :	212,67	102,88	38,40	53,46								
Удельный расход топлива : тут/Гкал	0,17	0,17	0,17	0,17								
Годовой расход эл. энергии, тыс. кВтч	37,37	49,80	11,69	27,75								
Уд. расход эл. энергии на выработку 1 Гкал тепла :	26,27	89,08	45,53	77,61								
Установленная мощность токоприемников, кВт	12,00	13,50	4,00	9,00								
Годовой расход воды, тыс. м3	0,94	0,54	0,40	0,45								
Удельный расход сырой воды на выработку 1 Гкал тепла :	0,66	0,97	1,57	1,26								
Коэффициент полезного действия котлов	0,84	0,84	0,84	0,84								
Численность персонала, чел	3,00	3,00	3,00	3,00								
Себестоимость 1 Гкал полезно отпущенного тепла, руб, в т.ч. :	1543,20	2184,43	1766,46	1942,39								
Топливная составляющая, руб/Гкал выраб. тепла (Гкал полезно отпущ.)	646,98	920,13	646,98	646,98								
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб	1543,20	2184,43	1766,46	1942,39								
Режим работы котельной, дней в году	185,00	185,00	185,00	185,00								

Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Расчетная производительность котельной, Гкал/ч												
(с учетом собств. нужд котельной)												
Собственные нужды котельной, Гкал/ч												
то же, %												
Установленная производительность котельной, Гкал/ч												
Сущ. тепловые нагрузки котельной :												
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч												
централиз. ГВС, Гкал/ч												
вентиляционная, Гкал/ч												
Перспект. тепловые нагрузки котельной :												
(в т.ч. сущ.)												
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч												
централиз. ГВС, Гкал/ч												
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год												
Годовой отпуск тепла в т/сеть, тыс. Гкал/год												
Годовое число часов использования установ. мощности, час												
Годовой расход топлива :												
Удельный расход топлива : тут/Гкал												
Годовой расход эл. энергии, тыс. кВтч												
Уд. расход эл. энергии на выработку 1 Гкал тепла :												
Установленная мощность токоприемников, кВт												
Годовой расход воды, тыс. м3												
Удельный расход сырой воды на выработку 1 Гкал тепла :												
Коэффициент полезного действия котлов												
Численность персонала, чел												
Себестоимость 1 Гкал полезно отпущенного тепла, руб, в т.ч. :												
Топливная составляющая, руб/Гкал выработ. тепла (Гкал полезно отпущ.)												
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб												
Режим работы котельной, дней в году												

Проектируемая жилая застройка муниципального образования представлена индивидуальным жилым фондом с приусадебными участками с предельными размерами, устанавливаемыми администрацией городского округа, а также малоэтажными и среднеэтажными многоквартирными жилыми домами

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

	Котельная 1(кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	Котельная 2(кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	Котельная 3(кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	Котельная 4(кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	Котельная 5(кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	Котельная 6(кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	Котельная 7(кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	Котельная 8(кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	Котельная 9(кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	Котельная 10(кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	Котельная 11(кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	Котельная 12(ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч												
(с учетом собств. нужд котельной)	0,84	0,25	2,60	2,59	2,61	2,79	0,30	3,17	2,51	0,36	1,98	1,53
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,017	0,006	0,017	0,025	0,008	0,012	0,006	0,009	0,012	0,004	0,013	0,018
то же, %	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	0,86	0,26	2,61	2,61	2,61	2,80	0,31	3,18	2,52	0,36	2,00	1,55
Сущ. тепловые нагрузки котельной :	0,73	0,25	0,76	1,11	0,37	0,53	0,28	0,41	0,54	0,19	0,58	0,78
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч												
централиз. ГВС, Гкал/ч												
вентиляционная, Гкал/ч												
Перспект. тепловые нагрузки котельной :	0,73	0,25	0,76	1,11	0,37	0,53	0,28	0,41	0,54	0,19	0,58	0,78
(в т.ч. сущ.)												
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч												
централиз. ГВС, Гкал/ч												
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	1,43	0,50	1,50	2,18	0,72	1,04	0,55	0,81	1,06	0,37	1,14	1,55
Годовой отпуск тепла в т/сеть, тыс. Гкал/год	1,40	0,49	1,46	2,13	0,71	1,02	0,54	0,79	1,04	0,36	1,12	1,51
Годовое число часов использования установ. мощности, час	1665,34	1937,15	571,99	834,94	277,30	372,03	1786,57	253,29	422,56	1011,78	572,27	999,20
Годовой расход топлива :	198,92	69,41	223,60	326,38	108,40	155,96	76,82	120,51	159,20	50,76	170,72	214,83
Удельный расход топлива : тут/Гкал	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,17	0,16	0,17	0,17	0,16	0,17	0,16
Годовой расход эл. энергии, тыс. кВтч	27,16	58,94	73,26	86,58	210,26	133,67	60,72	34,41	38,48	15,76	38,48	52,69
Уд. расход эл. энергии на выработку 1 Гкал тепла :	18,96	117,93	48,99	39,66	290,02	128,16	109,77	42,69	36,14	43,13	33,70	34,06
Установленная мощность токоприемников, кВт	8,00	14,00	23,00	26,00	45,50	27,00	14,50	8,00	13,50	4,00	13,50	15,00
Годовой расход воды, тыс. м3	0,88	0,45	0,91	1,25	0,56	0,70	0,48	0,59	0,71	0,39	0,74	0,93
Удельный расход сырой воды на выработку 1 Гкал тепла :	0,61	0,90	0,61	0,57	0,77	0,67	0,86	0,73	0,67	1,07	0,65	0,60
Коэффициент полезного действия котлов	0,90	0,90	0,84	0,84	0,84	0,84	0,90	0,84	0,84	0,90	0,84	0,90
Численность персонала, чел	1,00	1,00	1,00	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Себестоимость 1 Гкал полезно отпущенного тепла, руб, в т.ч. :	1662,70	2418,76	1630,48	1631,23	3266,83	2423,41	2233,69	1523,09	1732,24	2014,63	1703,66	1756,16
Топливная составляющая, руб/Гкал выпаб. тепла (Гкал полезно отпущ.)	600,97	600,97	646,98	646,98	646,98	646,98	600,97	646,98	646,98	600,97	646,98	600,97
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб	2532,08	4108,97	1630,48	1631,23	3266,83	2423,41	3282,70	1523,09	1732,24	3565,89	1703,66	2701,19
Режим работы котельной, дней в году	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00

	Котельная 13(ПУ № 21) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 14(МДОУ № 5) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 15(РОВОД) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 16(КТБ) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 17(1п (86-1)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 18(2п (86-2)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 19(3п (86-3)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 20(4п (87-1)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 21(5п (87-2)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 22(6п (87-3)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 23(7п (87-4)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 24(8п (89-1)) Старощериновское СП ст Старощериновская
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч												
(с учетом собств. нужд котельной)	0,76	0,30	0,17	0,20	0,25	0,08	0,17	0,13	0,15	0,05	0,08	0,19
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,016	0,006	0,003	0,004	0,005	0,002	0,003	0,003	0,003	0,001	0,002	0,004
то же, %	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	0,77	0,31	0,17	0,21	0,26	0,09	0,17	0,14	0,15	0,05	0,09	0,19
Сущ. тепловые нагрузки котельной :	0,72	0,28	0,13	0,18	0,11	0,03	0,07	0,06	0,06	0,02	0,04	0,07
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч					0,07	0,02	0,04	0,04	0,04	0,02	0,02	0,05
централиз. ГВС, Гкал/ч												
вентиляционная, Гкал/ч					0,06	0,02	0,04	0,03	0,03	0,01	0,02	0,04
Перспект. тепловые нагрузки котельной :	0,72	0,28	0,13	0,18	0,11	0,03	0,07	0,06	0,06	0,02	0,04	0,07
(в т.ч. сущ.)					0,07	0,02	0,04	0,04	0,04	0,02	0,02	0,05
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч												
централиз. ГВС, Гкал/ч					0,06	0,02	0,04	0,03	0,03	0,01	0,02	0,04
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	1,42	0,56	0,26	0,36	0,48	0,14	0,30	0,25	0,28	0,10	0,17	0,34
Годовой отпуск тепла в т/сеть, тыс. Гкал/год	1,39	0,55	0,25	0,35	0,47	0,14	0,30	0,24	0,27	0,10	0,16	0,33
Годовое число часов использования установ. мощности, час	1837,61	1805,71	1493,06	1732,33	1854,31	1673,39	1767,68	1811,95	1780,98	2003,26	1956,25	1778,41
Годовой расход топлива :	197,54	77,65	35,67	49,66	66,45	19,99	42,23	34,63	38,29	14,36	23,37	46,73
Удельный расход топлива : тут/Гкал	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Годовой расход эл. энергии, тыс. кВтч	27,16	34,08	6,27	8,18	8,08	3,77	5,85	4,96	5,85	3,77	4,16	6,52
Уд. расход эл. энергии на выработку 1 Гкал тепла :	19,09	60,96	24,41	22,87	16,88	26,17	19,24	19,90	21,22	36,44	24,74	19,39
Установленная мощность токоприемников, кВт	8,00	8,50	2,00	2,50	2,00	1,00	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,50
Годовой расход воды, тыс. м3	0,87	0,48	0,34	0,39	0,37	0,26	0,32	0,30	0,31	0,25	0,27	0,33
Удельный расход сырой воды на выработку 1 Гкал тепла :	0,61	0,86	1,32	1,09	0,77	1,82	1,05	1,22	1,13	2,42	1,63	0,98
Коэффициент полезного действия котлов	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Численность персонала, чел	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Себестоимость 1 Гкал полезно отпущенного тепла, руб, в т.ч. :	1607,28	1906,19	1979,00	1934,78	1662,72	2154,45	1812,26	1876,04	1856,58	2037,53	2073,15	1775,32
Топливная составляющая, руб/Гкал выраб. тепла (Гкал полезно отпущ.)	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб	2101,42	2724,36	3436,72	3564,46	2541,35	4198,97	3083,05	3181,54	3197,79	3702,32	3918,39	2976,77
Режим работы котельной, дней в году	185,00	185,00	185,00	185,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00

	Котельная 25(9п (89-2)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 26(10п (92)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 27(11п (99-1)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 28(12п (99-2)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 29(13п (99-1)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 30(14п (109-1)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 31(15п (155-1)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 32(16п (155-2)) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 33(17п) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 34(18п) Старощериновское СП ст Старощериновская	Котельная 35(19п) Старощериновское СП ст Старощериновская
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч											
(с учетом собств. нужд котельной)	0,15	0,08	0,13	0,10	0,05	0,17	0,25	0,19	0,15	0,10	0,85
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,003	0,002	0,003	0,002	0,001	0,004	0,005	0,004	0,003	0,002	0,014
то же, %	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	0,15	0,09	0,14	0,10	0,05	0,17	0,26	0,19	0,15	0,10	0,86
Сущ. тепловые нагрузки котельной :	0,07	0,03	0,05	0,04	0,02	0,07	0,11	0,07	0,06	0,04	0,28
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч	0,04	0,02	0,03	0,03	0,01	0,05	0,07	0,05	0,04	0,03	0,19
централиз. ГВС, Гкал/ч											
вентиляционная, Гкал/ч	0,04	0,02	0,03	0,02	0,01	0,04	0,06	0,04	0,04	0,02	0,16
Перспект. тепловые нагрузки котельной :	0,07	0,03	0,05	0,04	0,02	0,07	0,11	0,07	0,06	0,04	0,28
(в т.ч. сущ.)	0,04	0,02	0,03	0,03	0,01	0,05	0,07	0,05	0,04	0,03	0,19
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч											
централиз. ГВС, Гкал/ч	0,04	0,02	0,03	0,02	0,01	0,04	0,06	0,04	0,04	0,02	0,16
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	0,29	0,14	0,24	0,19	0,10	0,32	0,48	0,33	0,29	0,18	1,26
Годовой отпуск тепла в т/сеть, тыс. Гкал/год	0,29	0,14	0,23	0,19	0,09	0,31	0,47	0,33	0,28	0,18	1,23
Годовое число часов использования установ. мощности, час	1898,95	1673,39	1708,95	1885,74	1846,12	1838,60	1862,23	1757,17	1859,33	1767,55	1466,12
Годовой расход топлива :	40,83	19,99	32,66	27,03	13,23	43,92	66,73	46,17	39,98	25,33	175,12
Удельный расход топлива : тут/Гкал	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Годовой расход эл. энергии, тыс. кВтч	5,85	3,77	4,96	4,96	3,01	5,85	8,08	6,52	5,85	4,96	19,40
Уд. расход эл. энергии на выработку 1 Гкал тепла :	19,90	26,17	21,10	25,50	31,62	18,50	16,81	19,62	20,32	27,20	15,39
Установленная мощность токоприемников, кВт	1,50	1,00	1,50	1,50	1,00	1,50	2,00	1,50	1,50	1,50	4,50
Годовой расход воды, тыс. м3	0,32	0,26	0,29	0,28	0,25	0,32	0,37	0,33	0,31	0,28	0,62
Удельный расход сырой воды на выработку 1 Гкал тепла :	1,07	1,82	1,25	1,45	2,61	1,02	0,77	0,98	1,09	1,53	0,49
Коэффициент полезного действия котлов	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Численность персонала, чел	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Себестоимость 1 Гкал полезно отпущенного тепла, руб, в т.ч. :	1820,71	2175,32	1908,72	1972,29	2056,75	1796,82	1669,60	1803,46	1832,39	2018,75	1579,52
Топливная составляющая, руб/Гкал выроб. тепла (Гкал полезно отпущ.)	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб	3078,59	4332,47	3292,91	3460,75	3863,25	3053,14	2649,29	3142,38	3117,08	3606,75	2188,71
Режим работы котельной, дней в году	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00

	Котельная 37(21п) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	Котельная 38(22п) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	Котельная 39(23п) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	Котельная 40(24п (109-2)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская								
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч												
(с учетом собств. нужд котельной)	0,07	0,67	0,05	0,02								
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,001	0,014	0,001	0,000								
то же, %	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%								
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	0,07	0,69	0,05	0,02								
Сущ. тепловые нагрузки котельной :	0,03	0,27	0,02	0,01								
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч	0,02	0,18	0,01	0,01								
централиз. ГВС, Гкал/ч												
вентиляционная, Гкал/ч	0,02	0,15	0,01	0,01								
Перспект. тепловые нагрузки котельной :	0,03	0,27	0,02	0,01								
(в т.ч. сущ.)	0,02	0,18	0,01	0,01								
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч												
централиз. ГВС, Гкал/ч	0,02	0,15	0,01	0,01								
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	0,13	1,22	0,08	0,04								
Годовой отпуск тепла в т/сеть, тыс. Гкал/год	0,13	1,20	0,08	0,04								
Годовое число часов использования установ. мощности, час	1915,45	1779,67	1492,21	2476,03								
Годовой расход топлива :	18,30	170,06	10,69	5,91								
Удельный расход топлива : тут/Гкал	0,16	0,16	0,16	0,16								
Годовой расход эл. энергии, тыс. кВтч	3,77	19,40	3,01	2,57								
Уд. расход эл. энергии на выработку 1 Гкал тепла :	28,58	15,85	39,12	60,30								
Установленная мощность токоприемников, кВт	1,00	4,50	1,00	0,50								
Годовой расход воды, тыс. м3	0,26	0,60	0,24	0,23								
Удельный расход сырой воды на выработку 1 Гкал тепла :	1,96	0,49	3,16	5,47								
Коэффициент полезного действия котлов	0,90	0,90	0,90	0,90								
Численность персонала, чел	1,00	1,00	1,00	1,00								
Себестоимость 1 Гкал полезно отпущенного тепла, руб, в т.ч. :	1874,37	1536,59	2314,69	3488,70								
Топливная составляющая, руб/Гкал выр-б. тепла (Гкал полезно отпущ.)	600,97	600,97	600,97	600,97								
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб	3181,40	2033,87	4932,80	8197,45								
Режим работы котельной, дней в году	350,00	350,00	350,00	350,00								

г) 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.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 0118300019511000013	Лист
							189
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

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

Таблица 2.12.1 Сводные показатели прироста спроса на тепловую мощность для целей отопления, вентиляции и ГВС проектируемого строительства по муниципальному образованию Старощербиновское сельское поселение на период до 2033 г., Гкал/ч

	2013	2014	2015	2016	2017	2018 - 2023	2023 - 2028	2028 - 2033
Всего в границах муниципального образования Старощербиновское сельское поселение :		0,23	0,23	0,23	0,23	1,36	-1,19	-1,19
В том числе:								
Зона действия котельной 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							0,25	0,25
Зона действия котельной 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская								
Зона действия котельной 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							-0,38	-0,38
Зона действия котельной 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							-0,55	-0,55
Зона действия котельной 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							-0,18	-0,18
Зона действия котельной 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							-0,26	-0,26
Зона действия котельной 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская								

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Зона действия котельной 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							-0,20	-0,20
Зона действия котельной 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							-0,27	-0,27
Зона действия котельной 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская								
Зона действия котельной 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							-0,29	-0,29
Зона действия котельной 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская								
Зона действия котельной 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская								
Зона действия котельной 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская								
Зона действия котельной 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская								
Зона действия котельной 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская								
Зона действия котельной 17 (1п (86-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,02	0,02	0,02	0,02	0,14		
Зона действия котельной 18 (2п (86-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,01	0,01	0,01	0,01	0,04		
Зона действия котельной 19 (3п (86-3)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,02	0,02	0,02	0,02	0,09		
Зона действия котельной 20 (4п (87-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,01	0,01	0,01	0,01	0,07		

Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Зона действия котельной 21 (5п (87-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,01	0,01	0,01	0,01	0,08		
Зона действия котельной 22 (6п (87-3)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,01	0,01	0,01	0,01	0,03		
Зона действия котельной 23 (7п (87-4)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,01	0,01	0,01	0,01	0,05		
Зона действия котельной 24 (8п (89-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,02	0,02	0,02	0,02	0,10		
Зона действия котельной 25 (9п (89-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,01	0,01	0,01	0,01	0,09		
Зона действия котельной 26 (10п (92)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,01	0,01	0,01	0,01	0,04		
Зона действия котельной 27 (11п (99-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,01	0,01	0,01	0,01	0,07		
Зона действия котельной 28 (12п (99-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,01	0,01	0,01	0,01	0,06		
Зона действия котельной 29 (13п (99-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,00	0,00	0,00	0,00	0,03		
Зона действия котельной 30 (14п (109-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,02	0,02	0,02	0,02	0,09		
Зона действия котельной 31 (15п (155-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,02	0,02	0,02	0,02	0,14		
Зона действия котельной 32 (16п (155-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,02	0,02	0,02	0,02	0,10		
Зона действия котельной 33 (17п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,01	0,01	0,01	0,01	0,09		
Зона действия котельной 34 (18п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							0,05	0,05

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Зона действия котельной 35 (19п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							0,31	0,31
Зона действия котельной 36 (20п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,00	0,00	0,00	0,00	0,02		
Зона действия котельной 37 (21п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							0,03	0,03
Зона действия котельной 38 (22п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							0,30	0,30
Зона действия котельной 39 (23п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		0,00	0,00	0,00	0,00	0,02		
Зона действия котельной 40 (24п (109-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							0,01	0,01

Таблица 2.12.2 Сводные показатели прироста спроса на тепловую мощность для целей отопления, вентиляции и ГВС проектируемого строительства по муниципальному образованию Кореновское городское поселение с разделением по видам потребляемой энергии, Гкал/ч

Объект	Планируемый срок внедрения	Перспектива до 2020 г.			Перспектива до 2030 г.		
		Отопление, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Отопление, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8
Зона действия котельной 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2033				0,73		
Зона действия котельной 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	0,25			0,25		
Зона действия котельной 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							
Зона действия котельной 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Зона действия котельной 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							
Зона действия котельной 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							
Зона действия котельной 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	0,28			0,28		
Зона действия котельной 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							
Зона действия котельной 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							
Зона действия котельной 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	0,19			0,19		
Зона действия котельной 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская							
Зона действия котельной 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	0,78			0,78		
Зона действия котельной 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	0,72			0,72		
Зона действия котельной 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	0,28			0,28		
Зона действия котельной 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	0,13			0,13		
Зона действия котельной 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2033				0,18		
Зона действия котельной 17 (1п (86-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	0,11	0,06	0,07	0,11	0,06	0,07
Зона действия котельной 18 (2п (86-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02
Зона действия котельной 19 (3п (86-3)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	0,07	0,04	0,04	0,07	0,04	0,04

						МК № 0118300019511000013
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

Зона действия котельной 37 (21п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2033				0,03	0,02	0,02
Зона действия котельной 38 (22п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2033				0,27	0,15	0,18
Зона действия котельной 39 (23п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01
Зона действия котельной 40 (24п (109-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2033				0,01	0,01	0,01

е) 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 новые котельные будут обслуживать административные здания, здания общественного назначения, школы, детские сады, культурно-развлекательные центры, спортивные комплексы и объекты коммунального хозяйства. В связи с развитием объектов санаторно-курортного назначения предусматриваются новые котельные на перспективу до 2020года и на расчетный срок до 2030 г. Отопление проектируемых индивидуальных жилых домов, а также жилых домов малой этажности предусматривается от автоматических газовых отопительных котлов.

Планируемый объем потребления тепловой энергии:

2020 год - 9,59 Гкал/час

2030 год - 7,21 Гкал/час

Планируемый объем вырабатываемой энергии:

2020 год - 7,34 Гкал/час

2030 год - 9,08 Гкал/час

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				197

ж) 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.

Котельные предприятий, которые выносятся с существующих территорий, подлежат реконструкции. Реконструкция включает замену оборудования и автоматизацию с погодным регулированием. Необходимо переоборудовать имеющиеся паровые котельные с заменой котлов на водогрейные, т.к. нагрузка по пару практически не востребована.

При переносе предприятий вопрос теплоснабжения производственной территории решается на стадии проектирования. Существующие котельные промышленных зон обеспечивают тепловой энергией технологическую и отопительную нагрузку собственно предприятий.

По производственным предприятиям никакой информации по теплоснабжению и теплоисточникам владельцами предприятий не предоставлено.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				198

з) 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.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 0118300019511000013	Лист
							199
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

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

По указанным пунктам прогнозов перспективного потребления тепловой энергии нет.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
										200
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				

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

По указанным пунктам прогнозов перспективного потребления тепловой энергии нет.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			201

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 от 10 тысяч человек до 100 тысяч человек соблюдение требований, указанных в подпункте "в" пункта 18 и пункте 38 требований к схемам теплоснабжения, не является обязательным. Глава 3 в настоящей СХЕМЕ не рассматривается.

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

а) 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.

Таблица 2.13 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (Существующие и Проектируемые котельные на расчётный период)

Объект	Планируемый год внедрения	Установленная мощность , Гкал/час	Подключённая нагрузка, Qmax, Гкал/ч	Годовая выработка тепла, Qгод, Гкал/год	Дефицит (-), резерв (+), Гкал/ч	Протяж. тепл. сетей, км
1	2	3	4	5	6	7
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,5 МВт	2033	0,86	0,73	1432,19	0,14	0,940
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,5 МВт	2023	0,26	0,25	499,79	0,01	0,512
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,18 МВт	2023	0,31	0,28	553,12	0,03	0,268

Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 8 (кв № 99) Старошербиновское СП ст Старошербиновская						
Котельная 9 (кв № 109) Старошербиновское СП ст Старошербиновская						
Котельная 10 (кв № 119) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,21 МВт	2023	0,36	0,19	365,46	0,18	0,198
Котельная 11 (кв № 155) Старошербиновское СП ст Старошербиновская						
Котельная 12 (ЦРБ) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,9 МВт	2023	1,55	0,78	1546,77	0,77	1,134
Котельная 13 (ПУ № 21) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,45 МВт	2023	0,77	0,72	1422,31	0,05	0,110
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,18 МВт	2023	0,31	0,28	559,05	0,03	0,050
Котельная 15 (РОВД) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,1 МВт	2023	0,17	0,13	256,81	0,04	0,010
Котельная 16 (КТБ) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,12 МВт	2033	0,21	0,18	357,55	0,03	0,520
Котельная 17 (1п (86-1)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,15 МВт	2023	0,26	0,24	478,41	0,02	0,044
Котельная 18 (2п (86-2)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,05 МВт	2023	0,09	0,07	143,91	0,02	0,020
Котельная 19 (3п (86-3)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,1 МВт	2023	0,17	0,15	304,04	0,02	0,040
Котельная 20 (4п (87-1)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,08 МВт	2023	0,14	0,12	249,32	0,01	
Котельная 21 (5п (87-2)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,09 МВт	2023	0,15	0,14	275,70	0,02	
Котельная 22 (6п (87-3)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,03 МВт	2023	0,05	0,05	103,37	0,00	

						МК № 0118300019511000013
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

мощностью 0,01 МВт						
--------------------	--	--	--	--	--	--

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 0118300019511000013	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		206

Котельные имеют один узел учёта тепловой энергии и соответственно один вывод. Все остальные данные см. пункт «а»).

						МК № 0118300019511000013	Лист
							207
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

в) Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода.

Магистральный трубопровод – единый имущественный, неделимый производственно-технологический комплекс, состоящий из подземных, наземных и надземных трубопроводов и других объектов, обеспечивающих безопасную транспортировку продукции от пункта ее приемки до пункта сдачи, передачи в другие трубопроводы, на иной вид транспорта. Учитывая вышеизложенное определение, магистральных трубопроводов в системе теплоснабжения муниципального образования нет.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 0118300019511000013	Лист
							208
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

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

Источники теплоснабжения существующей системы расположены в зонах, где перспективой до 2030 года не предусмотрено строительство новых потребителей. Всех перспективных потребителей тепловой энергии планируется подключить к проектируемым источникам тепловой энергии. Имеющийся избыток тепловой мощности невозможно использовать для перспективных потребителей

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				209

210

Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,5 МВт	0,73	47,13	0,35	0,94
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,5 МВт	0,25	16,45	0,12	0,33
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская				
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская				
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская				
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская				
Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,18 МВт	0,28	18,20	0,14	0,36
Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская				
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская				
Котельная 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,21 МВт	0,19	12,03	0,09	0,24
Котельная 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская				
Котельная 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,9 МВт	0,78	50,90	0,38	1,02
Котельная 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,45 МВт	0,72	46,80	0,35	0,94
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,18 МВт	0,28	18,40	0,14	0,37
Котельная 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,1 МВт	0,13	8,45	0,06	0,17

Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,12 МВт	0,18	11,77	0,09	0,24
Котельная 17 (1п (86-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,15 МВт	0,24	15,34	0,12	0,31
Котельная 18 (2п (86-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,05 МВт	0,07	4,62	0,03	0,09
Котельная 19 (3п (86-3)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,1 МВт	0,15	9,75	0,07	0,20
Котельная 20 (4п (87-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,08 МВт	0,12	8,00	0,06	0,16
Котельная 21 (5п (87-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,09 МВт	0,14	8,84	0,07	0,18
Котельная 22 (6п (87-3)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,03 МВт	0,05	3,32	0,02	0,07
Котельная 23 (7п (87-4)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,05 МВт	0,08	5,40	0,04	0,11
Котельная 24 (8п (89-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,11 МВт	0,17	10,79	0,08	0,22
Котельная 25 (9п (89-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,09 МВт	0,15	9,43	0,07	0,19
Котельная 26 (10п (92)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,05 МВт	0,07	4,62	0,03	0,09
Котельная 27 (11п (99-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,08 МВт	0,12	7,54	0,06	0,15
Котельная 28 (12п (99-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,06 МВт	0,10	6,24	0,05	0,12
Котельная 29 (13п (99-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,03 МВт	0,05	3,06	0,02	0,06
Котельная 30 (14п (109-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,1 МВт	0,16	10,14	0,08	0,20
Котельная 31 (15п (155-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,15 МВт	0,24	15,41	0,12	0,31
Котельная 32 (16п (155-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,11 МВт	0,16	10,66	0,08	0,21
Котельная 33 (17п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,09 МВт	0,14	9,23	0,07	0,18

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 0118300019511000013	Лист
							213
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

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

- вывод взрывоопасного технологического оборудования из жилых домов;
- точечная концентрация вредных выбросов на источниках, где с ними можно эффективно бороться;
- возможность работы на разных видах топлива, включая местное, мусоре, а также возобновляемых энергоресурсах;
- возможность замещать простое сжигание топлива (при температуре 1500-2000 °С для подогрева воздуха до 20 °С) тепловыми отходами производственных циклов, в первую очередь теплового цикла производства электроэнергии на ТЭЦ;
- относительно гораздо более высокий электрический КПД крупных ТЭЦ и тепловой КПД крупных котельных работающих на твердом топливе.

Критерием отказа от централизации является удельная стоимость системы центрального теплоснабжения, которая в свою очередь зависит от плотности нагрузки. Централизованные системы теплоснабжения оправданы при удельной нагрузке от 30 Гкал/км²

Более правильно оценивать перспективность системы центрального теплоснабжения через удельную материальную характеристику.

В поселениях или отдельных районах городов с удельной характеристикой больше 100 централизация противопоказания - небольшие доходы от реализации тепла при значительных капитальных затратах делают системы центрального теплоснабжения неконкурентоспособными.

В рассматриваемом муниципальном образовании практически все зоны централизованного теплоснабжения имеют удельную материальную характеристику более 100, что делает их убыточными.

Децентрализованные системы отопления оправданы в зонах за пределами радиуса эффективного теплоснабжения и в зонах с малой удельной нагрузкой отопления.

В зонах неплотной застройки локальные источники, такие как автономные источники теплоснабжения и крышные котельные - объективная необходимость и они составляют конкуренцию вариантам поквартирного отопления.

Отдельно надо сказать о крышных котельных. К основным проблемам относятся:

- отсутствие внятного собственника, т.к. котельная является коллективной собственностью жителей;
- не начисление амортизации и длительной срок сбора средств на необходимые крупные ремонты;
- отсутствие системы быстрой поставки запасных частей.

Поквартирные системы отопления при всех их достоинствах имеют специфические проблемы:

Недопустимо использование поквартирного отопления только в отдельных квартирах многоквартирных жилых домов. Дымоход приходится выводить на стену здания, при этом продукты сгорания могут попадать в вышерасположенные квартиры.

Допустимо применение котлов только с закрытой камерой сгорания и выделенным воздухопроводом для забора воздуха с улицы.

Должна быть обеспечена возможность доступа в квартиру при длительном отсутствии жильцов. Недопустимо длительное отключение котлов самими жителями в зимний период.

Система поквартирного отопления не должна применяться в зданиях типовых серий. Работа любых котлов установленных в квартирах будет периодической, т.е. в режиме включено-выключено. Это определяется тем, что мощность котла подбирается не по нагрузке отопления, а по пиковой нагрузке ГВС превышающей в несколько раз отопительную, а глубина регулирования мощности большинства котлов от 40 до 100%.

Проблемы дымоудаления особенно обостряются в высотных зданиях, т.к. тяга не регулируется и меняется в больших пределах по высоте здания, а также при изменении погоды.

Необходимость значительной мощности квартирного котла для обеспечения максимального расхода горячей воды определяет то обстоятельство, что суммарная мощность квартирных котлов в 2-2,5 раза превышает мощность альтернативной домовой котельной.

Серьезной проблемой является свободный, неконтролируемый доступ к котлам детей и людей с поврежденной психикой. С другой стороны доступ специалистов для обслуживания часто бывает затруднен.

Срок службы котлов 15-20 лет, но в наших условиях серьезные поломки происходят гораздо быстрее. Объем технического обслуживания обычно определяют сами жильцы, причем имеют право от него отказаться. Фактически поквартирное отопление здания - это жестко взаимозависимая по газу, воде, дымоудалению и теплоперетокам система с распределенным сжиганием.

Индивидуальное теплоснабжение не имеет альтернативы в зонах индивидуальной малоэтажной застройки.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			215

В зонах перспективных нагрузок на перспективу до 2030 года строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных нагрузок не предусмотрено.

Когенерация представляет собой термодинамическое производство двух или более форм полезной энергии из единственного первичного источника энергии. Основной принцип когенерации - стремление максимальное использование первичной энергии топлива. Общий КПД энергетической станции в режиме когенерации составляет 80-95%.

- сокращает потребности народного хозяйства в топливе и снижает энергоёмкость продукта, что имеет стратегическое значение.
- снижает выбросы загрязняющих веществ от энергоисточников в атмосферу

График работы когенерационной установки в летнее время – пиковый, по графику потребления ГВС, в зимнее время она работает в базе нагрузки, предвключенной перед котлами. Вырабатываемая установкой тепловая энергия может использоваться для отопления и горячего водоснабжения. Когенерационная установка позволяет организовать независимый автономный источник энергии, что существенно снижает экономические и технические риски, связанные с аварийными ситуациями.

В рассматриваемом муниципальном образовании монтаж когенерационных установок на данном этапе не предусмотрен.

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

Все существующие котельные городского поселения не имеют возможности расширения, расположены в зонах устоявшейся застройки и в перспективе не имеют новых потребителей.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 0118300019511000013	Лист
							218
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

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

Виду 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.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			219

220

Ввиду отсутствия в настоящее время источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, вопрос не рассматривается

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

Существующая система теплоснабжения, её структура и территориальное расположение не позволяют вывести в резерв или из эксплуатации какую либо из котельных.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				222

Поквартирное отопление значительно удешевляет жилищное строительство: отпадает необходимость в дорогостоящих теплосетях, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии; становится возможным вести жилищное строительство в городских районах, не обеспеченных развитой инфраструктурой тепловых сетей, при условии надежного газоснабжения; снимается проблема окупаемости системы отопления, т.к. погашение стоимости происходит в момент покупки жилья.

Потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта, и сам определяет уровень собственного обеспечения теплом и горячей водой; снимается проблема перебоев в тепле и горячей воде по техническим, организационным и сезонным причинам.

Децентрализованные системы любого вида позволяют исключить потери энергии при ее транспортировке (значит, снизить стоимость тепла для конечного потребителя), повысить надежность отопления и горячего водоснабжения, вести жилищное строительство там, где нет развитых тепловых сетей.

к) Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа.

Источники тепловой энергии на территории производственных зон используются исключительно для технологических и иных нужд самой производственной зоны. Отпуска тепловой энергии на сторону не происходит. Собственники предприятий информацию о своих котельных не дают.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				224

л) 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.

В перспективные балансы тепловой мощности включаются следующие статьи:

Обоснование размера расхода тепловой энергии на собственные и производственные нужды источников тепловой энергии.

-Расчет нормативных эксплуатационных технологических затрат и потерь теплоносителей.

-Расчет и обоснование расхода электрической энергии (мощности) на технологические цели при производстве и передаче тепловой энергии

-Расчет и обоснование удельных расходов условного топлива на производство тепловой энергии.

Таблица 2.15 Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения с выделением прироста потребления тепловой мощности с разделением по видам нагрузки (Существующие и Проектируемые котельные на расчётный период)

Объект	Планируемый год внедрения	Установленная мощность , Гкал/час	Подключённая нагрузка, Qmax, Гкал/ч	Потери в сетях, %	Прирост потребления тепловой энергии на нужды ОВ Гкал/год	Прирост потребления тепловой энергии на нужды ГВС Гкал/год
1	2	3	4	5	6	7
Котельная 1 (кв № 47) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,5 МВт	2033	0,86	0,73	3,50	0,99	
Котельная 2 (кв № 68) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,5 МВт	2023	0,26	0,25	5,98		
Котельная 3 (кв № 86) Старошербиновское СП ст Старошербиновская					-1,50	
Котельная 4 (кв № 87) Старошербиновское СП ст Старошербиновская					-2,18	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Котельная 5 (кв № 89) Старошербиновское СП ст Старошербиновская					-0,72	
Котельная 6 (кв № 92) Старошербиновское СП ст Старошербиновская					-1,04	
Котельная 7 (кв № 98) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,18 МВт	2023	0,31	0,28	2,42		
Котельная 8 (кв № 99) Старошербиновское СП ст Старошербиновская					-0,81	
Котельная 9 (кв № 109) Старошербиновское СП ст Старошербиновская					-1,06	
Котельная 10 (кв № 119) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,21 МВт	2023	0,36	0,19	2,73		
Котельная 11 (кв № 155) Старошербиновское СП ст Старошербиновская					-1,14	
Котельная 12 (ЦРБ) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,9 МВт	2023	1,55	0,78	3,60		
Котельная 13 (ПУ № 21) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,45 МВт	2023	0,77	0,72	0,52		
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,18 МВт	2023	0,31	0,28	0,50		
Котельная 15 (РОВД) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,1 МВт	2023	0,17	0,13	0,17		
Котельная 16 (КТБ) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,12 МВт	2033	0,21	0,18	5,90		
Котельная 17 (1п (86-1)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,15 МВт	2023	0,26	0,24	0,44	0,33	0,15
Котельная 18 (2п (86-2)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,05 МВт	2023	0,09	0,07	0,48	0,10	0,05
Котельная 19 (3п (86-3)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,1 МВт	2023	0,17	0,15	0,50	0,21	0,10

						<div style="text-align: center;"> МК № 0118300019511000013 </div>	Лист
							226
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

						МК № 0118300019511000013	Лист
							227
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Котельная 37 (21п) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,04 МВт	2033	0,07	0,07		0,09	0,04
Котельная 38 (22п) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,4 МВт	2033	0,69	0,60	0,48	0,84	0,39
Котельная 39 (23п) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,03 МВт	2023	0,05	0,04	3,10	0,05	0,02
Котельная 40 (24п (109-2)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,01 МВт	2033	0,02	0,02	8,57	0,03	0,01

Ввиду того, что ни в одной из зон теплоснабжения, как существующей, так и перспективной нет двух и более источников тепловой энергии, вопрос о распределении тепловой нагрузки между ними не стоит.

м) 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.

В соответствии с требованиями Федерального закона № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (ст.14) подключение новых теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, должно производиться в пределах радиуса эффективного теплоснабжения от конкретного источника теплоснабжения. Расчет оптимального радиуса теплоснабжения, применяемого в качестве характерного параметра, позволяет определить границы действия централизованного теплоснабжения по целевой функции минимума себестоимости полезно отпущенного тепла.

Подключение новой нагрузки к централизованным системам теплоснабжения требует постоянной проработки вариантов их развития.

Оптимальный вариант должен определяться по общей цели развития - обеспечению наиболее экономичным способом качественного и надежного теплоснабжения с учетом экологических требований. В связи с вступлением в силу нового закона «О теплоснабжении» массовое строительство местных теплоисточников (крышных котельных) без подробного технико-экономического обоснования ограничено.

Определение эффективного радиуса теплоснабжения для каждой котельной выполнено по совокупным расходам в системе теплоснабжения на единицу тепловой мощности на основании расчетов технико-экономических характеристик системы теплоснабжения по нескольким вариантам возможных изменений радиуса теплоснабжения, характеристик тепловой сети и характера подключаемой тепловой нагрузки. Результаты вариантных проработок с детализацией статей расходов на выработку и передачу теплоэнергии, а также годовых эксплуатационных расходов, амортизационных отчислений и т.д. сводятся в таблицы. Результаты расчетов отображаются также в виде графиков сопоставления совокупных расходов и расчетных радиусов теплоснабжения.

В случаях , когда существующие котельные не планируется модернизировать или подключать к ним новых потребителей с прокладкой новых тепловых сетей, расчёт радиуса эффективного теплоснабжения не производится, поскольку в нём нет необходимости.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				229

Изм.

Коп.уч.

Лист

Недок

Подп.

Дата

Изм. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

Сводная таблица изменяемых характеристик для сравнительного анализа параметров рассматриваемой котельной						
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч	1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант	5 вариант	6 вариант
(с учетом собств. нужд котельной)	0,84	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Сущ. тепловые нагрузки котельной :						
отопительная, Гкал/ч	0,73	1,46	1,46	1,47	1,51	1,52
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч						
централиз. ГВС, Гкал/ч						
вентиляционная, Гкал/ч						
Перспект. тепловые нагрузки котельной :						
(в т.ч. сущ.)						
отопительная, Гкал/ч	0,73	1,46	1,46	1,47	1,51	1,52
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч						
централиз. ГВС, Гкал/ч						
вентиляционная, Гкал/ч						
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	1,43	2,88	2,89	2,91	2,98	2,99
Годовой отпуск тепла в т/сеть, тыс. Гкал/год	1,40	2,81	2,83	2,84	2,91	2,93
Годовое число часов использования установ. мощности, час	1665,34	3347,33	3363,98	3380,64	3463,90	3480,56
Удельный расход топлива :	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Годовой расход эл. энергии, тыс. кВтч	27,16	27,16	27,16	27,16	27,16	27,16
Годовой расход воды, тыс. м3	0,88	1,54	1,55	1,56	1,59	1,59
Годовой расход техн.соли на нужды ХВО	395,96	792,74	793,57	794,39	798,52	799,35
Годовой расход катионита	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50
Годовой расход комплексоната	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
Объем стоков, м3/год	270,03	320,45	320,53	320,61	321,00	321,08
Уд. расход эл. энергии на выработку 1 Гкал тепла :	18,96	9,43	9,39	9,34	9,12	9,07
Удельный расход сырой воды на выработку 1 Гкал тепла :	0,61	0,54	0,54	0,54	0,53	0,53
Удельный расход подпит. воды на выработку 1 Гкал тепла :	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Установленная мощность токоприемников, кВт	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Численность персонала, чел	1	1	1	1	1	1
годовые эксплуатационные расходы, тыс. руб	2340,55	3446,81	3479,83	3509,63	3646,06	3713,76
Удельная численность персонала, чел / Гкал/ч	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Удельный расход условного топлива, кг/т/Гкал	158,73	158,73	158,73	158,73	158,73	158,73
Себестоимость 1 Гкал полезно отпущенного тепла, руб, в т.ч. :	1634,25	1197,35	1202,83	1207,16	1223,94	1240,70
Топливная составляющая, руб/Гкал выроб. тепла (Гкал полезно отпущ.)	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб	2341,45	1543,46	1582,90	1607,70	1672,92	1850,40
Режим работы котельной, дней в году	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00
Основная и доп. оплата труда:	543436,31	603757,74	609735,54	615713,34	645602,34	651580,14
Отчисления на соц. нужды	185855,22	206485,15	208529,55	210573,96	220796,00	222840,41
Расходы по содерж. и экспл. оборудования :						
_ амортизация производст. зданий и сооружений :	30491,33	33875,87	34211,27	34546,68	36223,70	36559,10
_ амортизация производст. оборудования :	93063,88	125200,79	128510,42	131842,58	148841,16	152308,44
_ затраты на ремонт и обсл. оборудования :	80487,68	108281,77	111144,15	114026,01	128727,49	131726,22
_ арендная плата						
Цеховые расходы :	108687,20	120751,50	121947,10	123142,60	129120,40	130316,00
Общехозяйственные расходы :	67929,50	75469,70	76216,90	76964,10	80700,20	81447,50
Плата за выбросы вредных веществ	55,20	110,94	111,50	112,05	114,81	115,36
Прочее						
Итого производственная себестоимость :	1634,25	1197,35	1202,83	1207,16	1223,94	1240,70
Необходимая расчетная прибыль (рентабельность --	110323,09	165183,33	166466,08	167750,93	174206,67	175504,14
Налог на прибыль -						
Налог на имущество						
Земельный налог						
Транспортный налог	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00
Прочие налоги						
Среднеотпускной тариф :						
руб без учета НДС за 1 Гкал	1718,18	1258,30	1264,06	1268,59	1286,19	1303,79
Теплопотери через изолированную поверхность труб и с утечками	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
составили	50,12	55,38	60,64	63,27	65,89	97,44
% от объема отпускаемой т/энергии	3,58	1,97	2,14	2,23	2,26	3,33
Потери тепла с утечкой сетевой воды						
Общая протяженность теплосетей составляет	0,94	0,99	1,04	1,07	1,09	1,39
Стоимость 1 Гкал тепловой энергии :	1718,18	1258,30	1264,06	1268,59	1286,19	1303,79

Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч	1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант	5 вариант	6 вариант
(с учетом собств. нужд котельной)	0,25	0,25	0,25	0,24	0,24	0,24
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Сущ. тепловые нагрузки котельной :						
отопительная, Гкал/ч	0,25	0,53	0,56	0,58	0,68	0,69
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч						
централиз. ГВС, Гкал/ч						
вентиляционная, Гкал/ч						
Перспект. тепловые нагрузки котельной :						
(в т.ч. сущ.)						
отопительная, Гкал/ч	0,25	0,53	0,56	0,58	0,68	0,69
ГВС через ЦТП (ИТП), Гкал/ч						
централиз. ГВС, Гкал/ч						
вентиляционная, Гкал/ч						
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	0,50	1,05	1,10	1,15	1,35	1,35
Годовой отпуск тепла в т/сеть, тыс. Гкал/год	0,49	1,03	1,08	1,12	1,32	1,32
Годовое число часов использования установ. мощности, час	1937,15	4068,02	4261,74	4455,45	5230,31	5249,68
Удельный расход топлива :	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Годовой расход эл. энергии, тыс. кВтч	58,94	58,94	58,94	58,94	58,94	58,94
Годовой расход воды, тыс. м3	0,45	0,70	0,73	0,75	0,84	0,84
Годовой расход техн.соли на нужды ХВО	133,28	304,25	307,14	310,02	391,18	391,47
Годовой расход катионита	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50
Годовой расход комплексоната	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
Объем стоков, м3/год	237,05	258,60	258,88	259,15	269,58	269,60
Уд. расход эл. энергии на выработку 1 Гкал тепла :	117,93	56,16	53,61	51,28	43,68	43,52
Удельный расход сырой воды на выработку 1 Гкал тепла :	0,90	0,67	0,66	0,65	0,62	0,62
Удельный расход подпит. воды на выработку 1 Гкал тепла :	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Установленная мощность токоприемников, кВт	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
Численность персонала, чел	1	1	1	1	1	1
годовые эксплуатационные расходы, тыс. руб	1205,33	1726,57	1847,42	1967,92	2469,12	2532,15
Удельная численность персонала, чел / Гкал/ч	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88
Удельный расход условного топлива, кг/т/Гкал	158,73	158,73	158,73	158,73	158,73	158,73
Себестоимость 1 Гкал полезно отпущенного тепла, руб, в т.ч. :	2411,69	1645,06	1680,20	1711,97	1829,77	1869,54
Топливная составляющая, руб/Гкал выр.б. тепла (Гкал полезно отпущ.)	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97	600,97
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб	3773,54	2670,79	2857,00	3010,01	3516,01	3834,18
Режим работы котельной, дней в году	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00	185,00
Основная и доп. оплата труда:	178543,28	216037,36	235677,13	255316,89	333875,93	335839,90
Отчисления на соц. нужды	61061,80	73884,78	80601,58	87318,38	114185,57	114857,25
Расходы по содерж. и экспл. оборудования :						
_ амортизация производст. зданий и сооружений :	19282,47	23331,79	25452,86	27573,93	36058,22	36270,33
_ амортизация производст. оборудования :	62836,15	103346,08	126637,24	151352,68	264457,20	267576,79
_ затраты на ремонт и обл. оборудования :	54344,78	89380,39	109524,10	130899,61	228719,74	231417,76
_ арендная плата						
Цеховые расходы :	35708,60	43207,40	47135,40	51063,30	66775,10	67167,90
Общехозяйственные расходы :	22317,90	27004,60	29459,60	31914,60	41734,40	41979,90
Плата за выбросы вредных веществ	17,33	36,40	38,13	39,87	46,80	46,98
Прочее						
Итого производственная себестоимость :	2411,69	1645,06	1680,20	1711,97	1829,77	1869,54
Необходимая расчетная прибыль (рентабельность --	55317,07	80180,15	85697,68	91348,03	115351,98	115977,45
Налог на прибыль -						
Налог на имущество						
Земельный налог						
Транспортный налог	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00
Прочие налоги						
Среднеотпускной тариф :						
руб без учета НДС за 1 Гкал	2538,81	1730,39	1767,15	1800,38	1923,63	1965,44
Теплопотери через изолированную поверхность труб и с утечками	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
составили	29,90	51,35	54,93	56,71	58,50	83,52
% от объема отпускаемой т/энергии	6,12	5,01	5,11	5,05	4,44	6,31
Потери тепла с утечкой сетевой воды						
Общая протяженность теплосетей составляет	0,51	0,72	0,75	0,77	0,78	1,02
Стоимость 1 Гкал тепловой энергии :	2538,81	1730,39	1767,15	1800,38	1923,63	1965,44

а) 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).

На данном этапе проектирования не выявлена необходимость перераспределения тепловой нагрузки для транспортировки из зон с резервом тепла в зоны с их дефицитом.

						МК № 0118300019511000013	Лист
							232
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Для обеспечения прироста тепловой нагрузки предусмотрено строительство проектируемых сетей в подземном исполнении, бесканальные двух- и четырёх- трубные из стальных труб по ГОСТу 10704-91 в заводской изоляции из пенополиуретана с защитной пленкой из полиэтилена.

В связи с особенностями местности и удаленностью друг от друга источников тепла, возможность поставки тепловой энергии потребителям от различных источников не предусматривалась.

г) 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. Перевод котельных в пиковых режим работы возможен при работе их совместно с когенерационными установками. Тепловые сети, в таком случае, реконструкции не подвергаются.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 0118300019511000013	Лист
							235
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

д) Предложения и обоснование строительства тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

Принятая в проекте схема теплоснабжения обеспечивает:

- нормативный уровень теплоэнергосбережения;
- нормативный уровень надежности, определяемой тремя критериями: вероятностью безотказной работы, коэффициентом готовности теплоснабжения и живучестью.
- требования экологии;
- безопасной эксплуатации.

Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы приняты для:
источника теплоты $R_{ит}=0,97$;
тепловых сетей $R_{тс}=0,9$;
потребителя теплоты $R_{пт}=0,99$;
СЦТ в целом $R_{сцт}=0,86$.

Для потребителей первой категории следует предусматривается установка местных резервных источников теплоты (стационарные и передвижные).

Для резервирования теплоснабжения промышленных предприятий предусматриваются местные источники теплоты.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			236

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

ж) Предложения и обоснование реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

В связи с тем, что согласно данным заказчика нет возможности проанализировать необходимость и количество тепловых сетей нуждающихся в полной замене, рекомендуется провести ревизию существующих трубопроводов на предмет выявления очагов коррозии и проверки целостности труб. В случае обнаружения участков подлежащих замене из-за ветхости или по истечении срока их эксплуатации необходимо провести их замену.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			238

3) 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.

Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 0118300019511000013	Лист
							239
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Глава 8. Перспективные топливные балансы

а) 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.

Подробные 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 приведены в приложении 5.

Сводные данные по всем существующим и перспективным котельным также представлены в доступной табличной форме.

Таблица 2.16 Сводные данные по основным показателям источников тепловой энергии включая удельный расход топлива (Существующие и Проектируемые котельные на расчётный период)

Объект	Планируемый год внедрения	Установленная мощность, Гкал/час	Подключённая нагрузка, Qмах, Гкал/ч	Годовая выработка тепла, Qгод, Гкал/год	Полезный отпуск, Гкал/год	Удельный расход топлива, кг.у.т./Гкал
1	2	3	4	5	6	7
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,5 МВт	2033	0,86	0,73	1432	1350,56	158,73
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,5 МВт	2023	0,26	0,25	500	459,17	158,73
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						

Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,18 МВт	2023	0,31	0,28	553	527,43	158,73
Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,21 МВт	2023	0,36	0,19	365	347,37	158,73
Котельная 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская						
Котельная 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,9 МВт	2023	1,55	0,78	1547	1457,13	158,73
Котельная 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,45 МВт	2023	0,77	0,72	1422	1382,63	158,73
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,18 МВт	2023	0,31	0,28	559	543,60	158,73
Котельная 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,1 МВт	2023	0,17	0,13	257	250,53	158,73
Котельная 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,12 МВт	2033	0,21	0,18	358	328,78	158,73
Котельная 17 (1п (86-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,15 МВт	2023	0,26	0,24	478	465,45	158,73
Котельная 18 (2п (86-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,05 МВт	2023	0,09	0,07	144	139,96	158,73
Котельная 19 (3п (86-3)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская 2 кот. _ мощностью 0,1 МВт	2023	0,17	0,15	304	295,61	158,73

						<div style="text-align: center;"> МК № 0118300019511000013 </div>	Лист
							241
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Котельная 20 (4п (87-1)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,08 МВт	2023	0,14	0,12	249	243,64	158,73
Котельная 21 (5п (87-2)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,09 МВт	2023	0,15	0,14	276	269,41	158,73
Котельная 22 (6п (87-3)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,03 МВт	2023	0,05	0,05	103	101,01	158,73
Котельная 23 (7п (87-4)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,05 МВт	2023	0,09	0,08	168	162,42	158,73
Котельная 24 (8п (89-1)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,11 МВт	2023	0,19	0,17	336	326,47	158,73
Котельная 25 (9п (89-2)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,09 МВт	2023	0,15	0,15	294	287,25	158,73
Котельная 26 (10п (92)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,05 МВт	2023	0,09	0,07	144	138,64	158,73
Котельная 27 (11п (99-1)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,08 МВт	2023	0,14	0,12	235	229,79	158,73
Котельная 28 (12п (99-2)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,06 МВт	2023	0,10	0,10	195	190,17	158,73
Котельная 29 (13п (99-1)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,03 МВт	2023	0,05	0,05	95	93,09	158,73
Котельная 30 (14п (109-1)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,1 МВт	2023	0,17	0,16	316	306,64	158,73
Котельная 31 (15п (155-1)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,15 МВт	2023	0,26	0,24	480	465,11	158,73
Котельная 32 (16п (155-2)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,11 МВт	2023	0,19	0,16	332	318,66	158,73
Котельная 33 (17п) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,09 МВт	2023	0,15	0,14	288	281,26	158,73
Котельная 34 (18п) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,06 МВт	2023	0,10	0,09	182	178,25	158,73
Котельная 35 (19п) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,5 МВт	2023	0,86	0,62	1261	1223,11	158,73
Котельная 36 (20п) Старошербиновское СП ст Старошербиновская 2 кот. _ мощностью 0,03 МВт	2023	0,05	0,04	77	74,28	158,73

						<div style="text-align: center;"> МК № 0118300019511000013 </div>	Лист
							242
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

						МК № 0118300019511000013	Лист
							243
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Действующие котельные все работают на одном виде топлива, потребность в запасах резервного топлива отсутствует. Газовое топливо не запасается. Для проектируемых котельных в приложении 7 приведены условия и характеристики емкостей для аварийного топлива

						МК № 0118300019511000013	Лист
							244
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения

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

Повышение надежности тепловых сетей, наиболее дорогой и уязвимой части системы теплоснабжения, достигается правильным выбором ее схемы, резервированием и автоматическим управлением как эксплуатационными, так и аварийными гидравлическими и тепловыми режимами.

Для оценки надежности пользуются понятиями отказа элемента и отказа системы. Под первым понимают внезапный отказ, когда элемент необходимо немедленно выключить из работы. Отказ системы — такая аварийная ситуация, при которой прекращается подача теплоты хотя бы одному потребителю. У нерезервированных систем отказ любого ее элемента приводит к отказу всей системы, а у резервированных такое явление может и не произойти. Система теплоснабжения — сложное техническое сооружение, поэтому ее надежность оценивается показателем качества функционирования. Если все элементы системы исправны, то исправна и она в целом.

При отказе части элементов система частично работоспособна, при отказе всех элементов — полностью не работоспособна

Для оценки надежности систем теплоснабжения, используется вероятностный показатель надежности $R_{cr}(t)$, который отражает степень выполнения системой задачи теплоснабжения в течение отопительного периода и дает интегральную оценку надежности тепловой сети в целом.

Ввиду отсутствия отказов системы теплоснабжения за последние пять лет, математически величину показателей надежности вычислить затруднительно.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			245

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

Ввиду отсутствия отказов системы теплоснабжения за последние пять лет и прекращений подачи тепловой энергии, перспективные показатели с учётом совершенствования систем теплоснабжения и повышением качества элементов, из которых она состоит вычислить сложно.

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

Оценка надежности системы производится на основе использования отдельных показателей надежности. В частности, для оценки надежности системы теплоснабжения используются такие показатели, как интенсивность отказов и относительный аварийный недоотпуск теплоты.

Интенсивность отказов определяется по зависимости

$$P = SM_{от}n_{от}/SM_{п},$$

где $M_{от}$ -материальная характеристика участков тепловой сети, выключенных из работы при отказе, $м^2$;

$n_{от}$ - время вынужденного выключения участков сети, вызванное отказом и его устранением, ч;

$SM_{п}$ - произведение материальной характеристики тепловой сети данной системы теплоснабжения на плановую длительность ее работы за заданный период времени (обычно за год).

Материальной характеристикой тепловой сети, состоящей из "n" участков является

величина $M = \sum_1^n d_i$, представляющая сумму произведений диаметров трубопроводов на их длину в метрах (учитываются как подающие, так и обратные трубопроводы).

Относительный аварийный недоотпуск теплоты может быть определен по формуле

$$q = SQ_{ав}/SQ,$$

где $SQ_{ав}$ – аварийный недоотпуск теплоты за год;

SQ - расчетный отпуск теплоты всей системой теплоснабжения за год.

Эти показатели в определенной мере характеризуют надежность работы системы теплоснабжения. Учитывая, что за прошедшие пять лет нарушений теплоснабжения не было, перспективные показатели по указанной теме равны нулю.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013				247

г) **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.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 0118300019511000013	Лист
							248
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

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

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

Подробный перечень примерных затрат необходимых для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей приведён в прилагаемых сметах.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013			249

б) Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.

Величина инвестиций на расчётный период
(млн.руб)

	2013-2020	2020-2030
собственные средства		
_заемные средства кредитных организаций ;		
- федеральный бюджет		
- бюджет субъекта Российской Федерации		
- бюджет муниципального образования		
_компенсация из бюджета муниципального образования ;		
_средства внебюджетных фондов ;		
всего:	98,42	33,97

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Таблица 2.17 Сводные балансы эффективности инвестиций.

Объект	Энергоэффектив-ность ЭСМ, %	Срок окупае-мости, лет	Планируемый год внедрения
1	2	3	4
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	48,40	8,55	2030
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	1,90	71,07	2020
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская			
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская			
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская			
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская			
Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	10,40	23,36	2020
Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская			
Котельная 9 (кв № 109) Старощербиновское СП ст Старощербиновская			

Котельная 10 (кв № 119) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	22,20	19,08	2020
Котельная 11 (кв № 155) Старощербиновское СП ст Старощербиновская			
Котельная 12 (ЦРБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	40,50	9,98	2020
Котельная 13 (ПУ № 21) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	53,50	4,82	2020
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	29,30	10,14	2020
Котельная 15 (РОВД) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	24,10	16,63	2020
Котельная 16 (КТБ) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	27,10	19,20	2030
Котельная 17 (1п (86-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	48,10	8,13	2020
Котельная 18 (2п (86-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	13,60	25,40	2020
Котельная 19 (3п (86-3)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	35,60	12,56	2020
Котельная 20 (4п (87-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	30,90	13,36	2020
Котельная 21 (5п (87-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	32,30	13,54	2020
Котельная 22 (6п (87-3)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	19,60	21,21	2020
Котельная 23 (7п (87-4)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	18,20	22,11	2020
Котельная 24 (8п (89-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	38,50	11,66	2020
Котельная 25 (9п (89-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	35,00	12,45	2020

						<div style="text-align: center;"> МК № 0118300019511000013 </div>	Лист
							252
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Котельная 26 (10п (92)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	12,50	27,61	2020
Котельная 27 (11п (99-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	28,60	14,42	2020
Котельная 28 (12п (99-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	24,30	16,56	2020
Котельная 29 (13п (99-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	18,40	22,93	2020
Котельная 30 (14п (109-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	36,80	12,33	2020
Котельная 31 (15п (155-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	47,50	9,07	2020
Котельная 32 (16п (155-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	36,30	13,30	2020
Котельная 33 (17п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	34,10	12,80	2020
Котельная 34 (18п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	21,40	18,27	2030
Котельная 35 (19п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	56,20	5,60	2030
Котельная 36 (20п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	7,00	38,32	2020
Котельная 37 (21п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	30,30	14,44	2030
Котельная 38 (22п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	60,60	4,56	2030
Котельная 39 (23п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	5,00	46,50	2020
Котельная 40 (24п (109-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		--	2030

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 0118300019511000013
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	

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

Таблица 2.18 Ценовые последствия для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения, руб

Объект	Планируемый год внедрения	Утв. тариф на тепловую энергию, руб:	Производственная себестоимость	Себестоимость расчётная	Себест-ть реализации
1	2	3	4	5	6
Котельная 1 (кв № 47) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2033	2276,96	1662,70	1748,05	1898,28
Котельная 2 (кв № 68) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	2276,96	2418,76	2546,24	1898,28
Котельная 3 (кв № 86) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		2276,96			
Котельная 4 (кв № 87) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		2276,96			
Котельная 5 (кв № 89) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		2276,96			
Котельная 6 (кв № 92) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		2276,96			
Котельная 7 (кв № 98) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	2276,96	2233,69	2351,06	1898,28
Котельная 8 (кв № 99) Старощербиновское СП ст Старощербиновская		2276,96			

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Котельная 9 (кв № 109) Старошербиновское СП ст Старошербиновская		2276,96			
Котельная 10 (кв № 119) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	2023	2276,96	2014,63	2124,00	1898,28
Котельная 11 (кв № 155) Старошербиновское СП ст Старошербиновская		2276,96			
Котельная 12 (ЦРБ) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	2023	2276,96	1756,16	1846,03	1898,28
Котельная 13 (ПУ № 21) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	2023	2276,96	1607,28	1689,81	1898,28
Котельная 14 (МДОУ № 5) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	2023	2276,96	1906,19	2007,02	1898,28
Котельная 15 (РОВД) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	2023	2276,96	1979,00	2089,92	1898,28
Котельная 16 (КТБ) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	2033	2276,96	1934,78	2040,65	1898,28
Котельная 17 (1п (86-1)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	2023	2276,96	1662,72	1752,30	1898,28
Котельная 18 (2п (86-2)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	2023	2276,96	2154,45	2283,60	1898,28
Котельная 19 (3п (86-3)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	2023	2276,96	1812,26	1913,02	1898,28
Котельная 20 (4п (87-1)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	2023	2276,96	1876,04	1982,15	1898,28
Котельная 21 (5п (87-2)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	2023	2276,96	1856,58	1960,54	1898,28
Котельная 22 (6п (87-3)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	2023	2276,96	2037,53	2169,09	1898,28
Котельная 23 (7п (87-4)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	2023	2276,96	2073,15	2195,28	1898,28
Котельная 24 (8п (89-1)) Старошербиновское СП ст Старошербиновская	2023	2276,96	1775,32	1873,27	1898,28

						МК № 0118300019511000013	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		255

Котельная 25 (9п (89-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	2276,96	1820,71	1922,18	1898,28
Котельная 26 (10п (92)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	2276,96	2175,32	2305,72	1898,28
Котельная 27 (11п (99-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	2276,96	1908,72	2017,21	1898,28
Котельная 28 (12п (99-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	2276,96	1972,29	2086,67	1898,28
Котельная 29 (13п (99-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	2276,96	2056,75	2191,80	1898,28
Котельная 30 (14п (109-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	2276,96	1796,82	1896,45	1898,28
Котельная 31 (15п (155-1)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	2276,96	1669,60	1759,53	1898,28
Котельная 32 (16п (155-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	2276,96	1803,46	1903,04	1898,28
Котельная 33 (17п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	2276,96	1832,39	1934,67	1898,28
Котельная 34 (18п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2033	2276,96	2018,75	2136,51	1898,28
Котельная 35 (19п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2033	2276,96	1579,52	1660,95	1898,28
Котельная 36 (20п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	2276,96	2271,19	2425,13	1898,28
Котельная 37 (21п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2033	2276,96	1874,37	1991,38	1898,28
Котельная 38 (22п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2033	2276,96	1536,59	1615,93	1898,28
Котельная 39 (23п) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2023	2276,96	2314,69	2471,58	1898,28
Котельная 40 (24п (109-2)) Старощербиновское СП ст Старощербиновская	2033	2276,96	3488,70	3742,11	1898,28

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

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:

- определил 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 и присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой мощностью.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 0118300019511000013	257