

Муниципальное образование «Городской округ Черноголовка»

Утверждена Распоряжением Министерства жилищно-коммунального хозяйства Московской области от « » 20 года №

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования «Городской округ Черноголовка» на период до 2032 г.

Сведений, составляющих государственную тайну в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 30.11.1995 № 1203 «Об утверждении перечня сведений, отнесенных к государственной тайне», не содержится.

Руководитель Администрации муниципального образования «Городской округ Черноголовка»

Авдонин Владимир Владимирович

Согласовано:

МУП «Управление эксплуатации»

Розанов Олег Анатольевич

Исполнитель: Общество с ограниченной ответственностью «Городское бюро экспертизы собственности-энерго»



Гарипов Игорь Гаянович

г. Москва, 2016 год

Сведения о разработчиках

Общество с ограниченной ответственностью «Городское бюро экспертизы собственности – энерго»

Адрес: 107076, Москва, Холодильный пер. д.3 корп.

1 стр.4

Телефон/факс (495) 781-59-29, 665-02-89

E-mail info@gbes.ru www: gbes.ru

Регистрационный номер

(ΟΓΡΗ)1027709000648ИНΗ7709380500

Генеральный директор Гарипов Игорь Гаянович

Исполнитель

$N_{\underline{0}}$	Должность	ФИО	Ученая сте-	Подпись
Π/Π			пень и звание,	
			специализация	
1	Ведущий специалист	Лобанова	-	
		Анастасия		
		Владимировна		

Проверил

No	Должность	ФИО	Ученая сте-	Подпись
Π/Π			пень и звание,	
			специализация	
1	Генеральный директор	Гарипов Игорь	-	
		Гаянович		

Оглавление

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МУНИЦИПАЛЬНОМ ОБРАЗОВАНИИ «ГОРОДСКОЙ ОКРУГ ЧЕРНОГОЛОВКА»
Часть 1 Существующие зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии 15 1.1 Описание административного состава поселения, городского округа с указанием на единой ситуационной карте границ и наименований территорий, входящих в состав
1.1 Описание административного состава поселения, городского округа с указанием на единой ситуационной карте границ и наименований территорий, входящих в состав
централизованной системы теплоснабжения, с указанием объектов, принадлежащих этим лицам 15 1.3 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетвых организаций. Схема поселения, городского округа с указанием зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций
1.4 Ситуационная схема зон действия источников централизованного теплоснабжения поселения, городского округа относительно потребителей с указанием мест расположения, наименований и адресов источников тепловой энергии. Описание зоны действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, указанных на ситуационной схеме. Описание зон действия котельных, указанных на ситуационной схеме
1.5 Описание зон действия производственных источников тепловой энергии
I в и выгодина вой донамона индиондидилного монивонавания — — — — — — — — — — — — — — — — — — —
Часть 2. Источники тепловой энергии 21 2.1 Структура основного оборудования 21
2.1 Структура основного оборудования
2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности
Ограничения тепловой мощности на всех котельных отсутствуют
2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и
хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто
2.5 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего
освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и
мероприятия по продлению ресурса31
2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников
комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)
В городском округе Черноголовка источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствуют
энергии отсутствуют. 2.7 Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой энергии
2.8 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети
2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии
2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой
энергии41
2.11 Технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения41
ЧАСТЬ З. «ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ»
3.1 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 объект43
3.2 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 нагрузки44 3.3 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности 44
3.4 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие
утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети
3.5 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики47
3.6 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет47
3.7 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и
среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5

	3.8 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности),
	теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. 53
	3.9 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета
	тепловой энергии
	3.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой
	сети и результаты их исполнения
	3.11 Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым
	сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика
	регулирования отпуска тепловой энергии потребителям
	3.12 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из
	тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и
	тепловых сетей потреойтелям, и инилиз планов по установке приооров учета тепловой энергий и теплоносителя
	3.13 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации,
	уполномоченной на их эксплуатацию
	АСТЬ 4 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
В	ВОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
	4.1 Схемы присоединения нагрузок потребителей
	На рисунках ниже представлены схемы присоединения нагрузок потребителей
	4.2 Объем потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при
	расчетных температурах наружного воздуха
	4.3 Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с
	использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии
	4.4 Объем потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за
	отопительный период и за год в целом
	4.5 Объем потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах
	действия источника тепловой энергии
	4.6 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее
тт	водоснабжение
	АСТЬ 5 БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ
Эŀ	IEPГИИ
	5.1 Балансы 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
	5.2 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и
	выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии
	5.3 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой
	энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности
	(резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к
	nompeбителю
	5.4 Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на
	качество теплоснабжения
	5.5 Резервы 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
тт	
4/	АСТЬ 6 БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ
	6.1 Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для
	тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках
	потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе
	работающих на единую тепловую сеть
	6.2 Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для
	тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем
	теплоснабжения
ЧА	СТЬ 7 ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ 70
	7.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой
	энергии
	7.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии
	с нормативными требованиями
	7.3 Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки
	Характеристика основного топлива котельных городского округа Черноголовка представлена в
	паспорте качества газа72
	писпорть кизсетой сизи
	7.4 Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха74

Часть 8 Оценка надежности теплоснабжения	75
8.1 Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями	по расчету
уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организа	
осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии	
8.2 Анализ аварийных отключений потребителей	
8.3 Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных от	
8.4 Анализ зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения	
ЧАСТЬ 9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГА	анизаций83
Часть 10 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	
10.1 Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной вла	
Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каз	
регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей орга	
учетом последних 3 лет	
10.2 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплосна	
10.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средст	
осуществления указанной деятельности	
10.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для с	
значимых категорий потребителей	
Часть 11 Описание существующих технических и технологических проблем в систе	
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	
11.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (пе	
приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе тепло	
установок потребителей)	
устиновок потребителей)	
поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, вклю	
в работе теплопотребляющих установок потребителей)	
в работе теплопотреоляющих установок потребителей)	
11.3 Описание существующих проблем развития систем теплосниожения	
действующих систем теплоснабжения действующих систем теплоснабжения	
оеиствующих систем теплосниожения	
11.5 Анализ преописании наозорных органов оо устранении нарушении, влаяющих на оез надежность системы теплоснабжения	
	03
	93
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	95
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	95
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	95 95 пированные по
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	9595 пированные по 1ловой энергии
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	9595 пированные по пловой энергии ственные
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	9595 пированные по пловой энергии ственные95 вентиляцию и
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	9595 пированные по пловой энергии ственные95 вентиляцию и ти объектов
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Часть 1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	95 лированные по пловой энергии ственные
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	

Часть 9 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры	
теплоснабжения	116
Часть 10 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой ц	ене
ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	
	11)
ЧАСТЬ 1. ГРАФИЧЕСКОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ПРИВЯЗКОЙ К ТОПОГРАФИЧЕСКОЙ ОСНОВЕ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА И С ПОЛНЫМ ТОПОЛОГИЧЕСКИМ ОПИСАНИЕГОВЯЗНОСТИ ОБЪЕКТОВ.	
Часть 2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения.	
Часть 3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.	
ЧАСТЬ 4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ЛЮБОЙ СТЕПЕНИ ЗАКОЛЬЦОВАННОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЕ НЕСКОЛЬКИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА	
ЕДИНУЮ ТЕПЛОВУЮ СЕТЬ.	122
ЧАСТЬ 5. МОДЕЛИРОВАНИЕ ВСЕХ ВИДОВ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЕМЫХ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	122
ЧАСТЬ 6. РАСЧЕТ БАЛАНСОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ПО ТЕРРИТОРИАЛЬНОМУ ПРИЗНАКУ	122
ЧАСТЬ 7. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЧЕРЕЗ ИЗОЛЯЦИЮ И С УТЕЧКАМИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ЧАСТЬ 8. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.	123
ЧАСТЬ 9. ГРУППОВЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ОБЪЕКТОВ (УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ПОТРЕБИТЕЛЕЇ	
ПО ЗАДАННЫМ КРИТЕРИЯМ С ЦЕЛЬЮ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ВАРИАНТОВ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	123
ЧАСТЬ 10. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЕ ГРАФИКИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ И АНАЛИЗА СЦЕНАРИЕВ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.	124
ГЛАВА 4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВО	
ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	125
Часть 1 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов)	
выоеленных зон оеиствия источников тепловой энергии с опреоелением резервов (оефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии	125
Часть 2. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой	
НАГРУЗКИ В КАЖДОЙ ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО КАЖДОМУ ИЗ МАГИСТРАЛЬНЫХ	
ВЫВОДОВ (ЕСЛИ ТАКИХ ВЫВОДОВ НЕСКОЛЬКО) ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	127
ЧАСТЬ 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ИСТОЧНИКА (ИСТОЧНИКОВ) ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	128
ЧАСТЬ 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ НА ИСПОЛЬЗОВАНИЕ	
УСТАНОВЛЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ЗНАЧЕНИЯ РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ ОСНОВНОГО	
ОБОРУДОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИЧАСТЬ 5. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЗАТРАТЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ НА СОБСТВЕННЫЕ И	129
хозяйственные нужды источников тепловой энергии	129
ЭНЕРГИИ НЕТТО.	
ЧАСТЬ 7. ЗНАЧЕНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОТЕРЬ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ЕЕ ПЕРЕДАЧЕ ПО ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ, ВКЛЮЧАЯ ПОТЕРИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ ТЕПЛОПЕРЕДАЧЕЙ ЧЕРЕЗ)
ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫЕ КОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОПРОВОДОВ И ПОТЕРИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ, С УКАЗАНИЕМ ЗАТРАТ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ НА КОМПЕНСАЦИЮ ЭТИХ ПОТЕРЬ.	131
Часть 8. Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников	101
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ПРИНАДЛЕЖАЩИХ ПОТРЕБИТЕЛЯМ, И ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, С ВЫДЕЛЕНИЕМ АВАРИЙНОГО РЕЗЕР	PR A
И РЕЗЕРВА ПО ДОГОВОРАМ НА ПОДДЕРЖАНИЕ РЕЗЕРВНОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ	
Часть 9 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с	
целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального выво	да
	иии
перспективной тепловой нагрузки потребителей	
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	133

ЧАСТЬ 1. АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН НОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА	
ЧАСТЬ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИ	И
(МОЩНОСТИ) К ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ	140
действия источников тепловой энергии и переводу тепловой нагрузки от этих котельных на ТЭ	
Часть 4. Анализ предложений по строительству новых источников тепловой энергии	
ЧАСТЬ 5. АНАЛИЗ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ТЕМПЕРАТУРНОМУ ГРАФИКУ ДЛЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	140
Часть 6. Анализ предложений по переводу открытых систем ГВС потребителей на закрытые	
ЧАСТЬ 7. АНАЛИЗ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РАСПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОЕ ЭНЕРГИИ И ОРГАНИЗАЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ ОТ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ЦТП	
ЧАСТЬ 8. АНАЛИЗ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ,	172
ВЫЗВАННЫХ ИЗМЕНЕНИЯМИ ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА ВНЕШНИХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ПЕРЕВОДОМ НА ГВС ПО ЗАКРЫТОЙ СХЕМЕ.	142
ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.	143
Часть 1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения,	
ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОКВАРТИРНОГО ОТОПЛЕНИЯ	143
ЧАСТЬ 2. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С	
КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВН ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК.	
ЧАСТЬ З. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ С	
КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВН ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК	144
ЧАСТЬ 4. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПЕРЕВОДУ КОТЕЛЬНЫХ В РЕЖИМ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТИ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА БАЗЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК	
тепловой и электрической энергии на вазе существующих и перспективных тепловых нагрузок	
Часть 5. Обоснование предложений по расширению зон действия существующих источников	1 10
ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ;	145
ЧАСТЬ 6. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРЕВОДА В ПИКОВЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ ПО	
ОТНОШЕНИЮ К ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.	1/15
Часть 7. Определение для ТЭЦ максимальной выработки электрической энергии на базе прирост	
ТЕПЛОВОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ.	145
ЧАСТЬ 8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЛЯ ТЭЦ ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕЖИМОВ ЗАГРУЗКИ ПО ПРИСОЕДИНЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКЕ	145
нагрузке	
ЗОНЫ ИХ ДЕЙСТВИЯ С ВКЛЮЧЕНИЕМ В НЕЕ ЗОН ДЕЙСТВИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГІ	ии.
ЧАСТЬ 10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ВЫВОДА В РЕЗЕРВ И (ИЛИ) ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ	
КОТЕЛЬНЫХ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК НА ДРУГИЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ;	145
ЧАСТЬ 11. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНАХ ЗАСТРОЙКИ ПОСЕЛЕНИЯ МАЛОЭТАЖНЫМИ ЖИЛЫМИ ЗДАНИЯМИ	1/16
Часть 12. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории	140
ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА.	146
ЧАСТЬ 13. 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. РЕШЕНИЕ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	
МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.	
ЧАСТЬ 14. ОБОСНОВАНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ	
ЧАСТЬ ТЭ. Т АСЧЕТ РАДИУСОВ ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАВЖЕНИЯ (ЗОНЫ ДЕИСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОИ ЭНЕРГИИ) В КАЖДОЙ ИЗ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ОПРЕДЕЛИТЬ УСЛОВИЯ, ПРИ КОТОРЫХ ПОДКЛЮЧЕНИЕ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК К СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НЕЦЕЛЕСООБРАЗНО	1
ВСЛЕДСТВИЕ УВЕЛИЧЕНИЯ СОВОКУПНЫХ РАСХОДОВ В УКАЗАННОЙ СИСТЕМЕ	150
Часть 16. Обоснование предложений по строительству новых котельных для покрытия	
ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ, НЕ ОБЕСПЕЧЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТЬЮ	
ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.	154

ЧАСТЬ 1. РЕКОНСТРУКЦИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ	
ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ИЗ ЗОН С ДЕФИЦИТОМ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ В ЗОНЫ С ИЗБЫТКОМ ТЕПЛОВОЙ МОЩНО	
(ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕЗЕРВОВ)	. 154
	. 134
·	155
	. 133
	ΊX
ПОТЕРЬ И ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНЫХ В ПИКОВЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ИЛИ ЛИКВИДАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ	
ЧАСТЬ 5. СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОЙ НАДЕЖНОСТИ	
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	. 155
Часть 6. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечен	
	. 155
теплоснавжения и (или) изменением слемы присоединения систем г вс потревителеи	. 136
ЛАВА 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ	
исле и в аварииных режимах	. 159
ЧАСТЬ 1. УТВЕРЖДЕННЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК	
ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И МАКСИМАЛЬНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ПЕРСПЕКТИВ	
	. 159
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	. 160
ЛАВА 9. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	
valaria / valaria valuus a aarraarra a valvalarraarraarra kriiki 111 VB100000000000000000000000000000000	. 161
Часть 1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальны	JX
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ	SIX FO
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЫ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ	OIX TO
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	OIX TO
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЫ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	SIX FO . 161
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЫ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	. 161 . 164
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЫ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	ых го . 161 . 164 я.
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	ых го . 161 . 164 я.
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЫ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	ых го . 161 . 164 я.
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	. 161 . 164 я. . 165
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	. 161 . 164 я. . 165
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА. ЧАСТЬ 2. РАСЧЕТЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗАПАСОВ АВАРИЙНОГО И РЕЗЕРВНОГО ТОПЛИВА ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ. ЧАСТЬ 3. Перспективные топливные балансы по зонам индивидуального теплоснабжени. ЧАСТЬ 4. Подтверждение согласованности перспективных топливных балансов с программой газификации поселения, городского округа (для случаев использования в планируемом периоде природного газа в качестве основного топлива на источниках тепловой энергии).	. 161 . 164 я. . 165
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	. 161 . 164 я. . 165 . 166
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	. 161 . 164 я. . 165 . 166 . 168
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОІ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА. ЧАСТЬ 2. РАСЧЕТЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗАПАСОВ АВАРИЙНОГО И РЕЗЕРВНОГО ТОПЛИВА ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ. ЧАСТЬ 3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПО ЗОНАМ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИ. ЧАСТЬ 4. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СОГЛАСОВАННОСТИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТОПЛИВНЫХ БАЛАНСОВ С ПРОГРАММОЙ ГАЗИФИКАЦИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА (ДЛЯ СЛУЧАЕВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПЛАНИРУЕМОМ ПЕРИОДЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ОСНОВНОГО ТОПЛИВА НА ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ). ЛАВА 10. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ЧАСТЬ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ. 7. ПОКАЗАТЕЛЬ ИНТЕНСИВНОСТИ ОТКАЗОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (КОТК).	. 161 . 164 я. . 165 . 166 . 168
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОІ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	. 161 . 164 я. . 165 . 166 . 168 . 170
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОП ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	. 161 . 164 я. . 165 . 166 . 168 . 170
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОІ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	. 161 . 164 я. . 165 . 166 . 168 . 170
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА. ЧАСТЬ 2. РАСЧЕТЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗАПАСОВ АВАРИЙНОГО И РЕЗЕРВНОГО ТОПЛИВА ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ. ЧАСТЬ 3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПО ЗОНАМ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИ. ЧАСТЬ 4. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СОГЛАСОВАННОСТИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТОПЛИВНЫХ БАЛАНСОВ С ПРОГРАММОЙ ГАЗИФИКАЦИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА (ДЛЯ СЛУЧАЕВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПЛАНИРУЕМОМ ПЕРИОДЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ОСНОВНОГО ТОПЛИВА НА ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ). ЛАВА 10. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ЧАСТЬ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ. 7. ПОКАЗАТЕЛЬ ИНТЕНСИВНОСТИ ОТКАЗОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (КОТК). 9. ПОКАЗАТЕЛЬ КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИЗУЕМЫЙ КОЛИЧЕСТВОМ ЖАЛОБ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛА НА НАРУШЕНИЕ КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ЧАСТЬ 2. ПРЕДЛОЖЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. 2.1 Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными	. 161 . 164 я. . 165 . 166 . 168 . 170
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА. ЧАСТЬ 2. РАСЧЕТЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗАПАСОВ АВАРИЙНОГО И РЕЗЕРВНОГО ТОПЛИВА ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ. ЧАСТЬ 3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПО ЗОНАМ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИ. ЧАСТЬ 4. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СОГЛАСОВАННОСТИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТОПЛИВНЫХ БАЛАНСОВ С ПРОГРАММОЙ ГАЗИФИКАЦИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА (ДЛЯ СЛУЧАЕВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПЛАНИРУЕМОМ ПЕРИОДЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ОСНОВНОГО ТОПЛИВА НА ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ). ЛАВА 10. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ЧАСТЬ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ. 7. ПОКАЗАТЕЛЬ ИНТЕНСИВНОСТИ ОТКАЗОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (КОТК). 9. ПОКАЗАТЕЛЬ КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИЗУЕМЫЙ КОЛИЧЕСТВОМ ЖАЛОБ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛА НА НАРУШЕНИЕ КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ЧАСТЬ 2. ПРЕДЛОЖЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. 2.1 Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих готовность к вводу в работу энергетического	. 161 . 164 9. . 165 . 166 . 168 . 170 . 171 . 173
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОП ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	. 161 . 164 9. . 165 . 166 . 168 . 170 . 171 . 173
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА. ЧАСТЬ 2. РАСЧЕТЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗАПАСОВ АВАРИЙНОГО И РЕЗЕРВНОГО ТОПЛИВА ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ. ЧАСТЬ 3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПО ЗОНАМ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИ. ЧАСТЬ 4. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СОГЛАСОВАННОСТИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТОПЛИВНЫХ БАЛАНСОВ С ПРОГРАММОЙ ГАЗИФИКАЦИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА (ДЛЯ СЛУЧАЕВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПЛАНИРУЕМОМ ПЕРИОДЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ОСНОВНОГО ТОПЛИВА НА ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ). ЛАВА 10. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ЧАСТЬ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ. 7. ПОКАЗАТЕЛЬ ИНТЕНСИВНОСТИ ОТКАЗОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (КОТК). 9. ПОКАЗАТЕЛЬ КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИЗУЕМЫЙ КОЛИЧЕСТВОМ ЖАЛОБ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛА НА НАРУШЕНИЕ КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ЧАСТЬ 2. ПРЕДЛОЖЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. 2.1 Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих готовность к вводу в работу энергетического	. 161 . 164 9. . 165 . 166 . 168 . 170 . 171 . 173
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОІ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА. ЧАСТЬ 2. РАСЧЕТЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗАПАСОВ АВАРИЙНОГО И РЕЗЕРВНОГО ТОПЛИВА ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ. ЧАСТЬ 3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПО ЗОНАМ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИ. ЧАСТЬ 4. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СОГЛАСОВАННОСТИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТОПЛИВНЫХ БАЛАНСОВ С ПРОГРАММОЙ ГАЗИФИКАЦИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА (ДЛЯ СЛУЧАЕВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПЛАНИРУЕМОМ ПЕРИОДЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ОСНОВНОГО ТОПЛИВА НА ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ). ЛАВА 10. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ЧАСТЬ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ. 7. ПОКАЗАТЕЛЬ ИНТЕНСИВНОСТИ ОТКАЗОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (КОТК). 9. ПОКАЗАТЕЛЬ КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИЗУЕМЫЙ КОЛИЧЕСТВОМ ЖАЛОБ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛА НА НАРУШЕНИЕ КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. 2.1 Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих готовность к вводу в работу энергетического оборудования. 2.2 Установка резервного оборудования. 2.3 Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую сеть. 2.4 Взаимное резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, городского округа	. 161 . 164 9. . 165 . 166 . 168 . 170 . 171 . 173 . 174 . 174 . 174
ЧАСТЬ 1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЬ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОІ ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	. 161 . 164 9. . 165 . 166 . 168 . 170 . 171 . 173 . 174 . 174 . 174
	Часть 2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваем районах поселения. 4 масть 3. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения. 4 масть 4. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет оптимизации гидравлически потрер и перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных. 4 масть 5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения. 4 масть 6. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечение перспективных приростов тепловых нагрузок. 4 масть 7. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса. 4 масть 8. Строительство и реконструкция и и техническому перевооружению систем потребления масть 8. Строительство и реконструкция и и техническому перевооружению систем потребления чеплоснабжения и (или) изменением схемы присоединения систем ГВС потребителей. 4 масть 9. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению систем потребления теплоснабжения и (или) изменением схемы присоединения систем ГВС потребителей. 4 масть 9. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению систем потребления теплоснабжения и (или) изменением схемы присоединения систем ГВС потребителей. 4 масть 8. Строительных установок и максимального потребления теплосносителя теплоносителя теплоносителя теплоносителя теплоносителя в перспектив зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии. 4 масть 1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в перспектив зонах действия систем теплоснабжения и источн

	175
ГЛАВА 11. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ	E 6 В 175 178 вой 181 4. 181 190 190 я, 192 195 ых
мероприятий, без проведения мероприятий и тарифа альтернативной котельной	
(ОРГАНИЗАЦИЙ)	196
ЧАСТЬ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ. ЧАСТЬ 2. РАСПОЛОЖЕНИЕ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ГОРОДЕ. ЧАСТЬ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ, ПЛАНИРУЕМЫХ К ВВОДУ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ В СООТВЕТСТВИИ СО СХЕМОЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ЧАСТЬ 4. РЕЕСТР ЗОН ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ВЫБОРА ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ (ЕТО), ОПРЕДЕЛЁННЫХ В КАЖДОЙ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ИЗОЛИРОВАННОЙ ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕ	196 196 196 Ения.
	196 196
ГЛАВА 13. ИЗМЕНЕНИЯ, ВЫПОЛНЕННЫЕ ПРИ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ	100
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА 2016ГОД	198
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	201
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	206
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	222
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	224
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	228
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	229

Введение

Настоящая пояснительная записка представляет собой отчетную документацию по обосновывающей части Схемы теплоснабжения городского округа Черноголовка на период до 2032 года включительно.

Цель работы:

- охрана здоровья населения и улучшение качества жизни населения путём обеспечения бесперебойного и качественного теплоснабжения;
- повышение энергетической эффективности путём оптимизации процессов производства, транспорта и распределения;
- снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- обеспечение доступности теплоснабжения для потребителей за счёт повышения эффективности деятельности организаций, осуществляющих производство, транспорт и распределение тепла;
- обеспечение развития централизованных систем теплоснабжения путём развития эффективных форм управление этими системами, привлечение инвестиций и развитие кадрового потенциала организаций, осуществляющих производство, транспорт и сбыт тепла.

Документарная основа для разработки Схемы теплоснабжения:

- Генеральный план городского поселения Черноголовка;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
- Приказ Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2012 г. № 565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения»;
- Федеральный закон № 131 «Об общих принципах организации самоуправления в Российской Федерации» от 06.1-2003. Принят Государственной Думой Российской Федерации 16.09.2003 г. Одобрен Советом Федерации 24.09.2014;
- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190 «О теплоснабжении»;
- Федеральный закон от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» в части внесения изменений в закон «О теплоснабжении»;
- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Свод правил СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»;
- Постановление Правительства Российской Федерации № 452 от 16.05.2014 г. «Правила определения плановых и расчёта фактических значений показателей надёжности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений»;
- Закон Московской области от 24.07.2014 г. № 106/2014-ОЗ «О перераспределении полномочий между органами местного самоуправления и органами государственной власти Московской области»;

Согласно Техническому Заданию, Схема теплоснабжения разработана с применением следующих принципов:

- обеспечение безопасности и надёжности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;
- обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учётом требований, установленных федеральными законами;
- соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- минимизация затрат на теплоснабжение в расчёте на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;
- обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- согласованность Схемы теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения.

В соответствии с п.24 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 «О Требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», схема теплоснабжения, актуализируемая с 15.04.2016 до 15.04.2017, разрабатывается на срок с 2017 по 2032 годы.

Общие сведения о муниципальном образовании «Городской округ Черноголовка»

Городской округ Черноголовка расположен к северо-востоку от Москвы, на расстоянии 40 км от МКАД, к северо-востоку от автомобильной дороги федерального значения A-107 «Московское малое кольцо».

Городской округ Черноголовка образован в соответствии с Законом Московской области № 61/2005-O3 «О статусе и границе городского округа Черноголовка».

Городской округ Черноголовка граничит с территориями следующих муниципальных образований:

- на севере с территориями сельского поселения Огудневское Щёлковского муниципального района;
- на северо-востоке с территориями городского поселения Фряново Щёлковского муниципального района;
- на востоке, юго-востоке с территориями сельского поселения Мамонтовское Ногинского муниципального района;
- на юге, юго-западе с территориями сельского поселения Ямкинское Ногинского муниципального района;
- на западе, северо-западе с территориями сельского поселения Огудневское Щёлковского муниципального района.

Согласно данным Генерального плана, в состав городского округа Черноголовка входит 10 населённых пунктов: город Черноголовка, деревня Афанасово-3, деревня Беседы, деревня Ботово, хутор Горячевка, село Ивановское, село Макарово, деревня Старки, деревня Стояново, деревня Якимово. Площадь территории городского округа Черноголовка составляет 6 168 га.

Городской округ Черноголовка является опорным населенным пунктом, входящим в состав Мытищинско-Пушкинско-Щелковской городской устойчивой системы расселения, находящейся в восточном секторе Московской области.

В состав данной системы расселения входят: г.Мытищи, г.Королев, г.Юбилейный, г.Пушкино, г.Ивантеевка, г.Щелково, г.Фрязино, г.Черноголовка, г.Красноармейск, поселки городского типа Софрино, Свердловский, Лесной, Правдинский, дачные поселки Ашукино, Болшево, Заветы Ильича, Загорянский, Клязьма, Зеленоградский, Мамонтовка.

Планировочными осями Мытищинско-Пушкинско-Щелковской городской устойчивой системы расселения являются сложившиеся транспортные связи и транспортные коридоры восточного направления: автодороги «Холмогоры», Щелковское шоссе, Красноармейское шоссе, Осташковское шоссе, часть Фряновского шоссе, Ярославское направление МЖД, и в широтном направлении - Московское Малое Кольцо.

Согласно данным генерального плана, по сочетанию климатических показателей и положению территория городского округа Черноголовка относится к II-в строительно-климатическому району в зоне нормальной влажности (таблица.1.).

Таблица 1 Общая характеристика действующих метеорологических параметров и рекомендации для строительно-климатического района II-в

Характеристика действующих метеорологических параметров

Характеристика действующих метеорологических параметров					
Среднемесячная температура января, С°	от — 4 до — 14				
Средняя скорость ветра за 3 зимних месяца, м/с	5 и более				
Среднемесячная температура июля, С ^о	от + 12 до + 21				
Среднемесячная относительная влажность воздуха, %	75 и более				

Климат территории умеренно-континентального типа, с характерными вторжениями арктического и тропического воздуха. Средняя годовая температура воздуха составляет +4,2°C. Для региона характерны относительно холодная зима и умеренно теплое лето. При этом средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца +24°C, средняя минимальная наиболее холодного -15°C. Абсолютный максимум температур в данном районе составил +36,0°C (1938, 1972, 1981 г.), абсолютный минимум -45,0°C (1940 г.).

Среднемесячная скорость ветра в данном районе составляет от 1,6 до 2,7 м/с, в среднем за год - 2,2 м/с. Повторяемость направлений ветра представлена в таблице 2.7.2. За год в 13% наблюдений отмечаются штили. Преобладающими в годовом ходе являются южные и юго-западные ветры, отличающиеся более высокими скоростями, как в летний, так и в зимний периоды. По данным наблюдений скорость ветра 5% обеспеченности составляет 5 м/с.

Таблица 2 Характеристики ветра по направлениям

Период	Румбы направлений ветра							
	C	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	3	<i>C</i> 3
	Повторяемость направлений ветра (%)							
Год	14 6 8 10 17 17 15 13							
	Средняя скорость ветра по направлениям (м/с)							
январь	2,5 2,2 2,0 2,4 2,7 2,7 2,9 3,0							
июль	2,1	1,8	1,6	1,9	2,1	2,1	2,1	2,1

По данным Генерального плана городского округа Черноголовка Московской области и материалам по обоснованию Генерального плана численность постоянного населения городского округа Черноголовка на 01.01.2015 г. составила 23179 человек, в том числе городское население — 23179 человек.

Распределение населения по населенным пунктам городского округа Черноголовка приводится в таблице 3:

Таблица З Численность населения МО "Городской округ Черноголовка"

№ <u>№</u> п/п	Наименование	Административный статус (деревня, село, поселок и т.п.)	Численность населения, чел.
1.	Черноголовка	город	21 600
2.	Афанасово-3	деревня	75
3.	Ботово	деревня	189
4.	Беседы	деревня	17
5.	Горячевка	хутор	6
6.	Ивановское	село	48
7.	Макарово	село	1 140

№№ п/п	Наименование	Административный статус (деревня, село, поселок и т.п.)	Численность населения, чел.
8.	Старки	деревня	5
9.	Стояново	деревня	26
10.	Якимово	деревня	73
	Итого		23 179

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

Часть 1 Существующие зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

1.1 Описание административного состава поселения, городского округа с указанием на единой ситуационной карте границ и наименований территорий, входящих в состав.

Городской округ Черноголовка расположен к северо-востоку от Москвы, на расстоянии 40 км от МКАД, к северо-востоку от автомобильной дороги федерального значения A-107 «Московское малое кольцо».

Городской округ Черноголовка образован в соответствии с Законом Московской области № 61/2005-ОЗ «О статусе и границе городского округа Черноголовка».

Картографическое описание границы городского округа Черноголовка приводится в приложении к указанному закону Московской области.

Согласно данным Генерального плана, в состав городского округа Черноголовка входит 10 населённых пунктов. Распределение по населенным пунктам городского округа Черноголовка приводится в таблице 4:

Таблица 4 Административно-территориальное деление

№ <u>№</u> п/п	Наименование	Административный статус (деревня, село, поселок и т.п.)	Наличие централизо- ванного теплоснабже- ния (+/-)
1.	Черноголовка	город	+
2.	Афанасово-3	деревня	-
3.	Ботово	деревня	+
4.	Беседы	деревня	-
5.	Горячевка	хутор	-
6.	Ивановское	село	-
7.	Макарово (воинская часть)	село	+
8.	Старки	деревня	-
9.	Стояново	деревня	-
10.	Якимово	деревня	-

1.2 Перечень лиц, владеющих на праве собственности или другом законном основании объектами централизованной системы теплоснабжения, с указанием объектов, принадлежащих этим лицам.

Основным источником централизованного теплоснабжения является котельная «Центральная», находящаяся на балансе МУП «Управление эксплуатации». В настоящее время котельная «Центральная» отпускает тепло на жилищно-коммунальный сектор, соц-

культбыт и научно-исследовательские институты и предприятия. МУП «Управление эксплуатации» эксплуатирует четыре центральных тепловых пункта (ЦТП) от котельной «Центральная». Котельная «Центральная» расположена по улице Технической, находится в удовлетворительном состоянии.

Котельная воинской части 58172 в селе Макарово принадлежит Министерству обороны РФ и находится на балансе ГУ ЖКХ

Теплоснабжение 2 жилых 8-квартирных зданий в деревне Ботово осуществляется от газовой котельной. Котельная с 2015 года находится на балансе МУП «УЭ». Система теплоснабжения зависимая, горячее водоснабжение не осуществляется.

1.3 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетвых организаций. Схема поселения, городского округа с указанием зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

На территории городского округа в сфере теплоснабжения осуществляет деятельность 2 организации:

МУП «Управление Эксплуатации» (далее МУП «УЭ») – г. Черноголовка и д. Ботово (с середины 2015 года).

ГУ «ЖКХ» (Министерство обороны) – д. Макарово (Ногинск-4). Функциональная структура теплоснабжения представлена на рисунке 1.

Зоны деятельности организаций показаны на рисунке 1.



Рисунок 1 Функциональная структура теплоснабжения городского округа

До 2015 года котельная д. Ботово находилась на балансе МУП «СЕЗ ЖКХ», В 2016 году планируется вывод из эксплуатации котельной в д. Ботово. На момент 2015 года газовая котельная обеспечивала теплом два 8-квартирных здания. После вывода из эксплуатации котельной, потребители будут использовать индивидуальные газовые котлы.

Котельная «Центральная» предназначена для покрытия нагрузок на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение Институтов РАН, жилого поселка, больничного городка и объектов коммунального хозяйства.

Котельная в с. Макарово обеспечивает тепловой энергией жилые и административные здания военного городка Ногинск-4 (с. Макарово).

1.4 Ситуационная схема зон действия источников централизованного теплоснабжения поселения, городского округа относительно потребителей с указанием мест расположения, наименований и адресов источников тепловой энергии. Описание зоны действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, указанных на ситуационной схеме. Описание зон действия котельных, указанных на ситуационной схеме.

Централизованное теплоснабжение городского округа осуществляется от 3 котельных.

На момент 2015 года централизованным теплоснабжением обеспечен весь многоквартирный жилищный фонд, часть индивидуальной жилой застройки, научные институты, предприятия и коммунально-складская зона города Черноголовки, среднеэтажная застройка села Макарово и два восьмиквартирных дома в д. Ботово.

Основным источником централизованного теплоснабжения является котельная «Центральная», находящаяся на балансе МУП «Управление эксплуатации». В настоящее время котельная «Центральная» отпускает тепло на жилищно-коммунальный сектор, соцкультбыт и научно-исследовательские институты и предприятия порядка 130,58 Гкал/час.

Котельная «Центральная» расположена по улице Технической, находится в удовлетворительном состоянии, оборудована двумя котлами ДКВР - 20/13, одним ДЕ-25/14, и двумя водогрейными котлами ПТВМ-100. Один из котлов ДКВР - 20/13 переведён в водогрейный режим в 2006 году, а в 2009 году произведён капремонт котла ПТВМ-100. Все котлы установлены в 1978 году, кроме ДЕ-25/14, который был введён в эксплуатацию в 1994 г. Установленная тепловая мощность котельной составляет 236,855 Гкал/час.

Основные тепловые сети проложены подземно по городским улицам Центральная, Солнечная, Коммунальная и другим. Протяжённость тепловых сетей эксплуатируемых МУП «Управление эксплуатации» по городскому округу Черноголовка порядка 26,02 км.

МУП «Управление эксплуатации» эксплуатирует четыре центральных тепловых пункта (ЦТП) от котельной «Центральная».

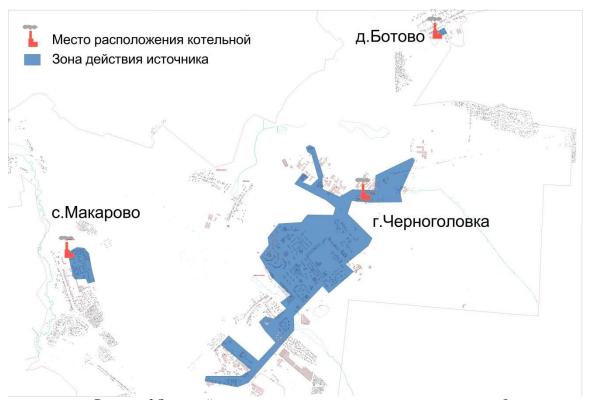


Рисунок 2 Зоны действия источников централизованного теплоснабжения

Теплоснабжение 2 жилых зданий в деревне Ботово осуществляется от газовой котельной. На котельной установлены два водогрейных котла ACV N3, производительностью 0,05 Гкал/час каждый. Основным видом топлива на котельной является природный газ. Использование резервного топлива на котельной не предусмотрено. Установленная мощность котельной дер. Ботово составляет 0,1 Гкал/час. Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исполнении составляет 114,2 м. Система теплоснабжения зависимая, горячее водоснабжение не осуществляется. С 2015 года котельная в деревне Ботово находится на балансе МУП «УЭ».

В 2016 году планируется вывод из эксплуатации котельной в д. Ботово. На момент 2015 года газовая котельная обеспечивала теплом два 8-квартирных здания. После вывода из эксплуатации котельной, потребители будут использовать индивидуальные газовые котлы.

Котельная воинской части в селе Макарово обеспечивает потребности в тепле двухэтажной капитальной и среднеэтажной жилой застройки. Котельная расположена в с. Макарово в военном городке (Ногинск-4). Котельная принадлежит Министерству обороны РФ и находится на балансе ГУ ЖКХ.

Дата ввода в эксплуатацию - 2004 год. На котельной установлено три водогрейных котла КВГМ 2,5-115, производительностью 2,5 Гкал/ч каждый. Установленная мощность котельной с. Макарово составляет 7,5 Гкал/час. Система теплоснабжения зависимая, горячее водоснабжение осуществляется по закрытой схеме. Общая протяженность присоединенных к котельной тепловых сетей составляет 9,344 км. Протяженность сетей центрального отопления составляет 6,565 км. Протяженность сетей горячего водоснабжения составляет 2,779 км.

На территории МО «Городской округ Черноголовка» источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии отсутствуют.

1.5 Описание зон действия производственных источников тепловой энергии.

На территории городского округа функционируют 4 производственные котельные. В южной части города Черноголовка расположены две производственные котельные. Одна котельная, расположенная по ул. Коммунальная, законсервирована, вторая обеспечивала тепловой энергией промышленные объекты группы предприятий «ОСТ», тоже законсервирована.

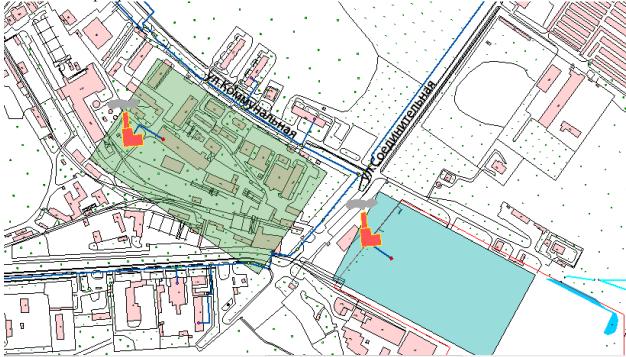


Рисунок 3 Котельные группы предприятий "ОСТ"

Так же на территории ИФАВ РАН и ИПТМ РАН находятся собственные котельные.

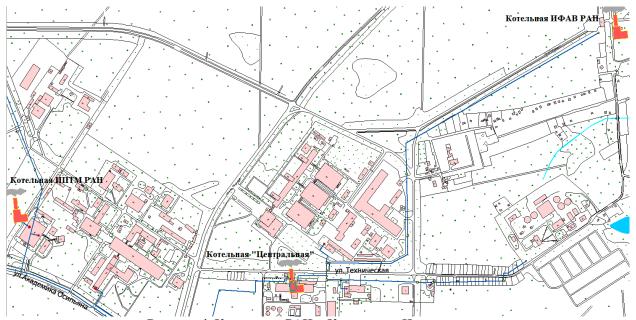


Рисунок 4 Котельные РАН и Котельная «Центральная»

Так же на рисунке 4 обозначена котельная «Центральная» - источник тепловой энергии для г. Черноголовка.

1.6 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения.

Из таблицы 5 видно, что 7 населенных пунктов МО «Городской округ Черноголовка» не имеют централизованного теплоснабжения и являются зонами индивидуального теплоснабжения.

Таблица 5 Зоны действия индивидуального (децентрализованного теплоснабжения)

<u>№№</u> п/п	Наименование	Административный статус (деревня, село, поселок и т.п.)	Наличие централизо- ванного теплоснабже- ния (+/-)
1	Афанасово-3	деревня	-
2	Беседы	деревня	-
3	Горячевка	хутор	-
4	Ивановское	село	-
5	Старки	деревня	-
6	Стояново	деревня	-
7	Якимово	деревня	-

Согласно данным генерального плана городского округа Черноголовка, теплоснабжение индивидуальных жилых домов на территории городского округа Черноголовка осуществляется децентрализовано, в основном от ёмкостных водонагревателей типа АГВ (аппаратов отопительных газовых бытовых с водяным контуром). Часть населения в индивидуальных жилых домах, а также в садово-дачных объединениях граждан для нужд отопления и приготовления горячей воды используют установки, работающие на твёрдом и жидком топливе, либо от электроэнергии.

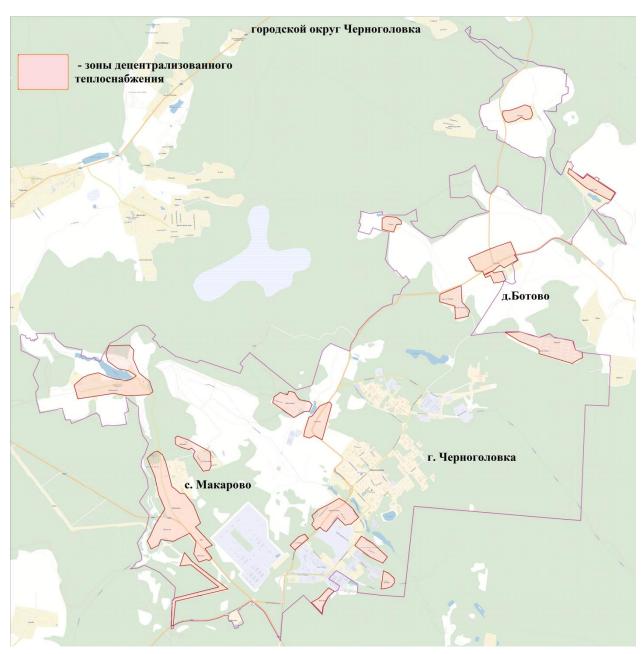


Рисунок 5 Зоны действия децентрализованного теплоснабжения

Часть 2. Источники тепловой энергии

На территории МО «Городской округ Черноголовка» существует 3 зоны централизованного теплоснабжения и 3 источника тепловой энергии.

2.1 Структура основного оборудования

г. Черноголовка

На момент 2015 года централизованным теплоснабжением обеспечен весь много-квартирный жилищный фонд, часть индивидуальной жилой застройки, научные институты, предприятия и коммунально-складская зона города Черноголовки.

Основным источником централизованного теплоснабжения является котельная «Центральная», находящаяся на балансе МУП «УЭ» В настоящее время котельная «Центральная» отпускает тепло на жилищно-коммунальный сектор, соцкультбыт и научно-исследовательские институты и предприятия порядка 130,6 Гкал/час.

Таблица 6 Состав котлового оборудования котельной г. Черноголовка

№ п/п	Тип котла	Марка	Установленная мощность, Гкал/час	Вид топли- ва/резервн. Топливо	Год уста- новки
		Котельная «Цен	тральная», г. Черн	оголовка	
1	водогрейный	ПТВМ 100	100	Природный газ/мазут	1978
2	водогрейный	ПТВМ 100	100	Природный газ/мазут	1978
3	водогрейный	ДКВР-20/13	11,34	Природный газ/мазут	1978
4	паровой	ДКВР-20/13	11,34	Природный газ/мазут	1978
5	паровой	ДЕ-25/14	14,175	Природный газ/мазут	2010

Режимные карты работы котлов, описанных в таблице 6 представлены в Приложении 1.

Тепловая энергия расходуется на нужды отопления, горячего водоснабжения и вентиляции. Производство пара только на собственные нужды котельной.

Объект введен в эксплуатацию в 1978 году. Центральная котельная принадлежит МУП «УЭ».

На котельной установлены два водогрейных котла ПТВМ 100 производительностью 100 Гкал/ч каждый, водогрейный котел ДКВР 20/13 производительностью 11,34 Гкал/ч, паровой котел ДКВР 20/13 производительностью 11,34 Гкал/ч, паровой котел ДЕ 25/14 производительностью 14,175 Гкал/ч.

Водогрейные и паровые котлы установлены в агрегатной компоновке.

- В состав котлоагрегата ПТВМ 100 входит: башенный котел с газомазутной толкой, вентиляторы Ц9-57 №5 12шт и дымовая труба с отметкой верха 55м, расположенная на котле.
- В состав котлоагрегата ДКВР 20/13 входит: паровой котел с газомазутной топкой, экономайзер системы ВТИ Н=808 кв. м, дымосос Д-13,5 и дутьевой вентилятор ВД-10.

Паровые котлы ДКВР 20/13 и ДЕ 25/14, а также водогрейный котел ДКВР 20/13 подключены к кирпичной дымовой трубе высотой 60м и диаметром 2100 мм.

Основным топливом для котельной служит газ, резервным — мазут. Мазутное хозяйство представлено двумя резервуарами объемом $750 \,\mathrm{m}^3$.

Теплоносителем для систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения является перегретая вода, температурный график 115°C/70°C.

Время работы системы - круглогодично. В летний период возможно отключение водогрейных котлов ПТВМ 100 и включение в работу в водогрейном режиме котла ДКВР 20/13

Установленное в котельной оборудование и схема его работы обеспечивают равномерную загрузку паровых и водогрейных котлов.

Тепловая схема котельной предусматривает отпуск потребителям перегретой воды. Котельная работает на сеть со смешанным водоразбором на горячее водоснабжение.

Регулирование отопительно-вентиляционной нагрузки – центральное, количественно-качественное (на входе в тепловую сеть изменяют и температуру, и расход теплоносителя).

Вся вода проходит I ступень Na-катионирования; затем вода, идущая на подпитку теплосети, направляется в подогреватели и деаэратор, а добавок питательной воды проходит дополнительно II ступень Na-катионирования с нитратированием. Деаэрация подпиточной воды предусматривается в барботажных деаэраторах атмосферного типа (с подачей пара).

Таблица 7 Характеристики оборудования котельной Центральная

	нца 7 Характеристики оборудования котельной Центральная			
No	Наименование оборудования	Техническая характеристика	Количество единиц оборудо-	
п/п		оборудования	вания в котельной (шт.)	
1	2	3	4	5
1.	Котел ДКВР-20/13 №1 реконструированный и пе-	$G=430-620 \ m/q$	1	
	реведенный в водогрейный режим	$P=6-8 \ \kappa cc/cm^2$		
		$t=70-95^{0} C$		
2.	Котел ДКВР-20/13 №2 на реконструкции, в стадии	$D=20 \ m/q$	1	
	перевода в водогрейный режим	P=13 amu		
3.	Водяной экономайзер ЭП1-808 котла ДКВР 20/13	$F=808 \text{ M}^2$	2	
	№1 и №2	$G=20-39 \ m/q$		
4.	Вентилятор дутьевой ВД-10 котла ДКВР 20/13 №1	$G = 24000 \text{M}^3/\text{y}$	2	
	и №2	H = 130 мм.в.ст.		
5.	Дымосос Д-13,5 котла ДКВР 20/13 №1 и №2	$G = 50000 \text{M}^3/\text{y}$	2	
		H=75 мм.в.ст.		
6.	Котел <i>ДЕ-25-14ГМ</i> паровой	G = 25m/q	1	
	•	P=14 ama		
7.	Водяной экономайзер <i>ВЭ-IX-20n</i> котла ДЕ-25/14 №3	$F=808 \text{ m}^2$	1	
8.	Вентилятор дутьевой <i>ВДИ-11,2</i> котла ДЕ-25/14 №3	$G = 27650 \text{ m}^3/\text{y}$	1	
9.	Дымосос ДИ-12,5 котла ДЕ-25/14 №3	$G = 39100 \text{ m}^3/\text{y}$ $H = 343 \text{ k2c/m}^2$	1	
10.	Сепаратор непрерывной продувки №1 и №2	$F=0.7 \mathrm{M}^3$	2	
11.	Теплообменник ЭТ-009-16-11 пластинчатый сепа-	P=16 кгс/см ²	1	
	раторов непрерывной продувки	$Q=100~\kappa Bm$		
12.	Расширитель К-261694 периодической продувки	D=2000мм	1	
	1 specific representations	$V=7.5 \text{ m}^3$		
13.	Редукционная установка РОУ	G = 60 m/y	1	
		P1/P2=13/6 ama		

$N_{\underline{0}}$	Наименование оборудования	Техническая характеристика	Количество единиц оборудо-	
Π/Π		оборудования	вания в котельной (шт.)	
1	2	3	4	5
14.	Кирпичная дымовая труба №1 Н=60 м	<i>Dвн=4,0</i> м	1	
	2	<i>Dнар=5,5 м</i>		
15.	Насос <i>ЦНСГА-38-176</i> питательный №1	$G = 38 \text{M}^3/\text{y}$	1	
		Н=176м.		
<i>16</i> .		$G = 60 \text{M}^3/\text{y}$	1	
	Насос ЦНСГ 60-231 питательный №2	Н=231 м.		
<i>17</i> .	Насос ЦНСГ 60-231 питательный №3	$G = 60 \text{M}^3/\text{y}$	1	
		H=231 м.		
18.	Котлы ПТВМ-100 водогрейные №1 и №2	<i>Q=100 Гкал/ч</i>	2	
	-	$P=16 \ amu; \ T=150^{0}C$		
19.	Вентиляторы ВЦ-14-46-5 дутьевые котлов ПТВМ-	$G = 10000 \text{m}^3/\text{y}$	24	
	100 №1 и №2	H=150мм. в.ст.		
20.	Металлическая дымовая труба №2 котла ПТВМ-	D=3,2 м	1	
	100 №1	Н=40 м		
21.	Металлическая дымовая труба №3 котла ПТВМ-	D=3,2 м	1	
	100 №2	Н=33 м		
22.	Насос НКУ-250 циркуляционный №1 и №2	$G = 250 \text{ m}^3/\text{y}$	2	
		Н=30 м.		
23.	Насос 1Д-1250/125а сетевой воды №1 и №3	$G = 1250 \text{ m}^3/\text{q}$	2	
		Н=125м.		
24.	Насос <i>Д-1250/125</i> сетевой воды №2	$G = 1250 \text{ m}^3/\text{y}$	1	
		Н=125м.		
25.	Насос <i>Etanorm RS 200-500</i> сетевой воды летнего	$G = 400 \text{m}^3/\text{y}$	2	
	режима №1 и №2	Н=90м.		
26.	Деаэраторы атмосферные №1 и №2 подпиточной	$V=90 \text{ M}^3$	2	
	воды, с колонками <i>ДСА-200</i> и баками <i>21 МВН 746-</i>	G = 200 m/y		
	64			
27.	Деаэратор атмосферный №3 питательной воды, с	$V=50 \text{ M}^3$	1	
	колонкой $\mathcal{L}CA$ -75 и баком TM -7	G = 75 m/q		

№	Наименование оборудования	Техническая характеристика	Количество единиц оборудо-	
п/п		оборудования	вания в котельной (шт.)	
1	2	3	4	5
28.	Насос-дозатор НД100/10 раствора нитратов №1 и	$G = 100 \pi/q$	2	
	<u>№</u> 2	<i>H</i> =100м.		
29.	Насосная установка 7,5-1 Willo (4 насоса) подпи-	$G = 180 \text{ m}^3/\text{q}$	1	
	точной воды с системой управления	Н=25 м		
<i>30</i> .	Hacoc <i>Etaline-GN 65-250</i> подпиточной воды №2 и	$G = 75 \text{ M}^3/q$	2	
	№3	Н=30 м.		
31.	Насос <i>КР-150 «ГРУНДФОС»</i> конденсатный, соле-		1	
	вого подвала			
32.	Насос <i>XM 32-20-125К-5</i> перекачки раствора соли	$G = 3.2 \text{M}^3/\text{y}$	1	
	№1 из бункера-заборника	Н=20 м		
33.	Насос <i>АХ 3/15К-С</i> перекачки раствора соли №2 из	$G = 3.0 \text{M}^3/\text{y}$	12	
	бункера-заборника	H=15 м		
34.	Насос 2К-6Б перекачки раствора соли из бака мер-	$G = 30 \text{M}^3/\text{y}$	2	
	ника	$H=34~\mathrm{M}$		
<i>35</i> .	Фильтр <i>K-2841-68</i> Na- катионитовый 1 ступени №	d 3400	4	
	2, 3, 4, 5	<i>Нсл</i> =2500 мм		
<i>36</i> .	Насос КХМ-20/30 повышения давления XOB на II	$G = 30 \text{M}^3/\text{y}$	2	
	ступень	$H=34~\mathrm{M}$		
<i>37</i> .	Фильтр <i>В-10386</i> Na- катионитовый II ступени №1	d 1000	2	
	и №2	<i>Нсл=2000 мм</i>		
38.	Подогреватель ЭТ-0205-10-27 водоводяной пла-	$P=10 \ \kappa c c/c M^2$	2	
	стинчатый I ступени №1 и №3	$Q=1350 \ \kappa Bm$		
		$F = 6.5 \text{ m}^2$		
39.	Подогреватель ПВ 273х1,5-1,0-БП 2 УЗ водоводя-	$F=10.4 \text{ m}^2$	2	
	ной 2-х секционный I и 2 ступеней №2			
40.	Подогреватель ЭТ-0205-10-45 водоводяной пла-	$P=10 \ \kappa c c/c M^2$	1	
	стинчатый 2 ступени №1	$Q=2404 \kappa Bm$		
		$F = 10,14 \text{ m}^2$		
41.	Подогреватель ЭТ-0205-10-41 водоводяной пла-	$P=10 \ \kappa c/c m^2$	1	

$N_{\underline{0}}$	Наименование оборудования	Техническая характеристика	Количество единиц оборудо-	
п/п		оборудования	вания в котельной (шт.)	
1	2	3	4	5
	стинчатый 2 ступени №3	$Q=2404 \kappa Bm$ $F=10,14 \kappa^2$		
42.	Подогреватель <i>МВН-2052-33</i> водоводяной 5 секционный 3 ступени №1 и №2	$F=20.6 \text{ m}^2$	2	
43.	Бак-аккумулятор подпиточной воды №1 и №2	$V=1000 \text{ M}^3$	2	
44.	Резервуар мазута полуподземный №1 и №2	$V = 1000 \text{ m}^3$	2	
45.	Насос 3-х винтовой 3В-4/25 для подачи мазута в ко- тельную №1	$G = 6,4 \text{м}^3/$ час $P = 25 \kappa \text{гс/см}^2$ 2900 об/мин	1	
46.	Насос 3-х винтовой <i>3В-16/25</i> для подачи мазута в котельную №2 и №3	$G = 22 \text{ m}^3/\text{час}$ $P = 25 \text{ кгс/см}^2$ $N = 22 \text{ кBm}$	2	
47.	Насос <i>Ш40-6-18</i> циркуляционный шестереночный №1 и №2	$G = 18 \text{ m}^3/\text{uac}$ $P = 4 \text{ kzc/cm}^2$ N = 5,5 kBm	2	
48.	Подогреватель мазута паровой <i>ПМ-40-15</i> №1, 2, 3, 4	$G = 15m^3/4ac$ $P = 40 \ \kappa cc/cm^2$	4	
49.	Насос центробежный <i>1,5К-8/18</i> дренажный №1 и №2	$G = 9 \text{ M}^3/\text{4ac}$ $P = 1.8 \text{ K2C/CM}^2$ $N = 1.1 \text{ KBm}$	2	
50.	Фильтр <i>ФМ 25-30-5</i> грубой очистки мазута №1, 2, 3, 4, 5	$G = 30 \text{ m}^3/\text{чac}$ $P = 25 \kappa \text{cc/cm}^2$	5	
51.	Фильтр <i>ФМ 25-30-40</i> тонкой очистки мазута №1, 2, 3, 4	$G = 30 \text{ m}^3/\text{uac}$ $P = 25 \text{ kzc/cm}^2$	4	
52.	Фильтры газовые стальные №1 и №2	Ø 1000 мм	2	
53.	Узел учета потребления газа с байпасом и корректором	G 2500 FLUXI NM, SEVC-D,	1	

No	Наименование оборудования	Техническая характеристика	Количество единиц оборудо-	
Π/Π		оборудования	вания в котельной (шт.)	
1	2	3	4	5
		СГ-16-200		
<i>54</i> .	Газовое оборудование ниток редуцирования ГРП	РДУК-2-200/140	2	
	среднего давления №1, 2	ПКВ-200		
		ПСК-50		
55.	Газовое оборудование нитки редуцирования ГРП	РДУК-2-200/105	1	
	низкого давления №3	ПКН-200		
		ПСК-50		
56.	Газовое оборудование котла ДКВР-20/13 №1 и №2	ЭПЗК-200	2	
<i>57</i> .	Газовое оборудование котла ДЕ-25/14 №3	ЭПЗК-100	1	
58.	Газовое оборудование котла ПТВМ-100 №1 и №2	ЭПЗК-200	2	
59.	Газогорелочные устройства ГМГБ – 5,6 котлов	650 м³/ч	6	
	ДКВР-20/13 №1 и №2	$500~\kappa$ гс/ ${\it M}^2$		
60.	Газогорелочное устройство ГМП – 16 котла ДЕ-	1880 м³/ч	1	
	25/14	2500 κε c/m^2		
61.	Газогорелочные устройства ДКЗ – 7,7 котлов	900 м³/ч	24	
	ПТВМ-100 №1 и №2	2500 кгс/м ²		

Из деаэраторов вода после охлаждения до 70°С подается подпиточной установкой, состоящей из 4х насосов, на подпитку тепловой сети или же на заполнение баковаккумуляторов (2 резервуара емкостью по 1000 куб. м каждый), установленных для снятия «пиков» нагрузки горячего водоснабжения. Поданная в сеть подпиточная вода восполняет теплоноситель, разобранный в системе открытого водоразбора и поддерживает постоянное давление в обратной сети 2,5 кгс/см².

Питательная вода из деаэраторов с температурой 102-104°C подается питательными насосами в котлоагрегаты для выработки пара.

с. Макарово, Воинская часть

Котельная расположена в с. Макарово в военном городке Ногинск-4. Котельная принадлежит Министерству обороны РФ и находится на балансе ГУ ЖКХ. Дата ввода в эксплуатацию - 2004 год.

На котельной установлено три водогрейных котла КВГМ 2,5-115 производительностью 2,16 Гкал/ч каждый.

Химически подготовленная вода поступает в подогреватели и деаэратор (таблицы 12-13).

Таблица 11 Состав котлового оборудования котельной Воинской части

№ п/п	Тип котла	Марка	Установленная мощность, Гкал/час	Вид топли- ва/резервн.топливо	Год уста- новки
	Котельная воинской части с. Макарово				
1	1 водогрейный КВГМ2,5x115 2,5		2,5	Природный газ/нет	2004
2	водогрейный	КВГМ2,5х115	2,5	Природный газ/нет	2004
3	водогрейный	КВГМ2,5х115	2,5	Природный газ/нет	2004

Таблица 12 Характеристики деаэратора

Тип, марка	ДЩ(С)-3
Объем, м3	0,056
Завод-изготовитель	Предприятие «КВАРК»
Год изготовления	02.07.2003
Год ввода в эксплуатацию	2004
Год последнего ремонта не проводился	не проводился

Таблица 13 Характеристики подогревателей

<u>№</u> п/п	Тип (скоростной), марка	Производи- тельность, Гкал/ч	Завод- изготовитель	Год выпуска	Год ввода в эксплуата- цию
1	скоростной ПВРУ 219-1,5- 1.0	5,43	ООО "БОЙЛЕР"	2003	2002
2	скоростной ПВРУ 219-1,5- 1.1	5,43	ООО "БОЙЛЕР"	2003	2003
3	скоростной ПВРУ 114-1,5- 1,0	1,35	ООО "БОЙЛЕР"	2011	2011
4	скоростной ПВРУ 114-1,5- 1,1	1,35	ООО "БОЙЛЕР"	2011	2011

№ п/п	Тип (скоростной), марка	Производи- тельность, Гкал/ч	Завод- изготовитель	Год выпуска	Год ввода в эксплуата- цию
5	скоростной ПВРУ 114-1,5- 1,2	1,35	ООО "БОЙЛЕР"	2011	2011
6	скоростной ПВРУ 114-1,5- 1,3	0,9	ООО "БОЙЛЕР"	2011	2011

Состав насосного оборудования представлен в таблице 14.

Таблица 14 Характеристики насосного оборудования

Таблица 14 Характеристики насосного оборудования								
Назначение	Тип, марка	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Производительность , м3/час	Напор	Тип, марка электродвигателя	Мощность, кВт	Число оборотов, об/мин.
Сетевой зимний	KM100- 65-200	2003	2004	100	50	A180M2	30	2940
Сетевой зимний	KM100- 65-200	2003	2004	100	50	A180M2	30	2940
Сетевой зимний	KM100- 65-200	2003	2004	100	50	A180M2	30	2940
Сетевой летний	KM100- 80-160	2003	2004	100	32		15	2900
Рециркуляционный	КМ80-65- 160	2003	2004	50	32		7,5	2900
Рециркуляционный	КМ80-65- 161	2003	2004	50	32		7,5	2900
ГВС	КМЛ2- 40/160	2011	2011	23	10		2,2	2900
ГВС	КМЛ2- 40/160	2011	2011	23	10		2,2	2900
Исходной воды	КМЛ2- 40/130	2010	2010	12,5	15		1,5	2900
Исходной воды	КМЛ2- 40/130	2010	2010	12,5	15		1,5	2900
Подпиточный №1	KM50-32- 125	2010	2012	12,5	20	АИР 80В2ЖУ	2,2	2900
Подпиточный №2	К 65-50- 125	2011	2011	25	20		3	3000
Hacoc XBO	BK2/26A	2004	2004	7,2	26	АИР 100L	2,2	1000

Основным видом топлива на котельной является газ. Использование резервного топлива на котельной не предусмотрено.

Автоматика безопасности в комплекте средств управления типа «КСУ-ЭВМ- М».

Первичные приборы: ДМ,ДТ,МЭД,ТСП,МС2000,ТСУ.

Управляющие приборы: Б.01.ЭК,Б.02.ЭК,Б.03.УЭК

Исполнительный механизм: МЭО 25/100

Напряжение питания: 220 В, 50Гц

Котельная д. Ботово

Котельная расположена в деревне Ботово и отапливает два жилых дома.

На котельной установлено два водогрейных котла ACV N3 производительностью 0.05 Гкал/ч каждый.

Основным видом топлива на котельной является природный газ. Использование резервного топлива на котельной не предусмотрено.

Таблица 15 Состав котлового оборудования котельной д. Ботово

№ п/п	Тип котла	Марка	Установленная мощность, Гкал/час	Вид топлива/ резервн. топливо	Год уста- новки
Котель	ная д. Ботово				
1	водогрейный	ACV N3	0,05	Природный газ/нет	н/д
2	водогрейный	ACV N3	0,05	Природный газ/нет	н/д

В 2016 году планируется вывод из эксплуатации котельной в д. Ботово. На момент 2015 года газовая котельная обеспечивала теплом два 8-квартирных дома. После вывода из эксплуатации котельной, потребители будут использовать индивидуальные газовые котлы

2.2 Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Параметры установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии на 2015 год представлены в таблице 16.

Таблица 16 Установленная мощность оборудования источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника	Установленная мощность, Гкал/ч 2015 год
1	Котельная «Центральная»	236,855
	Котел водогрейный ПТВМ 100	100
	Котел водогрейный ПТВМ 100	100
	Котел водогрейный ДКВР-20/13	11,34
	Котел паровой ДКВР-20/13	11,34
	Котел паровой ДЕ-25/14	14,175
2	Котельная воинской части с. Макарово	7,5
	Котел водогрейный КВГМ2,5х115	2,5
	Котел водогрейный КВГМ2,5х115	2,5
	Котел водогрейный КВГМ2,5х115	2,5
3	Котельная дер. Ботово	0,1
	Котел водогрейный ACV N3	0,05
	Котел водогрейный ACV N4	0,05

2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Располагаемая мощность котельной в горячей воде «Центральная» составляет 190

Гкал/ч. Это объясняется тем, что Котел ДКВР-20/13 и Котел ДЕ-25/14 паровые.

Котел ДКВР-20/13 планируется перевести в водогрейный режим в 2017-2018 годах.

На котельной д. Ботово и д. Макарово установленная и располагаемая мощности совпадают.

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

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения и порядку и разработки и утверждения», «мощность источника тепловой энергии нетто» - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды представлен в таблице 1.2.4.1.

Таблица 17 Параметры тепловой мощности нетто и потребление тепловой энергии на собственные нужды

№	Вид тепловой мощности	Единица измере- ния	2015 год
	г. Черноголовка, «Центральная» кот	гельная	
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/час	189,048
2	Тепловая мощность на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,952
3	Потребление тепловой энергии на собственные нужды	%	0,50
	с. Макарово		
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/час	7,425
2	Тепловая мощность на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,075
3	Потребление тепловой энергии на собственные нужды	%	1,01
	д. Ботово		
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,099
2	Тепловая мощность на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,001
3	Потребление тепловой энергии на собственные нужды	%	1,01

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

Срок ввода в эксплуатацию котлового оборудования приведен в таблице ниже.

Таблица 18 Сроки ввода в эксплуатацию котельного оборудования

таолица	то сроки ввода в	эксплуатацию ко	тельного оборудовані	41/1	
№ п/п	Тип котла	Марка	Установленная мощность, Гкал/час	Вид топлива/резервн. топливо	Год уста- новки
		Котел	ьная «Центральная»		
1	водогрейный	ПТВМ 100	100	Природный газ/мазут	1978
2	водогрейный	ПТВМ 100	100	Природный газ/мазут	1978
3	водогрейный	ДКВР-20/13	11,34	Природный газ/мазут	1978
4	паровой	ДКВР-20/13	11,34	Природный газ/мазут	1978
5	паровой	ДЕ-25/14	14,175	Природный газ/мазут	2010
	_	Котельная в	оинской части с. Ман	карово	_

№ п/п	Тип котла	Марка	Установленная мощность, Гкал/час	Вид топлива/резервн. топливо	Год уста- новки
6	водогрейный	КВГМ2,5х115	2,5	Природный газ/нет	2004
7	водогрейный	КВГМ2,5х115	2,5	Природный газ/нет	2004
8	водогрейный	КВГМ2,5х115	2,5	Природный газ/нет	2004
		Коз	гельная д. Ботово		
9	водогрейный	ACV N3	0,05	Природный газ/нет	н/д
10	водогрейный	ACV N3	0,05	Природный газ/нет	н/д

Год последнего освидетельствования котлового оборудования на котельной «Центральная» - 2014 год.

2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

В городском округе Черноголовка источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствуют.

2.7 Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой энергии

Режимы работы котлоагрегатов котельной «Центральная» представлены в таблице 19.

Таблица 19 Режимы работы котлоагрегатов на котельной «Центральная»

Станцион- ный номер котла	Выработ- ка тепло- вой энер- гии кот- лом, Гкал	Число часов рабо- ты, ч	Средняя производи- тельность, Гкал/ч	Средняя загрузка котла в % от номи- нальной произво- дительности	Индивидуальный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии котлом, кгул/Гкал
			Январь		
ДКВР 20/13 водогрейный					
ПТВМ-100 №1 водо- грейный	30652,58	726	42,22	42,22	159,07
ПТВМ-100 №2 водо- грейный					
ДЕ 25/14 па- ровой	1799,4	744	2,42	17,18	174,41
ДКВР 20/13 паровой					
			Февраль		
ДКВР 20/13 водогрейный					
ПТВМ-100 №1 водо- грейный	26389,4	672	39,27	39,27	158,91
ПТВМ-100 №2 водо- грейный					

Станцион- ный номер котла	Выработ- ка тепло- вой энер- гии кот- лом, Гкал	Число часов рабо- ты, ч	Средняя производи- тельность, Гкал/ч	Средняя загрузка котла в % от номинальной производительности	Индивидуальный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии котлом, кгул/Гкал
ДЕ 25/14 па- ровой	1823,28	672	2,71	19,27	172,08
ДКВР 20/13 паровой					
паровой			<u>І</u> Март		_
ДКВР 20/13			1		
водогрейный					
ПТВМ-100 №1 водо- грейный ПТВМ-100	30587,86	744	41,11	41,11	159,01
№2 водо- грейный					
ДЕ 25/14 па- ровой	1819,84	726	2,51	17,8	173,68
ДКВР 20/13					
паровой			A moore		
HICDD 20/12			Апрель		1
ДКВР 20/13 водогрейный					
ПТВМ-100					
№1 водо-					
грейный ПТВМ-100					
№2 водо- грейный	20963,87	675	31,06	31,06	161,7
ДЕ 25/14 па- ровой					
ДКВР 20/13 паровой	2819,93	693	4,07	36,01	165,14
паровой			<u>। </u>		
ДКВР 20/13			212941		
водогрейный					
ПТВМ-100 №1 водо- грейный					
ПТВМ-100 №2 водо- грейный	7909,45	726	10,89	10,89	162,9
ДЕ 25/14 па- ровой					
ДКВР 20/13 паровой	2478,71	708	3,5	30,98	167,71
			Июнь		
ДКВР 20/13	3609,37	702	5,14	45,34	156,54
водогрейный ПТВМ-100					
№1 водо-					
грейный					
ПТВМ-100					
№2 водо-					

Станцион- ный номер котла	Выработ- ка тепло- вой энер- гии кот- лом, Гкал	Число часов рабо- ты, ч	Средняя производи- тельность, Гкал/ч	Средняя загрузка котла в % от номи- нальной произво- дительности	Индивидуальный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии котлом, кгул/Гкал
грейный					
ДЕ 25/14 па- ровой					
ДКВР 20/13 паровой	1523,61	684	2,23	19,71	170,5
•			Июль		
ДКВР 20/13 водогрейный	7248,9	726	9,98	88,05	154,44
ПТВМ-100 №1 водо- грейный					
ПТВМ-100 №2 водо- грейный					
ДЕ 25/14 паровой ДКВР 20/13	1253,41	717	1,75	12,42	178
паровой			Approx		
ДКВР 20/13	1		Август	T	T
водогрейный	7542,93	672	11,22	98,98	154,2
ПТВМ-100 №1 водо- грейный					
ПТВМ-100 №2 водо- грейный					
ДЕ 25/14 па- ровой	1547,43	717	2,16	15,33	176,73
ДКВР 20/13 паровой					
			Сентябрь		
ДКВР 20/13 водогрейный	8926,27	702	12,72	112,13	154,2
ПТВМ-100 №1 водо- грейный					
ПТВМ-100 №2 водо-					
грейный ДЕ 25/14 па- ровой	1709,12	702	2,43	17,29	174,27
ДКВР 20/13 паровой					
			Октябрь	T	
ДКВР 20/13 водогрейный					
ПТВМ-100 №1 водо- грейный	31147,17	744	41,86	41,86	159,05
ПТВМ-100 №2 водо-					34

Станцион- ный номер котла	Выработ- ка тепло- вой энер- гии кот- лом, Гкал	Число часов рабо- ты, ч	Средняя производи- тельность, Гкал/ч	Средняя загрузка котла в % от номи- нальной произво- дительности	Индивидуальный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии котлом, кгул/Гкал
грейный					
ДЕ 25/14 па- ровой	1832,33	708	2,59	18,38	173,03
ДКВР 20/13 паровой					
			Ноябрь		
ДКВР 20/13 водогрейный					
ПТВМ-100 №1 водо- грейный	35130,19	720	48,79	48,79	159,31
ПТВМ-100 №2 водо- грейный					
ДЕ 25/14 па- ровой	1998,16	702	2,85	20,22	171,13
ДКВР 20/13 паровой					
			Декабрь		
ДКВР 20/13 водогрейный					
ПТВМ-100 №1 водо- грейный					
ПТВМ-100 №2 водо- грейный	32863,86	744	44,17	44,17	160,95
ДЕ 25/14 па- ровой	2145,3	708	3,03	21,52	169,93
ДКВР 20/13 паровой					

Таблица 20 Режимы работы котлоагрегатов котельной с. Макарово

Потиол			
Период	Котел №1	Котел №2	Котел №3
Январь		704	40
февраль		464	242
Март		399	359
Апрель			650
Май			
Июнь			
Июль			
Август			
Сентябрь		24	63
Октябрь		13	713
Ноябрь	504		216
Декабрь	493		269

В котельной д. Ботово два котла, работающих на природном газе. Работают они одновременно и весь отопительный период.

2.8 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

На коллекторе котельной «Центральная» установлены приборы учета отпускаемой тепловой энергии. Основная доля вырабатываемой тепловой энергии потребляется населением города. На четырех ЦТП, 37 жилых домах на вводах установлены приборы учета, также все основные промышленные зоны имеют приборы учета тепла и теплоносителя.

На котельной в с. Макарово предыдущей Схемой теплоснабжения в 2015 г предусматривалась установка общего прибора учета на тепловые сети, обеспечивающие теплоснабжение служебной зоны. На 01.09.2016 прибор учета все еще не установлен. Котельная принадлежит Министерству обороны РФ и находится на балансе ГУ ЖКХ.

На котельной в дер. Ботово установлен тепловычислитель.

2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Сведения об отказах основного оборудования за период 2013-2016 гг., на котельной «Центральная» согласно данным, предоставленным МУП «УЭ» представлены в таблице 21.

Таблица 21 Перечень отказов оборудования

№ п/п	Дата и время отказа	Перечень отказов оборудования	Причина отказа
1	18.03.2013 14-20	останов сетевых насосов №2, №3 и котла ПТВМ-100 №2	разрушение штуцера манометра на обратном сетевом трубопроводе при ремонте
2	19.10.2013 12-50	останов сетевых насосов №2, №3 и котла ПТВМ-100 №2	кратковременное прекращение электроснабжения
3	19.10.2013 15-10	останов котла ПТВМ-100 №2	кратковременное прекращение электроснабжения
4	17.11.2013 20-05	останов сетевого насоса №3 и котла ПТВМ-100 №2	кратковременное прекращение электроснабжения
5	17.11.2013 23-25	останов сетевого насоса №3 и котла ПТВМ-100 №3	кратковременное прекращение электроснабжения
6	18.11.2013 03-15	останов сетевого насоса №3 и котла ПТВМ-100 №4	кратковременное прекращение электроснабжения
7	18.11.2013 03-15	останов сетевого насоса №3 и котла ПТВМ-100 №5	кратковременное прекращение электроснабжения
8	30.01.2014 18-20	останов котлов ПТВМ-100 №1 и ПТВМ- 100 №2	кратковременное прекращение электроснабжения
9	11.02.2014 00-30	останов котла ДЕ-25/14	вышел из строя регулятор питания
10	19.03.2014 03-10	останов котла ПТВМ-100 №2	кратковременное прекращение электроснабжения
11	22.03.2014 03-55	останов котла ПТВМ-100 №1	кратковременное прекращение электроснабжения

№ п/п	Дата и время отказа	Перечень отказов оборудования	Причина отказа
12	29.03.2014 10-40	отключился сетевой насос №3	кратковременное прекращение электроснабжения
13	09.04.2014 11-45	останов котла ДЕ-25/14	нестабильная работа регулятора питания
14	20.04.2014 20-50	останов котла ПТВМ-100 №1	кратковременное прекращение электроснабжения
15	25.04.2014 15-40	останов котла ПТВМ-100 № 1	остановлен автоматикой без- опасности по параметру «давле- ние воды за котлом низко»
16	28.04.2014 06-00	останов котла ДЕ-25/14	сработала АБ по низкому уров- ню воды в барабане котла
17	30.05.2014 06-30	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности
18	30.05.2014 15-45	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности
19	31.05.2014 16-45	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности
20	01.06.2014 14-35	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности в связи с нестабиль- ной работой регулятора питания
21	01.06.2014 19-05	останов котла ДЕ-25/14	сработала АБ по низкому уров- ню воды в барабане котла
22	14.06.2014 12-55	останов сетевых насосов и котлов ПТВМ- 100 №2 и ДЕ-25/14	прекращение электроснабжения в связи с аварией на городской подстанции
23	29.07.2014 08-00	останов котла ДКВР-20/13 №1	остановлен автоматикой без- опасности
24	01.08.2014 13-40	останов котла ДКВР-20/13 №1	остановлен автоматикой без- опасности
25	01.08.2014 14-45	останов котла ДКВР-20/13 №1	остановлен автоматикой без- опасности
26	01.08.2014 15-45	останов котла ДКВР-20/13 №1	остановлен автоматикой без- опасности
27	05.08.2014 08-30	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности
28	18.08.2014 14-20	останов сетевого насоса №3 и котла ДКВР-20/13 №1	кратковременное прекращение электроснабжения
29	07.09.2014 17-30	останов котла ДЕ-25/14	сработала АБ по низкому уров- ню воды в барабане котла
30	09.09.2014 12-35	останов котла ДЕ-25/14	сработала АБ по низкому уров- ню воды в барабане котла
31	16.09.2014 08-15	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности

№ п/п	Дата и время отказа	Перечень отказов оборудования	Причина отказа
32	05.10.2014 11-00	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности
33	21.10.2014 14-45	останов сетевого насоса №3 и котла ПТВМ-100 №1	кратковременное прекращение электроснабжения
34	14.11.2014 15-30	останов сетевого насоса №3 и котлов ПТВМ-100 №1 и ДЕ-25/14	кратковременное прекращение электроснабжения
35	17.11.2014 20-35	останов сетевого насоса №3 и котла ПТВМ-100 № 1	кратковременное прекращение электроснабжения
36	27.11.2014 17-10	останов котла ДЕ-25/14	сработала АБ по низкому разрежению в топке
37	27.11.2014 17-30	останов котла ДЕ-25/14	сработала АБ по отсутствию фа- кела в топке
38	05.12.2014 10-20	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности
39	06.01.2015 19-05	останов котла ДЕ-25/14	ложное срабатывание прибора РОС
40	07.03.2015 17-15	останов котлов ПТВМ-100 №1 и ДЕ-25/14	кратковременное прекращение электроснабжения
41	08.03.2015 01-35	останов сетевого насоса №3 и котла ПТВМ-100 № 1	кратковременное прекращение электроснабжения
42	03.04.2015 04-40	останов сетевого насоса №3 и котла ПТВМ-100 № 2	кратковременное прекращение электроснабжения
43	03.04.2015 04-40	останов сетевого насоса №3 и котла ПТВМ-100 № 2	кратковременное прекращение электроснабжения
44	14.05.2015 16-25	останов котла ДКВР-20/13 №1	кратковременное прекращение электроснабжения
45	14.05.2015 18-50	останов котла ДКВР-20/13 №1	кратковременное прекращение электроснабжения
46	05.06.2015 14-00	останов котла ДКВР-20/13 №1	кратковременное прекращение электроснабжения
47	21.06.2015 02-45	останов котла ДКВР-20/13 №1	во время грозы встал дутьевой вентилятор котла
48	21.06.2015 12-10	останов котла ДЕ-25/14	кратковременное прекращение электроснабжения
49	15.07.2015 14-00	останов котла ДКВР-20/13 №1	кратковременное прекращение электроснабжения
50	19.07.2015 10-40	останов котла ДКВР-20/13 №1	кратковременное прекращение электроснабжения
51	21.07.2015 13-35	останов котла ДКВР-20/13 №1	кратковременное прекращение электроснабжения
52	21.07.2015 17-40	останов котла ДКВР-20/13 №1	кратковременное прекращение электроснабжения
53	22.07.2015 12-35	останов котла ДКВР-20/13 №1	кратковременное прекращение электроснабжения

№ п/п	Дата и время отказа	Перечень отказов оборудования	Причина отказа
54	26.07.2015 09-50	останов сетевого насоса №3 и котла ДКВР-20/13 №1	кратковременное прекращение электроснабжения
55	02.08.2015 11-50	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности по уровню воды в ба- рабане котла
56	16.08.2015 05-20	останов котла ДЕ-25/14	кратковременное прекращение электроснабжения
57	03.10.2015 14-45	останов котлов ДКВР-20/13 №1 и ДЕ- 25/14	кратковременное прекращение электроснабжения
58	07.10.2015 08-30	останов котла ДЕ-25/14	кратковременное прекращение электроснабжения
59	10.10.2015 23-25	останов котла ДЕ-25/14	кратковременное прекращение электроснабжения
60	11.10.2015 04-30	останов котла ДЕ-25/14	кратковременное прекращение электроснабжения
61	22.10.2015 07-15	останов котла ДЕ-25/14	кратковременное прекращение электроснабжения
62	06.12.2015 16-10	останов котла ДЕ-25/14	прекращение водоснабжения
63	07.12.2015 11-40	останов котлов ПТВМ-100 №1 и ДЕ-25/14	кратковременное прекращение электроснабжения
64	14.12.2015 00-40	останов котла ПТВМ-100 №1	падение давления в тепловой сети из-за аварии на обратном трубопроводе
65	17.12.2015 17-10	останов котла ПТВМ-100 №1	кратковременное прекращение электроснабжения
66	31.12.2015 16-05	останов котла ДЕ-25/14	кратковременное прекращение электроснабжения
67	08.01.2016 17-40	останов сетевого насоса №3 и котла ПТВМ-100 № 1	сгорел предохранитель установ- ки ПЧВМ сетевого насоса №3
68	10.01.2016 14-15	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности по низкому уровню воды в барабане котла
69	25.01.2016 13-20	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности по низкому уровню воды в барабане котла
70	01.02.2016 19-30	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности по низкому уровню воды в барабане котла
71	17.03.2016 22-30	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности по низкому уровню воды в барабане котла

№ п/п	Дата и время отказа	Перечень отказов оборудования	Причина отказа
72	23.03.2016 23-35	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности по низкому уровню воды в барабане котла
73	31.03.2016 10-10	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности по низкому уровню воды в барабане котла
74	01.04.2016 07-00	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности по низкому уровню воды в барабане котла
75	08.04.2016 22-45	останов сетевых насосов и котлов ПТВМ- 100 №2 и ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности по низкому уровню воды в барабане котла
76	25.04.2016 06-20	останов котла ДЕ-25/14	остановлен автоматикой без- опасности по низкому уровню воды в барабане котла

Согласно данным таблицы:

За 2013 год 7 отказов (6 из них из-за кратковременного прекращения электроснабжения) За 2014 год 31 отказ (10 из них из-за кратковременного прекращения электроснабжения) За 2015 год 28 отказов (23 из них из-за кратковременного прекращения электроснабжения)

За 2016 год (с января по апрель) 10 отказов (8 из них из-за низкого уровня воды в барабане)

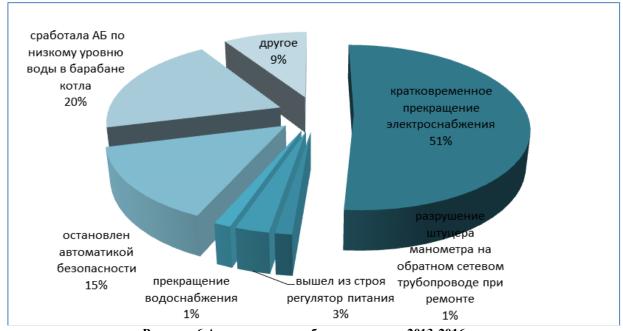


Рисунок 6 Анализ отказов оборудования за 2013-2016 года

Как видно из диаграммы – одна из главных причин остановки оборудования – это кратковременное прекращение электроснабжения.

2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

2.11 Технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения

Для установления базовых значений технических и экономических показателей функционирования системы источников теплоснабжения рассматриваются технико-экономические показатели. Показатели включают отдельные балансы по расходам первичных энергетических ресурсов, обеспечивающих выработку, передачу и распределение тепловой энергии.

Таблица 22 Технико-экономические показатели котельной

Показатели	Ед.изм.	Факт 2015
Выработано тепловой энергии:	Гкал	238 135,7
в виде горячей воды,	Гкал	238 135,7
в виде пара,	Гкал	0,0
на газовом топливе	Гкал	238 135,7
на мазуте	Гкал	0,0
на дизельном топливе	Гкал	0,0
на твердом топливе	Гкал	0,0
на электрокотлах	Гкал	0,0
на прочих видах топлива	Гкал	0,0
Собственные нужды котельной	Гкал	3 084,4
Получено тепловой энергии со стороны	Гкал	0,0
Потери тепловой энергии	Гкал	33 255,8
Отпущено тепловой энергии:	Гкал	201 795,3
организациям-перепродавцам тепловой энергии	Гкал	0,0
бюджетным организациям	Гкал	47 057,7
жилищным организациям	Гкал	119 203,7
прочим потребителям	Гкал	27 168,2
собственное производство	Гкал	8 365,7

Тарифное дело формируется по фактическим затратам предыдущего периода. Структура затрат отражается в соответствие с методическими указаниями по расчету цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утверждёнными Федеральной службой по тарифам РФ.

МУП «УЭ» ведёт раздельный учет объема тепловой энергии, доходов и расходов, связанных с осуществлением следующих видов деятельности:

- 1) производство тепловой энергии;
- 2) передача тепловой энергии;
- 3) сбыт тепловой энергии;
- 4) подключение к системе теплоснабжения;
- 5) поддержание резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии.

Раздельный учет объема тепловой энергии, теплоносителя, доходов и расходов связанных с производством, передачей и со сбытом тепловой энергии осуществляется в соот-

ветствии с единой системой классификации и раздельного учета затрат относительно видов деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций, установленной Федеральной службой по тарифам. Таблица 23 Затраты на производство и передачу тепловой энергии в системах теплоснабжения

Показатели	Ед.изм.	Факт 2015
Расходы	Х	X
Операционные расходы	тыс.руб.	48 047,80
Материалы на химводоочистку	тыс.руб.	956,1
Текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	8 685,90
Оплата труда	тыс.руб.	33 056,30
численность	чел.	111
Цеховые расходы	тыс.руб.	3 079,50
Общеэксплуатационные расходы	тыс.руб.	2 270,00
Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	18 797,40
Отвод сточных вод	тыс.руб.	1 245,90
Налоги	тыс.руб.	354,2
Отчисления от фонда оплаты труда	тыс.руб.	9 807,60
Амортизация основных производственных фондов	тыс.руб.	3 141,00
Арендная плата	тыс.руб.	351,7
Внереализационные расходы	тыс.руб.	3 897,00
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	0
Недополученный доход	тыс.руб.	0
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде	тыс.руб.	0
Расходы на энергоресурсы	тыс.руб.	190 909,30
Вода на наполнение системы и подпитку	тыс.руб.	3 601,00
Топливо на технологические цели	тыс.руб.	163 441,60
газ	тыс.руб.	163 441,60
Электроэнергия	тыс.руб.	23 866,70
Покупная тепловая энергия	тыс.руб.	0
Coffeeman	тыс.руб.	253 857,50
Себестоимость	руб/Гкал	1 258,00
Итого расходы до налогообложения	тыс.руб.	257 754,50
Расходы, относимые на прибыль после налогообложения	тыс.руб.	382,9
Налог на прибыль	тыс.руб.	95,7
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	258 233,20
Тариф	руб/Гкал	1 279,68
Тариф с учетом НДС	руб/Гкал	1 510,02
Уровень рентабельности		1,7

Часть 3. «Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты»

3.1 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

Котельная «Центральная»

Система теплоснабжения котельной «Центральная» состоит из магистральных участков тепловых сетей, распределительных и квартальных сетей, так же четырех ЦПТ, подключенных к магистральным участкам, участков отопления и горячего водоснабжения от ЦТП до абонентов г. Черноголовка.

Магистральная тепловая сеть - двухтрубная, система подключения абонентов к сети - смешанная (ЦТП №№2,3,4 подключены к магистральной тепловой сети по закрытой схеме, ЦТП №1 - по открытой схеме). Котельная работает круглогодично: в отопительный период—213 суток, в неотопительный период—137 суток.

Профилактика тепловой сети производится с 01.07 на 15 суток. Тепловые сети проложены подземным (канальным и бесканальным) и надземным способом.

Тепловые сети от котельной «Центральная» имеют общую протяженность до 26,02 км в двухтрубном исчислении без учёта сетей, не находящихся на балансе теплоснабжающей организации. Кроме этого в эксплуатации находится 5,99 км сетей ГВС в двухтрубном исчислении.

Котельная работает по утвержденному температурному графику115-70°C.

Система теплоснабжения от ЦТП №1— открытая, 4-х трубная. Тепловые сети имеют общую протяженность 7,808 км в однотрубном исчислении. ЦТП №1 работает по утвержденному температурному графику 95-70°C (отопление) и 65- 50°C (ГВС).

Система теплоснабжения от ЦТП №2— закрытая, 4-х трубная. Тепловые сети имеют общую протяженность 4,572 км в однотрубном исчислении. ЦТП №2 работает по утвержденному температурному графику 95-70°С (отопление) и 65-50°С (ГВС).

Система теплоснабжения от ЦТП №3 — закрытая, 4-х трубная. Тепловые сети имеют общую протяженность 1,096 км в однотрубном исчислении. ЦТП №3 работает по утвержденному температурному графику 95-70°C (отопление) и 65-50°C (ГВС).

Система теплоснабжения от ЦТП №4— закрытая, 4-х трубная Тепловые сети имеют общую протяженность 1,036 км в однотрубном исчислении. ЦТП №4 работает по утвержденному температурному графику 95-70°C (отопление) и 65-50°C (ГВС).

Котельная воинской части с. Макарово

Система теплоснабжения зависимая, горячее водоснабжение осуществляется по закрытой схеме.

Общая протяженность присоединенных к котельной тепловых сетей составляет 9,344 км.

Протяженность сетей центрального отопления составляет 6,565 км.

Протяженность сетей горячего водоснабжения составляет 2,779км.

Котельная дер. Ботово

Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 114,2 м. Система теплоснабжения зависимая, горячее водоснабжение не осуществляется.

В 2016 году планируется вывод котельной из эксплуатации. В дальнейшем, все потребители будут использовать индивидуальные источники теплоснабжения (газовые котлы и т.п.).

Характеристика тепловых сетей представлена в Приложении 2.

3.2 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

Параметры тепловых сетей представлены в Приложении №2 "Тепловые сети".

3.3 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Температурные графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети представлены в таблице 24.

Таблица 24 Температурные графики регулирования отпуска тепла

таолица 24	таолица 24 температурные графики регулирования отпуска тепла				
№ п/п	Наименование источника	Температурный график, °С	Примечание		
1	Котельная «Центральная»	115/70	На тепловых сетях установлены центральные тепловые пункты, температурный график на отопление составляет 95/70 °C, на ГВС 65/50°C.		
2	Котельная воинской части с. Макарово	95/70			
3	Котельная дер. Ботово	95/70			

Температурные графики соответствуют Постановлению Госстроя РФ от 27 сентября 2003 г. N 170 "Об утверждении Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда".

Регулирование отопительно-вентиляционной нагрузки на котельной «Центральная» качественно-количественное (на входе в тепловую сеть изменяют и температуру, и расход теплоносителя). Данный способ регулирования не только обеспечивает температуру внутри помещений согласно СНиП, а также позволяет сэкономить потребляемую тепловую энергию, особенно в весенний и осенний периоды отопительного сезона; решаются проблемы «перетопов» и «недотопов»

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

Фактические режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла (рисунки 7-10).

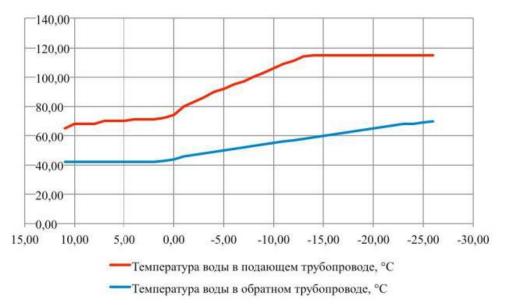


Рисунок 7 Эксплуатационный температурный график 115/70 °C



Рисунок 8 Эксплуатационный температурный график 95/70 °C.

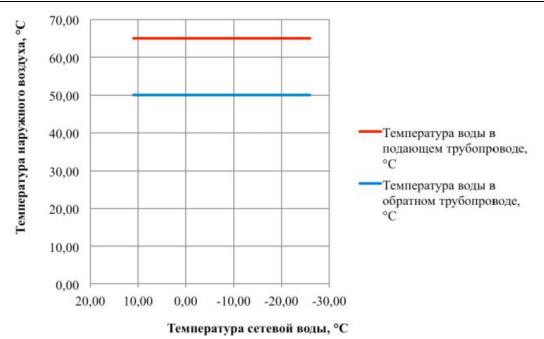


Рисунок 9 Эксплуатационный температурный график 65/50 °C.

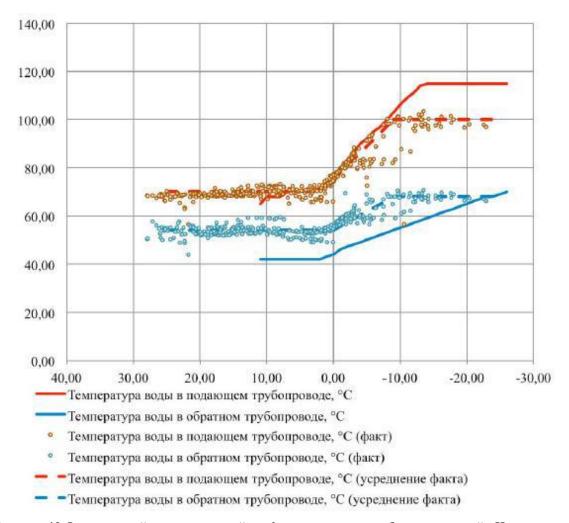


Рисунок 10 Фактический температурный график по режимам работы котельной «Центральная»

3.5 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

На основании моделирования гидравлического режима котельных в программном комплексе ZULU Thermo 7.0 были составлены пьезометрические графики централизованной системы отопления. Представлены в Приложении 3 «Пьезометрические графики»

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

В таблице 25 представлен перечень тепловых сетей и производимые ремонтные работы.

Таблица 25 Сроки перекладки повреждения сетей

№ п/п	Участок	Диаметр трубопрово- да, Ду	Ремонт
1	ОтТК-1 до ТК-2	400	Замена трубопроводов Ду400 30 п/м от ТК-2 в сторону ТК-95 в октябре 2009 года в ППУ
2	От ТК-1 до ТК-3	700; 600	1995 г. земна участка. Надземная прокладка.
3	От ТК-95 до очистных со- оружений	125	Ликвидация ТК-106 с заменой труб на ППУ и выводом штоков управления на уровень земли. Май 2015 года.
4	От ТК-3 до ТК-78	400	Ликвидация аварии между ТК-3 и ТК-76 под дорогой с реконструкцией мертвой опоры. Май 2016 года.
5	От ТК-3 до ТК-52	400	Замена трубопроводов Ду400 25 п/м от ТК-52 в сторону ТК-50 в мае 2008 года в ППУ
6	От ТК-52 до ТК-53	400	
7	От ТК-53 до ТК-59 к ЦТП - 1	400	
ИТОГО	в двухтрубном исполнении 4	826,9 м	
1	От ТК-24 до ТК-30А	400	Замена трубопроводов на участке от ТК- 25А до ТК-28 под дорогой улица Соединительная на ППУ 20 п/м. Июль 2011 года.
2	От ТК-31 до ТК-33	273	
3	От ТК- 33 до Чистых материалов	100	Ликвидация аварии в ТК-207 с заменой трубопровода ДУ 108 1 п/м октябрь 2015 года
ИТОГО	в двухтрубном исполнении 3	154,0 м	
1	От ТК-78 до ТК-79	400; 350; 76; 32	
2	От ТК-79 до ТК-90	400; 200; 100	
ИТОГО	в двухтрубном исполнении 9-	45,6 м	

№ п/п	Участок	Диаметр трубопрово- да, Ду	Ремонт
1	Тепловые сети жилого поселка микрорайон А. Улицы: Первая, Вторая, Школьный бульвар до улиц центральная и институтский проспект	400; 200; 150; 133; 125; 100; 89; 76; 57; 45; 32; 25	Замена труб на трубы в ППУ изоляции от ТК-201 до ж/д №10 улица центральная. Июнь 2009 года. Полная замена трубопроводов в ТК-160 район дома №2 ул. Первая на ППУ. Май 2010 года Ликвидация аварии на участке от ТК-129 до школы Веста. Замена труб 8 п/м. Теплоизоляция базальтовые маты. Гидроизоляция Гидроизол. Октябрь 2014 года Ликвидация аварии на участке от ТК- 120доТК-121 район дома №17/1 улица Первая. Замена трубы Ду 133 1 п/м. Теплоизоляция базальтовые маты, Гидроизоляция Гидроизол. Декабрь 2014 года. Полная замена трубопроводов в ТК-155 На площади старого трынка улица Первая. Июль 2015 года. Ликвидация аварии на участке от ТК- 165 до ж/д №12 по улице Первая. Замена трубопроводов Ду100 3 п/м. Гидроизоляция базальтовыми матами. Гидроизоляция базальтовыми матами. Гидроизоляция Гидроизол.
2	От ЦТП-2 до ж/д №8 ул Центральная	150; 89	
3	От ЦТП-2 к жилым домам через ТК-68 ул Центральная дома 4Б. Детский сад №2 Школьный бульвар дом №3	159; 133; 108; 89; 76; 57	
4	От Тк-68 до дома №4а улица Центральная	108; 76; 57	
5	От ж/д №8 по подвалам через дома №4, 6 до дома №2 по улице Центральная	150; 133; 108; 89; 76	Ремонт неподвижной опоры у дома №6
6	От ЦТП-2 до ТК-69 через дома №4,7 Школьный бульвар	1159; 133; 89; 76	

№ п/п	Участок	Диаметр трубопрово- да, Ду	Ремонт
7	От ЦТП-2 через ТК-66 до жилого дома №4В улица Центральная	108; 76; 57	Ликвидация аварии в ТК-66 с заменой трубопровода Ду 108 1 п/м. октябрь 2014 года.
8	От ТК-178 через ТК-179 к ж/д №8 и городской Адми- нистрации Институтский проспект	125	Замена трубопроводов от ж/д №8 Институтский проспект в сторону ТК- 179 Ду 125 30п/м. Июль 2008 года.
ИТОГО	в двухтрубном исполнении 10	0091,84 м	
1	От ТК-96 до ТК-99 ИФАВ	400	Замена на Dy=200 ППУ изоляции
ИТОГО	в двухтрубном исполнении 12	265,2 м	
1	От ТК-23 через ТК- 22,21,19,18,17,16A,16,15 до ТК-12	500	Замена трубопровода от ТК-22 в сторону ТК-21 Ду400 22 п/м. Сентябрь 2009 года. Ликвидация аварии на участке между ТК-17 и ТК-18 Институтский проспект напротив ЗАГСА. Замена на б/у трубы Ду500 10п/м обратный трубопровод. С последующей теплоизоляцией скорлупой ППУ и гидроизоляцией лентой ПВХ-Л. Август 2012 года. Ликвидация аварии на участке между ТК-19 и ТК-20 напротив дома №2 Институтский проспект. Реконструкция мертвой опоры с установкой б/у труб Ду500 4 п/м. Теплоизоляция скорлупой ППУ. Гидроизоляция лентой ПВХ-Л. Сентябрь 2012 г. Ликвидация аварии на участке между ТК-18 и ТК-17 Институтский проспект напротив автостанции. Замена на б/у трубы Ду500 50 п/м. Теплоизоляция скорлупой ППУ. Гидроизоляция лентой ПВХ-Л. Август 2014 года. Замена труб на трубы в ППУ на участке между ТК-19,46,20, с переносом камеры ТК-19, Ду500 - 271,3 п/м, Ду273 - 219,27 п/м. С мая по октябрь 2014 года.

№ п/п	Участок	Диаметр трубопрово- да, Ду	Ремонт
2	От ТК-61 через ТК- 178,180,181,182,184,185,186 до ТК-187 От ТК-185 до Дома ученых От Тк-180 до ж/д 2Б Институтский проспект От ТК-181 до ж/д 2Б Институтский проспект ОТ ТК-182 до ж/д 2А Институтский проспект	350; 300; 2504 219; 89: 89; 89; 89	Замена трубопроводов между ТК-185 и ТК-186 Ду219 54 п.м. Ноябрь 2007 Замена трубопровода от ПК-1 в сторону ТК-186 Ду219 54 п.м. Июнь 2009 года. Предупреждение аварии на участке между ТК-184 и ТК-185, короб канала дал просадку и лежал на трубопроводах. Вскрытие участка от ТК-185 до дорожного полотна (под дорогой короба лежат на трубопроводах). Укрепление основы канала, поднятие коробов посредством кирпичной кладки. Очистка трубопроводов от ржавчины с покраской. Теплоизоляция скорлупой ППУ, гидроизоляция лентой ПВХ-Л. Май 20011 года. Ликвидация аварии на участке между ТК-178 и ТК-180 напротив дома №4 улица Первая. Установка усиленной заплатки на отверстие, просверленное блуждающими токами. Ликвидация аварии в ТК-185. Замена участка трубопровода Ду219 2 п/м. Теплоизоляция базальтовыми матами. Гидроизоляция гидроизолом. Октябрь 2015 года.
3	От ТК-187 через ТК- 188,190 до ТК-12 От ТК-188 до общежития	250; 108	
4	От ТК-60 через ТК-61,62 до ТК-63	500	Замена мертвых опор на участке от ТК- 61 до ТК-63 с установкой ППУ мертвых опор. С мая по июль 2009 года. Ликвидация аварии в стенке ТК-63 с установкой металлической латки. Август 2010 года.
5	От ТК-59 до ТК-60	500	Замена мертвых опор между ТК- 59 и ТК-60. Июль 2009 года
6	От ТК-63 через ТК-64,65,66 до ТК-21	500	Замена мертвых опор на участке от ТК- 63 до ТК-65 с установкой ППУ мертвых опор. С мая по июль 2009 года.

№ п/п	Участок	Диаметр трубопрово- да, Ду	Ремонт
7	От Тк-12 через ТК- 11,10,8,7,6 до ТК-3	500	Замена трубопроводов между ТК-7 и ТК-8 24 п/м. Январь 2008 года. Замена труб на трубы в ППУ Ду500 от ТК-10 в сторону ТК-11 Подающий трубопровод - 41 п/м. Обратный трубопровод - 13 п/м. Июнь 2010 год. Замена труб на трубы в ППУ Ду500 с реконструкцией мертвой опоры на участке между ТК-8 и ТК-7 (за больницей) 44 п/м июнь 2011 года. Реконструкция трубопроводов в ТК-3 в направлении ТК-6. Замена переходов и отводов, с установкой байпасов. Июль 2012 года. Ликвидация аварии на участке между ТК-6 и ТК-3 Институтский проспект на лесной просеке. Замена участка на трубу ППУ Ду500 6,3 п/м. август 2014 года.
8	От Тк-19 через ТК-46,46A до ТК-47	273	
ИТОГС	в двухтрубном исполнении 53	536,3 м	
1	От ТК-33 через ТК-43,44 до ТК-44A	250	
2	От ТК-44А до ТК-35	273	Замена труб в ТК-35 Ду273 на Ду219 ППУ 15 п/м. Август 208 года Замена труб от ТК-44А до ТК-35 с установкой труб в ППУ. С мая по август 2011 года.
3	От ТК-35 через ТК-36,37 до ТК-40 От ТК-37 через ТК-38,39 до склада УЭ	273; 125	Ликвидация ТК-40 с заменой труб на ППУ и выводом штоков управления на уровень земли. Июнь 2008 года.
4	От ТК-40 через ТК-41,45 до ТК-42	219	Ликвидация ТК-41 с заменой труб на ППУ и выводом штоков управления на уровень земли. Май 2011 года. Ликвидация аварии между ТК-41 и ТК- 45 на участке въезда на авто заправку. Замена труб на ППУ 15 п/м. Октябрь 2011 года. Замена труб между ТК-41 и ТК-42 с ликвидацией ТК-45 на ППУ 62 п/м. Май 2014 года.
ИТОГС	в двухтрубном исполнении 10	075,4 м	
1	От ЦТП-3 до ж/д №20 ули- ца Центральная	108; 89	

№ п/п	Участок	Диаметр трубопрово- да, Ду	Ремонт
2	От ЦТП-3 до ж/д №22 ули- ца Центральная	159; 125	
3	От ж/д №22 через подвал до ж/д №19 Школьный бульвар	159	
4	От ТК-18 через камеру ТК- 202 до ж/д № 18 улица Центральная	159	
5	От ТК-202 до ж/д №3 Ин- ститутский проспект	133	
6	От ТК-15 через ТК- 15A, 15Б, 15В до детского сада «Сказка» От ТК-15В до ГРП	100; 250	Замена труб на участке между TK-15A и TK-15Б под дорогой Школьный бульвар район дома №19 на ППУ Ду100 22п/м. Май 2013 года.
7	От ТК-15 через ТК-15Г до ЦТП-4	250	
8	От ЦТП-4 до ж/д № 18 Школьный бульвар	133; 89	Ликвидация аварии на участке теплосети под тротуаром перед палатками октябрь 2010 года. Замена на трубы б/у с последующей теплоизоляцией базальтовыми матами, гидроизоляцией гидроизолом. Ду89 - 6 метров. Ликвидация аварии на участке теплосети между дорогой и автостоянкой сентябрь 2014 года. Замена на новую стальную трубу с последующей теплоизоляцией базальтовыми матами, гидроизоляцией гидроизолом. Ду89 3 метра.
9	От ЦТП-4 через ж/д 14 до ж/д 16 Школьный бульвар	133; 108; 89; 76	
10	От ТК-188 через ж/д №6,2,4 улица строителей до гастронома на улице Лесная	219; 133; 108; 76	Замена трубопровода между ж/д №2 и ж/д №4 проезд Строителей Ду 108 110 п/м. Декабрь 2007 года.
11	От ж/д №5 до ж/д №4 ули- ца Лесная	89	
12	От ТК-8 через ТК-191 до ж/д №4А улица Лесная	219	
13	От ж/д №6 проезд Строите- лей до ж/д №5 улица Лес- ная	108	
14	От ж/д №4А улица Лесная до ж/д № 13 Институтский проспект	76	

№ п/п	Участок	Диаметр трубопрово- да, Ду	Ремонт			
15	От ТК-8 через ТК-192,193 до ТК-194 От Тк-192 до д/с Лада От ТК-194 до д/с Радуга	219; 108	Замена трубопровода между ТК- 192 и ТК-193 Ду219 3 п/м. Сен- тябрь 2007 года			
16	От ж/д №4А улица Лесная через ТК-189 до ж/д 9,11 Институтский проспект	159; 89				
17	От ТК-10 через ТК-9 до ж/д №7,8 проезд Строителей	108; 76	Ликвидация аварии на участке от ТК- 189 до ж/д №9 Институтский проспект теплосети под дорогой улица Лесная, с заменой труб на трубы в ППУ октябрь 2010 года. Ду89 - 22М			
18	От ТК-193 через ТК-193A до милиции и президиума	57				
	Итого теплотрасса в двухтрубном исполнении 26029,5 м					

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

- г. Черноголовка: 7 единиц на 1 км тепловых сетей.
- с. Макарово: инциденты случаются 2-3 в год.

дер. Ботово: за последние 5 лет произошло 6 отказов

В городском округе Черноголовка утвержден План действий по ликвидаций последствий аварийных ситуаций на системах теплоснабжения на период отопительного сезона 2015-2016 гг. Постановлением Администрации МО «Городской округ Черноголовка» от 28.08.2015 № 548.

На объектах теплоснабжения

№ п/п	Наименование техно- логического нарушения	Время на устранение, час.	Ожидаемая температура в жилых помещениях при температуре наружного воздуха, С			
			0	-10	-20	более -20
1	Отключение отопления	2 часа	18	18	15	15
2	Отключение отопления	4 часа	18	15	15	15
3	Отключение отопления	6 часов	15	15	15	10
4	Отключение отопления	8 часов	15	15	10	10

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

энергии (мощности) и теплоносителя

Методика расчета нормативов технологических потерь тепловой энергии в сетях определена Инструкцией по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России от 30.12.2008г. № 325.

- Нормативные потери и затраты теплоэнергии на 2014 год 33538 Гкал
- Нормативные потери и затраты теплоэнергии на 2015 год 32714 Гкал

На основе методики расчета, определены следующие показатели потерь энергоресурсов при передаче тепловой энергии на 2016 год:

- а) Нормативные потери и затраты теплоносителя «вода» составят 105256,369 куб.м., в том числе:
 - при передаче теплоэнергии сторонним потребителям 99740,088 куб.м.;
- б) Нормативные потери и затраты теплоэнергии составят 33126,295 Гкал, в том числе:
 - при передаче теплоэнергии сторонним потребителям 31390,210 Г кал;

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

Согласно данным, предоставленным МУП «УЭ», потери в тепловых сетях за последние три года выглядят следующим образом:

Таблица 26 Потери в тепловых сетях

Год	Потери, Гкал	Доля потерь от реализованной тепловой энергии, %
2013 год	35353,4	14,09
2014 год	35206,8	12,99
2015 год	33255,8 (из них 1273,57 Гкал – утечки по теплосети)	13,9

Такой уровень тепловых потерь в системе теплоснабжения МУП «УЭ» указывает на неудовлетворительное и ветхое состояние тепловой изоляции участков подземной прокладки системы теплоснабжения МУП «УЭ». Средний износ тепловых сетей составляет 70%.

Информация о тепловых потерях в с. Макарово отсутствуют.

3.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

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

ЦТП №1. Система теплоснабжения открытая, горячее водоснабжение потребителей осуществляется химочищенной водой от котельной, забор воды на нужды ГВС осуществляется из прямого трубопровода тепловой сети. Регулирование температуры в подающем трубопроводе ГВС согласно проектной схеме ЦТП осуществляется путем автоматического подмеса воды из обратного трубопровода сетевой воды по сигналу датчика температуры. Присоединение системы отопления - зависимое. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям согласно проектной схеме ЦТП автоматическое по сигналу датчика температуры наружного воздуха.

ЦТП №2. Система теплоснабжения закрытая, горячее водоснабжение потребителей осуществляется холодной водой, подогреваемой по двухступенчатой схеме, циркуляционный трубопровод ГВС врезан перед второй ступенью подогрева воды. Теплообменники системы ГВС - пластинчатые, резервирование подогревателей ГВС предусмотрено. Регулирование температуры в подающем трубопроводе ГВС согласно проектной схеме ЦТП осуществляется регулятором расхода греющей воды по сигналу датчика температуры. Предусмотрена возможность подачи горячей воды в систему ГВС непосредственно из тепловой сети по открытой схеме.

Принципиальная схема ЦТП №1 представлена на рисунке 11.

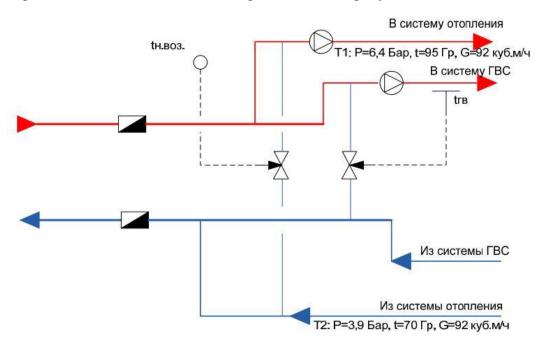


Рисунок 11 Принципиальная схема ЦТП №1

ЦТП №3. Система теплоснабжения закрытая, горячее водоснабжение потребителей осуществляется холодной водой, подогреваемой по двухступенчатой схеме, циркуляционный трубопровод ГВС врезан перед второй ступенью подогрева воды. Теплообменники системы ГВС - пластинчатые, резервирование подогревателей ГВС предусмотрено. Регулирование температуры в подающем трубопроводе ГВС согласно проектной схеме ЦТП осуществляется регулятором расхода греющей воды по сигналу датчика температуры. Предусмотрена возможность подачи горячей воды в систему ГВС непосредственно из тепловой сети по открытой схеме.

Присоединение системы отопления – смешанное: теплоснабжение зданий высотой до 9-ти этажей осуществляется по зависимой схеме, теплоснабжение зданий высотой16 этажей осуществляется по независимой схеме (установлен пластинчатый теплообменник отопления). Резервный теплообменник отопления не установлен, так как предусмотрена возможность теплоснабжение системы отопления16-тиэтажных зданий по зависимой схе-

ме. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям согласно проектной схеме ЦТП автоматическое по сигналу датчика температуры наружного воздуха.

Принципиальная схема ЦТП №3 представлена на рисунке 12.

Схема ЦТП №4 аналогична схеме ЦТП №3 за исключением участка схемы с независимым присоединением системы отопления16-тиэтажных домов.

ЦТП №4. Согласно проектной тепловой схеме ЦТП №4 система теплоснабжения закрытая, зависимая. Горячее водоснабжение потребителей осуществляется холодной водой, подогреваемой по двухступенчатой схеме, врезка циркуляционного трубопровода ГВС предусмотрена проектом перед второй ступенью подогрева воды. Теплообменники системы ГВС— пластинчатые, резервирование подогревателей ГВС проектом предусмотрено. Регулирование температуры в подающем трубопроводе ГВС согласно проектной схеме осуществляется регулятором расхода греющей воды по сигналу датчика температуры.

Принципиальная тепловая схема ЦТП №4 соответствует схеме, представленной на рисунке 12.

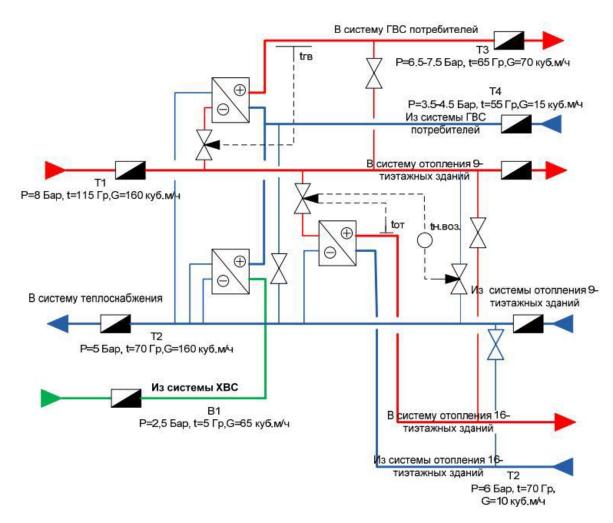


Рисунок 12 Принципиальная схема ЦТП №3 и ЦТП №4

Схемы ЦТП представлены в Приложении 4.

В воинской части с. Макарово, (технологическая зона №2) и д. Ботово (технологическая зона №3) ЦТП отсутствуют. В д. Ботово система теплоснабжения зависимая, горячее водоснабжение не осуществляется. В с. Макарово система теплоснабжения зависимая, горячее водоснабжение осуществляется по закрытой схеме.

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

В г. Черноголовка на ЦТП №1, ЦТП №2 и ЦТП №4 установлено по одному узлу учета тепловой энергии, поступающей на ЦТП - Ultraflow, раздельный учет тепла, опускаемого на нужды отопления и ГВС, не организован.

На ЦТП №3 установлен один многоканальный узел учета тепловой энергии, поступающей на ЦТП и отпускаемой потребителям, преобразователи расхода установлены на подающем и обратном трубопроводе тепловой сети, подающих и обратных трубопроводах системы отопления потребителей, на трубопроводах холодной, циркуляционной и горячей воды, сигналы от преобразователей расхода выведены на один тепловычислитель.

На котельной в с. Макарово прибор учета отсутствует. Котельная принадлежит Министерству обороны РФ и находится на балансе ГУ ЖКХ.

На котельной в дер. Ботово установлен тепловычислитель.

Таблица 27 Список объектов диспетчеризации в г. Черноголовка

№ п/п	№ п/п Адрес объекта			
1	Котельная			
2	ЦТП-2			
3	ЦТП-3			
4	ЦТП — 4			
5	TK-3			
6	TK-149			
7	АвтоБаза			
8	Институтский № 2			
9	Институтский № 4			
10	Институтский № 6			
11	ЭЗАН			
12	Институтский № 11			
13	Институтский № 13			
14	Институтский № 3			
15	Институтский № 9			
16	ИФТТ			
17	Коммунальная № 3			
18	Лесная № 4а			
19	Лесная № 5			
20	Лесная № 7			
21	Первая № 10			
22	Первая № 10а			
23	Первая N° 12			
24	Первая № 14			
25	Первая № 14а			
26	Первая № 22			
27	Первая № 23			
28	Первая № 24			
29	Первая № 25			

№ п/п	Адрес объекта	
30	Первая № 2а	
31	Первая № 26	
32	Первая № 2в	
33	Первая № 4	
34	Первая N° 6	
35	Первая № 6а	
36	Строителей № 2	
37	Строителей № 4	
38	Строителей № 6	
39	Центральная № 10	
40	Центральная № 10а	
41	Центральная № 12	
42	Центральная № 12а	
43	Центральная № 18	
44	Школа исскуств	
45	Школьный № 11	
46	Школьный № 13	

Таблица 28 Перечень потребителей оснащенных приборами учета

№ п/п	Наименование потребителей	Наличие прибора
1	МДОУ д/сад №2 "Росинка"	Тепловычислитель
2	МДОУ д/сад "Солнышко"	Тепловычислитель
3	МОУ д/сад "Лада"	Тепловычислитель
4	МДОУ д/сад №98 "Сказка"	Тепловычислитель
5	МДОУ д/сад №74 "Радуга"	Тепловычислитель
6	Школа искусств	Тепловычислитель
7	МОУ "Веста"	Тепловычислитель
8	Школа №75	Тепловычислитель
9	Школа №82 им.Ф.И.Дубовицкий	Тепловычислитель
10	Школа №82 им.Ф.И.Дубовицкий (79)	Тепловычислитель
11	МОУ ДОД ЧДЮСШ Хок. Площадка	Тепловычислитель
12	ГУ 37 ОФПС по МО (пож.часть)	Тепловычислитель
13	КДЦ "Гамма" (Дом Творчества)	Тепловычислитель
14	МБУ "МФЦ" (Инстиутский пр-т д. 10)	Тепловычислитель
15	ГБУ СО МО "Черног. КЦСОН"	Тепловычислитель
16	ГЕОХИ (ИПХФ)	Тепловычислитель
17	ИЭМ РАН	Тепловычислитель
18	ЭЗНП	Тепловычислитель
19	ИФТТ РАН	Тепловычислитель
20	ИСМАН	Тепловычислитель
21	ИТФ РАН (группа зданий)	Тепловычислитель
22	ИПХФ РАН (1пром.площадка)	Тепловычислитель
23	ИПХФ РАН (2 пром.площадка)	Тепловычислитель
24	ИПХФ РАН(кор.1/11)	Тепловычислитель
25	ИПХФ РАН (кор.9)	Тепловычислитель

№ п/п	Наименование потребителей	Наличие прибора	
26	ИПХФ РАН (кор.Эа)	Тепловычислитель	
27	ФХПСНИФ (ФХПСНИФ	Тепловычислитель	
28	Дом Ученых	Тепловычислитель	
29	Спорткомплекс	Тепловычислитель	
30	Больница НЦЧ РАН	Тепловычислитель	
31	Поликлиника	Тепловычислитель	
32	НЦ Черноголовка (МЦО)	Тепловычислитель	
33	МБУ Служба благоустройства	Тепловычислитель	
34	НЦ Черноголовка(Инновационный центр)	Тепловычислитель	
35	УК, ЖСК, ТСЖ, частный сектор	Тепловычислитель	
36	УКМУПУЭ (39 домов)	Тепловычислитель	
37	УК ООО ПКФ "Гелиос" (10 домов)	Тепловычислитель	
38	УК МУП "УЭ" (общ. 23км)	Тепловычислитель	
39	УК МУП "УЭ" (общ. Ул.Строителей д.1)	Тепловычислитель	
40	Частный сектор (Объездная д 1)	Тепловычислитель	
41	ТСЖ "Заречье 1"	Тепловычислитель	
42	ТСЖ "Заречье 2"	Тепловычислитель	
43	ТСЖ "Заречье 3"	Тепловычислитель	
44	ТСЖ "Свой дом"	Тепловычислитель	
45	ТСЖ "Школьный 20" (2 здания)	Тепловычислитель	
46	ТСЖ "Дом на Лесной"	Тепловычислитель	
47	Алдошин С.М.	Тепловычислитель	
48	Попов Л.С.	Тепловычислитель	
49	Оксер И.В.	Тепловычислитель	
50	Батурин М.С.	Тепловычислитель	
51	Боровинская И.П.	Тепловычислитель	
52	Кравченко Г.В.	Тепловычислитель	
53	Разина	Тепловычислитель	
54	Волков Д.А.	Тепловычислитель	
55	ООО "Спутник"	Тепловычислитель	
56	МОЭСК (подстанция)	Тепловычислитель	
57	ЗАО Регион Эстейт	Тепловычислитель	
58	ООО "Стиль"	Тепловычислитель	
59	ООО "Меркурий"	Тепловычислитель	
60	ООО "ЧМ Трейд"	Тепловычислитель	
61	Мособлгаз ГУП МО	Тепловычислитель	
62	ЗАО "Виктан"	Тепловычислитель	
63	ООО "Ч-Траст"	Тепловычислитель	
64	ООО "Компонент АСУ"	Тепловычислитель	
65	АО "Дикси"	Тепловычислитель	
66	ООО "Оптис ЧГ"	Тепловычислитель	
67	ООО "Юлта" (рынок)	Тепловычислитель	
68	ООО "Юлта" (торг, центр, гараж)	Тепловычислитель	
69	ООО "Мальвина"	Тепловычислитель	
70	ИП Коханчик А.Г.	Тепловычислитель	

№ п/п	Наименование потребителей	Наличие прибора
71	ООО "Барк"	Тепловычислитель
72	ООО "Рэмэкс"	Тепловычислитель
73	НТЦ "Электронтех"	Тепловычислитель
74	ЗАО "Ай-би-скрин"	Тепловычислитель
75	ГУП МО "Мострансавто" гараж	Тепловычислитель
76	ООО "Хатбер-м"	Тепловычислитель
77	ООО "ЧМ Инвест"	Тепловычислитель
78	ООО "Кетра"	Тепловычислитель
79	ГУП МО "Мострансавто" автост.	Тепловычислитель
80	ООО "Боро"	Тепловычислитель
81	ИП Воропаев	Тепловычислитель
82	ИП Бабак	Тепловычислитель
83	ГСК "Восток 1"	Тепловычислитель
84	ГСК "Восток 3"	Тепловычислитель
85	ООО "Каскад"	Тепловычислитель
86	ЗАО "ЦСПП"	Тепловычислитель
87	ООО Охранное предприятие "Восток СпН"	Тепловычислитель
88	ООО "Черноголовская типография"	Тепловычислитель
89	ООО "Центр"	Тепловычислитель
90	Котельная	Тепловычислитель
91	Очистные сооружения	Тепловычислитель
92	Здание УЭ	Тепловычислитель
93	База ЖКХ	Тепловычислитель
94	Автобаза	Тепловычислитель
95	Водозаборные сооружения	Тепловычислитель

3.13 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

На основании результатов инвентаризации, проведенной Администрацией городского округа Черноголовка в соответствии с постановлением Администрации городского округа Черноголовка № 343 от 25.06.2014г. «О проведении инвентаризации сетей теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения на территории городского округа Черноголовка» на территории городского округа выявлены инженерные сети, не зарегистрированные ни на одно юридическое лицо, по которым начат процесс признания бесхозяйными, а именно:

Объекты теплового хозяйства: тепловые сети г. Черноголовка — 1,322 км, в т.ч.:

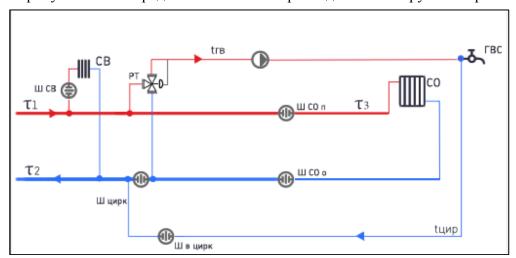
- теплосеть от ТК №58А до ТК №142 (через шк. Веста и до гостиницы) и по ул. Третья 0,47 км;
- теплосеть от ТК №98 до жилого дома №1 по ул. Объездная 0,09 км;
- теплосеть от ТК №47 до жилого дома №24 по ул. Центральная 0,229 км.
- теплосеть от ТК 194 до жилого дома по адресу Школьный бульвар, д20 протяжённостью до 0,18 км
- от ТК 29 б до ж/д Береговая д.18 0,075 км

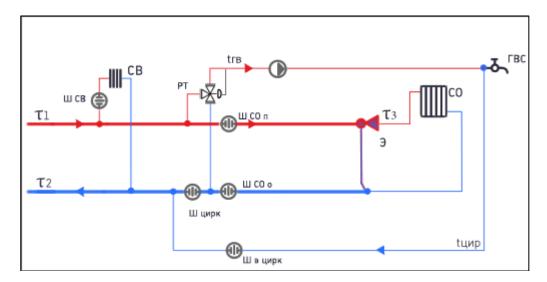
- от ТК 29 б до ж/ ул. Береговая д.20 0,149 км
- от ТК 29 б до ж/д ул. Береговая д.22 0,038 км
- от ТК 27 до ТК 27a по бульвар Архитектора Толмачева 0,091 км

Часть 4 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

4.1 Схемы присоединения нагрузок потребителей

На рисунках ниже представлены схемы присоединения нагрузок потребителей.





4.2 Объем потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Нормативная расчетная температура наружного воздуха составляет -26°C.

Нормативная средняя за отопительный период температура воздуха составляет -3,1°C.

Отопительный период составляет 214 суток.

Объем потребления тепловой энергии представлен в таблице ниже.

Таблица 29 Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (жилые образования) при расчетных температурах наружного воздуха (-26).

N₂	Наименование котельной	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч		
п/п		Отопление	ГВС	Суммарная
1	Котельная «Центральная»	92,71	37,87	130,58
2	Котельная в/ч с. Макарово	2,41	0,055	2,46
3	Котельная дер. Ботово	0,08	0	0,08

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

Теплоснабжение индивидуальных жилых домов на территории городского округа Черноголовка осуществляется децентрализовано, в основном от ёмкостных водонагревателей типа АГВ (аппаратов отопительных газовых бытовых с водяным контуром). Часть населения в индивидуальных жилых домах, а также в садово-дачных объединениях граждан для нужд отопления и приготовления горячей воды используют установки, работающие на твёрдом и жидком топливе, либо от электроэнергии.

После вывода котельной в д. Ботово в 2016 году все потребители будут использовать индивидуальные квартирные источники тепловой энергии на природном газе (два 8-квартирных дома).

4.4 Объем потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Котельная «Центральная» работает круглогодично: в отопительный период—214 суток, в неотопительный период—136 суток. Профилактика тепловой сети производится с 01.01 на 15 суток.

Таблица 30 Значения потребления тепловой энергии за отопительный период и за год

Наименование котельной	Отопительный период, Гкал	Теплопотребление за весь год, Гкал
Котельная «Центральная» Черноголовка	131166,8	201795,3
Котельная в/ч в с. Макарово	12665,38	12844,9
Котельная дер. Ботово	248,12	248,12

4.5 Объем потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

Значения потребления тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии МО "Городской округ Черноголовка" при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии представлены в таблице 31.

Таблица 31 Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

	Тепловая нагрузка подключ	Суммарная тепло-	
Источник тепловой энергии			вая нагрузка под-
	Отопление, Гкал/час	ГВС, Гкал/час	ключенных потре- бителей, Гкал/час
Котельная г. Черноголовка	92,71	37,87	130,58

п ,	Тепловая нагрузка подключенных потребителей		Суммарная тепловая нагрузка под-	
Источник тепловой энергии	Отопление, Гкал/час	ГВС, Гкал/час	ключенных потре- бителей, Гкал/час	
Котельная с. Макарово	2,41	0,055	2,46	
Котельная д. Ботово	0,08	0	0,08	

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

Согласно Распоряжению Министерства строительного комплекса и жилищнокоммунального хозяйства от 31 августа 2012 г. n 28 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг в отношении холодного и горячего водоснабжения, водоотведения, электроснабжения и отопления» (в ред. распоряжения Минстройжилкомхоза МО от 17.07.2013 n 102), нормативы потребления коммунальных услуг в отношении отопления в жилых помещениях (Гкал на 1 кв. м общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома) выглядят следующим образом:

Таблица 32 Нормативы потребления коммунальных услуг

Группы домов постройки до 1999 го- да	Нормативы потребления тепловой энергии на отопление	Группы домов постройки после 1999 года	Нормативы потребления тепловой энергии на отопление
1этажные	0,0456	1этажные	0,0169
2 этажные	2 этажные 0,0423		0,0142
3-4 этажные	3-4 этажные 0,0262		0,0122
5-9 этажные	0,0219	6-7 этажные	0,0114
10-13 этажные	0,021	8 этажные	0,0108
14 этажные	0,0217	9 этажные	0,018
15 этажные	0,0221	10-11 этажные	0,0101
16 этажные и более	0,0228	12 этажные и более	0,0098

Нормативы потребления коммунальных услуг в отношении холодного и горячего водоснабжения в жилых помещениях (кубометр на 1 человека).

Таблица 33 Нормативы потребления ХВС и ГВС

Категории многоквартирных домов с указанием оборудования	Норматив потребления комму- нальных услуг по холодному и горячему водо- снабжению		
ооорудования	всего	в т.ч. горячее водоснабжение	
1. Многоквартирные жилые дома, оборудованные централизованным отоплением, холодным и горячим водоснабжением, водоотведением с душем и ваннами			
Длиной 1650-1700 мм	8,12	2,62	

Категории многоквартирных домов с указанием оборудования	Норматив потребления комму- нальных услуг по холодному и горячему водо- снабжению		
ооорудования	всего	в т.ч. горячее водоснабжение	
Длиной 1500-1550 мм	8,01	2,56	
Длиной 1200 мм	7,9	2,51	
2. Многоквартирные жилые дома, оборудованные централизованным отоплением, холодным и горячим водоснабжением, водоотведением с душем без ванн	7,13	2,13	
3. Многоквартирные жилые дома, оборудованные централизованным отоплением, холодным и горячим водоснабжением, водоотведением без душа и ванн	5,34	1,27	
4. Многоквартирные жилые дома, оборудованные централизованным отоплением, холодным водоснабжением, водоотведением, оборудованные газовыми (электрическими, твердотопливными) водонагревателями, с душем и ваннами			
Длиной 1650-1700 мм	8,52		
Длиной 1500-1550 мм	8,4		
Длиной 1200 мм	8,29		
5. Многоквартирные жилые дома, оборудованные централизованным отоплением, холодным водоснабжением, водоотведением, оборудованные газовыми (электрическими, твердотопливными) водонагревателями, с душем без ванн	7,65		
6. Многоквартирные жилые дома, оборудованные централизованным отоплением, холодным водоснабжением, водоотведением, оборудованные газовыми (электрическими, твердотопливными) водонагревателями, без душа и ванн	5,61		
7. Многоквартирные дома, оборудованные централизованным отоплением, холодным водоснабжением, централизованным или местным водоотведением, без душа и ванн	4,89		
8. Многоквартирные дома с холодным водоснабжением из уличных колонок	1,83		
9. Общежития неквартирного типа, оборудованные централизованным отоплением, холодным и горячим водоснабжением, водоотведением с душем и ваннами	7,76	2,5	

Часть 5 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

5.1 Балансы 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

Балансы тепловой мощности для источников тепловой энергии городского округа Черноголовка представлены в таблицах 34-36.

Таблица 34 Баланс тепловой мощности котельной г. Черноголовка

Котельная	Ед.изм.	2015 год	
Установленная мощность оборудования	Гкал/час	236,855	
Располагаемая мощность оборудования в горячей воде	Гкал/час	190	
Собственные нужды	Гкал/час	0,952	
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/час	5,048	
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	130,58	
отопление	Гкал/час	92,71	
вентиляция	т кал/час	92,71	
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	Гкал/час	37,87	
Потери в горячей воде			
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде			
Отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/час	92,71	
Нагрузка ГВС средняя за сутки	Гкал/час	37,87	
Резерв (+) /дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/час	53,42	
Доля резерва	%	28,1	

Таблица 35 Баланс тепловой мощности котельной с. Макарово

Котельная	Ед.изм.	2015 год
Установленная мощность оборудования	Гкал/час	7,5
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/час	7,5
Потери располагаемой тепловой мощности		
Собственные нужды	Гкал/час	0,075
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/час	0,148
Хозяйственные нужды		
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	2,466
отопление	Гкал/час	2,411
вентиляция		
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	Гкал/час	0,055
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.		2,466
жилые здания, из них:		1,309
население		1,309
общественные здания, из них		1,157

Котельная	Ед.изм.	2015 год
финансируемые из бюджета		1,157
Потери в горячей воде		
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде		
Отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/час	2,411
нагрузка ГВС средняя за сутки	Гкал/час	0,055
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/час	4,811
Доля резерва	%	64

Таблица 36 Баланс тепловой мощности котельной д. Ботово

Таолица 30 Баланс Тепловои мощности котельной д. Ботово		<u></u>
Котельная	Ед.изм.	2015
Установленная мощность оборудования	Гкал/час	0,1
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/час	0,1
Потери располагаемой тепловой мощности		
Собственные нужды	Гкал/час	0,001
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/час	0,004
Хозяйственные нужды		
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	0,08
отопление	Гкал/час	0,08
вентиляция		
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	Гкал/час	ГВС отсутствует
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.		0,08
жилые здания, из них:		0,08
население		0,08
общественные здания, из них		-
финансируемые из бюджета		-
Потери в горячей воде		ГВС отсутствует
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде		ГВС отсутствует
Отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/час	0,08
нагрузка ГВС средняя за сутки	Гкал/час	ГВС отсутствует
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/час	0,015
Доля резерва	%	15

Вывод: В настоящее время на всех источниках тепловой энергии дефициты тепловой мощности отсутствуют. В деревне Ботово резерв составляет всего 15%. В 2016 году котельная выводится из эксплуатации в связи с поквартирной газификацией многоквартирных домов. Дальнейшая застройка так же может отапливаться индивидуальными (например, газовыми) котлами.

5.2 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепло-

вой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии

Величина резерва и дефицита тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии МО «Городской округ Черноголовка» при расчетной температуре наружного воздуха (-26 °C) представлена в таблице 37.

Таблица 37 Величина резерва и дефицита тепловой мощности нетто

Наименование источника	Профицит (+) /дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная г. Черноголовка	53,42
Котельная с. Макарово	4,81
Котельная деревни д. Ботово	0,015

Вывод: На 2015-2016 года на всех источниках тепловой энергии дефициты тепловой мощности отсутствуют.

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

Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей представлены на рисунках в приложении №3 «Пьезометрические графики».

5.4 Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Дефицитов тепловой мощности на котельных городского округа Черноголовка не выявлено.

5.5 Резервы 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

Величина резерва тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии МО «Городской округ Черноголовка» подробно представлена в Главе 1 части 5 пункте 1.

Резерв тепловой мощности котельной г. Черноголовка составляет 53,42 Гкал/час. Резерв тепловой мощности котельной с. Макарово составляет 4,81 Гкал/час (64%).

Резерв тепловой мощности котельной д. Ботово составляет 0,015 Гкал/час (15%). В 2016 году котельная выводится из эксплуатации в связи с поквартирной газификацией многоквартирных домов. Дальнейшая застройка так же может отапливаться индивидуальными (например, газовыми) котлами.

Дефициты тепловой мощности в МО «Городской округ Черноголовка» отсутствуют.

Часть 6 Балансы теплоносителя

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

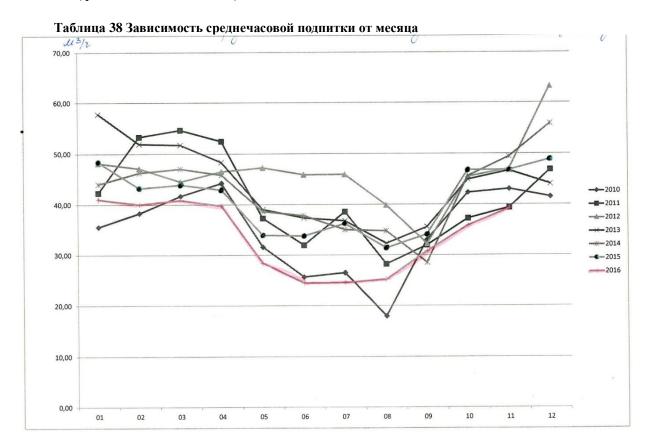
Система XBO предназначена для приготовления воды:

- на восполнение утечек в тепловой сети с открытым водоразбором и на горячее водоснабжение;
- на восполнение потерь конденсата, на приготовление добавочной воды для питания паровых котлов.

Согласно ФЗ № 261 «Об энергосбережении и энергетической эффективности», следует ожидать снижения потребления воды и пара потребителями, и, следовательно, увеличения резерва на ВПУ. Однако, при подключении перспективных потребителей, изменение баланса водоподготовительной установки не произойдет.

На котельной «Центральная» осуществляется химводоподготовка исходной воды. Вся вода проходит I ступень Na-катионирования; затем вода, идущая на подпитку теплосети, направляется в подогреватели и деаэратор, а добавок питательной воды проходит дополнительно II ступень Na-катионирования с нитратированием.

На рисунке ниже показана зависимость среднечасовой подпитки от месяца на 2010-2016 года (фактические значения).



Информация об оборудовании водоподготовки котельной воинской части в с. Макарово представлена в таблице 40.

Таблица 39 Оборудование водоподготовки котельной с. Макарово

№ п/п		ед. измерения	1	2
1	Назначение фильтра		осветительный	Умягчение воды
2	Тип фильтра		ФО	ФИПр-0,5-0,6-Na
3	Завод-изготовитель		ОАО Перлог	вский 3ЭО
4	Год изготовления		2003	2003
5	Год установки		2004	2004
6	Производительность	м ³ /час	От 1 до 3	
7	Диаметр фильтра	M	0,6	0,5
8	Высота слоя загрузки	M	1,0	1,85
9	Марка фильтрующего материала		Сульфоуголь СК-2	Катионит КУ-2-8
10	Масса фильтрующего материала	КГ	230	300

На котельной д. Ботово химводоочистка не предусмотрена.

6.2 Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Утвержденные балансы максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах отсутствуют.

В соответствии со СНИП 41-02-2003 «Тепловые сети» для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Таблица 40 Максимальный объем теплоносителя необходимый для подпитки тепловой сети в аварийном режиме

	Значение
Котельная «Центральная»	
Установленная тепловая мощности котельной, Гкал/час	236,9
Расчетный расход аварийной подпитки тепловой сети, м3/ч	128,3
Котельная в с. Макарово	
Установленная тепловая мощности котельной, Гкал/час	7,5
Расчетный расход аварийной подпитки тепловой сети, м3/ч	4,6

часть 7 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

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

Основным видом топлива на всех котельных городского округа Черноголовка является природный газ.

Источником газоснабжения городского округа Черноголовка является Кольцо газопроводов Московской области (КГМО) через газораспределительную станцию (ГРС) «ННЦ-Черноголовка», расположенной у юго-западной границы городского округа. От ГРС по газопроводу Д=300 мм $P\leq0,6$ МПа газ поступает в город Черноголовка, а по газопроводу Z=300 мм Z=300 мм

На рисунке 13 представлена схема газоснабжения г. Черноголовка, с. Макарово и дер. Ботово.

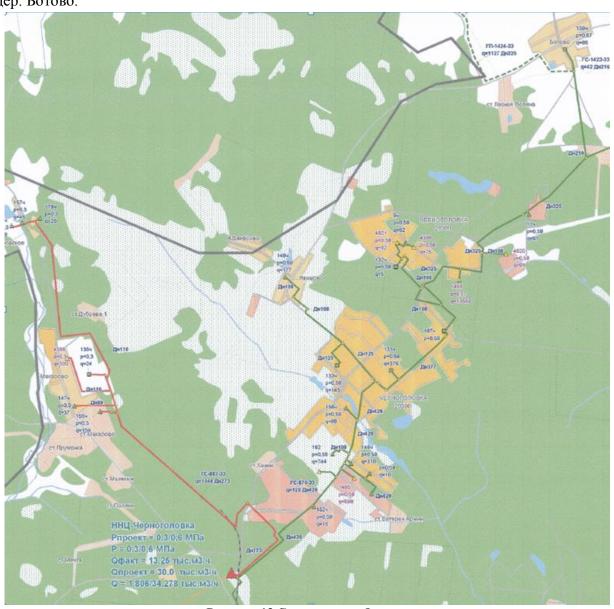


Рисунок 13 Схема газоснабжения

Объёмы потребления природного газа котельной г. Черноголовка (котельная «Центральная») за 2011-2015года представлены в таблице 41.

Таблица 41 Объёмы потребления природного газа котельной «Центральная»

Показатель	Ед.измер.	2011	2012	2013	2014	2015
Природный газ	тыс. м ³	35246,2	37813,3	34761,4	35206,4	32647,7

Общий баланс потребления природного газа котельной воинской части в с. Макарово за 2014-2015 г.г. представлен в таблице 1.8.1.2.

Таблица 42 Объемы потребления природного газа котельной с. Макарово

Год	Vраб.общ. [м3] (потребление)	Vст.общ. [м3] (потребление)
2014	1159063	1243586,286
2015	947552	1008551,054

Данные по потреблению природного газа котельной д. Ботово представлены в таблице ниже.

Таблица 43 Объёмы потребления природного газа котельной д. Ботово

Показатель	Ед. измер.	2014	2015	
Природный газ	тыс. м ³	169,85	156,78	

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

В качестве резервного вида топлива на котельной «Центральная» применяется мазут. Использование резервного топлива на остальных котельных не предусмотрено.

Объемы потребления мазута котельной «Центральная» за 2011-2015 гг. представлен в таблице 44.

Таблица 44 Объемы потребления мазута котельной «Центральная»

Показатель	Ед. измер.	2011	2012	2013	2014	2015
Мазут	Т	961	0,2	0,2	0,2	0,2

В с. Макарово и д. Ботово резервное и аварийное топливо не предусмотрено.

7.3 Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Характеристика основного топлива котельных городского округа Черноголовка представлена в паспорте качества газа.

Публичное Акционерное Общество «Газпром»
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Москва»
Московское линейное производственное управление магистральных газопроводов
Адрес: 142770, г. Москва, поселение Сосенское, пос. Газопровод.

Телефон-факс. (495) 817-15-58

УГВЕРЖДАЮ Начильник филиала ООО «Газиром трансгаз Москва» «Московское ЛПУМГ»

м.п. 30 декабря 2015 г.

ПАСПОРТ № ГГП-30 качества газа горючего природного за декабрь 2015 года.

сх ооп

- 1. Паспорт распространяется на объёмы газа горючего природного поданного в общем потоке по газопроводу КГМО (кольцевой газопровод Московской области) покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): Алферово, Буньково, Воронок (ГТ ТЭЦ Щелково), Гжель, № 9 (Фрязево), № 38 (Жуклено), № 47 (Дуброво), Егорьевск, Егорьевск (новая), ООО Кроношпан «Энергия-1», ГПМ-5 Изовер, Ильинский Погост, Икша, Красноармейск, Куровское, Лесное, Ликино-Дулево, Ликино-Дулево (новая), Литвиново, Монино, ННЦ Черноголовка, Ногинск, Обухово, Орехово-Зуево, Орловский, Павловский Посад, Петровская, Покров, Пушкино, Раменское, Романтика, Рязанцы, Северная, Сергиев-Посад, Софрино, Стрелки, Фряново, Хотьково, Черное, Электрогорск, Электроугли, Электроугли-2, Южная.
- 2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 005-93.
- 3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа горючего природного в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки) и технических соглашений.
- Результаты испытаний приведены в таблице.
 Место отбора проб газа горючего природного ГРП Романтика.
- 5. Фактическая теплота сгорания и число Воббе по п.п. 2,3 таблицы определены на основании 4-х анализов за 03, 10, 17, 24 декабря 2015 года.

Результаты средних арифметических значений компонентного состава и физико-химических показателей газа горичего природного за месяц см. на обороте.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне- месячный показатель
	Компонентный состав, молярная доля: метан			не норм.	96.11
	этан			не норм.	2,13
	пропан			не норм.	0.68
	изо-бутан			не норм.	0.113
	норм-бутан		F0.621	не норм.	0,112
	нео-пентан	0/0	FOCT	не норм.	0,0016
1	изо-пентан	%0	31371.1-7-2008	не норм.	0.0229
	норм-пентан			не норм.	0,0166
	гексаны + высшие углеводороды			не норм.	0,0163
	диоксид углерода			не более 2,5	0,139
	азот			не порм.	0.637
	кислород			не более 0,050	0,0061
	водород			не норм.	0.0011
	гелий			не порм.	0.0108
	Низшая теплота сгорания при	МДж/м3	ГОСТ	не менес 31,80	34,32
2	стандартных условиях	ккал/м3	31369-2008	не менее 7600	8196
	Число Воббе (высшее) при	МДж/м3	LOCT	41,20 - 54,50	49,93
3	стандартных условиях	ккал/м3	31369-2008	9840 - 13020	11925
4	Плотность при стандартных условиях	KT/M ³	ГОСТ 31369-2008	не норм.	0.6989
5	Массовая концентрация сероводорода	r/m³	гост	не более 0.020	менее 0,010
6	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м³	22387.2-2014	не более 0,036	менее 0.010
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0.001	отсутствуют
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	"C	ГОСТ 20060-83	ниже температуры газа	-7.1
9	при температуре газа в гочке отбора пробы	°С		-	÷5,0
10	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	бала	ГОСТ 22387.5-77	не менее 3	3

Стандартные условия в п.п. 2-4; стандартные условия сгорания газа горючего природного — температура 25 °C, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа горючего природного — температура 20 °C, давление 101,325 кПа,

Значения показателей по п.п. 1-10 определены в Испытательной лаборатории газа (аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.515174 от 25.02.2013 г.).

Начальник Ис	:пытательной	лаборатории газа	suche/s-	М.В. Горх
Заполняется рег	ионгазом или ф	илналом ООО «Газпром м	тежрегнонгаз»	- Wester
Коння паспорта	выдана поставі	циком		
V-0.		танменование регноп.	газа изи физиала 000 «Газ	иром межрегионгаз»)
покупателю (пот	гребителю)			по его запросу
		(наименование	предприятия)	
(t))	20	r.		
Паспорт качества стр. 2 из 3	газа № ГГП-30			

7.4 Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воз-
духа
В периоды расчетных температур наружного воздуха сбоев в поставке топлива не
было. Поставка топлива выполняется в штатном режиме.

Часть 8 Оценка надежности теплоснабжения

8.1 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

Способность проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом 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) следует определять по вероятности безотказной работы [Р]. Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать:

- источника теплоты $P_{\text{ИТ}} = 0.97$;
- тепловых сетей $P_{TC} = 0.9$;
- потребителя теплоты $P_{\Pi T} = 0.99$;

Для описания показателей надежности и качества поставки тепловой энергии, определения зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения рассчитываем показатели надежности тепловых сетей по каждой зоне теплоснабжения для наиболее отдаленных потребителей от каждого источника теплоснабжения. Методика расчета надежности относительно отдаленных потребителей основывается на том, что вероятность безотказной работы снижается по мере удаления от источника теплоснабжения. Таким образом, определяется узел тепловой сети, начиная с которого значение вероятности безотказной работы ниже нормативно допустимого показателя. В результате расчета формируется зона ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения по каждой зоне теплоснабжения. При расчете показателей надежности работы тепловых сетей учитывается кольцевое включение трубопроводов, возможность использования резервных перемычек и перераспределения зон теплоснабжения между источниками. Для оценки объемов тепловой зоны с ненормативной надежностью тепловых сетей представлены значения величины материальных характеристик трубопроводов зоны безопасности теплоснабжения и зоны ненормативной надежности, их процентное соотношение.

Для ликвидации зон ненормативной надежности будут предложены мероприятия по реконструкции и капитальному ремонту тепловых сетей, строительству резервных перемычек и насосных станций.

При расчете надежности системы теплоснабжения используются следующие условные обозначения:

- РБР вероятности безотказной работы;
- P_{OT} вероятность отказа, где P_{OT} =1- P_{EP}

Расчет вероятность безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю рекомендуется выполнять с применением приведённого ниже алгоритма.

- 1. Определить путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.
- 2. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.
- 3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.
- 4. На основе обработки данных по отказам и восстановлениям (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

 λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17лет, 1/(км·год);

 λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет, $1/(\kappa M \cdot \Gamma O J)$;

 λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет, 1/(км·год).

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

$$P_{c} = \prod_{i=1}^{i=N} P_{i} = e^{-\lambda_{1}L_{1}t} \cdot e^{-\lambda_{2}L_{2}t} \cdot \dots \cdot e^{-\lambda_{n}L_{n}t} = e^{-t\sum_{i=1}^{i=N} \lambda_{i}L_{i}} = e^{-\lambda_{c}t},$$
(1)

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке:

$$\lambda_c = \lambda_1 L_1 + \lambda_2 L_2 + \dots + \lambda_n L_n, \frac{1}{\text{vac}}$$
 (2)

где L - протяженность каждого участка, км.

Для описания параметрической зависимости интенсивности отказов рекомендуется использовать зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0(0, l\tau)^{a-1},\tag{3}$$

где т- срок эксплуатации участка, лет.

Для распределения Вейбулла рекомендуется использовать следующие эмпирические коэффициенты:

$$a = \begin{cases} 0,8 \text{ при } 1 < \tau \le 3\\ 1,0 \text{ при } 3 < \tau \le 17\\ 0,5 \cdot e^{x/20} \text{ при } \tau > 17 \end{cases}$$
 (4)

Поскольку статистические данные о технологических нарушениях, предоставленные теплоснабжающими организациями, недостаточно полные, то среднее значение интенсивности отказов принимается равным $\lambda_0 = 0.05 \ 1/(\text{год} \cdot \text{км})$.

При использовании данной зависимости следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

- она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;
- в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.
- 5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей принимают по данным СНиП 2.01.01.82 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».
- 6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплопотребления (зданий) определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °C, в промышленных зданиях ниже +8 °C (СНиП 41-02-2003. «Тепловые сети»).

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании до +12 °C при внезапном прекращении теплоснабжения формула имеет следующий вид:

$$z = \beta \cdot ln \frac{t_e - t_{\rm H}}{t_{\rm B,a} - t_{\rm H}},\tag{5}$$

где $t_{\rm B.a}$ — внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12 $^{0}{\rm C}$ для жилых зданий). Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха.

Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения для городского округа Черноголовка приведён в таблице 46.

б) анализ аварийных отключений потребителей

Подробные сведения об отказах основного оборудования на котельной МУП «УЭ» (технологическая зона №1) представлены в Части 2 пункте «к» «Статистика отказов и вос-

становлений оборудования источников тепловой энергии».

- В 2014 году 31 случай отказа оборудования (из них 10 из-за кратковременного прекращения электроснабжения)
- В 2015 году 28 (из них 23 из-за кратковременного прекращения электроснабжения)
- В 2016 году (на момент разработки Схемы) 10 отказов

МУП «УЭ» в 2015 году проведен расчет показателей надежности системы теплоснабжения.

Расчет показателей надежности системы теплоснабжения произведен в соответствии с приказом Минрегионразвития России от 26.07.2013 «310 "Об утверждении методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения".

Показатели надежности системы теплоснабжения

1. Показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии (K₃):

При отсутствии резервного электроснабжения $K_3 = 0.6$

2. Показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии (Кв):

При наличии резервного водоснабжения $\mathbf{K}_{\scriptscriptstyle \mathrm{B}} = \mathbf{1}$

3. Показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии (К_т):

При наличии резервного топлива $\mathbf{K}_{\mathrm{T}} = \mathbf{1}$

4. Показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей (K_6):

При полной обеспеченности тепловой нагрузкой потребителей $\mathbf{K}_6 = \mathbf{1}$

- 5. Показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройства перемычек $\mathbf{K}_p = \mathbf{1}$
- 6. Показатель технического состояния тепловых сетей (Кс):

$$K_c = (26,0295 - 5,2) / 26,0295 = 0.8$$

7. Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($И_{\text{отк тс}}$):

$$H_{\text{OTKTC}} = 6/26,0295 = 0.23$$

8. Показатель надежности тепловых сетей ($\mathbf{K}_{\text{отк тс}}$):

При
$$\mathbf{M}_{\text{отк}TC} = 0.23 \ \mathbf{K}_{\text{отк}TC} = \mathbf{0.8}$$

9. Показатель интенсивности отказов теплового источника ($И_{\text{отк ит}}$):

$$M_{\text{отк HT}} = (K_3 + K_B + K_T) / 3 = (0.6 + 1 + 1) / 3 = 0.9$$

10. Показатель надежности теплового источника ($K_{\text{отк ит}}$):

При
$$И_{\text{отк ит}} = 0.9 \ \mathbf{K}_{\text{отк ит}} = \mathbf{0.6}$$

11. Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла ($\mathbf{Q}_{\text{нед}}$):

$$Q_{\text{нел}} = 26,95 \, \Gamma \text{кал} / 252 \, 074,56 \, \Gamma \text{кал} * 100\% = 0,01\%$$

12. Показатель надежности (Кнел):

При
$$Q_{\text{нед}}$$
 ДО $0.1 \% K_{\text{нед}} = 1$

13. Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом (Кп):

$$K\pi = 94,9/102 = 0,93$$

14. Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием $(K_{\scriptscriptstyle M})$:

При одинаковом отношении фактического наличия машин, специальных механизмов, оборудования к их количеству, определенному по нормативам. $K_{\text{м}} = 1$

- 15. Показатель наличия основных материально-технических ресурсов (K_{TD}):
- При одинаковом отношении фактического наличия труб, компенсаторов, арматуры, сварочных материалов к их количеству, определенному по нормативам, $\mathbf{K}_{\mathsf{Tp}} = \mathbf{1}$
- 16. Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания (К_{ист}):

Вследствие того, что количество передвижных источников электропитания равно их потребности $\mathbf{K}_{\text{ист}} = \mathbf{1}$

17. Показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению аварийновосстановительных работ в системах теплоснабжения (K_{rot}):

$$K_{\text{rot}} = 0.25*0.93 + 0.35*1 + 0.3*1 + 0.1*1 = 0.98$$

При $K_{rot} = 0.98$ и K_n , K_m , более 0.75 готовность теплоснабжающей организации к проведению восстановительных работ в системах теплоснабжения можно считать **удовлетворительной.**

18. Оценка надежности систем теплоснабжения:

На основании полученных показателей надежности $K_9 = 0.6$, $K_B = 1$, $K_T = 1$, $K_{OTK\ UT} = 0.6$ источники тепловой энергии могут быть оценены как **малонадежные.**

19. Оценка надежности тепловых сетей:

При Кгот = 0,98 и Ктр = 1 тепловые сети могут быть оценены как высоконадежные.

Таблица 45 Показатели надежности теплоснабжения

Наименование показателя	г. Черноголовка	с. Макарово	д. Ботово
1) Показатель надежности электроснабжения источников тепла (Кэ):	0,6	0,7	0,8
Характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания (выбрать нужное):	-	ı	-
Наличие:	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
Мощность источника тепловой энергии:	свыше 20 Гкал/ч	от 5 до 20	до 5,0
2) Показатель надежности водоснабжения источников тепла (Кв):	1	0,8	0,8
Характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения (выбрать нужное):	-	-	-
Наличие:	Присутствует	Отсутствует	Отсутствует
Мощность источника тепловой энергии:	свыше 20 Гкал/ч	От 5 до 20	до 5,0

Наименование показателя	г. Черноголовка	с. Макарово	д. Ботово
3) Показатель надежности топливоснабжения источников тепла (Кт):	1	0,7	1
Характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения (выбрать нужное):	-	-	-
Наличие:	Присутствует	Отсутствует	Отсутствует
Мощность источника тепловой энергии:	-	от 5 до 20	до 5,0
4) Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (Кб):	1	1	1
Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):	до 10	до 10	до 10
5) Показатель уровня резервирования источников тепла и элементов тепловой сети (Кр):	1	-	1
Характеризуется отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке системы теплоснабжения (%):	90-100	-	-
6) Показатель технического состояния тепловых сетей (Кс):	0,8	0,6	0,8
Характеризуется долей ветхих, подлежащих замене трубопроводов (%):	1020	2030	-
7) Показатель интенсивности отказов тепловых сетей (Котк):	0,23	-	-
Характеризуется количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года:	-	-	-
Количество отказов за последние три года (n отк, шт):	-	-	-
Протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения (S, км):	26,02	9,34	-
Интенсивность отказов [Иотк, 1/(км*год)]:	-	-	-
8) Показатель относительного недоотпуска тепла (Кнед):	1	-	-
Недоотпуск тепла (Qнед):	0,01	-	-
Аварийный недоотпуск тепла за последние три года (Qав, Гкал):	-	-	-
Фактический отпуск тепла системой тепло- снабжения за последние три года (Офакт, Гкал):	-	-	-
9) Показатель качества теплоснабжения (Кж):	-	-	-
Характеризуется количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжение (Ж):	-	-	-

Наименование показателя	г. Черноголовка	с. Макарово	д. Ботово
Количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения (Джал, шт):	-	-	-
Количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения (Дсумм, шт):	•	•	-
10) Расчетная тепловая нагрузка системы теплоснабжения (Q, Гкал/ч)	130,58	7,5	0,1
11) Общий показатель надежности систем теплоснабжения поселения, городского округа (Кнад сист):	0,867	0,75	0,88

8.2 Анализ аварийных отключений потребителей

Аварийных отключений потребителей на котельных городского округа Черноголовка не производилось.

8.3 Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Отказ теплоснабжения потребителя — событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12°C. Расчет времени снижения температуры в жилом здании до +12°C при внезапном прекращении теплоснабжения производится по следующей формуле:

$$Z = \beta * \ln(\frac{t_{\rm B} - t_{\rm H}}{t_{\rm Ba} - t_{\rm H}})$$

Где: β – коэффициент аккумуляции помещения (здания), принимаем 70ч;

t B — внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °C;

tн –температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени, °С;

 $t \, b, a - в \, hyrpe \, h \, h \, m$ температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения, °C;

Повторяемость температур наружного воздуха принимаем по «Пособию к СНиП 23-01-99 Строительная климатология», Глава 2, Раздел 2, Таблица 2.5.

Расчет времени снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения приведен в таблице 46.

Таблица 46 Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого

Температура наружного воздуха, °C	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12°C
-38	0,0	10,38
-36	0,0	10,79
-34	0,1	11,22
-32	0,1	11,69
-30	0,5	12,20
-28	0,8	12,76

Температура наружного воздуха, °C	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12°C
-26	1,2	13,37
-24	1,9	14,04
-22	3,4	14,79
-20	3,8	15,62
-18	4,9	16,54
-16	5,7	17,59
-14	7,0	18,77
-12	8,6	20,13
-10	8,8	21,71
-8	10,2	23,55
-6	10,0	25,74
-4	10,1	28,38
-2	10,3	31,63
0	10,1	35,75
2	2,4	41,14
4	0,1	48,52
6	0,0	59,31

На основании приведенных данных можно оценить время, имеющееся для ликвидации аварии или принятия мер по предотвращению лавинообразного развития аварий, т.е. замерзания теплоносителя в системах отопления зданий, в которые прекращена подача тепла.

8.4 Анализ зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения

Анализ статистики отказов тепловых сетей и аварийно-восстановительных ремонтов тепловых сетей в 2015 году показывает удовлетворительное состояние тепловых сетей.

Часть 9 Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

9.1 Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»

Теплосетевые организации и субъекты естественных монополий в области раскрытия информации руководствуются «Стандартами раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии» (Постановление № 1140 Правительства РФ от 30.12.09).

Регулируемыми организациями информация раскрывается путем:

- а) опубликования в печатных средствах массовой информации, в которых в соответствии с законами субъектов Российской Федерации публикуются официальные материалы органов государственной власти, и (или) в печатных изданиях, в которых публикуются акты органов местного самоуправления, распространяемых в субъектах Российской Федерации и (или) муниципальных образованиях, на территории которых регулируемые организации осуществляют свою деятельность (далее официальные печатные издания);
- б) опубликования на официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети Интернет (далее сеть Интернет) регулируемой организации, и (или) на официальном сайте в сети Интернет органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации (органа местного самоуправления), уполномоченного осуществлять контроль за соблюдением стандартов раскрытия информации, и (или) на ином официальном сайте в сети Интернет, определяемом Правительством Российской Федерации;
- в) предоставления информации на основании письменных запросов потребителей то- варов и услуг регулируемых организаций (далее соответственно потребители, регулируемые товары и услуги).

Информация, подлежащая раскрытию в соответствии с Постановлением № 1140 Правительства РФ от 30.12.09, размещается регулируемой организацией на выбранных ею сайтах в сети Интернет из числа указанных в подпункте "б" пункта 3 настоящего документа и должна быть доступна в течение 5 лет.

Регулируемые организации обязаны сообщать по запросу потребителей адрес сайта в сети Интернет, на котором размещена информация, подлежащая раскрытию в соответствии с настоящим документом.

В официальных печатных изданиях (со ссылкой на адрес сайта в сети Интернет, на котором информация размещается в полном объеме) подлежит опубликованию информация, 48 указанная в пунктах 12, 16, 18, 23, 27, 29, 34, 38, 40, 45, 49, 51, 56 и 59 Постановления \mathbb{N} 1140 Правительства $\mathbb{P}\Phi$ от 30.12.09.

На территориях, на которых отсутствует доступ к сети Интернет, информация раскрывается путем ее опубликования в официальных печатных изданиях в полном объеме, а также путем предоставления информации на основании письменных запросов потребителей.

Регулируемые организации в течение 5 рабочих дней со дня опубликования информации в официальных печатных изданиях (размещения на сайте в сети Интернет) в

соответствии с настоящим документом сообщают в орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации (орган местного самоуправления), уполномоченный осуществлять контроль за соблюдением стандартов раскрытия информации, о раскрытии соответствующей информации с указанием официального печатного издания и (или) адреса сайта в сети Интернет, которые используются для размещения этой информации.

В случае раскрытия информации на официальном сайте в сети Интернет органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации (органа местного самоуправления), уполномоченного осуществлять контроль за соблюдением стандартов раскрытия информации, сообщение о раскрытии соответствующей информации в этот орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации и (или) орган местного самоуправления не направляется.

Перечень информации, подлежащей раскрытию в соответствии с настоящим документом, является исчерпывающим.

Одновременно с указанной в пункте Постановления № 1140 информацией о расходах на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств и расходах на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса, на сайте в сети Интернет публикуется информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по каждой из указанных статьей расходов.

Информация, подлежащая раскрытию в соответствии с Постановлением № 1140, предоставляется регулируемой организацией потребителю на основании письменного запроса о предоставлении информации.

Предоставление информации осуществляется в письменной форме посредством направления в адрес потребителя почтового отправления либо выдачи лично потребителю по месту нахождения регулируемой организации.

Регулируемые организации ведут учет письменных запросов потребителей, а также хранят копии ответов на такие запросы в течение 5 лет.

Потребитель в письменном запросе о предоставлении информации указывает регулируемую организацию, в которую направляет указанный запрос, а также свою фамилию, имя, отчество (наименование юридического лица), почтовый адрес, по которому должен быть направлен ответ, излагает суть заявления, подписывает запрос и проставляет дату, а также 49 указывает способ получения запрашиваемой информации (посредством почтового отправления или выдачи лично потребителю).

Поступивший в адрес регулируемой организации письменный запрос о предоставлении информации подлежит регистрации в день его поступления в регулируемую организацию с присвоением ему регистрационного номера и проставлением штампа соответствующей организации. Регулируемая организация не позднее 20 календарных дней со дня поступления запроса направляет раскрываемую в соответствии с настоящим документом информацию в адрес потребителя согласно избранному потребителем способу получения информации

9.2 Оценка полноты раскрытия информации каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»

На территории МО «Городской округ Черноголовка» с 2015 года существует две теплоснабжающие организации. МУП «УЭ» эксплуатирует котельную «Центральная» и котельную д. Ботово, которая в данный момент выводится. ГУ ЖКХ эксплуатирует котельную в д. Макарово (Ногинск-4).

МУП «УЭ»

Информация, формируемая в соответствии с Постановлением № 1140, публикуется на сайте МУП «УЭ» (http://uechg.ru/). Полнота раскрытия информации в соответствии с Постановлением № 1140 Правительства РФ от 30.12.09 оценивается полной.

Информация для настоящего отчета о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности по котельным была предоставлена МУП «УЭ» по запросу.

ГУ ЖКХ

Котельная принадлежит Министерству обороны РФ и находится на балансе ГУ ЖКХ. Полнота раскрытия информации – неполная. На сайте (https://guzhkh.ru/) информация отсутствует.

9.3 Технико-экономические показатели работы каждой теплоснабжающей организации

Таблица 47 Анализ экономической обоснованности расходов, объемов полезного отпуска МУП "УЭ"

Показатели	Ед.изм.	Факт 2015	Принято Мо- соблкомцен с 01.01.2016	Принято Мо- соблкомцен с 01.07.2016
Выработано тепловой энергии:	Гкал	238 135,7	275 598,2	275 598,2
в виде горячей воды,	Гкал	238 135,7	275 598,2	275 598,2
в виде пара,	Гкал	0,0	0,0	0,0
на газовом топливе	Гкал	238 135,7	275 598,2	275 598,2
на мазуте	Гкал	0,0		
на дизельном топливе	Гкал	0,0		
на твердом топливе	Гкал	0,0		
на электрокотлах	Гкал	0,0		
на прочих видах топлива	Гкал	0,0		
Собственные нужды котельной	Гкал	3 084,4	3 258,6	3 258,6
Получено тепловой энергии со стороны	Гкал	0,0	0,0	0,0
Потери тепловой энергии	Гкал	33 255,8	33 126,3	33 126,3
Отпущено тепловой энергии:	Гкал	201 795,3	239 213,3	239 213,3
организациям-перепродавцам тепловой энергии	Гкал	0,0	0,0	0,0
бюджетным организациям	Гкал	47 057,7	71 234,8	71 234,8
жилищным организациям	Гкал	119 203,7	141 407,8	141 407,8
прочим потребителям	Гкал	27 168,2	14 047,0	14 047,0

Показатели	Ед.изм.	Факт 2015	Принято Мо- соблкомцен с 01.01.2016	Принято Мо- соблкомцен с 01.07.2016
собственное производство	Гкал	8 365,7	12 523,7	12 523,7
Расходы	X	X	X	X
Операционные расходы	тыс.руб.	48 047,8	58 195,6	70 645,1
Материалы на химводоочистку	тыс.руб.	956,1	1 037,7	1 104,2
соль	тыс.руб.	771,8	833,0	886,4
	тыс.т	0,2	0,2	0,2
спирт	тыс.руб.	4,4	4,3	4,6
	Л	27,0	36,7	36,7
прочие	тыс.руб.	179,9	200,4	213,2
Текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	8 685,9	15 050,7	27 072,9
Оплата труда	тыс.руб.	33 056,3	36 296,2	36 296,2
численность	чел.	111	134	134
средний размер зарплаты	руб.	24 794,7	22 589,1	22 589,1
Цеховые расходы	тыс.руб.	3 079,5	3 856,7	4 103,5
Общеэксплуатационные расходы	тыс.руб.	2 270,0	1 954,3	2 068,3
Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	18 797,4	20 552,2	20 584,4
Отвод сточных вод	тыс.руб.	1 245,9	949,3	981,5
	тыс.м3	67,2	49,1	49,1
Налоги	тыс.руб.	354,2	409,4	409,4
налог на землю	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0
налог на имущество	тыс.руб.	354,2	392,0	392,0
транспортный налог	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0
плата за ПДВ загрязняющих веществ	тыс.руб.	0,0	17,4	17,4
Отчисления от фонда оплаты труда	тыс.руб.	9 807,6	10 888,9	10 888,9
Амортизация основных производственных фондов	тыс.руб.	3 141,0	2 117,6	2 117,6
первоначальная стоимость ОПФ	тыс.руб.	133 462,3	121 052,7	121 052,7
износ ОПФ	тыс.руб.	115 903,8	33 843,5	33 843,5
остаточная стоимость ОПФ	тыс.руб.	86 466,0	83 521,2	83 521,2
Арендная плата	тыс.руб.	351,7	351,7	351,7
Внереализационные расходы	тыс.руб.	3 897,0	5 835,3	5 835,3
услуги банка	тыс.руб.	953,2	1 335,3	1 335,3
проценты по кредитам банков	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0
создание запасов топлива	тыс.руб.	1,8	0,0	0,0
расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	2 942,1	4 500,0	4 500,0
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0
Недополученный доход	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0
Избыток средств, полученный в предыду- щем периоде	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0
Расходы на энергоресурсы	тыс.руб.	190 909,3	222 878,9	228 787,0
Вода на наполнение системы и подпитку	тыс.руб.	3 601,0	3 186,5	3 294,9
	тыс.м3	284,8	251,9	251,9
Топливо на технологические цели	тыс.руб.	163 441,6	196 260,4	200 185,6
газ	тыс.руб.	163 441,6	196 260,4	200 185,6
	тыс.м3	32 647,7	37 284,2	37 284,2

Показатели	Ед.изм.	Факт 2015	Принято Мо- соблкомцен с 01.01.2016	Принято Мо- соблкомцен с 01.07.2016
мазут	тыс.руб.			
	тыс.т			
дизельное топливо	тыс.руб.			
	тыс.т			
уголь	тыс.руб.			
	тыс.т			
электроэнергия для электрокотлов	тыс.руб.			
	тыс.кВт			
другие виды топлива	тыс.руб.			
	тыс.ед			
Электроэнергия	тыс.руб.	23 866,7	23 432,0	25 306,5
	тыс.кВт.ч	7 018,3	7 574,7	7 574,7
Покупная тепловая энергия	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0
Cohomowy	тыс.руб.	253 857,5	295 791,4	314 181,2
Себестоимость	руб/Гкал	1 258,0	1 236,5	1 313,4
Итого расходы до налогообложения	тыс.руб.	257 754,5	301 626,7	320 016,5
Расходы, относимые на прибыль после нало- гообложения	тыс.руб.	382,9	3 500,0	3 510,7
капитальные вложения на производство	тыс.руб.	0,0	3 333,3	3 333,3
прибыль на социальное развитие	тыс.руб.	166,7	166,7	177,4
прочие расходы	тыс.руб.	216,2	0,0	0,0
Налог на прибыль	тыс.руб.	95,7	875,0	877,7
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	258 233,2	306 001,7	324 404,9
Тариф	руб/Гкал	1 279,68	1 279,20	1 356,13
Тариф с учетом НДС	руб/Гкал	1 510,02	1 509,46	1 600,23
Уровень рентабельности		1,7	3,3	3,2
Рост тарифа		X	X	106,0
Тариф без учета инвест. составляющей		X	1 261,8	1 338,7
Рост тарифа без учета инвест. составл.		X	X	0,0

9.4 Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии каждой теплоснабжающей организации.

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии по МУП «УЭ» представлены в Части 9 пункте 9.3 данной Схемы.

Данные ГУ ЖКХ по с. Макарово отсутствуют.

Часть 10 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

10.1 Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет

Тарифы на тепловую энергию, отпускаемую жителям городского округа Черноголовка, Московская область (МО) на 2013-2015 года:

Таблица 48 Тарифы на тепловую энергию

		T -					
Год		Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал					
ТОД		г. Черноголовка д. Ботово		с. Макарово			
2012	1 полугодие	1171,5	н/д	810,54			
2013	2 полугодие	1373,7	н/д	907,81			
2014	1 полугодие	1373,76	3747,44	907,81			
	2 полугодие	1413,17	3858,01	962,28			
2015	1 полугодие	1413,17	3858,01	962,28			
	2 полугодие	1509,46	4130,71	1037,34			

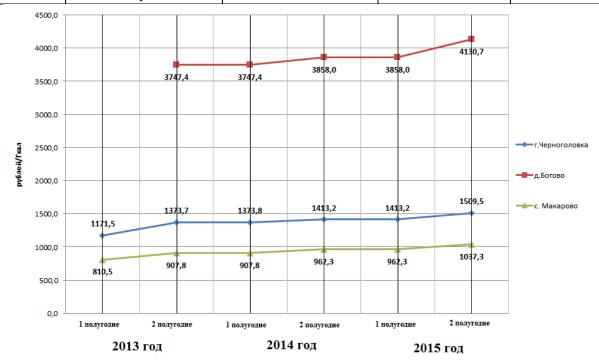


Рисунок 14 Динамика утвержденных тарифов за последние 3 года

10.2 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

На момент разработки схемы теплоснабжения тарифы на выработку тепловой энергии составляют (таблица 49):

Таблица 49 Тарифы на тепловую энергию

Год		Тариф на те	епловую энергию, ру	б./Гкал
ТОД		г. Черноголовка	д. Ботово	с. Макарово
2015	1 полугодие	1413,17	3858,01	962,28

Гол		Тариф на те	пловую энергию, ру	б./Гкал
Год		г. Черноголовка	д. Ботово	с. Макарово
	2 полугодие	1510	4130,71	1037,34

НВВ – необходимая валовая выручка. Данный показатель является итоговой цифрой, которая утверждается государственными органами для ресурсоснабжающей организации на основании согласованных расчетов. То есть это та сумма, которую должно получить предприятие за весь объем тепла, поставленного потребителям в течение года. НВВ – это не синоним слова «прибыль». НВВ включает в себя прежде всего затраты предприятия на покупку и транспортировку тепловой энергии. Структура НВВ в действительности отражает структуру тарифа.

Таблица 50 Структура затрат на производство и передачу тепловой энергии МУП «УЭ»

ташица зо структура заграт на производство и передач	<u>, 1010100011 9110 p11111 111</u>	
Показатели	Ед.изм.	Факт 2015
Расходы	X	X
Операционные расходы	тыс.руб.	48 047,8
Материалы на химводоочистку	тыс.руб.	956,1
Текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	8 685,9
Оплата труда	тыс.руб.	33 056,3
Цеховые расходы	тыс.руб.	3 079,5
Общеэксплуатационные расходы	тыс.руб.	2 270,0
Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	18 797,4
Отвод сточных вод	тыс.руб.	1 245,9
Налоги	тыс.руб.	354,2
Отчисления от фонда оплаты труда	тыс.руб.	9 807,6
Амортизация основных производственных фондов	тыс.руб.	3 141,0
Арендная плата	тыс.руб.	351,7
Внереализационные расходы	тыс.руб.	3 897,0
Расходы на энергоресурсы	тыс.руб.	190 909,3
Вода на наполнение системы и подпитку	тыс.руб.	3 601,0
Топливо на технологические цели	тыс.руб.	163 441,6
Электроэнергия	тыс.руб.	23 866,7
Покупная тепловая энергия	тыс.руб.	0,0
Себестоимость	тыс.руб.	253 857,5
Себестоимость	руб/Гкал	1 258,0
Итого расходы до налогообложения	тыс.руб.	257 754,5
Расходы, относимые на прибыль после налогообложения	тыс.руб.	382,9
Налог на прибыль	тыс.руб.	95,7
Необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	258 233,2
Тариф	руб/Гкал	1 279,68
Тариф с учетом НДС	руб/Гкал	1 510,02
Уровень рентабельности		1,7

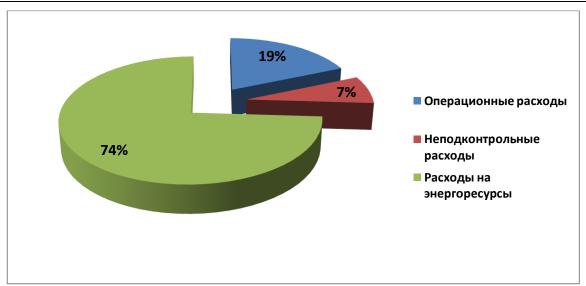


Рисунок 15 Структура тарифа МУП "УЭ"

Таблица 51 Структура расходов на энергоресурсы

Показатели	Ед.изм.	Факт 2015		
Расходы на энергоресурсы	тыс.руб.	190 909,3		
Вода на наполнение системы и подпитку	тыс.руб.	3 601,0		
Топливо на технологические цели	тыс.руб.	163 441,6		
Электроэнергия	тыс.руб.	23 866,7		
Покупная тепловая энергия	тыс.руб.	0,0		

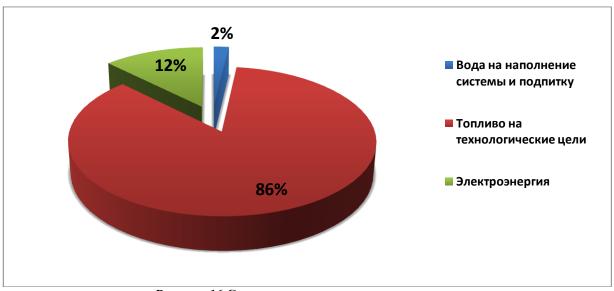


Рисунок 16 Структура расходов на энергоресурсы

10.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности

В соответствии с пунктом 7 Постановления Правительства РФ от 13.02.2006 г. №83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения» запрещается брать плату за подключение при отсутствии утвержденной инвестиционной программы и если все затраты по строительству сетей и подключению выполнены за счет средств потребителя. Плата за подключение к тепловым сетям может взиматься после утверждения схемы теплоснабжения, инвестиционной программы создания (реконструкции) сетей теплоснабжения и тарифа за подключение в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 «О порядке подключения к системам теплоснабжения и о внесении изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации» при заключении договора о подключении.

Плата за подключение тепловой мощности не утверждена. Определяется по индивидуальному проекту.

10.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

В соответствии с требованиями Федерального Закона Российской Федерации от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»: «потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры на оказание услуг по поддержанию резервной мощности...»

В городском округе Черноголовка, на момент разработки схемы, плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности для всех категорий потребителей, в том числе и социально значимых - не утверждена.

Часть 11 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа

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

- 1. Фактические значения тепловых потерь говорят о неудовлетворительном состоянии тепловой изоляции участков подземной прокладки системы теплоснабжения. Необходимо проведение работ по реконструкции тепловых сетей.
- 2. На ЦТП №1 горячее водоснабжение осуществляется по открытой схеме. Теплоснабжение от ЦТП №1 производится по четырехтрубной системе теплоснабжения, то есть прокладка дополнительных тепловых сетей не требуется, необходимо реконструировать существующую схему ЦТП №1 с установкой теплообменников ГВС.
- 3. Газовое оборудование котлов на котельной «Центральная» не соответствует требованиям ПБ12-529-03 с п.5.9.8. «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления».
- 4. Некоторые Институты Научного центра РАН имеют излишне заявленную тепловую нагрузку. Необходимо провести инвентаризацию.
- 5. На котельной «Центральная» резервным топливом является мазут. Подогрев и поддержание мазута при необходимой температуре требуют лишние эксплуатационные затраты.
- 6. Баки-аккумуляторы горячей воды на котельной «Центральная» в неудовлетворительном состоянии. Эксплуатационный срок истек, существуют протечи, наблюдается коррозия стенок резервуара.
- 7. Котловое оборудование котельной «Центральная» имеет моральный и физический износ.
 - 8. На котельной в с. Макарово отсутствуют приборы учета.

A11.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

- 1. Фактические значения тепловых потерь говорят о неудовлетворительном состоянии тепловой изоляции участков подземной прокладки системы теплоснабжения. Необходимо проведение работ по реконструкции тепловых сетей.
- 2. Газовое оборудование котлов на котельной «Центральная» не соответствует требованиям ПБ12-529-03 с п.5.9.8. «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления».

- 3. Баки-аккумуляторы горячей воды на котельной «Центральная» в неудовлетворительном состоянии. Эксплуатационный срок истек, существуют протечи, наблюдается коррозия стенок резервуара.
- 4. Котловое оборудование котельной «Центральная» имеет моральный и физический износ.

11.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

На сегодняшний день одной из главных проблемой перспективного развития является то, что котловое оборудование котельной «Центральная» имеет моральный и физический износ. В дальнейшем это приведет к невозможности покрытия перспективных нагрузок и снижению надежности системы теплоснабжения.

11.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблем в снабжении источников тепловой энергии топливом не имеется. Но необходимо устранить выявленные нарушения по предписанию № 5.3-1351пл-П/0099-2013, описанные в Главе 1 Части 11 п.11.5.

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

Согласно предписанию № 5.3-1351пл-П/0099-2013 об устранении выявленных нарушений от 06 июня 2013 года, на сегодняшний день требуют устранения следующие нарушения:

Таблица 52 Перечень нарушений, требующих устранения

№ п/п	Конкретное описание (существо) выявленного нарушения	Наименование нормативного документа и номер его пункта, требования которого нарушены	Предписываемые меры по устранению выяв- ленного нарушения.
1	Газопроводы газоиспользующего котлаПТВМ-100 №1 не оборудованы по ходу газа двумя располагаемыми последовательно предохранительными запорными клапанами	Ст.9 ФЗ №116 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» п.5.9.8. ПБ12-529-03 «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления»	Разработать план мероприятий по приведению газового оборудования в соответствие с требованием Правил
2	Газопроводы газоиспользующего котлаПТВМ-100 №2 не оборудованы по ходу газа двумя располагаемыми последовательно предохранительными запорными клапанами.	Ст.9 ФЗ №116 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» п.5.9.8. ПБ12-529-03 «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления»	Разработать план мероприятий по приведению газового оборудования в соответствие с требованием Правил

№ п/п	Конкретное описание (существо) выявленного нарушения	Наименование нормативного документа и номер его пункта, требования которого нарушены	Предписываемые меры по устранению выяв- ленного нарушения.
3	Газопроводы газоиспользующего ДКВР-20/13 №1 не оборудованы по ходу газа двумя располагаемыми последовательно предохранительными запорными клапанами и регулирующей заслонкой.	Ст.9 ФЗ №116 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» п.5.9.8. ПБ12-529-03 «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления»	Разработать план мероприятий по приведению газового оборудования в соответствие с требованием Правил
4	Газопроводы газоиспользующего ДКВР-20/13 №2 не оборудованы по ходу газа двумя располагаемыми последовательно предохранительными запорными клапанами и регулирующим устройством перед горелкой	Ст.9 ФЗ №116 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» п.5.9.8. ПБ12-529-03 «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления»	Разработать план мероприятий по приведению газового оборудования в соответствие с требованием Правил
5	Газопроводы газоиспользующего ДЕ-25/13 №2 не оборудованы по ходу газа двумя располагаемыми последовательно предохранительными запорными клапанами и регулирующим устройством перед горелкой	Ст.9 ФЗ №116 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» п.5.9.8. ПБ12-529-03 «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления»	Разработать план мероприятий по приведению газового оборудования в соответствие с требованием Правил

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

Часть 1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения представлены в Главе 1 Части 5.

Часть 2 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

Жилищный фонд городского округа Черноголовка по данным Черноголовского филиала ГУП МО БТИ на 01.01.2015 г. составил 549,196 тыс. кв. м общей площади. Средняя обеспеченность населения жильем – 23,3 кв. м на человека.

По условиям планировочной организации округ можно разделить на три района – центральный, западный и северо-восточный.

Площадки нового жилищного строительства, промышленных зон и социально значимых объектов на территории городского округа Черноголовка представлены в таблице 54 и на рисунке 17.

Таблица 53 Прогнозы приростов жилищного строительства

Местоположение и						П	пощади	строите	ельных (фондов		Номер
тип застройки	Примечания		Всего	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	участка на карте
		M	КД и иі	ндивид	уальны	й жило	й фонд	ı				
По ул. Центральной	Строительство многоэтажных	Территория, га	0,7				0,3	0,4				
– многоэтажная за- стройка	домов (9-12 эта- жей). Расчетный период – 2020 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	5				2,3	2,7				25
По Школьному б-ру	Строительство многоэтажных	Территория, га	0,4				0,252	0,148				
- многоэтажная за- стройка	Io Школьному о-ру – многоэтажная за-	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	3				1,89	1,11				23
В продолжение ул.	Строительство многоэтажных	Территория, га	5								5	
Лесной – многоэтаж- ная застройка	домов (9-12 эта- жей). Расчетный срок – 2035 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	30								30	24
По ул. Солнечной –	Строительство многоэтажных	Территория, га	2,5					2,5				
многоэтажная за- стройка	домов (9-12 эта- жей). Расчетный период – 2020 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	20					20				22
По Институтскому пр-ту – многоэтаж-	Строительство многоэтажных	Территория, га	1								1	19

Местоположение и	п		D			П	пощади	строите	ельных (фондов		Номер
тип застройки	Примечания		Всего	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	участка на карте
ная застройка	домов (9-12 эта- жей) для рассе- ления очередни- ков на получение жилья. Расчет- ный срок – 2035 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	7,1								7,120	-
По Институтскому	Строительство малоэтажных	Территория, га	2,1								2,1	
пр-ту — малоэтажная многоквартирная застройка	многоквартирных домов (1-4 эта-жа). Расчетный срок – 2035 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	8								8	
В районе ул. Сол-	Строительство малоэтажных	Территория, га	7,2								7,2	
нечной, Сосновой - малоэтажная много- квартирная застройка	многоквартирных домов (1-4 этажа). Расчетный срок – 2035 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	25								25	20
В районе ул. Богородской и б-р Архи-	Строительство малоэтажных	Территория, га	4,5								4,5	
тектора Толмачева – малоэтажная много-квартирная застройка	многоквартирных домов (1-4 эта-жа). Расчетный срок – 2035 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	16								16	21
В районе ул. Богородской и б-ра Архи-	Строительство малоэтажных	Территория, га	6,9								6,9	

Местоположение и			ъ			П	пощади	строите	ельных (фондов		Номер
тип застройки	Примечания		Всего	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	участка на карте
тектора Толмачева – малоэтажная много-квартирная застройка	многоквартирных домов (1-4 эта- жа). Расчетный срок – 2035 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	20								20	•
	Строительство малоэтажных	Территория, га	3,3								3,3	
В районе ул. Преображенской - индивидуальная застройка	многоквартирных домов (1-4 эта- жа). Расчетный срок – 2035 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м общей площади)	10								10	26
По ул. Преображен-		Территория, га	8				5,36	2,64				
ской – индивидуальное жилищное строительство	Расчетный период – 2020 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	9				6,03	2,97				27
В д. Ботово (севернее существующей за-	Расчетный пери-	Территория, га	2,7				1,215	1,485				
стройки) - индивиду- альное жилищное строительство	од – 2020 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	3				1,35	1,65				28
В д. Старки (к восто-		Территория, га	2,2								2,2	
AN OT CAMPETBAROMER	Расчетный срок – 2035 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	2,4								2,4	1

Местоположение и			-			П	тощади	строите	ельных (фондов		Номер
тип застройки	Примечания		Всего	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	участка на карте
Юго-западнее д. Ботово - индивидуаль-	Расчетный срок –	Территория, га	5,1								5,1	20
ное жилищное строительство	2035 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	4,2								4,2	29
В с. Ивановское – индивидуальное жи-	Расчетный пери-	Территория, га	83,3				37,4	45,9				20
лищное строитель- ство	ное строитель- од – 2020 год		15				6,75	8,25				30
В д. Якимово – ин-		Территория, га	6,4								6,4	
дивидуальное жилищное строительство	Расчетный срок – 2035 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	7,8								7,8	31
К северо-востоку от	Расчетный срок –	Территория, га	12								12	22
с. Макарово – дачное строительство	2035 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	9								9	32
К югу от с. Иванов-	Do overnov vije en eve	Территория, га	13								13	
ское - дачное строи- тельство	Расчетный срок – 2035 год	Жилищное строительство (тыс.кв.м)	10								10	33

Местоположение и						Π.	пощади	строите	ельных (фондов		Номер
тип застройки	Примечания		Всего	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	участка на карте
г. Черноголовка, в районе улиц Соеди-	расчётный пери-	тыс.кв.м	10,4					10,4				10
нительная и Проезд № 1	од 2020	1320	97,5					97,5				11
в северо-восточной			200								200	7
части г. Черноголов-	расчётный срок 2035	тыс.кв.м	48								48	8
ка			15								15	9
в южной части г.			13,9								13,9	6
Черноголовка в рай-	расчётный срок 2035		56,9								56,9	5
оне улиц Солнечная, Соединительная и проезд № 1		тыс.кв.м	11,1								11,1	4
в юго-восточной ча-			11,9								11,9	2
сти д. Ботово	расчётный срок	тыс.кв.м	8,1								8,1	3
в северной части д. Ботово	2035	TBIC.RB.W	7								7	12
южнее д. Якимово	расчётный срок 2035	тыс.кв.м	55								55	13
			Социа	льно-з	начимь	ые объе	кты					
общественно-			1,4									14
деловой, культурный	расчётный срок 2035		0,3									15
(церковь) и детский культурно- досуговый центры Черноголовка			2,1								3,8	16

Местоположение и			_			П	пощади	строите	ельных (фондов		Номер
тип застройки	Примечания		Всего	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	участка на карте
общеобразовательная школа на 600 мест и детское дошкольное учреждение на 80 мест Черноголовка			1								1	34
локальный центр об- служивания (учре- ждения торговли, общественного пита- ния, бытового об- служивания) Ботово		га	0,7					0,385	0,126	0,126	0,063	18
общественно- торговый и культур- но-досуговый цен- тры Ивановское			2								2	17

Примечание: Курсивом выделено дачное строительство

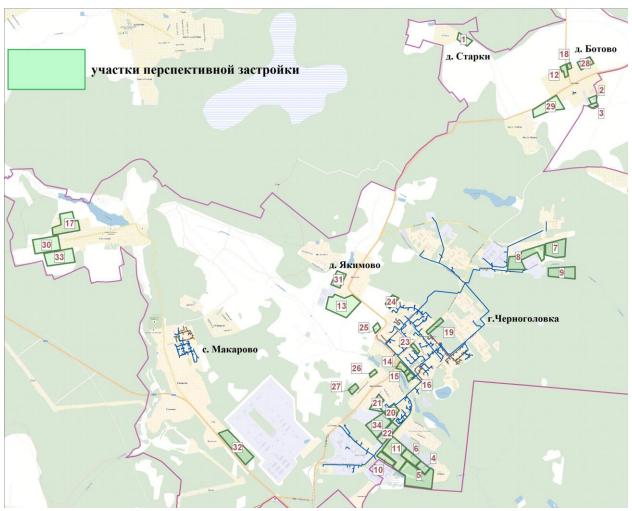


Рисунок 17 Перспективные площадки строительства

Часть 3 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

В соответствии с «Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. N 306)(в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. N 258)», которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

в отношении горячего водоснабжения - этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);

• в отношении отопления - материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем.

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели:

в отношении горячего водоснабжения:

в жилых помещениях - куб. метр на 1 человека;

на общедомовые нужды - куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

в отношении отопления:

в жилых помещениях - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;

на общедомовые нужды - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

В соответствии с ФЗ №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», ФЗ № 190 «О теплоснабжении» все вновь возводимые жилые и общественные здания должны проектироваться в соответствии со СНиП 23- 02-2003 «Тепловая защита зданий». Данные строительные нормы и правила устанавливают требования к тепловой защите зданий в целях экономии энергии при обеспечении санитарно-гигиенических и оптимальных параметров микроклимата помещений и долговечности ограждающих конструкций зданий и сооружений.

Определение требований энергетической эффективности осуществляется путем установления базового уровня этих требований по состоянию на дату вступления в силу устанавливаемых требований энергетической эффективности и определения темпов последующего изменения показателей, характеризующих выполнение требований энергетической эффективности.

После установления базового уровня требования энергетической эффективности зданий, строений, сооружений должны предусматривать уменьшение показателей, характеризующих годовую удельную величину расхода энергетических ресурсов в здании, строении, сооружении не реже 1 раза в 5 лет: с января 2011 г. (на период 2011

-2015 годов) - не менее чем на 15 процентов по отношению к базовому уровню; с 1 января 2016 г. (на период 2016 -2020 годов) - не менее чем на 30 процентов по отношению к базовому уровню и с 1 января 2020 г. — не менее чем на 40 процентов по отношению к базовому уровню.

Требования энергетической эффективности устанавливаются Министерством регионального развития Российской Федерации.

Согласно Приказу Министерства регионального развития РФ от 28 мая 2010 г. № 262 "О требованиях энергетической эффективности зданий, строений, сооружений", для новых жилых и общественных зданий высотой до 75 м включительно (25 этажей) предусматривается следующее снижение по годам нормируемого удельного энергопотребления на цели отопления и вентиляции по классу энергоэффективности В ("высокий") по отношению к базовому уровню. В качестве базового уровня 2007 г. в соответствии с Указом Президента Российской Федерации № 889 от 4 июня 2008 г. "О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики" (Собрание законодательства Российской Федерации 2008, № 23, ст. 2672) следует принять нормативы удельного потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания с учетом солнечной радиации через светопроемы и тепловыделений от искусственного освещения и бытовых приборов. Нормы базового уровня устанавливают требования к энергетической эффективности и теплозащите зданий по классу энергетической эффективности С ("нормальный") и соблюдении требуемых санитарно-гигиенических и комфортных условий.

Для вновь возводимых зданий: на 15% с 2011 г., дополнительно на 15% с 2016 г. и еще на 10% с 2020 г.

Для реконструируемых зданий и жилья экономического класса: на 15% с 2016 г. дополнительно на 15% с 2020 г.

При расчете перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление и вентиляцию необходимо учитывать не только вновь возводимые здания, но и долю реконструируемого жилья, для которых показатели также снижаются. В проекте, согласно планам администрации, ориентировочно принято, что на расчетный срок, т.е. к 2027 году, будет проведена реконструкция 20% зданий.

Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление (вентиляцию) для вновь возводимых зданий представлены в таблице 54, для реконструируемых зданий – в таблице 55, для зданий не прошедших капитальный ремонт – в таблице 56. Графики изменения удельных расходов тепловой энергии на отопление (вентиляцию) для вновь возводимых зданий представлены на рисунке 17.

Таблица 54 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление и вентиляцию для вновь возводимых зданий

		Расчетный срок								
Наименование	Ед.изм.	2015	2016	2017	2018- 2022	2023- 2032				
Удельный расход тепловой энергии	Гкал/м² в месяц	0,196	0,166	0,166	0,149	0,149				

Таблица 55 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление и вентиляцию для реконструируемых зданий

			Расчетный срок								
Наименование	Ед.изм.	2015	2016	2017	2018- 2022	2023- 2032					

энергии		Удельный расход тепловой энергии	Гкал/м² в месяц	0,23	0,196	0,196	0,166	0,166
---------	--	----------------------------------	-----------------	------	-------	-------	-------	-------

Таблица 56 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление и вентиляцию для зданий, не прошедших капитальный ремонт

цию дли эданий, не										
		Расчетный срок								
Наименование	Ед.изм.	2015	2016	2017	2018- 2022	2023- 2032				
Удельный расход тепловой энергии	Гкал/м² в месяц	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23				



Рисунок 18 Удельные расходы тепловой энергии на отопление (вентиляцию) для вновь возводимых зданий

Согласно приказу Министерства регионального развития РФ от 28 мая 2010 г. №262 «О требованиях энергетической эффективности зданий, строений, сооружений», устанавливается снижение удельного потребления воды жилых зданий, в том числе горячей воды, по отношению к среднему фактическому потреблению на поэтапно до 45% к 2020 г. Прогнозы удельных расходов воды на горячее водоснабжение, рассчитанные с учетом данных требований представлены в таблице 57.

Таблица 57 Прогнозы перспективных удельных расходов воды на горячее водоснабжение

Наименование	Ед.изм.	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2032			
Ванна с душем и кругло- суточным снабжением горячей водой	м ³ /чел. в мес.	3,540	3,210	2,880	2,310	2,310			
Общежития с ГВС в комнатах, с общими душевыми	м ³ /чел. в мес.	1,922	1,743	1,563	1,254	1,254			

Общежития без ГВС в комнатах, с общими душевыми м³/чел. в мес.	1,694	1,536	1,378	1,106	1,106	
--	-------	-------	-------	-------	-------	--

Часть 4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов

Нормирование потребления тепловой энергии каждого технологического процесса (потребителя) не осуществляется. В данном случае спрогнозировать перспективные удельные расходы тепловой энергии для обеспечения технологических процессов не представляется возможным. В качестве рекомендации предлагается оборудовать ввод тепловой энергии приборами учета, от которых осуществляется покрытие технологических нагрузок с последующей оценкой удельных показателей потребления тепловой энергии на каждый технологический процесс и разработкой этих перспективных показателей.

Часть 5 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 предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Прирост тепловой нагрузки ожидается за счёт размещения нового строительства и реконструкции существующей застройки. В генеральном плане предлагается размещение многоэтажной, малоэтажной, индивидуальной жилой и дачной застройки, объектов социально-культурного и коммунально-бытового обслуживания, а также объектов производственно-складского, общественно-делового и рекреационно-спортивного назначения.

Подсчёт тепловых нагрузок на жилищно-коммунальную застройку производился по комплексному удельному расходу тепла, отнесенному к 1 кв. м общей площади. Все расчёты произведены в соответствии с экономическим разделом генерального плана и СП 50.13330.2010 «СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».

В таблице 58 описаны варианты подключение новых объектов. Существует 2 варианта.

Согласно **первому** варианту развития предполагается строительство нового источника тепловой энергии для покрытия перспективных нагрузок. Расположение источника — г. Черноголовка, ул. Соединительная. К 2031 году тепловая нагрузка Котельной на ул. Соединительная может составить 15,83 Гкал/час.

Согласно **второму** варианту развития предполагается провести модернизацию котельной «Центральная» с увеличением мощности для покрытия перспективных нагрузок. Прирост нагрузки к 2031 году на котельную «Центральную» составит 81,3 Гкал/час.

Таблица 58 Прогнозы потребления тепловой энергии

Таблица 58 Прогнозы			Увеличение нагрузок по годам, Гкал/ч					1 Вариант развития	2 Вариант развития		
			1	J DOM		ш рузог	110 1 02	tani, i kasi, i		т вариант развития	2 Биришт развития
Местоположение и тип застройки	Примечания	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Строительство новой ко- тельной для покрытия пер- спективных нагрузок	Увеличение мощно- сти котельной "Цен- тральная"
						MI	кд+иж	КС			
По ул. Центральной – многоэтажная за- стройка	Строительство многоэтажных домов (9-12 этажей). Расчетный период – 2020 год				0,2	0,25				Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Цен- тральная"
По Школьному б-ру – многоэтажная за- стройка	Строительство многоэтажных домов (9-12 этажей). Расчетный период — 2020 год				0,17	0,1				Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Цен- тральная"
В продолжение ул. Лесной – многоэтаж- ная застройка	Строительство многоэтажных домов (9-12 этажей). Расчетный срок – 2035 год								3	Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Цен- тральная"
По ул. Солнечной – многоэтажная за- стройка	Строительство многоэтажных домов (9-12 этажей). Расчетный период – 2020 год					1,8				Новая котельная	Отапливается от котельной "Цен- тральная"

				Увелич	чение н	агрузон	к по год	цам, Гкал/ч		1 Вариант развития	2 Вариант развития
Местоположение и тип застройки	Примечания	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Строительство новой котельной для покрытия перспективных нагрузок	Увеличение мощно- сти котельной "Цен- тральная"
По Институтскому пр-ту – многоэтаж- ная застройка	Строительство многоэтажных домов (9-12 этажей) для расселения очередников на получение жилья. Расчетный срок – 2035 год								0,6	Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Цен- тральная"
По Институтскому пр-ту – малоэтажная многоквартирная застройка	Строительство малоэтажных многоквартирных домов (1-4 этажа). Расчетный срок – 2035 год								1	Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Цен- тральная"
В районе ул. Солнечной, Сосновой - малоэтажная многоквартирная застройка	Строительство малоэтажных многоквартирных домов (1-4 этажа). Расчетный срок – 2035 год								3,1	Новая котельная	Отапливается от котельной "Цен- тральная"
В районе ул. Богородской и б-р Архитектора Толмачева — малоэтажная многоквартирная застройка	Строительство малоэтажных многоквартирных домов (1-4 этажа). Расчетный срок – 2035 год								2,05	Новая котельная	Отапливается от котельной "Цен- тральная"
В районе ул. Богородской и б-ра Архитектора Толмачева — малоэтажная многоквартирная застройка	Строительство малоэтажных многоквартирных домов (1-4 этажа). Расчетный срок – 2035 год								2,3	Новая котельная	Отапливается от котельной "Цен- тральная"

				Увелич	чение н	агрузо	к по год	цам, Гкал/ч		1 Вариант развития	2 Вариант развития
Местоположение и тип застройки	Примечания	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Строительство новой ко- тельной для покрытия пер- спективных нагрузок	Увеличение мощно- сти котельной "Цен- тральная"
В районе ул. Преображенской - индивидуальная застройка	Строительство малоэтажных многоквартирных домов (1-4 этажа). Расчетный срок – 2035 год								1,02	Новая котельная	АИТ
По ул. Преображен- ской – индивидуаль- ное жилищное стро- ительство	Расчетный пери- од – 2020 год				0,9	0,45				Новая котельная	АИТ
В д. Ботово (севернее существующей за- стройки) - индивиду- альное жищное строительство	Расчетный пери- од – 2020 год				0,2	0,25				АИТ	АИТ
В д. Старки (к востоку от существующей застройки) – индивидуальное жилищное строительство	Расчетный срок – 2035 год								0,4	АИТ	АИТ
Юго-западнее д. Ботово - индивидуальное жилищное строительство	Расчетный срок — 2035 год								0,75	АИТ	АИТ
В с. Ивановское – индивидуальное жилищное строительство	Расчетный пери- од – 2020 год				1	1,25				АИТ	АИТ

				Увелич	нение н	агрузо	к по год	цам, Гкал/ч		1 Вариант развития	2 Вариант развития
Местоположение и тип застройки	Примечания	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Строительство новой котельной для покрытия перспективных нагрузок	Увеличение мощно- сти котельной "Цен- тральная"
В д. Якимово – индивидуальное жилищное строительство	Расчетный срок – 2035 год								1,3	АИТ	АИТ
К северо-востоку от с. Макарово – дачное строительство	Расчетный срок – 2035 год								1	АИТ	АИТ
К югу от с. Иванов- ское - дачное строи- тельство	Расчетный срок – 2035 год								1	АИТ	АИТ
			Пј	ромыш.	ленные	и науч	но-прои	ізводственнь	іе объекты		
г. Черноголовка, в районе улиц Соеди-	расчётный пери-					0,8				Новая котельная	Отапливается от котельной "Цен- тральная"
нительная и Проезд № 1	од 2020					7,8				Новая котельная	Отапливается от котельной "Цен- тральная"
									18,3	Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Цен- тральная"
в северо-восточной части г. Черноголов- ка	расчётный срок 2035								40,9	Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Центральная"
									1,3	Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Цен- тральная"
в южной части г. Черноголовка в рай- оне улиц Солнечная,	расчётный срок								1	Новая котельная	Отапливается от котельной "Цен- тральная"
оне улиц Солнечная, Соединительная и проезд № 1	2035								4,9	Новая котельная	Отапливается от котельной "Центральная"

				Увелич	нение н	агрузо	к по год	дам, Гкал/ч		1 Вариант развития	2 Вариант развития
Местоположение и тип застройки	Примечания	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Строительство новой котельной для покрытия перспективных нагрузок	Увеличение мощно- сти котельной "Цен- тральная"
									1,06	Новая котельная	Отапливается от котельной "Центральная"
в юго-восточной ча-									1	АИТ	АИТ
сти д. Ботово	расчётный срок 2035								0,6	АИТ	АИТ
в северной части д. Ботово	2033								0,6	АИТ	АИТ
южнее д. Якимово	расчётный срок 2035								4	АИТ	АИТ
		•	•	•	Объ	ьекты с	оциаль	ной сферы			
общественно- деловой, культурный (церковь) и детский культурно- досуговый центры Черноголовка	расчётный срок 2035								1,4	Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Цен- тральная"
общеобразовательная школа на 600 мест и детское дошкольное учреждение на 80 мест Черноголовка	расчётный срок								0,4	Новая котельная	Отапливается от котельной "Цен- тральная"
локальный центр обслуживания (учреждения торговли, общественного питания, бытового обслуживания) Бото-	2035					0,3	0,1	0,1	0,05	АИТ	АИТ

				Увелич	нение н	агрузо	к по год	цам, Гкал/ч		1 Вариант развития	2 Вариант развития
Местоположение и тип застройки	Примечания	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Строительство новой котельной для покрытия перспективных нагрузок	Увеличение мощности котельной "Центральная"
ВО											
общественно- торговый и культур-											
но-досуговый цен-									0,8	АИТ	АИТ
тры Ивановское											

Таблица 59 Новые подключенные нагрузки, Гкал/ч. 1 вариант развития.

Источник теплоснабже- ния	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
Котельная «Централь- ная»	0	0	0	0,37	0,35	0	0	65,5
Котельная по ул. Соеди- нительная	0	0	0	0,9	10,85	0	0	15,83
Автономное индивиду- альное теплоснабжение (АИТ)	0	0	0	1,2	1,8	0,1	0,1	11,5
Котельная Макарово	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 60 Новые подключенные нагрузки, Гкал/ч. 2 вариант развития.

Источник теплоснаб- жения	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
Котельная «Централь- ная»	0	0	0	0,37	10,75	0	0	81,31
АИТ	0	0	0	2,1	2,25	0,1	0,1	12,52
Котельная Макарово	0	0	0	0	0	0	0	0

Часть 6 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе

По **первому** варианту развития индивидуальное теплоснабжение предполагается в населенных пунктах, где отсутствует централизованные источники теплоснабжения, а так же индивидуальное жилищное строительство в с. Макарово.

Зоны действия индивидуальных источников теплоснабжения будут расположены в следующих населенных пунктах, представленных в таблице 61.

Таблица 61 Новые подключенные нагрузки АИТ, Гкал/ч. 1 Вариант развития

Зона индивидуального теплоснабжения	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
с. Макарово	0	0	0	0	0	0	0	1
д. Ботово	0	0	0	0,2	0,55	0,1	0,1	3
д. Старки	0	0	0	0	0	0	0	0,4
с. Ивановское	0	0	0	1	1,25	0	0	0,8
д. Якимово	0	0	0	0	0	0	0	5,3
ИТОГО	0	0	0	1,2	1,8	0,1	0,1	10,5

Согласно **второму** варианту развития индивидуальное теплоснабжение предполагается в населенных пунктах, где отсутствует централизованные источники теплоснабжения, а так же в зоне индивидуального жилищного строительства в г. Черноголовка и с. Макарово.

Зоны действия индивидуальных источников теплоснабжения будут расположены в следующих населенных пунктах, представленных в таблице 62.

Таблица 62 Новые подключенные нагрузки АИТ, Гкал/ч. 2 Вариант развития

Зона индивидуального	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-	2028-
теплоснабжения	2017	2010	2019	2020	2021	2022	2027	2032

Зона индивидуального теплоснабжения	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
г. Черноголовка	0	0	0	0,9	0,45	0	0	1,02
с. Макарово	0	0	0	0	0	0	0	1
д. Ботово	0	0	0	0,2	0,55	0,1	0,1	3
д. Старки	0	0	0	0	0	0	0	0,4
с. Ивановское	0	0	0	1	1,25	0	0	0,8
д. Якимово	0	0	0	0	0	0	0	5,3
ОТОТИ	0	0	0	2,1	2,25	0,1	0,1	11,52

Часть 7 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 теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Прогнозы приростов потребления тепловой энергии объектами промышленного и научно-производственного так же составлены в двух вариантах.

Таблица 63 Прирост нагрузок по 1 варианту развития, Гкал/ч

Источник теплоснабжения	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
Котельная «Центральная»	0	0	0	0	0	0	0	60,5
Новая котельная	0	0	0	0	8,6	0	0	6,96
АИТ	0	0	0	0	0	0	0	6,2
Котельная Макарово	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО	0	0	0	0	8,6	0	0	73,66

Таблица 64 Прирост нагрузок по 2 варианту развития, Гкал/ч

Источник теплоснабжения	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
Котельная «Центральная»	0	0	0	0	8,6	0	0	67,46
АИТ	0	0	0	0	0	0	0	6,2
Котельная Макарово	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО	0	0	0	0	8,6	0	0	73,66

Часть 8 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель

Согласно Федеральному закону от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ (в ред. от 25.06.2012 г.) «О теплоснабжении», наряду со льготами, установленными федеральными законами в отношении физических лиц, льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель устанавливаются при наличии соответствующего закона субъекта Российской Федерации. Законом субъекта Российской Федерации устанавливаются лица, имеющие право на льготы, основания для предоставления льгот и порядок компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих организаций.

Перечень потребителей или категорий потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, имеющих право на льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель (за исключением физических лиц), подлежит опубликованию в порядке, установленном правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В п. 96 Постановления Правительства РФ от 08.08.2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» указаны социально значимые категории потребителей (объекты потребителей). К ним относятся:

- органы государственной власти;
- медицинские учреждения;
- учебные заведения начального и среднего образования;
- учреждения социального обеспечения;
- метрополитен;
- воинские части Министерства обороны Российской Федерации, Министерства внутренних дел Российской Федерации, Федеральной службы безопасности, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, Федеральной службы охраны Российской Федерации;
- исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы;
- федеральные ядерные центры и объекты, работающие с ядерным топливом и материалами;
- объекты по производству взрывчатых веществ и боеприпасов, выполняющие государственный оборонный заказ, с непрерывным технологическим процессом, требующим поставок тепловой энергии;
- животноводческие и птицеводческие хозяйства, теплицы;
- объекты вентиляции, водоотлива и основные подъемные устройства угольных и горнорудных организаций;
- объекты систем диспетчерского управления железнодорожного, водного и воздушного транспорта.

Увеличение числа социально-значимых объектов, имеющих право на льготные тарифы на тепловую энергию, теплоноситель на расчетный срок не предусматривается.

Расчётный ориентировочный расход тепла планируемыми объектами социальной сферы представлен в таблице 65.

Таблица 65 Расход тепла объектами социальной сферы, Гкал/ч

Категория потребителей	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
Общественно-деловой, культурный (церковь) и детский культурно-досуговый центры Черноголовка								1,4
Общеобразовательная школа на 600 мест и детское дошкольное учреждение на 80 мест Черноголовка								0,4
Локальный центр обслуживания (учреждения торговли, общественного питания, бытового обслуживания) Ботово					0,3	0,1	0,1	0,05
Общественно-торговый и культурно-досуговый центры Ивановское								0,8

Часть 9 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения

Согласно ст. 10 Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя в целях обеспечения потребления тепловой энергии объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 года, могут осуществляться на основании долгосрочных (на срок более чем один год) договоров теплоснабжения, заключенных в установленном Правительством Российской Федерации порядке между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающими организациями по ценам, определенным соглашением сторон.

Государственное регулирование цен (тарифов) в отношении объема тепловой энергии (мощности), теплоносителя, продажа которых осуществляется по таким договорам, не применяется.

- Заключение долгосрочных (на срок более чем один год) договоров теплоснабжения по ценам, определенным соглашением сторон, возможно при соблюдении следующих условий: заключение договоров в отношении тепловой энергии, произведенной источниками тепловой энергии, введенными в эксплуатацию до 1 января 2010 года, не влечет за собой дополнительное увеличение тарифов на тепловую энергию (мощность) для потребителей, объекты которых введены в эксплуатацию до 1 января 2010 года;
- существует технологическая возможность снабжения тепловой энергией (мощностью), теплоносителем от источников тепловой энергии потребителей, которые являются сторонами договоров.

Прерогатива заключения долгосрочных договоров принадлежит единой теплоснабжающей организации.

Спрогнозировать заключение свободных долгосрочных договоров на данном этапе не представляется возможным.

Часть 10 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене

В настоящее время данная модель применима только для теплосетевых организаций, поскольку Методические указания, утвержденные Приказом ФСТ от 01.09.2010 г. № 221-э/8 и утвержденные параметры RAB-регулирования действуют только для организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии. Для перехода на этот метод регулирования тарифов необходимо согласование ФСТ России. Тарифы по методу доходности инвестированного капитала устанавливаются на долгосрочный период регулирования (долгосрочные тарифы): не менее 5 лет (при переходе на данный метод первый период долгосрочного регулирования не менее 3-х лет), отдельно на каждый финансовый год.

При установлении долгосрочных тарифов фиксируются две группы параметров:

- пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));
- не пересматриваемые в течение периода регулирования (базовый уровень операционных расходов) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг).

Определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом RAB:

- тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;
- для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала 0,3, доля собственного капитала 0,7.
- срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается амортизация капитала, рассичтанная из срока возврата капитала 20 лет;
- рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с

Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления значительных капитальных вложений - ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;

- устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование (на каждый год первого долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование, устанавливается одной ставкой);
- осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12% НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель - для Предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами RAB-регулирования норма доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение RAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП (инвестиционных ресурсов), позволяющих осуществить реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

Использование данного метода разрешено только для теплосетевых организаций из списка пилотных проектов, согласованного ФСТ России. В дальнейшем широкое распространение данного метода для теплосетевых и других теплоснабжающих организаций коммунального комплекса вызывает сомнение.

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа

Электронная модель системы теплоснабжения выполнена в ГИС Zulu 7.0.

Все расчеты, приведенные в данной работе, сделаны на электронной модели.

Для дальнейшего использования электронной модели, теплоснабжающие организации должны быть обеспечены данной программой.

Пакет ZuluThermo позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП) по нескольким десяткам схемных решений, применяемых на территории России.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Расчеты ZuluThermo могут работать как в тесной интеграции с геоинформационной системой (в виде модуля расширения ГИС), так и в виде отдельной библиотеки компонентов, которые позволяют выполнять расчеты из приложений пользователей.

В настоящий момент продукт существует в следующих вариантах:

- ZuluThermo расчеты тепловых сетей для ГИС Zulu,
- ZuluArcThermo расчеты тепловых сетей для ESRI ArcGIS,
- ZuluNetTools ActiveX-компоненты для расчетов инженерных сетей. Состав задач:
- Построение расчетной модели тепловой сети,
- Паспортизация объектов сети,
- Наладочный расчет тепловой сети,
- Поверочный расчет тепловой сети,
- Конструкторский расчет тепловой сети,
- Построение пьезометрического графика,
- Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию,
- Построение расчетной модели тепловой сети.

Наладочный расчет тепловой сети.

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб. Расчет может производиться при из-

вестном располагаемом напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора не достаточно.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

Поверочный расчет тепловой сети.

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплопотребления.

При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

Конструкторский расчет тепловой сети.

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике.

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например тепловая камера. Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости движения воды по участкам теп-

ловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит и располагаемого напора в точке подключения.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов тепловой сети, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети, располагаемые напоры на потребителях.

Часть 1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа и с полным топологическим описанием связности объектов.

В электронной модели система теплоснабжения представлена следующими основными объектами: источник, участок, потребитель, узлы: центральный тепловой пункт (ЦТП), насосная станция, запорно - регулирующая арматура и другие элементы системы теплоснабжения.

Все элементы системы являются узлами, а участки тепловой сети - дугами связанного графа математической модели. Каждый объект математической модели относится к определённому типу и имеет режимы работы, соответствующие его функциональному назначению.

В процессе занесения схемы с помощью специализированного редактора, входящим в ZuluThermoTM автоматически формируется графическая база данных, в которой содержится информация о координатах, типе и режиме работы каждого объекта, а также с какими узловыми объектами связаны линейные связи (участки сети). Таким образом создаётся топологическое описание связности расчётной схемы сети.

Часть 2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения.

При разработке электронной модели системы теплоснабжения города была выполнена паспортизация объектов системы теплоснабжения: источников, участков трубопроводов тепловых сетей, потребителей, ЦТП и т.д.

Графическое представление паспортизации объектов системы теплоснабжения г. о. Черноголовка представлено на рисунке 19.

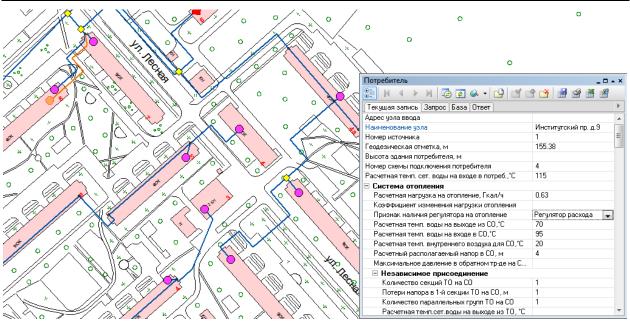


Рисунок 19 Графическое представление паспортизации объектов системы теплоснабжения

Часть 3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.

В качестве единицы территориального деления при разработке схемы теплоснабжения принят кадастровый квартал. Сетка территориального деления была введена в электронную модель.

Часть 4. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть.

Гидравлический расчёт тепловых сетей, в том числе гидравлический расчёт при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть выполнен с использованием разработанной электронной модели систем теплоснабжения г. о. Черноголовка.

Часть 5. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии.

Разработанная электронная модель системы теплоснабжения позволяет моделировать все виды переключений, осуществляемых в тепловых сетях. Для этого необходимо изменять состояние элементов запорно- регулирующей арматуры, введённых в модель или осуществлять переключение участков - перемычек, путём изменения режима объекта с «выключен» на «включён» и наоборот. Результаты расчёта отображаются на карте в виде тематической раскраски отключённых участков и потребителей и выводятся в отчёт.

Часть 6. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку.

Разработанная электронная модель системы теплоснабжения позволяет осуществлять расчёт балансов тепловой энергии, как по источникам тепловой энергии, так и по территориальному признаку.

Часть 7. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя.

Разработанная электронная модель системы теплоснабжения позволяет осуществлять расчёт потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя. В качестве данных для расчёта программа использует занесённые при паспортизации объектов системы теплоснабжения характеристики объектов системы теплоснабжения.

Программный комплекс Zulu позволяет выполнять расчёт как с учётом тепловых потерь, так и без.

Часть 8. Расчет показателей надежности теплоснабжения.

Обоснование необходимости реализации мероприятий, повышающих надёжность теплоснабжения потребителей тепловой энергии, осуществляется по результатам качественного анализа полученных численных значений. Проверка эффективности реализации мероприятий, повышающих надёжность теплоснабжения потребителей, осуществляется путём сравнения исходных (полученных до реализации) значений показателей надёжности, с расчётными значениями, полученными после реализации (моделирования реализации) этих мероприятий.

Часть 9. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения.

Разработанная электронная модель системы теплоснабжения позволяет осуществлять групповые изменения характеристик объектов системы теплоснабжения. Для этого используется инструмент «База данных» (открывается после выбора объекта системы теплоснабжения — участка или потребителя). Данный инструмент позволяет задать требуемое значение для любого поля в паспорте объекта для группы объектов, объединённых по какому-либо признаку — принадлежности к источнику, году ввода в эксплуатацию, расположению на местности и прочее.

Графическое представление группового изменения характеристик объектов системы теплоснабжения г. о. Черноголовка представлено на рисунке 20.

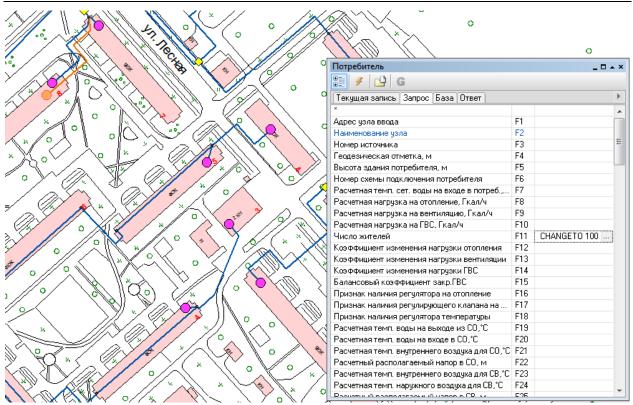


Рисунок 20 Графическое представление группового изменения характеристик объектов системы теплоснабжения

Часть 10. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.

Разработанная электронная модель системы теплоснабжения позволяет осуществлять построение пьезометрических графиков, являющихся основным предметом анализа моделируемых гидравлических режимов.

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

Часть 1 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Балансы тепловой энергии и тепловой нагрузки по каждому источнику согласно **первому** варианту развития представлены ниже.

Таблица 66 Балансы тепловой энергии котельной «Центральная». 1 вариант.

таолица оо вал	апсы генд	овои эпс	DI NH KUI	сльпои «	цептралі	БПАН ///• 1 1	вариант.			
Котельная "Централь- ная"	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
Установленная мощность оборудования	Гкал/ча с	236,9	236,9	236,9	236,9	236,9	236,9	236,9	236,9	236,9
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ча с	190	190	190	190	190	190	190	190	190
Присоединен- ная тепловая нагрузка	Гкал/ча с	130,58	130,58	130,58	130,58	130,95	131,3	131,3	131,3	196,8
В том числе новая присо- единенная	Гкал/ча с		0	0	0	0,37	0,35	0	0	65,5
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощ- ности	Гкал/ча с	53,42	53,42	53,42	53,42	53,05	52,7	52,7	52,7	-12,8
Доля резерва	%	28,12	28,12	28,12	28,12	27,92	27,74	27,74	27,74	-6,74

Таблица 67 Балансы тепловой энергии новой котельной по ул. Соединительная. 1 Вариант

THOUTHQUE OF EMPLIFICES	according of Darraness Telestopon Stept in Robot Roteribion in 535. Coedinates Sinan. 1 Darranes										
Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032				
Установленная мощность оборудования, Гкал/ч	0	0	12	12	12	12	30				
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	0	0	0,9	11,75	11,75	11,75	27,58				
В том числе новая присоединенная нагрузка, Гкал/ч	0	0	0,9	10,85	0	0	15,83				
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощно- сти, Гкал/ч	0	0	11,1	0,25	0,25	0,25	2,42				
Доля резерва, %	0	0	92,50	2,08	2,08	2,08	8,07				

Таблица 68 Балансы тепловой мощности котельной с. Макарово. 1 вариант развития.

Taominga oo Damanci	addinga do Dadanedi Tendobon Mongroeth Rotestonon e. Makapobo. 1 baphant pasbitini.										
Котельная с. Ма- карово	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	
Установленная мощность обору- дования	Гкал/час	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	

Котельная с. Ма- карово	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032
Располагаемая мощность обору- дования	Гкал/час	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/час	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощ- ности	Гкал/час	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81
Доля резерва	%	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15

Таблица 69 Балансы тепловой мощности котельной д. Ботово

Котельная д. Ботово	Ед.изм.	2015-2016 года
Установленная мощность оборудования	Гкал/час	0,1
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	лет	
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/час	0,1
Потери располагаемой тепловой мощности		
Собственные нужды	Гкал/час	0,001
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/час	0,004
Хозяйственные нужды		
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	0,08
отопление	Гкал/час	0,08
вентиляция		
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	Гкал/час	ГВС отсутствует
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.		0,08
жилые здания, из них:		0,08
население		0,08
общественные здания, из них		-
финансируемые из бюджета		-
Потери в горячей воде		ГВС отсутствует
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде		ГВС отсутствует
Отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/час	0,08
нагрузка ГВС средняя за сутки	Гкал/час	ГВС отсутствует
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/час	0,015
Доля резерва	%	15

В д. Ботово котельная будет выведена в 2016 году. Вывод котельной выгоден как для МУП «УЭ», так и для потребителей. На 2 полугодие 2015 года тариф составил 4130,7 руб./Гкал. На данный момент все квартиры газифицированы и наиболее выгодным способом теплоснабжения будет установка поквартирных газовых котлов. В дальнейшем в д. Ботово предполагается только индивидуальное теплоснабжение.

В Главе 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» были описаны новые подключённые нагрузки. Согласно **второму** варианту развития предлагается замена котла ПТВМ-100 №2 на ПТВМ-120 в 2020 году. В 2021 году предлагается замена котла ПТВМ-100 №1 на ПТВМ-120. Установленная мощность оборудования в таблице 70 указана с учетом проведения данных мероприятий. Более подробно данное мероприятие описано в Главе 6 Части 14.

Балансы тепловой энергии и тепловой нагрузки по каждому источнику согласно **второму** варианту развития представлены ниже.

Таблица 70 Баланс тепловой мощности котельной "Центральная". 2 вариант развития

Котельная "Централь- ная"	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
Установленная мощность оборудования	Гкал/час	236,9	236,9	236,9	236,9	256,9	276,9	276,9	276,9	276,9
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/час	190	190	190	190	210	230	230	230	230
Присоединен- ная тепловая нагрузка	Гкал/час	130,58	130,58	130,58	130,58	130,95	141,7	141,7	141,7	223,01
В том числе новая присо- единенная	Гкал/час		0	0	0	0,37	10,75	0	0	81,31
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощ- ности	Гкал/час	53,42	53,42	53,42	53,42	73,05	82,3	82,3	82,3	0,99
Доля резерва	%	28,12	28,12	28,12	28,12	34,79	35,78	35,78	35,78	0,43

Таблица 71 Балансы тепловой мощности котельной с. Макарово. 2 вариант развития

· '	таолица /1 Балансы тепловои мощности котельной с. Макарово. 2 вариант развития									
Котельная с. Ма- карово	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032
Установленная мощность обору- дования	Гкал/час	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
Располагаемая мощность обору- дования	Гкал/час	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
Собственные нужды	Гкал/час	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/час	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/час	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81
Доля резерва	%	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15

Часть 2. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной нагрузки показаны в Главе 4 Части 1.

Часть 3. Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источника (источников) тепловой энергии.

Параметры установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии (перспективные значения) представлены в таблицах 72-73.

1 вариант развития - строительство новой котельной по ул. Соединительная и сохранение мощности оборудования котельной «Центральная».

Таблица 72 Установленная мощность оборудования источников тепловой энергии. 1 вариант

№ п/п	Наименование источника	У	становленная м	иощность, Гкал	1/ч		
JN2 11/11	паименование источника	2015-2016	2017-2020	2021-2026	2027-2032		
1	Котельная «Центральная»	236,855	236,855	236,855	236,855		
	Котел водогрейный ПТВМ 100	100	100	100	100		
	Котел водогрейный ПТВМ 100	100	100	100	100		
	Котел водогрейный ДКВР-20/13	11,34	11,34	11,34	11,34		
	Котел паровой ДКВР-20/13	11,34	11,34	11,34	11,34		
	Котел паровой ДЕ-25/14	14,175	14,175	14,175	14,175		
2	Котельная воинской части с. Макарово	7,5	7,5	7,5	7,5		
	Котел водогрейный КВГМ2,5х115	2,5	2,5	2,5	2,5		
	Котел водогрейный КВГМ2,5х115	2,5	2,5	2,5	2,5		
	Котел водогрейный КВГМ2,5х115	2,5	2,5	2,5	2,5		
3	Котельная дер. Ботово	0,1					
	Котел водогрейный ACV N3	0,05	В 2016 году	котельная буд	ет выведена		
	Котел водогрейный ACV N4	0,05		котельная будет выведена			
4	Котельная по ул. Соединительная	0	12	12	30		

2 вариант развития – увеличение мощности котельной «Центральная».

Таблица 73 Установленная мощность оборудования источников тепловой энергии. 2 вариант

№ п/п	Наименование источника	У	становленная м	мощность, Гка	л/ч	
		2015-2016	2017-2020	2021-2026	2027-2032	
1	Котельная «Центральная»	236,855	256,855	276,855	276,855	
	Котел водогрейный ПТВМ 100 (с 2019 года – ПТВМ-120)	100	120	120	120	
	Котел водогрейный ПТВМ 100 (с 2020 года – ПТВМ-120)	100	100	120	120	
	Котел водогрейный ДКВР-20/13	11,34	11,34	11,34	11,34	
	Котел паровой ДКВР-20/13	11,34	11,34	11,34	11,34	
	Котел паровой ДЕ-25/14	14,175	14,175	14,175	14,175	
2	Котельная воинской части с. Макарово	7,5	7,5	7,5	7,5	
	Котел водогрейный КВГМ2,5х115	2,5	2,5	2,5	2,5	
	Котел водогрейный КВГМ2,5х115	2,5	2,5	2,5	2,5	
	Котел водогрейный КВГМ2,5х115	2,5	2,5	2,5	2,5	
3	Котельная дер. Ботово	0,1	D 2016 rows	у котельная будет выведена		
	Котел водогрейный ACV N3	0,05	Б 2010 году	котельная буд	ст выведена	

№ п/п	Наименование источника	Ус	Установленная мощность, Гкал/ч						
		2015-2016	2017-2020	2021-2026	2027-2032				
	Котел водогрейный ACV N4	0,05							

Часть 4. Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии.

На момент разработки Схемы ограничения тепловой мощности на всех котельных отсутствуют. Перспективных технических ограничений на использование установленной тепловой мощности не установлено. Значения располагаемой мощности основного оборудования представлены в Главе 4 Части 1.

Часть 5. Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии.

Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии представлены в таблице ниже.

Таблица 74 Перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой. 1 вариант

104	ников тепловои. 1	вариант								
№	Вид тепловой мощности	Единица измерения	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 -2027	2028- 2032
		I	. Черного	ловка, цег	тральная	котельна	Я			
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/час	189,048	189,048	189,048	189,048	189,048	189,048	189,048	189,048
2	Тепловая мощность на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,952	0,952	0,952	0,952	0,952	0,952	0,952	0,952
3	Потребление тепловой энергии на собственные нужды	%	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
с. Макарово										
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/час	7,425	7,425	7,425	7,425	7,425	7,425	7,425	7,425
2	Тепловая мощность на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
3	Потребление тепловой энергии на собственные нужды	%	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
				д. Бо	тово					
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,099							
2	Тепловая мощность на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,001		В 2	016 году к	отельная б	удет вывед	цена	
3	Потребление тепловой энергии на собственные нужды	%	1,01							
Котельная по ул. Соединительная, г. Черноголовка										
1	Тепловая мощность	Гкал/час				11,85	11,85	11,85	11,85	29,61
	I	1		l			l	l	l	120

№	Вид тепловой мощности	Единица измерения	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 -2027	2028- 2032
	нетто									
2	Тепловая мощность на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час				0,15	0,15	0,15	0,15	0,4
3	Потребление теп- ловой энергии на собственные нуж- ды	%				1,26	1,26	1,26	1,32	1,32

Таблица 75 Перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой. 2 вариант

TOT	чников тепловой. 2 в	ариант								
№	Вид тепловой мощ- ности	Единица измере- ния	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
		Γ,	Черного	ловка, цен	тральная	котельна	я			
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/час	189,0	189,048	189,048	188,9	208,804	228,80	228,80	228,80
2	Тепловая мощность на собственные и хозяйственные нуж- ды	Гкал/час	0,952	0,952	0,952	1,042	1,196	1,196	1,196	1,196
3	Потребление тепло- вой энергии на соб- ственные нужды	%	0,50	0,50	0,50	0,55	0,57	0,57	0,57	0,57
				с. Ман	сарово					
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/час	7,425	7,425	7,425	7,425	7,425	7,425	7,425	7,425
2	Тепловая мощность на собственные и хозяйственные нуж- ды	Гкал/час	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
3	Потребление тепловой энергии на собственные нужды	%	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
				д. Бо	тово					
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,099							
2	Тепловая мощность на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,001		В 20	16 году к	отельная бу	дет вывед	ена	
3	Потребление тепло- вой энергии на соб- ственные нужды	%	1,01							

Часть 6. Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения и порядку и разработки и утверждения», «мощность источника тепловой энергии нетто» - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Объем потребления тепловой энергии нетто представлен в таблице в Главе 4 Части 5 в таблицах 74-75.

Часть 7. Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь.

Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям представлены в таблицах 76-77.

Таблица 76 Перспективные значения потерь тепловой энергии, Гкал/ч. 1 Вариант развития.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 -2027	2028- 2032
Котельная «Центральная»	5,048	5,048	4,7	4,5	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Котельная воинской части с. Макарово	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148
Котельная дер. Ботово	0,004								
Котельная по ул. Соедини- гельная					0,15	0,15	0,15	0,15	0,4

Таблица 77 Перспективные значения потерь тепловой энергии, Гкал/ч. 2 Вариант развития

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 -2027	2028- 2032
Котельная «Центральная»	5,048	5,048	4,7	4,5	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Котельная воинской части с. Макарово	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148
Котельная дер. Ботово	0,004	0	0	0	0	0	0	0	0

Затраты теплоносителя на компенсацию потерь описаны Главе 8.

Часть 8. Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников теплоснабжения, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности.

Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности представлены в Главе 4 Части 1.

Данные по источникам тепловой энергии, принадлежащим потребителям отсутствуют.

Часть 9 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

Пьезометрические графики, построенные по результатам проведения гидравлических расчетов представлены в Приложении №3 «Пьезометрические графики».

Часть 10 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Котельная с. Макарово

Согласно данным генерального плана, подключение новых потребителей тепловой энергии к тепловым сетям существующей котельной с. Макарово не планируется. В с. Макарово планируется индивидуальное жилищное строительство и дачное строительство и будет оно относиться к индивидуальному теплоснабжению. Соответственно резервы тепловой мощности котельной к 2031 году будут составлять 4,8 Гкал/час.

Котельная д. Ботово

В д. Ботово котельная будет выведена в 2016 году. Вывод котельной выгоден как для МУП «УЭ», так и для потребителей. На 2 полугодие 2015 года тариф составил 4130,7 руб./Гкал. На данный момент все квартиры газифицированы и наиболее выгодным способом теплоснабжения является установка поквартирных газовых котлов.

1 вариант развития

На момент разработки схемы теплоснабжения, резерв котельной «Центральная» составляет 53,42 Гкал/час.

К 2031 году дефицит тепловой мощности будет составлять 12,8 Гкал/час. При этом в 2018 году будет проведено строительство новой котельной на ул. Соединительная. К 2031 году ее резерв будет составлять 2,5 Гкал/час.

2 вариант развития

В 2018-2019 годах котельная «Центральная» будет модернизирована и располагаемая мощность котельной к 2031 году составит 230 Гкал/ч. К 2031 году резерв тепловой мошности составит 0.99 Гкал/ч.

I лава 5. Маст	ер-план схемы тепл	юснабжения.
Часть 1. Анализ	перспективных зон но	вого строительства.
Анализ перспективн	ых зон нового строительств	за приведен в таблице ниже

Таблица 78 Зоны перспективного строительства

			,	Увелич	ение на	грузок	по года	м, Гкал/ч		1 Вариант развития	2 Вариант развития
Местоположение и тип застройки	Примечания	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Строительство новой котельной для покрытия перспективных нагрузок	Увеличение мощно- сти котельной "Цен- тральная"
МКД+ ИЖС											
По ул. Центральной – многоэтажная за- стройка	Строительство многоэтажных домов (9-12 этажей). Расчетный период — 2020 год				0,2	0,25				Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Центральная"
По Школьному б-ру – многоэтажная за- стройка	Строительство многоэтажных домов (9-12 этажей). Расчетный период — 2020 год				0,17	0,1				Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Центральная"
В продолжение ул. Лесной – многоэтаж- ная застройка	Строительство многоэтажных домов (9-12 этажей). Расчетный срок – 2035 год								3	Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Центральная"
По ул. Солнечной – многоэтажная за- стройка	Строительство многоэтажных домов (9-12 этажей). Расчетный период — 2020 год					1,8				Новая котельная	Отапливается от котельной "Центральная"

			Увеличение нагрузок по годам, Гкал/ч							1 Вариант развития	2 Вариант развития
Местоположение и тип застройки	Примечания	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Строительство новой котельной для покрытия перспективных нагрузок	Увеличение мощно- сти котельной "Цен- тральная"
По Институтскому пр-ту – многоэтаж- ная застройка	Строительство многоэтажных домов (9-12 этажей) для расселения очередников на получение жилья. Расчетный срок – 2035 год								0,6	Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Центральная"
По Институтскому пр-ту – малоэтажная многоквартирная застройка	Строительство малоэтажных многоквартирных домов (1-4 этажа). Расчетный срок – 2035 год								1	Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Центральная"
В районе ул. Солнечной, Сосновой - малоэтажная многоквартирная застройка	Строительство малоэтажных многоквартирных домов (1-4 этажа). Расчетный срок – 2035 год								3,1	Новая котельная	Отапливается от котельной "Центральная"
В районе ул. Богородской и б-р Архитектора Толмачева — малоэтажная многоквартирная застройка	Строительство малоэтажных многоквартирных домов (1-4 этажа). Расчетный срок – 2035 год								2,05	Новая котельная	Отапливается от котельной "Центральная"
В районе ул. Богородской и б-ра Архитектора Толмачева — малоэтажная многоквартирная застройка	Строительство малоэтажных многоквартирных домов (1-4 этажа). Расчетный срок – 2035 год								2,3	Новая котельная	Отапливается от котельной "Центральная"

			Увеличение нагрузок по годам, Гкал/ч							1 Вариант развития	2 Вариант развития
Местоположение и тип застройки	Примечания	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Строительство новой котельной для покрытия перспективных нагрузок	Увеличение мощно- сти котельной "Цен- тральная"
В районе ул. Преображенской - индивидуальная застройка	Строительство малоэтажных многоквартирных домов (1-4 этажа). Расчетный срок – 2035 год								1,02	Новая котельная	АИТ
По ул. Преображен- ской – индивидуаль- ное жилищное стро- ительство	Расчетный пери- од – 2020 год				0,9	0,45				Новая котельная	АИТ
В д. Ботово (севернее существующей за- стройки) - индивиду- альное жищное строительство	Расчетный пери- од – 2020 год				0,2	0,25				АИТ	АИТ
В д. Старки (к востоку от существующей застройки) — индивидуальное жилищное строительство	Расчетный срок – 2035 год								0,4	АИТ	АИТ
Юго-западнее д. Ботово - индивидуальное жилищное строительство	Расчетный срок – 2035 год								0,75	АИТ	АИТ
В с. Ивановское – индивидуальное жилищное строительство	Расчетный пери- од – 2020 год				1	1,25				АИТ	АИТ

			Увеличение нагрузок по годам, Гкал/ч					м, Гкал/ч		1 Вариант развития	2 Вариант развития
Местоположение и тип застройки	Примечания	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Строительство новой котельной для покрытия перспективных нагрузок	Увеличение мощно- сти котельной "Цен- тральная"
В д. Якимово – индивидуальное жилищное строительство	Расчетный срок – 2035 год								1,3	АИТ	АИТ
К северо-востоку от с. Макарово – дачное строительство	Расчетный срок – 2035 год								1	АИТ	АИТ
К югу от с. Иванов- ское - дачное строи- тельство	Расчетный срок – 2035 год								1	АИТ	АИТ
			Про)МЫШЛ	енные	и науч	но-проі	изводственн	ые объекты		
г. Черноголовка, в районе улиц Соеди-	расчётный пери-					0,8				Новая котельная	Отапливается от котельной "Центральная"
нительная и Проезд № 1	од 2020					7,8				Новая котельная	Отапливается от котельной "Центральная"
									18,3	Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Центральная"
в северо-восточной части г. Черноголов- ка	расчётный срок 2035								40,9	Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Центральная"
									1,3	Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Центральная"
в южной части г. Черноголовка в рай-	расчётный срок								1	Новая котельная	Отапливается от котельной "Центральная"
оне улиц Солнечная, Соединительная и проезд № 1	2035								4,9	Новая котельная	Отапливается от котельной "Центральная"

			Увеличение нагрузок по годам, Гкал/ч							1 Вариант развития	2 Вариант развития
Местоположение и тип застройки	Примечания	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Строительство новой котельной для покрытия перспективных нагрузок	Увеличение мощно- сти котельной "Цен- тральная"
									1,06	Новая котельная	Отапливается от котельной "Центральная"
в юго-восточной ча-									1	АИТ	АИТ
сти д. Ботово	расчётный срок 2035								0,6	АИТ	АИТ
в северной части д. Ботово									0,6	АИТ	АИТ
южнее д. Якимово	расчётный срок 2035								4	АИТ	АИТ
			•		Объ	екты с	оциаль	ной сферы	•		
общественно- деловой, культурный (церковь) и детский культурно- досуговый центры Черноголовка	расчётный срок 2035								1,4	Отапливается от котельной "Центральная"	Отапливается от котельной "Центральная"
общеобразовательная школа на 600 мест и детское дошкольное учреждение на 80 мест Черноголовка	расчётный срок								0,4	Новая котельная	Отапливается от котельной "Центральная"
локальный центр обслуживания (учреждения торговли, общественного питания, бытового обслуживания)	2035					0,3	0,1	0,1	0,05	АИТ	АИТ

				Увелич	ение на	грузок	по года	м, Гкал/ч		1 Вариант развития	2 Вариант развития
Местоположение и тип застройки	Примечания	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	Строительство новой котельной для покрытия перспективных нагрузок	Увеличение мощно- сти котельной "Цен- тральная"
д. Ботово											
общественно- торговый и культур- но-досуговый цен- тры, с Ивановское	овый и культур- досуговый цен-								0,8	АИТ	АИТ

Согласно таблице 78 основные зоны строительства с наибольшими перспективными тепловыми нагрузками расположены в г. Черноголовка.

Часть 2. Определение возможности подключения перспективных потребителей тепловой энергии (мощности) к источникам тепловой мошности.

Существует 2 возможных варианта подключения потребителей перспективной застройки к источникам тепловой энергии.

Согласно **первому** варианту развития предлагается строительство нового источника по ул. Соединительная. Потребители, которые будут подключены к данному источнику, описаны в таблице 78 Главы 5 Части 1. При этом котельная «Центральная» сохраняет свою тепловую мощность без изменений. Часть новых потребителей, описанных в таблице 78, будут присоединены к котельной «Центральная». В зонах где отсутствуют централизованные источники тепловой энергии предлагается теплоснабжение от АИТ.

Согласно **второму** варианту развития предлагается провести модернизацию котельной «Центральная» с увеличением мощности для покрытия перспективных нагрузок. Варианты подключения перспективных потребителей описаны в Главе 5 Части 1, таблица 78.

Подключение новых потребителей тепловой энергии к тепловым сетям существующей котельной с. Макарово не планируется. В с. Макарово планируется индивидуальное жилищное, оно будет относиться к индивидуальному теплоснабжению.

Часть 3. Анализ предложений по выводу из эксплуатации котельных, расположенных в зоне действия источников тепловой энергии и переводу тепловой нагрузки от этих котельных на ТЭЦ.

В д. Ботово котельная будет выведена в 2016 году. Вывод котельной выгоден как для МУП «УЭ», так и для потребителей. На 2 полугодие 2015 года тариф составил 4130,7 руб./Гкал. На данный момент все квартиры газифицированы и наиболее выгодным способом теплоснабжения будет установка поквартирных газовых котлов. В дальнейшем в д. Ботово предполагается только индивидуальное теплоснабжение.

Перевод тепловых нагрузок от этой котельной на ТЭЦ не предусматривается.

Часть 4. Анализ предложений по строительству новых источников тепловой энергии.

Согласно **первому** варианту развития предлагается строительство нового источника по ул. Соединительная для покрытия перспективных тепловых нагрузок. Строительство котельной предлагается провести в 2017-2018 годах.

Согласно **второму** варианту развития предлагается провести модернизацию котельной «Центральная» с увеличением мощности для покрытия перспективных нагрузок. Строительство новых централизованных источников не предполагается.

Часть 5. Анализ предложений по температурному графику для систем теплоснабжения.

Температурные графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети представлены в таблице 79.

Таблица 79 Температурные графики регулирования отпуска тепла

№ п/п	Наименование источника	Температурный график, °С	Примечание
1	Котельная «Центральная»	115/70	На тепловых сетях установлены центральные тепловые пункты, температурный график на отопление составляет 95/70°C, на ГВС 65/50°C.
2	Котельная воинской части с. Макарово	95/70	
3	Котельная дер. Ботово	95/70	

Температурные графики соответствуют Постановлению Госстроя РФ от 27 сентября 2003 г. N 170 "Об утверждении Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда".

Регулирование отопительно-вентиляционной нагрузки на котельной «Центральная» качественно-количественное (на входе в тепловую сеть изменяют и температуру, и расход теплоносителя). Данный способ регулирования не только обеспечивает температуру внутри помещений согласно СНиП, а также позволяет сэкономить потребляемую тепловую энергию, особенно в весенний и осенний периоды отопительного сезона; решаются проблемы «перетопов» и «недотопов»

Предложений по изменению температурного графика не предполагается.

Часть 6. Анализ предложений по переводу открытых систем ГВС потребителей на закрытые.

С 1 января 2013 года вступили в силу поправки в федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении». Одна из самых значимых – дополнение статьи 29 частью 8:

«С 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается».

Кроме этого: дополнение статьи 29 частью 9:

- «С 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается».
- 1. На ЦТП №1 в г. Черноголовка, горячее водоснабжение осуществляется по открытой схеме. Теплоснабжение от ЦТП №1 производится по четырехтрубной системе теплоснабжения, то есть прокладка дополнительных тепловых сетей не требуется, необходимо реконструировать существующую схему ЦТП №1 с установкой двух теплообменников ГВС на ЦТП. Переход на закрытую систему теплоснабжения позволит значительно сокра-

тить расходы химически очищенной воды и снизить затраты электроэнергии на передачу тепла.

Часть 7. Анализ предложений по распределению тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии и организации гидравлических режимов в тепловых сетях от источников тепловой энергии и ЦТП.

Предложений по распределению тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии не предусмотрено.

Часть 8. Анализ предложений по реконструкции систем потребителей тепловой энергии, вызванных изменениями теплогидравлического режима внешних систем теплоснабжения и переводом на ГВС по закрытой схеме.

На момент разработки Схемы, реконструкции систем потребителей тепловой энергии, вызванных изменениями теплогидравлического режима внешних систем теплоснабжения, не планируется.

Перевод на ГВС по закрытой схеме будет производиться в 2021 году.

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

Часть 1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей застройки и перспективной многоквартирной застройки. Под индивидуальным теплоснабжением понимается, в частности, печное отопление и теплоснабжение от котлов.

По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в основном в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде. Так же в связи с выводом из эксплуатации котельной д. Ботово, два восьмиквартирных дома будут иметь поквартирное отопление (квартирные газовые котлы). Вывод котельной в д. Ботово является выгодным как для МУП «УЭ», так и для потребителей.

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

Часть 2. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.

Строительство источников энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не планируется.

Согласно **первому** варианту развития системы теплоснабжения распределение тепловых нагрузок будет выглядеть следующим образом:

Таблица 80 Распределение перспективных тепловых нагрузок по источникам тепловой энергии, Гкал/ч. 1 Вариант развития

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032
Котельная Центральная	0	0	0	0,37	0,35	0	0	65,5
Новая котельная	0	0	0	0,9	10,85	0	0	15,83
АИТ	0	0	0	1,2	1,8	0,1	0,1	11,5
Котельная Макарово	0	0	0	0	0	0	0	0

К 2032 году общая нагрузка на котельную по ул. Соединительная составит 27,58 Гкал/ч.

Первым вариантом развития системы теплоснабжения для покрытия перспективных нагрузок предполагается строительство БМК по ул. Соединительная.

Строительство БМК производительностью 12 Гкал/час с увеличением мощности до 30 Гкал/ч

Одним из вариантов развития системы теплоснабжения городского округа Черноголовка является строительство блочно-модульной котельной для покрытия перспективных нагрузок. Кадастровый номер участка котельной 010141:15.

В новой блочно-модульной котельной в качестве основного топлива будет использоваться природный газ, параметры теплоносителя 95/70 °C. Работа котельной предполагается в автоматическом режиме, без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

- 1 Этап Разработка рабочей документации в объеме технического задания; комплектация необходимого оборудования и материалов блочно-модульной котельной. Ориентировочная стоимость составит 35100 тыс.руб 2018 год
- **2 Этап** Поставка необходимого оборудования и материалов; монтажные работы; пусконаладочные и режимно-наладочные работы. Ориентировочная стоимость составит 23450 тыс.руб 2019 год
- 3 **Этип** Разработка рабочей документации в объеме технического задания на повышение мощности котельной; комплектация необходимого оборудования и материалов блочно-модульной котельной. Ориентировочная стоимость составит 3500 тыс.руб 2026 год
- **4 Эти** Поставка необходимого оборудования и материалов; монтажные работы; пусконаладочные и режимно-наладочные работы. Ориентировочная стоимость составит 18000 тыс.руб 2027 год

Часть 3. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

Источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории МО «Городской округ Черноголовка» отсутствуют.

Согласно второму варианту развития системы теплоснабжения распределение тепловых нагрузок будет выглядеть следующим образом:

Таблица 81 Распределение перспективных тепловых нагрузок по источникам тепловой энергии, Гкал/ч. 2 Вариант развития

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032
Котельная Центральная	0	0	0	0,37	10,75	0	0	81,31
АИТ	0	0	0	2,1	2,25	0,1	0,1	12,52
Котельная Макарово	0	0	0	0	0	0	0	0

К 2032 году общая нагрузка на котельную «Центральная» составит 233 Гкал/ч. Для покрытия данных нагрузок предлагается техническое перевооружение котельной.

Техническое перевооружение котельной «Центральная» путем замены котлов ПТВМ-100 №1 и №2 на ПТВМ-120

На котельной «Центральная» установлены 2 котла ПТВМ-100. Год установки — 1978. Согласно техническим характеристикам производителя — срок эксплуатации таких котлов 20 лет, соответственно износ оборудования составляет 100%. Предлагается замена котлов с увеличением тепловой мощности каждого котла до 120 Гкал/час.

Данное мероприятие повысит надежность работы котлового оборудования, а так же увеличит производительность.

Мероприятие рекомендуется провести в 2 этапа:

1 Этап (2020 год) - замена ПТВМ №1

2 Этап (2021 год) - замена ПТВМ №2

Согласно предоставленному коммерческому предложению, стоимость котла ПТВМ-120 в комплектации, указанной в приложении, составит 31426,0 тыс.руб.

Часть 4. Обоснование предложений по переводу котельных в режим комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.

Перевод котельных в режим комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не планируется.

Часть 5. Обоснование предложений по расширению зон действия существующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;

Источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории МО «Городской округ Черноголовка» отсутствуют.

Часть 6. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

В настоящее время на территории городского округа Черноголовка отсутствуют источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

Часть 7. Определение для ТЭЦ максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления.

ТЭЦ на территории городского округа Черноголовка отсутствуют.

Часть 8. Определение для ТЭЦ перспективных режимов загрузки по присоединенной тепловой нагрузке.

ТЭЦ на территории городского округа Черноголовка отсутствуют.

Часть 9. Обоснование предложений по реконструкции котельных, направленных на увеличение зоны их действия с включением в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.

Согласно **первому** варианту развития системы теплоснабжения г.о. Черноголовка планируется строительство новой котельной по ул. Соединительная. Ее зона действия будет входить в зону действия существующей котельной «Центральная». Все потребители котельной по ул. Соединительная будут сосредоточены в непосредственной близости к источнику. Тогда как от котельной «Центральная» данные потребителя находятся в удалении.

Часть 10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии;

В д. Ботово в 2016 году будет выведена из эксплуатации котельная. Передача тепловых нагрузок на другие источники не предполагается в связи с удаленностью ближайшего источника тепловой энергии. Обосновать вывод котельной можно следующими обстоятельствами:

- 1. Оборудование котельной имеет моральный и физический износ. Котельная требует реконструкции.
- 2. Тариф на 2015 год составил 4130,7 руб/Гкал. При реконструкции котельной, тариф может резко возрасти.
- 3. В 2016 году была произведена поквартирная газификация.

Вывод котельной из эксплуатации будет выгоден как для МУП «УЭ», так и для потребителей.

Часть 11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.

Индивидуальное теплоснабжение в зонах застройки городской черты малоэтажными жилыми зданиями организовано в зонах, где реализованы и проекты по газификации частного сектора. Централизованное теплоснабжение в этих зонах нерентабельно, изза тепловых потерь на транспортировку теплоносителя. При небольшой присоединенной тепловой нагрузке малоэтажной застройки наблюдается значительная протяженность квартальных тепловых сетей, что характеризуется высокими тепловыми потерями. Общая тепловая нагрузка индивидуального теплоснабжения к 2032 году составит 11,5 Гкал/ч. Зоны действия индивидуального теплоснабжения описаны в Части 1 Главы 4.

Часть 12. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа.

Согласно двум вариантам развития системы теплоснабжения г.о. Черноголовка предполагается теплоснабжение производственных зон как от новой котельной по ул. Соединительная, так и от существующего источника — котельной «Центральная». Варианты теплоснабжения перспективных производственных зон составлены исходя из месторасположения участков строительства, а также их перспективных нагрузок.

Часть 13. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой И теплоносителя энергии присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии. Решение о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии подробно рассмотрены в Главе 4.

Распределение нагрузки между источниками тепловой энергии не предполагается.

Часть 14. Обоснование дополнительных мероприятий

Изменение схемы работы аккумуляторного хозяйства котельной и схемы водоподготовки

Необходимо изменение схемы подготовки подпиточной (сетевой) воды.

В качестве альтернативы существующей на предприятии схемы водоподготовки, рекомендуется провести реконструкцию фильтров с уменьшением диаметра. Фактический средний расход питательной воды составляет $40~{\rm M}^3$ /час при возможности оборудования $900~{\rm M}^3$ /час.

С переходом на закрытые системы ГВС объемы подпиточной воды еще сократятся

Данное мероприятие будет реализовано в 2017-2018 годах.

Перевод котла ДКВР-20/13 в водогрейный режим.

Котельная «Центральная» оборудована пятью котлами, три из которых являются паровыми (ДКВР-20/13 - 2 ед. и ДЕ-25/14 - 1ед.). С 2006 года один из котлов ДКВР-20/13 переведен водогрейный режим. Котел ДЕ-25/14 загружена на 50-60%, а второй котел ДКВР-20/13 выведен в холодный резерв. Предлагается перевести его в водогрейный режим (полезная отпускная мощность котла 11,34 Гкал/ч).

Необходимость проведения реконструкции объектов теплоснабжения вызвана тем, что модернизируемый объект достиг полного физического и морального износа и уже не отвечает требованиям действующих правил и норм. Конструкция котла не позволяет обеспечить оптимальный КПД и не соответствует действующим нормам и правилам безопасности и технической эксплуатации.

За счет повышения КПД уменьшается потребление топливно-энергетических ресурсов в течение отопительного сезона. При этом уменьшится удельная норма расхода электроэнергии на выработку тепла. Снизятся объемы выбросов дымовых газов в окружающую среду.

Данное мероприятие будет реализовано в 2017-2018 года.

Реконструкция деаэраторов ДСА-200

Требует реконструкции деаэрационная установка с охладителем выпара производительностью 400 т/ч.

Исключение Na-катионитовых фильтров приведет к исключению затрат на соль. Исключение затрат на деаэрацию приведет к исключению потерь тепла с выпаром из деаэрационной колонки и исключению потерь с подпиточной водой конденсата греющего пара.

Данное мероприятие будет реализовано в 2018-2019 года.

Модернизация газового оборудования котлов с заменой газогорелочных устройств.

Газовое оборудование котлов ПТВМ-100 № 1, № 2, ДКВР-20/13 № 1, № 2, ДЕ-25/13 № 2 не соответствует требованиям ПБ12-529-03 с п.5.9.8. «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления».

Согласно предписанию № 5.3-1351пл-П/0099-2013 об устранении выявленных нарушений от 06 июня 2013 года, на сегодняшний день требуют устранения нарушения, указанные в Главе 1, части 11.

Проведение мероприятий по приведению газового оборудования котлов: ПТВМ-100 № 1, № 2, ДКВР-20/13 № 1, № 2, ДЕ-25/13 № 2 повысит эффективность и надежность работы систем теплоснабжения на территории городского округа Черноголовка.

1 Этап (2018 год) - Разработка и экспертиза рабочей документации на 2 котла ПТВМ-100, два котла ДКВР-20/13 и один котел ДЕ-25/14 ГМ, включая следующие виды работ:

Разработка раздела «Газоснабжение внутреннее»

Разработка раздела «Автоматизация и КИП»

Экспертиза промышленной безопасности рабочей документации по промышленной безопасности.

Регистрация заключения экспертизы рабочей документации в Ростехнадзоре.

Стоимость комплекса работ 3000 тыс.руб.

2 Этап (2019 год) - Комплекс работ по котлу ПТВМ-100 №1 включает следующие виды работ:

Закупка материалов и оборудования – 6780 тыс.руб.

Демонтаж, монтаж внутреннего газооборудования и монтаж автоматики безопасности – 3000 тыс.руб.

Пусконаладочные работы атоматики безопасности – 2500 тыс.руб.

ИТОГО 12280 тыс.руб.

3 Этап (2020 год) - Комплекс работ по двум котлам ПТВМ-100 №2 включает следующие виды работ:

Закупка материалов и оборудования – 6780 тыс.руб.

Демонтаж, монтаж внутреннего газооборудования и монтаж автоматики безопасности -3000 тыс.руб.

Пусконаладочные работы атоматики безопасности – 2500 тыс.руб.

ИТОГО 12280 тыс.руб.

4 Этап (2021 год) Комплекс работ по котлу ДКВР-20/13 №1 включает:

Закупка материалов и оборудования – 3000 тыс.руб.

Демонтаж, монтаж внутреннего газооборудования и монтаж автоматики безопасности – 1500 тыс.руб.

Пусконаладочные работы атоматики безопасности – 1500 тыс.руб.

ИТОГО 6000 тыс.руб.

5 Этап (2022 год) Комплекс работ по котлу ДКВР-20/13 №2 включает:

Закупка материалов и оборудования – 3000 тыс.руб.

Демонтаж, монтаж внутреннего газооборудования и монтаж автоматики безопасности – 1500 тыс.руб.

Пусконаладочные работы атоматики безопасности – 1500 тыс.руб.

ИТОГО 6000 тыс.руб.

Данное мероприятие будет реализовано в 2018-2022 года.

Общая сумма затрат составит 39560 тыс.руб.

Инвентаризация тепловых нагрузок НИИ

Для определения оптимально-необходимых для предприятий нагрузок необходимо произвести инвентаризацию. Тогда излишне заявленную тепловую нагрузку можно будет перевести в резерв.

Здания:

• ФГУП "ЭЗАН", проспект Академика Семенова, д. 9

- ИФТТ РАН, проспект Академика Осипьяна, д. 2
- ИСМАН, проспект Академика Осипьяна, д.8
- ИПХФ РАН, проспект Академика Семенова, д. 1

Средняя стоимость расчета тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение 1 производственного здания составляет 35000-50000 руб.

Данное мероприятие необходимо реализовать в 2017 году.

Установка приборов учета на котельной в с. Макарово.

На котельной в с. Макарово предыдущей Схемой теплоснабжения в 2015 г предусматривалась установка общего прибора учета на тепловые сети, обеспечивающие теплоснабжение служебной зоны. На 01.09.2016 прибор учета все еще не установлен.

Установку прибора учета необходимо произвести в 2017 году.

Замена баков-аккумуляторов горячей воды

Баки-аккумуляторы (2 резервуара емкостью по 1000 куб. м каждый) необходимы для снятия «пиков» нагрузки горячего водоснабжения. Фактически состояние резервуаров неудовлетворительное. Эксплуатационный срок истек, существуют протечи, наблюдается коррозия стенок резервуара.

Для установки новых баков, был произведен расчет их объемов согласно СНиП 2.04.01-85. Общая расчетная емкость составила $939,4~{\rm M}^3$. Принимаем к установке 2 бака по 50% расчетной емкости, т.е по $500~{\rm M}^3$ каждый.

- Стоимость изготовления РВС-500 составляет 1625 тыс.руб
- Стоимость монтажа 1575 тыс.руб
- Стоимость доставки и дополнительного оборудования 1018,6 тыс.руб

ИТОГО замена одного бака может составить 4218 тыс.руб Замену баков-аккумуляторов необходимо произвести в 2017-2018 годах.

Перевод котельной «Центральная» с резервного топлива мазут на котельное топливо Универсин-С

Резервное топливо (мазут) необходимо поддерживать при температуре 70°C, а при его использовании разогревать до 130°C.

На данный момент для подогрева и поддержания мазута используется котел ДЕ-25/14. Это приводит к излишним эксплуатационным затратам.

Технологически переход с мазута на универсин-С не повлечет за собой существенного технического перевооружения существующего топливного хозяйства и крупных капиталовложений. Для сжигания универсина можно использовать те же горелки и форсунки, что и для сжигания мазута. При внедрении новой схемы резервного топливоснабжения в котельной экономия достигает 30 % от эксплуатационных затрат на традиционное мазутное хозяйство.

Перевод резервного хозяйства с мазута на универсин при рабочем мазутном хозяйстве осуществляется практически без затрат в течении 2-х рабочих дней.

Разработка проекта замены резервного топлива составит 250 тыс.руб

Зачистка баков с мазутом и другие подготовительные работы составят 250 тыс.руб.

Стоимость 1тн универсина на 01.02.2016 г. Составляет 20000руб. Срок реализации мероприятия – 2017 год.

Перевод на ГВС по закрытой схеме от ЦТП №1

Потребители ГВС подключены к квартальным тепловым сетям после ЦТП по открытой схеме присоединения. Теплоснабжение от ЦТП №1 производится по четырехтрубной системе теплоснабжения, то есть прокладка дополнительных тепловых сетей не требуется, необходимо реконструировать существующую схему ЦТП №1 с установкой двух теплообменников ГВС.

Переход на закрытую схему присоединения систем ГВС позволит обеспечить:

- снижение внутренней коррозии трубопроводов (для северных районов страны) и отложения солей (для районов, расположенных южнее);
- снижение темпов износа оборудования тепловых станций и котельных;
- кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей, исчезновение «перетопов» во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;
- снижение объемов работ по химводоподготовке подпиточной воды и, соответственно, затрат;
- снижение аварийности систем теплоснабжения.

Согласно предоставленному коммерческому предложению компанией, которая разрабатывала схему ЦТП №1, стоимость работ включая оборудование и материалы составит 1634 тыс.руб.

Данное мероприятие необходимо реализовать в 2021 года.

Часть 15. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) каждой систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов указанной системе.

Согласно п. 30, г. 2, ФЗ №190 от 27.07.2010 г.: «радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и
- реконструкция существующих;
- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

Однако, впервые речь об анализе эффективности централизованного теплоснабжения зашла еще в 1935 г. Более подробно вопрос развития анализа эффективности систем еплоснабжения описан в статье В.Н. Папушкина "Радиус теплоснабжения. Давно забытое старое", опубликованной в журнале "Новости теплоснабжения" №9 (сентябрь), 2010 г.

Как было верно отмечено в данной статье, к сожалению, у всех формул для расчета радиуса теплоснабжения, использовавшихся ранее, есть один, но существенный недостаток. В своем большинстве это эмпирические соотношения, построенные не только на базе экономических представлений 1940-х гг., но и использующие для эмпирических соотношений действующие в, то время ценовые индикаторы.

Альтернативой описанному полуэмпирическому методу анализа влияния радиуса теплоснабжения на необходимую валовую выручку транспорта теплоты является прямой метод расчета себестоимости, органично встроенный в обязательные в настоящее время для применения компьютерные модели тепловых сетей на базе различных ИГС платформ. В данном проекте выводы о радиусе эффективного теплоснабжения сделаны на основе совокупности как технических, так и экономических показателей.

Методика расчета.

- 1) На электронной схеме наносится зона действия источника тепловой энергии с определением площади территории тепловой сети от данного источника и присоединенной тепловой нагрузки.
- 2) Определяется максимальный радиус теплоснабжения, как длина главной магистрали от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, присоединенного к этой магистрали Lmax (км).
- 3) Определяется средняя плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии (Гкал/ч/км2).
 - 4) Определяется материальная характеристика тепловой сети.

$$M = \sum_{i} (d_i - L_i)$$

- 5) Определяется стоимость тепловых сетей (НЦС 81-02-13-2011 Наружные тепловые сети) и удельная стоимость материальной характеристики сетей.
 - 6) Определяется оптимальный радиус тепловых сетей

$$R_{\text{oht}} = \left(\frac{140}{s^{0,4}}\right) * \varphi^{0,4} * \left(\frac{1}{B^{0,1}}\right) * (\frac{\Delta \tau}{\Pi})^{0,15}$$

где: В – среднее число абонентов на 1 км2;

s – удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м2;

 Π – теплоплотность района, Γ кал/ч.км2;

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

 ϕ — поправочный коэффициент, зависящий от постоянной части расходов на сооружение котельной.

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для котельных городского округа Черноголовка представлен в таблице 82.

Таблица 82 Расчет эффективного радиуса котельных

No				Расчет						
п/п		Ед.измер	Котельная г. Чер-	Котельная с. Ма-	Котельная д.					
				ноголовка	карово	Ботово				
	1	Площадь зоны действия источника	KM ²	5,4	0,2	0,003				

№				Расчет	
п/п		Ед.измер	Котельная г. Чер- ноголовка	Котельная с. Ма- карово	Котельная д. Ботово
2	Количество абонентов в зоне действия источника	ед.	196	66	2
3	Суммарная присоединен- ная нагрузка всех потре- бителей	Гкал/час	130,58	2,466	0,08
4	Расстояние от источника тепла до наиболее уда- ленного потребителя	КМ	4,51	0,478	0,05
5	Расчетная температура в подающем трубопроводе	С	115	95	95
6	Расчетная температура в обратном трубопроводе	С	70	70	70
7	Среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения	1/км2	36,3	330,0	666,7
8	Теплоплотность района	Гкал/ч*км2	29,0	12,3	26,7
9	Материальная характери- стика	м2	33665,0	371,0	114,2
10	Удельная стоимость материальной характеристики сетей	руб/м2	2310,0	3015,0	3225,0
11	Поправочный коэффициент (1,3 для ТЭЦ и 1 для котельных)	-	1,0	1,0	1,0
12	Эффективный радиус	КМ	4,7	3,5	2,8

В настоящий момент потребители всех котельных городского округа находятся в пределах радиуса эффективного теплоснабжения.

Часть 16. Обоснование предложений по строительству новых котельных для покрытия перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.

К 2032 году общая тепловая нагрузка по городскому округу Черноголовка увеличится на 108,5 Гкал/ч. Необходимо предусмотреть строительство новой котельной или реконструкцию старой.

Распределение перспективных нагрузок по источникам можно сделать по двум вариантам.

Согласно **первому** варианту развития предлагается строительство нового источника (БМК) по ул. Соединительная (кадастровый номер участка 010141:15) для покрытия перспективных тепловых нагрузок. Строительство котельной предлагается провести в 2017-2018 годах.

Таблица 83 Прирост тепловых нагрузок по годам и по источникам. 1 вариант. Гкал/ч

Tuotinga oe ripiipoer remion	DIA Hai py	John Ho To	/дести 11 11	o nero n	111111111111111111111111111111111111111	Dupmun	11 1 10001/ 1	
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028-
	2017	2010	2019	2020	2021	2022	-2027	2032

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 -2027	2028- 2032
Котельная Центральная	0	0	0	0,37	0,35	0	0	65,5
Новая котельная	0	0	0	0,9	10,85	0	0	15,83
АИТ	0	0	0	1,2	1,8	0,1	0,1	11,5
Котельная Макарово	0	0	0	0	0	0	0	0

Согласно **второму** варианту развития предлагается провести модернизацию котельной «Центральная» с увеличением мощности для покрытия перспективных нагрузок. Строительство новых централизованных источников не предполагается.

Таблица 84 Прирост тепловых нагрузок по годам и по источникам. 2 вариант. Гкал/ч

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 -2027	2028- 2032
Котельная Центральная	0	0	0	0,37	10,75	0	0	81,31
АИТ	0	0	0	2,1	2,25	0,1	0,1	12,52
Котельная Макарово	0	0	0	0	0	0	0	0

.

Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей.

Часть 1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).

Согласно вариантам развития системы теплоснабжения муниципального образования «городской округ Черноголовка» переключение существующих потребителей на другие источники энергии не планируется. Варианты подключения перспективных потребителей описаны в Главе 4.

Часть 2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.

Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок будет проводиться поэтапно. Объемы строительства будут определяться на каждом этапе при составлении проектно-сметной документации. На данный момент определение объемов строительства сетей было произведено ориентировочно.

Согласно двум вариантам развития систем теплоснабжения, предлагается строительство новой котельной с сохранением мощности котельной «Центральная» (1 вариант развития) или реконструкция котельной «Центральная» с увеличением ее мощности. В соответствии с данными вариантами развития было рассчитано строительство сетей по годам. Результаты представлены в таблицах 85-86.

Таблица 85 Необходимое строительство сетей согласно 1 варианту развития

			мет	ров в дву	хтрубном	и исчисле	нии							
Всего	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032						
	Сети от котельной по ул. Соединительная.													
3257	3257 0 0 0 411 968 0 0 1878													
			Сет	ти от коте	ельной "Ц	[ентральн	іая"							
2827	0	0	0	351	0	0	0	2476						
			I	Всего по	городско	му округу	y							
6084	0	0	0	762	968	0	0	4354						

Исходя из таблицы 85 видно, что к 2032 году необходимо построить не менее 6 км сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (по 1 варианту развития).

Таблица 86 Необходимое строительство сетей согласно 2 варианту развития

	метров в двухтрубном исчислении													
Всего 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023-2027 2028-2032														
	Сети от котельной "Центральная"													
4182	0	0	0	351	427	0	0	3404						

По второму варианту развития необходимо обеспечить строительство 4,2 км тепловых сетей.

Таблица 87 Затраты на строительство сетей. 1 Вариант развития

	Тыс. руб.												
Всего	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032					
Сети от котельной по ул. Соединительная.													
87000 12000 27000 48000													
			Сет	и от котел	ьной "Цен	тральна	я''						
81000				11000				70000					
	Всего по городскому округу												
168000	0	0	0	23000	118000								

Таблица 88 Затраты на строительство сетей. 2 Вариант развития

	Тыс. руб.												
Bcero 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023-2027 2028-2032													
	Сети от котельной "Центральная"												
118000													

Затраты были оценены согласно НЦС 81-02-13-2014. Наружные тепловые сети.

Часть 3. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

Передача тепловой энергии от источников друг другу не предусматривается ни при одном сценарии развития систем теплоснабжения.

Часть 4. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет оптимизации гидравлических потерь и перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.

К мероприятиям для повышения эффективности системы теплоснабжения можно отнести мероприятия, описанные в Главе 7 Части 6 и Части 7.

Часть 5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

К мероприятиям для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения можно отнести мероприятия, описанные в Главе 7 Части 6 и Части 7.

Часть 6. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

Строительство тепловой сети с увеличением диаметра до 300 мм в ППУ изоляции по ул. Соединительная, длина 2 x 772 п.м.

На данном участке тепловой сети потери составляют 979,6 Гкал/год. Для уменьшения потерь и повышения надежности предусматривается строительство тепловой сети с увеличением диаметра от ТК30 до ТК33а по ул. Соединительной в г. Черноголовка. Данное строительство предполагает замену наземной тепловой сети Dy = 250 на бесканальную подземную Dy = 300 мм.

Проект включает комплекс технических мероприятий в виде замены трубопроводов системы отопления и горячего водоснабжения на трубопроводы с применением предизолированных труб в ППУ (пенополиуретановой) изоляции.

Также необходимо провести замену ветхих участков тепловых сетей на трубопроводы с новой энергоэффективной теплоизоляцией (ППУ), что позволит снизить потери в тепловых сетях.

2017 год:

- от ТК30а до ТК 30б 77,6 м двухтрубном исчислении с Dy =250 до Dy=300 мм;
- от ТК30б до ТК 30в 136,9 м двухтрубном исчислении Dy =250 до Dy=300 мм;

2018 год:

- от ТК30в до ТК 31 517,7 м двухтрубном исчислении Dy =250 до Dy=300 мм (на данный момент наземная тепловая сеть);
- от ТК 31 ТК 32 18,9 м двухтрубном исчислении Dy =250 до Dy=300 мм;
- от ТК 32 до ТК 33 21,5 м двухтрубном исчислении Dy =250 до Dy=300 мм.

Общая длина заменяемых тепловых сетей составит 772 м двухтрубном исчислении. После замены всего участка тепловой сети, потери могут сократиться до 813,2 Гкал/год.

Реализация данного мероприятия будет выполнена в 2017-2018 года.

Часть 7. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

Замена магистральных теплотрасс с применением труб в ППУ изоляции диаметром 500 мм общей длиной 5 км в двухтрубном исчислении.

На данных участках тепловой сети потери составляют 12010,75 Гкал/год. Для уменьшения потерь и повышения надежности предусматривается замена магистральных теплотрасс по территории ИПХФ РАН, ул. Центральной, Институтскому пр-ту, ул. Вторая, ул. Первая, Школьный б-р, г. Черноголовка.

Проект включает комплекс технических мероприятий в виде замены трубопроводов системы отопления и горячего водоснабжения на трубопроводы с применением предизолированных труб в ППУ (пенополиуретановой) изоляции протяженностью около 10,0 км в однотрубном исчислении.

Реконструируемые участки теплотрассы были введены в эксплуатацию от 35 до 55 лет назад. За этот период производился только точечный ремонт в местах аварий. Данные обстоятельства привели к росту издержек при передаче тепловой энергии, и повысили аварийный риск на участках теплотрасс, подлежащих реконструкции.

На реконструируемых участках теплотрассы будут установлены стальные дисковые поворотные затворы, что позволит повысить надежность запорно-регулирующей арматуры.

Поэтапная замена обветшалых участков теплотрассы на предварительно изолированные трубы (ППУ) и запорное оборудование позволит увеличить срок безаварийной их эксплуатации и привести потери тепловой энергии к нормативным показателям

ул. Первая - ул. Вторая

От ТК 59 до ИПХФ РАН - 1184,4 м в двухтрубном исчислении

от Школьного бульвара до Институтского пр-а и далее до ул. Центральной 1265.7

От ТК 15 до ТК 23 1265,7 м в двухтрубном исчислении

От ИПХФ РАН и по ул. Вторая

ОТ ТК 5(3) до ТК53 - 1061,1 м в двухтрубном исчислении

ОТ ТК 5(3) до ТК 8 ул. Лесная - 1023,3м в двухтрубном исчислении

Общая длина заменяемых тепловых сетей составит около 5000 м двухтрубном исчислении.

После замены всего участка тепловой сети, потери могут сократиться до 9992,5 Гкал/год.

Реализация данного мероприятия будет выполнена в 2017-2020 года.

Замена теплосети с применением труб в ППУ изоляции диаметром 250 мм по ул. Первая от ТК 61 до ТК 185. Длина 2 x 500 п.м.

На данном участке тепловой сети потери составляют 652,8 Гкал/год. Для уменьшения потерь и повышения надежности предусматривается строительство тепловой сети от ТК61 до ТК185.

Проект включает комплекс технических мероприятий в виде замены трубопроводов системы отопления и горячего водоснабжения на трубопроводы с применением предизолированных труб в ППУ (пенополиуретановой) изоляции протяженностью 1,0 км в однотрубном исчислении.

Необходимо провести замену ветхих участков тепловых сетей на трубопроводы с новой энергоэффективной теплоизоляцией (ППУ), что позволит снизить потери в тепловых сетях.

От ТК61 до ТК185 - 500 м в двухтрубном исчислении. Dy =250

После замены всего участка тепловой сети, потери могут сократиться до 189,1 Гкал/гол.

Данное мероприятие будет реализовано в 2018-2019 года.

Реконструкция изношенных участков тепловой сети.

Необходима поэтапная реконструкция изношенных участков тепловой сети для снижения тепловых потерь и обеспечения нормативной надежности систем теплоснабжения.

Тепловые сети, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса и сроки замены, отображены в таблице ниже.

Внутренний диаметр трубопрово-	Длина трубопровода в двухтрубном исчислении, п.	Планируемые							
да, мм	M	сроки замены							
Кот	Котельная «Центральная», г Черноголовка								
40	218	2021							
50	1948	2021-2022							
100	1198,9	2023							

Внутренний диаметр трубопрово-	Длина трубопровода в двухтрубном исчислении, п.	Планируемые
да, мм	M	сроки замены
125	1262	2024
150	1236,3	2025
200	1261,7	2026-2027
250	971,64	2028-2029
400	908,66	2030-2031
500	939,6	2032
ИТОГО	9944,89	2021-2032

К замене рекомендуется ежегодно около 1000 м.п. сетей в двухтрубном исчислении.

Срок реализации мероприятия 2021-2032 года.

Часть 8. Строительство и реконструкция насосных станций.

Строительство и реконструкция насосных станций не предусмотрена.

Часть 9. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению систем потребления тепловой энергии, вызванные изменениями теплового и (или) гидравлического режимов систем теплоснабжения и (или) изменением схемы присоединения систем ГВС потребителей

Реконструкция или техническое перевооружение не планируется

Глава 8. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе и в аварийных режимах

Часть 1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

Согласно рисунку 89, наибольший расход воды на XBO приходится зимний период. Наименьший расход - на летний.

На котельной д. Ботово химводоочистка не предусмотрена.

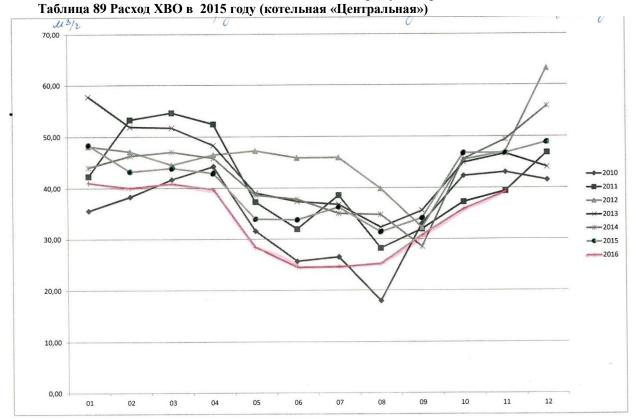


Таблица 90 Максимальный расход воды на ХВО. 1 Вариант развития

1 dollinga > 0 transcrimation p	ислод воды		J. I Duj		,					
Источник ТС	Ед. изм	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
Котельная "Центральная"	м3/час	35	35	35	35	35,3	35,4	35,4	35,4	49,8
Котельная по ул. Соединительная	м3/час	-	-	-	-	9	9	9	9	21
Котельная в с. Макарово	м3/час	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Таблица 91 Максимальный расход воды на ХВО. 2 Вариант развития

Источник ТС	Ед. изм	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
Котельная "Центральная"	м ³ /час	35	35	35	35	35,3	37,5	37,5	37,5	54,7
Котельная в с. Макарово	м ³ /час	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Часть 2. Максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.

Утвержденные балансы максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах отсутствуют.

В соответствии со СНИП 41-02-2003 «Тепловые сети» для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Таблица 92 Максимум подпитки тепловой сети в период повреждения. 1 Вариант

1 abilinga 72 iviancimiym ii	одиники	TCHITOD	m cem	э исриод	поврсм	денил. 1	Dapnan			
	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
Котельная "Центральная"	м3/час	42	42	42	42	42,36	42,48	42,48	42,48	59,76
Котельная по ул. Соединительная	м3/час					30	30	30	30	60
Котельная в с. Макарово	м3/час	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Таблица 93 Максимум подпитки тепловой сети в период повреждения. 2 Вариант

	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
Котельная "Центральная"	м3/час	42	42	42	42	42,36	45	45	45	65,64
Котельная в с. Макарово	м3/час	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Глава 9. Перспективные топливные балансы

Часть 1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимых для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа.

Глава 9 выполнена в соответствии с «Генеральной схемой газоснабжения Московской области до 2030 года», разработанной ОАО «Газпром промгаз» при участии ГУП МО «Мособлгаз», утверждённой решением Межведомственной комиссии по вопросам энергообеспечения Московской области от 14.11.2013 г. № 11, а также были использованы анкетные данные филиала ГУП МО «Мособлгаз» «Ногинскмежрайгаз», а так же в соответствии с Генеральным планом Городского округа Черноголовка Московской области.

На момент разработки Схемы, тепловая энергия в городском округе Черноголовка вырабатывается тремя котельными. В д. Ботово в 2016 году будет выведена из эксплуатации котельная. Топливом для источников тепловой энергии является природный газ.

Увеличение потребления топлива, относительно существующего положения, связано с увеличением производства тепловой энергии.

Перспективное потребление топлива по источникам тепловой энергии отражено в таблицах 94-97 согласно двум вариантам развития.

Расчеты перспективных максимальных годовых расходов топлива для зимнего, летнего и переходного периодов по элементам территориального деления выполнены на основании данных о среднемесячной температуре наружного воздуха, суммарной присоединенной тепловой нагрузке и удельных расходов условного топлива.

Таблица 94 Перспективный максимальный часовой и годовой расход топлива. 1 вариант развития

	OH WOM		2016			2017			2018			2019	
	ед.изм.	Зимний	Летний	Переходн.									
Vorony you "Hoyemany you"	тыс. м3/год	20176	2860	9598	20394	2891	9702	20394	2891	9702	20394	2891	9702
Котельная "Центральная"	Мах, м3/час	11400	2584	4750	11400	2584	4750	11400	2584	4750	11400	2584	4750
Котельная по ул. Соединитель-	тыс. м3/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ная	Мах, м3/час	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная в с. Макарово	тыс. м3/год	578	82	275	578	82	275	578	82	275	578	82	275
котельная в с. Макарово	Мах, м3/час	309	44	147	309	44	147	309	44	147	309	44	147

Таблица 95 Перспективный максимальный часовой и годовой расход топлива. 1 вариант развития (продолжение табл.)

			2020			2021			2022		2	2023-2027	7	2	2028-2032	2
	ед.изм.	Зимний	Летний	Пере- ходн.	Зимний	Летний	Пере- ходн.	Зимний	Летний	Пере- ходн.	Зимний	Летний	Пере- ходн.	Зимний	Летний	Пере- ходн.
Котельная "Центральная"	тыс. м3/год	20394	2891	9702	20394	2891	9702	20394	2891	9702	20394	2891	9702	20394	2891	9702
Котельная центральная	Мах, м3/час	11400	2584	4750	11400	2584	4750	11400	2584	4750	11400	2584	4750	11400	2584	4750
Котельная по ул. Соедини-	тыс. м3/год	185	26	88	1525	2500	725	1525	2500	725	1525	2500	725	3660	522	1740
тельная	Мах, м3/час	60	25	15	840	356	204	840	356	204	840	356	204	2017	854	491
Котельная в с. Макарово	тыс. м3/год	578	82	275	578	82	275	578	82	275	578	82	275	578	82	275

Таблица 96 Перспективный максимальный часовой и годовой расход топлива. 2 вариант развития

			2016			2017			2018			2019	
	ед.изм.	Зим-	Лет-	Пере-									
		ний	ний	ходн.									
Котельная "Централь-	тыс. м3/год	20176	2860	9598	20394	2891	9702	20394	2891	9702	20394	2891	9702
ная"	Мах, м3/час	11400	2584	4750	11400	2584	4750	11400	2584	4750	11400	2584	4750
	тыс. м3/год	578	82	275	578	82	275	578	82	275	578	82	275
Котельная в с. Макарово	Мах, м3/час	309	44	147	309	44	147	309	44	147	309	44	147

Таблица 97 Перспективный максимальный часовой и годовой расход топлива. 2 вариант развития (продолжение табл.)

			2020			2021			2022			2023-202	27		2028-203	32
	ед.изм.	Зим-	Лет-	Пере-	Зим-	Лет-	Пере-	Зим-	Лет-	Пере-	Зим-	Лет-	Пере-	Зим-	Лет-	Пере-
		ний	ний	ходн.	ний	ний	ходн.	ний	ний	ходн.	ний	ний	ходн.	ний	ний	ходн.
Котельная "Цен-	тыс. м3/год	20394	2891	9702	21012	2978	10010	21630	3066	10304	21630	3066	10304	27810	3942	13248
тральная"	Мах, м3/час	11400	2584	4750	12120	3030	5050	12180	3045	5075	12180	3045	5075	18000	4500	7500
Котельная в с. Ма-	тыс. м3/год	578	82	275	578	82	275	578	82	275	578	82	275	578	82	275
карово	Мах, м3/час	309	44	147	309	44	147	309	44	147	309	44	147	309	44	147

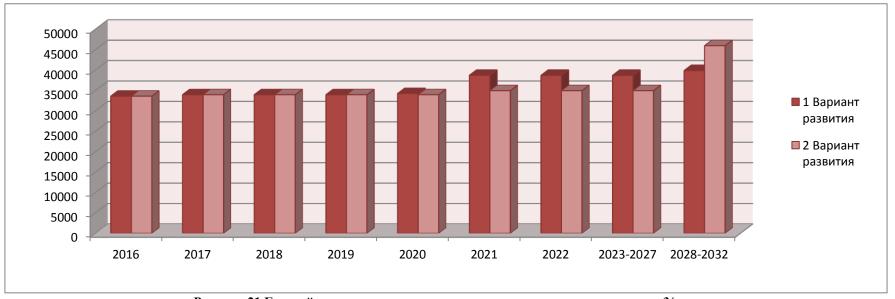


Рисунок 21 Годовой расход основного топлива по вариантам развития, тыс.м3/год

Часть 2. Расчеты перспективных запасов аварийного и резервного топлива по каждому источнику тепловой мощности.

Расчеты перспективных запасов аварийного и резервного топлива по каждому источнику производились согласно Приказу Министерства Энергетики РФ от 10 августа 2012 года п 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения (с изменениями на 22 августа 2013 года).

Согласно **первому** варианту развития систем теплоснабжения городского округа Черноголовка, перспективные запасы топлива будут выглядеть следующим образом:

Таблица 98 Перспективные запасы топлива. 1 вариант развития

Таблица 98 Перспектив	вные зап	асы топ	лива. 1	вариант	развит	ия			
Наименование по-									
казателя, размер-	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032
ность									
		ŀ	Сотельн	ая "Цен	тральна	я"			
Нормативный не-	5.40	540	5.40	5.40	5.40	5.42	5.42	5.42	765
снижаемый запас (ННЗТ), тонн	540	540	540	540	542	543	543	543	765
Нормативный экс-									
плуатационный запас топлива (НЭЗТ),	3230	3230	3230	3230	3240	3250	3250	3250	4580
тонн									
НУР топлива на от-									
пущенную тепловую	162,4	162,4	162,4	162,4	162,4	160,4	160,4	160,4	160,4
энергию, кг.у.т./Гкал									
Общий нормативный									
запас топлива	3770	3770	3770	3770	3782	3793	3793	3793	5345
(ОНЗТ), тонн									
		Коте	льная п	о ул. Со	единит	ельная			
Нормативный не-									
снижаемый запас	-	-	-	-	2,2	29	29	29	68
(ННЗТ), тонн									
Нормативный экс-									
плуатационный запас	_	_	_	_	13,2	173	173	173	407
топлива (НЭЗТ),	_	_	_	_	13,2	173	173	173	407
тонн									
НУР топлива на от-									
пущенную тепловую	-	-	-	-	159,5	158,7	157,9	157,9	157,9
энергию, кг.у.т./Гкал									
Общий нормативный									
запас топлива	-	-	-	-	15,4	202	202	202	475
(ОНЗТ), тонн									

Согласно второму варианту развития перспективные запасы топлива представлены в таблице 99.

Таблица 99 Перспективные запасы топлива. 2 вариант развития. Котельная «Центральная»

Tuominga >> Trepenerant	,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,			2417	Puse	12211 210 2 0	VIDII()	zen punznus	
Наименование по- казателя, размер- ность	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032
Нормативный не- снижаемый запас (ННЗТ), тонн	540	540	540	540	542	580	580	580	860
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), тонн	3230	3230	3230	3230	3240	3460	3460	3460	5140
НУР топлива на отпущенную тепловую энергию, кг.у.т./Гкал	162,4	162,4	162,4	162,4	162,4	160,4	160,4	160,4	160,4
Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), тонн	3770	3770	3770	3770	3782	4040	4040	4040	6000

На 2015-2016 года нам котельной «Центральная» основным топливом является газ, резервным топливом — топочный мазут. На котельной в с. Макарово резервное топливо ответствует.

В Приложении 5 справочно приведен расчет основание технологической брони газопотребления котельной «Центральная» за 2006 год.

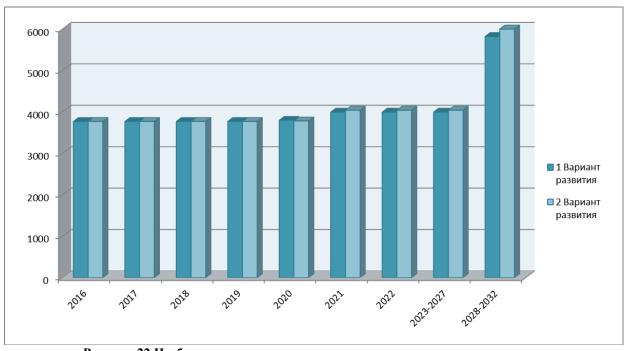


Рисунок 22 Необходимые запасы топлива по двум вариантам развития, тонн

Часть 3. Перспективные топливные балансы по зонам индивидуального теплоснабжения.

Перспективные топливные балансы по зонам индивидуального теплоснабжения представлены в таблицах 100-101, согласно описанным вариантам развития в Главе 2 данной Схемы.

Таблица 100 Расход топлива по зонам индивидуального теплоснабжения, тыс.м3/год. 1 Вариант

АИТ	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032
с. Макарово	0	0	0	0	0	0	0	311
д. Ботово				62	233	264	295	1227
д. Старки	0	0	0	0	0	0	0	124
с. Ивановское				311	699	699	699	947
д. Якимово	0	0	0	0	0	0	0	1646
ИТОГО	0	0	0	373	932	963	994	4255

Таблица 101 Расход топлива по зонам индивидуального теплоснабжения, тыс.м3/год. 2 Вариант

АИТ	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032
г. Черноголовка				279	419	419	419	736
с. Макарово	0	0	0	0	0	0	0	311
д. Ботово				62	233	264	295	1227
д. Старки	0	0	0	0	0	0	0	124
с. Ивановское				311	699	699	699	947
д. Якимово	0	0	0	0	0	0	0	1646
ИТОГО	0	0	0	652	1351	1382	1413	4991

Часть 4. Подтверждение согласованности перспективных топливных балансов с программой газификации поселения, городского округа (для случаев использования в планируемом периоде природного газа в качестве основного топлива на источниках тепловой энергии).

Часть 4 Главы 9 выполнена в соответствии с «Генеральной схемой газоснабжения Московской области до 2030 года», разработанной ОАО «Газпром промгаз» при участии ГУП МО «Мособлгаз», утверждённой решением Межведомственной комиссии по вопросам энергообеспечения Московской области от 14.11.2013 г. № 11, а также были использованы анкетные данные филиала ГУП МО «Мособлгаз» «Ногинскмежрайгаз».

Источником газоснабжения городского округа Черноголовка является газораспределительная станция (далее по тексту ГРС) «ННЦ-Черноголовка», расположенная в городском округе Черноголовка.

По газопроводам высокого ($P \le 0.6$ МПа) и среднего ($P \le 0.3$ МПа) давления, $\Pi = 426-274-219-110$ мм снабжается газом почти весь город Черноголовка.

Природный газ поступает на отопительные котельные и объекты газоснабжения: газорегуляторные пункты (далее по тексту Γ РП), шкафные газорегуляторные пункты (далее по тексту Γ РПШ).

Эксплуатацией газопроводов высокого, среднего и низкого давления занимается филиал ГУП МО «Мособлгаз» «Ногинскмежрайгаз».

Город Черноголовка практически полностью обеспечен природным газом.

Потребителями газа высокого давления являются котельные и предприятия, низкого — жилищно-коммунальная застройка.

Природный газ используется:

- как основное топливо для котельных;
- на приготовление пищи в жилых домах;

- на технологические нужды предприятий;
- на нужды отопления и приготовление горячей воды в малоэтажной и индивидуальной жилой застройке.

Система газоснабжения трёхступенчатая, с транспортировкой газа высокого ($P \le 0.6 \text{ M}\Pi a$), среднего ($P \le 0.3 \text{ M}\Pi a$) и низкого давления.

Газ низкого давления поступает к бытовым потребителям (газовые плиты, автоматические теплогенераторы).

Небольшая часть жителей индивидуальной жилой застройки и садоводческих объединений используют для хозяйственно-бытовых нужд сжиженный баллонный газ.

В настоящее время газопроводы находятся в удовлетворительном состоянии (ежегодно проводится проверка технического состояния газопроводов и газового оборудования Госгортехнадзором). Система газоснабжения городского округа надежна.

Для нового жилищного строительства подача газа предусматривается:

- как основное топливо для отопительных и производственных котельных;
- в индивидуальной жилой застройке газ намечается использовать для приготовления пищи и горячей воды, а также на отопление.

С этой целью в каждом доме будут установлены автономные (поквартирные) источники тепла и газовая плита. В качестве источников тепла могут быть использованы отечественные аппараты различной производительности (в зависимости от площади отапливаемого помещения) или аналогичные агрегаты зарубежных фирм.

Для обеспечения природным газом существующих и планируемых потребителей городского округа Черноголовка необходимо дальнейшее строительство распределительных газопроводов высокого давления (0,6 МПа) и строительство ГРП. Всего по городскому округу потребуется проложить газопроводов высокого давления общей протяжённостью на расчётный срок 8,29 км, в том числе 0,33 км на расчётный период, а также строительство газорегуляторных пунктов на расчётный срок – 3 ГРП.

Глава 10. Оценка надежности теплоснабжения

Часть 1. Определение перспективных показателей

Нижеприведенный расчет надежности системы теплоснабжения выполнен в соответствии с «Методическими указаниями по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения».

В соответствии с Методическими указаниями, системы теплоснабжения поселений, городских округов по условиям обеспечения классифицируются по показателям надежности на:

- высоконадежные;
- надежные;
- малонадежные;
- ненадежные

Показатели надежности системы теплоснабжения подразделяются на:

- показатели, характеризующие надежность электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие надежность водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие надежность топливоснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие соответствие тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатели, характеризующие уровень резервирования (Кр) источников тепловой энергии и элементов тепловой сети;
- показатели, характеризующие уровень технического состояния тепловых сетей;
- показатели, характеризующие интенсивность отказов тепловых сетей;
- показатели, характеризующие аварийный недоотпуск тепловой энергии потребителям;
- показатели, характеризующие количество жалоб потребителей тепловой энергии на нарушение качества теплоснабжения

Данная методика устанавливает следующие термины и определения:

- «система теплоснабжения» совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;
- «источник тепловой энергии» устройство, предназначенное для производства тепловой энергии;
- «теплопотребляющая установка» устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии;

- «тепловая сеть» совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок;
- «надежность теплоснабжения» характеристика состояния системы теплоснабжения, при котором обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения;
- «качество теплоснабжения» совокупность установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации и (или) договором теплоснабжения характеристик теплоснабжения, в том числе термодинамических параметров теплоносителя;
- «отказ технологический» вынужденное отключение или ограничение работоспособности оборудования, повреждение зданий и сооружений, приведшие к нарушению процесса передачи тепловой энергии потребителям, если они не содержат признаков аварии;
- «отказ системы теплоснабжения» такая аварийная ситуация, при которой прекращается подача тепловой энергии хотя бы одному потребителю.
- «авария» повреждение трубопровода тепловой сети, если в период отопительного сезона это привело к перерыву теплоснабжения на срок 36 ч и более;
- «ветхий, подлежащий замене трубопровод» трубопровод, отработавший нормативный срок службы или подлежащий замене по заключению специализированной организации, аккредитованной в области промышленной безопасности.

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов пот [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепла Qав/Qрасч, где Qав — аварийный недоотпуск тепла за год [Гкал], Qрасч — расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

- 1. Показатель надежности электроснабжения источников тепла (Кэ) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:
 - при наличии резервного электроснабжения Кэ = 1,0;
 - при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до
$$5.0 - \text{K} = 0.8$$
;
 $5.0 - 20 - \text{K} = 0.7$;
свыше $20 - \text{K} = 0.6$.

2. Показатель надежности водоснабжения источников тепла (Кв)

характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии резервного водоснабжения Кв = 1,0
- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/час):

до
$$5.0 - K_B = 0.8$$
;
 $5.0 - 20 - K_B = 0.7$
Свыше $20 - K_B = 0.6$

3. Показатель надежности топливоснабжения источников тепла (Кт)

Характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения.

при наличии резервного топлива Кт = 1,0;

при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до
$$5.0 - \text{KT} = 1.0$$
;
 $5.0 - 20 - \text{KT} = 0.7$;
свыше $20 - \text{KT} = 0.5$.

4. Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (Кб).

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

до
$$10 - Kб = 1,0;$$

 $10 - 20 - Kб = 0,8;$
 $20 - 30 - Kб - 0,6;$
свыше $30 - Kб = 0,3.$

<u>5. Показатель уровня резервирования (Кр)</u> источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

$$90 - 100$$
 - Kp = 1,0;
 $70 - 90$ - Kp = 0,7;
 $50 - 70$ - Kp = 0,5;
 $30 - 50$ - Kp = 0,3;
менее 30 - Kp = 0,2.

<u>6. Показатель технического состояния тепловых сетей (Кс),</u> характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

до
$$10$$
 - $Kc = 1.0$;
 $10 - 20$ - $Kc = 0.8$;
 $20 - 30$ - $Kc = 0.6$;
свыше 30 - $Kc = 0.5$.

7. Показатель интенсивности отказов тепловых сетей (Котк)

Характеризуется количеством вынужденных отключений участков тепловых сетей с ограничениями отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года.

- $M_{\text{ОТК}} = n_{\text{ОТК}}/(3*S) [1/(км*год)],$

где потк - количество отказов за последние три года;

– S- протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов (Иотк) определяется показатель надежности (Котк)

до
$$0.5 - K_{OTK} = 1.0$$
;
 $0.5 - 0.8 - K_{OTK} = 0.8$;
 $0.8 - 1.2 - K_{OTK} = 0.6$;
свыше $1.2 - K_{OTK} = 0.5$;

<u>8. Показатель относительного недоотпуска тепла (Кнед)</u> в результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

$$Q$$
нед = Q ав/ Q факт*100 [%]

где Qaв - аварийный недоотпуск тепла за последние 3 года;

Офакт - фактический отпуск тепла системой теплоснабжения за последние три года.

В зависимости от величины недоотпуска тепла (Qнед) определяется показатель надежности (Кнед)

до
$$0,1$$
 - Кнед = $1,0$; $0,1$ - $0,3$ - Кнед = $0,8$; $0,3$ - $0,5$ - Кнед = $0,6$; свыше $0,5$ - Кнед = $0,5$.

<u>9. Показатель качества теплоснабжения,</u> характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения

$$\mathcal{K} = Джал/ Дсумм*100 [%]$$

где Дсумм - количество зданий, снабжающихся теплом отсистемы теплоснабжения;

Джал - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности (Кж)

до
$$0.2 - \text{K} = 1.0$$
;
 $0.2 - 0.5 - \text{K} = 0.8$;
 $0.5 - 0.8 - \text{K} = 0.6$;
свыше $0.8 - \text{K} = 0.4$.

10. Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения

(Кнад) определяется как средний по частным показателям Кэ, Кв, Кт, Кб, Кр и Кс:

$$\mathbb{K}_{\text{\tiny HAZ}} = \frac{\mathbb{K}_{\text{\tiny 3}} + \mathbb{K}_{\text{\tiny E}} + \mathbb{K}_{\text{\tiny T}} + \mathbb{K}_{\text{\tiny 6}} + \mathbb{K}_{\text{\tiny p}} + \mathbb{K}_{\text{\tiny c}} + \mathbb{K}_{\text{\tiny MEZ}} + \mathbb{K}_{\text{\tiny HAZ}}}{n}$$

где n - число показателей, учтенных в числителе.

<u>11. Общий показатель надежности систем теплоснабжения</u> поселения, городского округа (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется:

$$K_{\text{ MAZ}}^{\text{ CMCT}} = \frac{\mathbb{Q}_1 \cdot K_{\text{ MAZ}}^{\text{ CMCT}1} + ... + \mathbb{Q}_n \cdot K_{\text{ MAZ}}^{\text{ CMCT}n}}{\mathbb{Q}_1 + ... + \mathbb{Q}_n}$$

Q1, Qn - расчетные тепловые нагрузки потребителей отдельных систем теплоснабжения.

Расчет показателей надежности системы теплоснабжения производится исходя из показателей надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии по данным, предоставленным теплоснабжающей организацией.

Наименование показателя	2032 год, «Центральная»	2032 год, с. Макарово
1) Показатель надежности электроснабжения источников тепла (Кэ):	1	0,7
Характеризуется наличием или отсутствием резервного электро- питания (выбрать нужное):	-	-
Наличие:	Присутствует	Отсутствует
Мощность источника тепловой энергии:	свыше 20 Гкал/ч	от 5 до 20
2) Показатель надежности водоснабжения источников тепла (Кв):	1	-
Характеризуется наличием или отсутствием резервного водо- снабжения (выбрать нужное):	-	-
Наличие:	Присутствует	-
Мощность источника тепловой энергии:	свыше 20 Гкал/ч	-
3) Показатель надежности топливоснабжения источников тепла (Кт):	1	0,7
Характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения (выбрать нужное):	-	-
Наличие:	Присутствует	Отсутствует
Мощность источника тепловой энергии:	-	от 5 до 20
4) Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (Кб):	1	1
Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):	до 10	до 10
5) Показатель уровня резервирования источников тепла и элементов тепловой сети (Кр):	1	-
Характеризуется отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке системы тепловой нагрузке из теп	90-100	-
6) Показатель технического состояния тепловых сетей (Кс):	0,8	0,8
Характеризуется долей ветхих, подлежащих замене трубопроводов (%):	10-20	10-20
7) Показатель интенсивности отказов тепловых сетей (Котк):	0,23	-

Наименование показателя	2032 год,	2032 год,
Hanmenubanne nukasatesin	«Центральная»	с. Макарово
Характеризуется количеством вынужденных отключений участ- ков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за послед- ние три года:	-	-
Количество отказов за последние три года (п отк, шт):	-	-
Протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения (S, км):	26,02	9,34
Интенсивность отказов [Иотк, 1/(км*год)]:	-	
8) Показатель относительного недоотпуска тепла (Кнед):	1	
Недоотпуск тепла (Qнед):	0,01	
Аварийный недоотпуск тепла за последние три года (Qав, Гкал):	-	
Фактический отпуск тепла системой теплоснабжения за последние три года (Офакт, Гкал):	-	
9) Показатель качества теплоснабжения (Кж):	-	-
Характеризуется количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжение (Ж):	-	-
Количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения (Джал, шт):	-	-
Количество зданий, снабжающихся теплом от системы тепло- снабжения (Дсумм, шт):	-	-
10) Расчетная тепловая нагрузка системы теплоснабжения (Q, Гкал/ч)	223,01	2,47
11) Общий показатель надежности систем теплоснабжения поселения, городского округа (Кнад сист):	1,00	0,55

При выполнении рекомендаций по повышению надежности системы теплоснабжения, можно увеличить показатели по г. Черноголовка до «высоконадежные»; по с. Макарово будет иметь «малонадежные».

Часть 2. Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения.

Для повышения уровня надежности систем теплоснабжения предлагается провести мероприятия:

- Реконструкция изношенных тепловых сетей;
- Изменение схемы работы аккумуляторного хозяйства котельной и схемы водоподготовки;
- Перевод котла ДКВР-20/13 в водогрейный режим;
- Реконструкция деаэраторов ДСА-200;
- Перевод на ГВС по закрытой схеме от ЦТП №1;
- Модернизация газового оборудования котлов с заменой газогорелочных устройств.

2.1 Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих готовность к вводу в работу энергетического оборудования.

Не применяется.

2.2 Установка резервного оборудования.

Установка резервного оборудования описана в Главе 6.

2.3 Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую сеть.

Организация совместной работы нескольких источников на одну сеть не предусматривается.

2.4 Взаимное резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, городского округа.

Взаимное резервирование тепловых сетей городского округа не планируется.

2.5 Устройство резервных насосных станций.

Строительство и реконструкция насосных станций не предусмотрена.

2.6 Установка баков-аккумуляторов.

Баки-аккумуляторы (2 резервуара емкостью по 1000 куб. м каждый) необходимы для снятия «пиков» нагрузки горячего водоснабжения. Фактическое состояние резервуаров неудовлетворительное. Эксплуатационный срок истек, существуют протечи, наблюдается коррозия стенок резервуара.

Для установки новых баков, был произведен расчет их объемов согласно СНиП 2.04.01-85. Общая расчетная емкость составила $939,4~{\rm M}^3$. Принимаем к установке 2 бака по 50% расчетной емкости, т.е. по $500~{\rm M}^3$ каждый.

Замену баков-аккумуляторов необходимо произвести в 2017-2018 годах.

Глава 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Часть 1. Обоснование объемов инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии по каждому мероприятию, указанному в главе 6 в соответствии со сценариями, описанными в Главе 5 (Мастер-План).

Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение представлен в Главе 5 Части 1 таблице 78, согласно всем вариантам развития системы теплоснабжения.

Расчет стоимости строительства тепловых сетей выполнен на основании НЦС 81-02-13-2014.

Расчет стоимости Технического перевооружения котельной «Центральная» путем замены котлов ПТВМ-100 №1 и №2 на ПТВМ-120 (**2 вариант развития**) произведен на основе коммерческого предложения.

Расчет стоимости перевода на ГВС по закрытой схеме от ЦТП №1 произведен на основе коммерческого предложения. Коммерческое предложение было представлено компанией, которая занималась разработкой схем всех ЦТП на территории г. Черноголовка, а также находится непосредственно на территории МО «Городской округ Черноголовка». Рекомендуется проводить переход на закрытую схему ГВС от ЦТП №1 с помощью сил данной компании т.к. данная организация знакома с системой теплоснабжения г. о. Черноголовка изнутри.

Расчет стоимости модернизации газового оборудования котлов с заменой газогорелочных устройств был произведен на основе коммерческих предложений, предоставленных МУП «УЭ».

Все коммерческие предложения от компаний по мероприятиям представлены в Приложении 8.

Таблица 102 Расходы на реализацию мероприятий

1 av	лица 102 Расходы на реализаці	ию мероприятии			1		-	:1	-		1	1	T	-		:1	-				
№ п/п	Наименование мероприятия	Обоснование необ- ходимости (цель реализации)	Описание и ме- сто расположе- ния объекта	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	Строительство тепловой сети диаметром 300 мм в ППУ изоляции по ул. Соединительная, длина 2 х 772 п.м.	повышение эффек- тивности работы тепловых сетей	теплосеть от ТК 30 до ТК 33 по ул. Соединительной, г. Черноголовка	22039,8		9727,9	12311,9														
2	Замена магистральных теплотрасс с применением труб в ППУ изоляции диаметром 500 мм общей длиной 5 км в двухтрубном исчислении	замена ветхих участков тепловых сетей на трубопроводы с новой энергоэффективной теплоизоляцией (ППУ),	территория ИПХФ РАН, ул. Центральная, Институтский пр-т, ул. Вторая, ул. Первая, Школьный б-р, г. Черноголовка	143360		10000	30000	30000	73360												
3	Замена теплосети с применением труб в ППУ изоляции диаметром 250 мм по ул. Первая от ТК 61 до ТК 185. Длина 2 х 500 п.м.	что позволяет снизить потери тепловой энергии	теплосеть по ул. Первой, г. Чер- ноголовка	14234,5			7117,3	7117,2													
4	Изменение схемы работы аккумуляторного хозяйства котельной и схемы водоподготовки	Замена морально и физически устаревшего оборудования в соответствии с существующим потреблением в ГВС	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	957,4		319,1	638,3														
5	Перевод котла ДКВР-20/13 в водогрейный режим.	Использование простаивающего оборудования для нужд ГВС в летний период времени	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	4484,7		1494,9	2989,8														
6	Реконструкция деаэраторов ДСА-200	Замена морально и физически устарев- шего оборудования в соответствии с существующим по- треблением в ГВС	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	638,3			212,8	425,5													
7	Модернизация газового оборудования котлов с заменой газогорелочных устройств.	Приведение в соответствие с требованиями промышленной безопасности	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	39560			3000	12280	12280	6000	6000										
8	Инвентаризация тепловых нагрузок НИИ	Для выявления из- лешне заявленной нагрузки	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	200		200															
9	Перевод котельной с резервного топлива мазут на топливо печное бытовое	Снижение эксплуатационных затрат по сравнению с мазутным хозяйством	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	500		500															

№ п/п	Наименование мероприятия	Обоснование необ- ходимости (цель реализации)	Описание и ме- сто расположе- ния объекта	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
10	Перевод на ГВС по закрытой схеме от ЦТП №1	Требование №190 - ФЗ	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	1634						1634											
11	Строительство БМК по ул. Соединительная (1 вариант развития)	Обеспечение пер- спектывных потре- бителей тепловой энергией	г. Черноголовка, кадастровый участок 0101041:15	80050			35100	23450							3500	18000					
12	Техническое перевооружение котельной «Центральная» путем замены котлов ПТВМ-100 №1 и №2 на ПТВМ-120 (2 вариант развития)	Обеспечение пер- спектывных потре- бителей тепловой энергией	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	62852					31426	31426											
13	Установка приборов учета в с. Макарово	Требование №190 - ФЗ	с. Макарово, котельная Воис- кой части	250		250															
14	Замена баков-аккумуляторов горячей воды	Повышение надежности системы теплонсабжения, а так же сокращение потерь теплоносителя	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	8436		4218	4218														
15	Строительство новых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей (по первому варианту развития)	Обеспечение пер- спектывных потре- бителей тепловой энергией	г.Черноголовка	168000					23000	27000							118000				
16	Строительство новых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей (по второму вариантру развития)	Обеспечение перспектывных потребителей тепловой энергией	г.Черноголовка	118000					11000	17000							90000				
17	Реконструкция изношенных участков тепловой сети	замена ветхих участков тепловых сетей на трубопроводы с новой энергоэффективной теплоизоляцией (ППУ), что позволяет снизить потери тепловой энергии	г.Черноголовка	271407,6						17663,5	14433,1	18312,9	25204,3 26	254,6	14832,8	14832,8	14747,5	14747,5	24814,6	24814,6	60749,4
	И	ТОГО		936604,3	0	26709,9	95588,1	73272,7	151066	100723,5	20433,1	18312,9	25204,3 26	254,6	18332,8	32832,8	222747,5	14747,5	24814,6	24814,6	60749,4

Часть 2. Обоснование объемов инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов по каждому мероприятию, указанному в главе 7, в соответствии со сценариями, описанными в Главе 5 (Мастер-План).

Строительство новых тепловых сетей

Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок будет проводиться поэтапно. Объемы строительства будут определяться на каждом этапе при составлении проектно-сметной документации. На данный момент определение объемов строительства сетей было произведено ориентировочно.

Согласно двум вариантам развития систем теплоснабжения, предлагается строительство новой котельной с сохранением мощности котельной «Центральная» (1 вариант развития) или реконструкция котельной «Центральная» с увеличением ее мощности. В соответствии с данными вариантами развития было рассчитано строительство сетей по годам. Результаты представлены в таблицах 103-106.

Таблица 103 Необходимое строительство сетей согласно 1 варианту развития

	метров в двухтрубном исчислении													
Всего	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032						
Сети от котельной по ул. Соединительная.														
3257	0	0	0	411	968	0	0	1878						
			Сет	ти от коте	льной "Ц	(ентральн	ая"							
2827	0	0	0	351	0	0	0	2476						
	Всего по городскому округу													
6084	0	0	0	762	968	0	0	4354						

Исходя из таблицы 83 видно, что к 2032 году необходимо построить не менее 6 км сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (по 1 варианту развития).

Таблица 104 Необходимое строительство сетей согласно 2 варианту развития

	метров в двухтрубном исчислении													
Всего 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023-2027 2028-2032														
	Сети от котельной "Центральная"													
4182	0	0	0	351	427	0	0	3404						

По второму варианту развития необходимо обеспечить строительство 4,2 км тепловых сетей.

Таблица 105 Затраты на строительство сетей. 1 Вариант развития

	Тыс. руб.													
Всего	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032						
	Сети от котельной по ул. Соединительная.													
87000				12000	27000			48000						
			Сет	и от котел	ьной "Цен	тральна	я"							
81000				11000				70000						
·	Всего по городскому округу													
168000	0	0	0	23000	27000	0	0	118000						

Таблица 106 Затраты на строительство сетей. 2 Вариант развития

Тыс. руб.													
Всего	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032					
Сети от котельной "Центральная"													
118000				11000	17000			90000					

Затраты были оценены согласно НЦС 81-02-13-2014. Наружные тепловые сети.

Строительство тепловой сети с увеличением диаметра до 300 мм в ППУ изоляции по ул. Соединительная, длина 2 x 772 п.м.

На данном участке тепловой сети потери составляют 979,6 Гкал/год. Для уменьшения потерь и повышения надежности предусматривается строительство тепловой сети с увеличением диаметра от ТК30 до ТК33а по ул. Соединительной в г. Черноголовка. Данное строительство предполагает замену наземной тепловой сети Dy =250 на бесканальную подземную Dy=300 мм.

Проект включает комплекс технических мероприятий в виде замены трубопроводов системы отопления и горячего водоснабжения на трубопроводы с применением предизолированных труб в ППУ (пенополиуретановой) изоляции.

Также необходимо провести замену ветхих участков тепловых сетей на трубопроводы с новой энергоэффективной теплоизоляцией (ППУ), что позволит снизить потери в тепловых сетях.

2017 год:

- от ТК30а до ТК 30б 77,6 м двухтрубном исчислении с Dy =250 до Dy=300 мм;
- от ТК30б до ТК 30в 136,9 м двухтрубном исчислении Dy =250 до Dy=300 мм;

2018 год:

- от ТК30в до ТК 31 517,7 м двухтрубном исчислении Dy =250 до Dy=300 мм (на данный момент наземная тепловая сеть);
- от ТК 31 ТК 32 18,9 м двухтрубном исчислении Dy =250 до Dy=300 мм;
- от ТК 32 до ТК 33 21,5 м двухтрубном исчислении Dy =250 до Dy=300 мм.

Общая длина заменяемых тепловых сетей составит 772 м двухтрубном исчислении. После замены всего участка тепловой сети, потери могут сократиться до 813,2 Гкал/год.

Реализация данного мероприятия будет выполнена в 2017-2018 года.

Замена магистральных теплотрасс с применением труб в ППУ изоляции диаметром 500 мм общей длиной 5 км в двухтрубном исчислении.

На данных участках тепловой сети потери составляют 12010,75 Гкал/год. Для уменьшения потерь и повышения надежности предусматривается замена магистральных теплотрасс по территории ИПХФ РАН, ул. Центральной, Институтскому пр-ту, ул. Вторая, ул. Первая, Школьный б-р, г. Черноголовка.

Проект включает комплекс технических мероприятий в виде замены трубопроводов системы отопления и горячего водоснабжения на трубопроводы с применением предизолированных труб в ППУ (пенополиуретановой) изоляции протяженностью около 10,0 км в однотрубном исчислении.

Реконструируемые участки теплотрассы были введены в эксплуатацию от 35 до 55 лет назад. За этот период производился только точечный ремонт в местах аварий. Данные обстоятельства привели к росту издержек при передаче тепловой энергии, и повысили аварийный риск на участках теплотрасс, подлежащих реконструкции.

На реконструируемых участках теплотрассы будут установлены стальные дисковые поворотные затворы, что позволит повысить надежность запорно-регулирующей арматуры.

Поэтапная замена обветшалых участков теплотрассы на предварительно изолированные трубы (ППУ) и запорное оборудование позволит увеличить срок безаварийной их эксплуатации и привести потери тепловой энергии к нормативным показателям

ул. Первая - ул. Вторая

От ТК 59 до ИПХФ РАН - 1184,4 м в двухтрубном исчислении

от Школьного бульвара до Институтского пр-а и далее до ул. Центральной 1265,7

От ТК 15 до ТК 23 1265,7 м в двухтрубном исчислении

От ИПХФ РАН и по ул. Вторая

ОТ ТК 5(3) до ТК53 - 1061,1 м в двухтрубном исчислении

ОТ ТК 5(3) до ТК 8 ул. Лесная - 1023,3м в двухтрубном исчислении

Общая длина заменяемых тепловых сетей составит около 5000 м двухтрубном исчислении.

После замены всего участка тепловой сети, потери могут сократиться до 9992,5 Гкал/год.

Реализация данного мероприятия будет выполнена в 2017-2020 года.

Замена теплосети с применением труб в ППУ изоляции диаметром 250 мм по ул. Первая от ТК 61 до ТК 185. Длина 2 x 500 п.м.

На данном участке тепловой сети потери составляют 652,8 Гкал/год. Для уменьшения потерь и повышения надежности предусматривается строительство тепловой сети от ТК61 до ТК185.

Проект включает комплекс технических мероприятий в виде замены трубопроводов системы отопления и горячего водоснабжения на трубопроводы с применением предизолированных труб в ППУ (пенополиуретановой) изоляции протяженностью 1,0 км в однотрубном исчислении.

Необходимо провести замену ветхих участков тепловых сетей на трубопроводы с новой энергоэффективной теплоизоляцией (ППУ), что позволит снизить потери в тепловых сетях.

От ТК61 до ТК185 - 500 м в двухтрубном исчислении. Dy =250

После замены всего участка тепловой сети, потери могут сократиться до 189,1 Гкал/год.

Данное мероприятие будет реализовано в 2018-2019 года.

Реконструкция изношенных участков тепловой сети 2021-2032 года.

Необходима поэтапная реконструкция изношенных участков тепловой сети для снижения тепловых потерь и обеспечения нормативной надежности систем теплоснабжения.

Тепловые сети, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса и сроки замены, отображены в таблице ниже.

Внутренний диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода в двухтрубном исчислении, п. м	Планируемые сро- ки замены	Затраты, тыс.руб
	Котельная «Центральная», г Черногол	товка	
40	218	2021	3230,4
50	1948	2021-2022	28866,2
100	1198,9	2023	18312,9
125	1262	2024	25204,3
150	1236,3	2025	26254,6
200	1261,7	2026-2027	29665,6
250	971,64	2028-2029	29495,0
400	908,66	2030-2031	49629,2
500	939,6	2032	60749,4
ИТОГО	9944,89	2021-2032	271407,6

К замене рекомендуется ежегодно около 1000 м.п. сетей в двухтрубном исчислении.

Срок реализации мероприятия 2021-2032 года.

Часть 3. Обоснование объемов инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии, тепловых сетей и систем потребителей тепловой энергии в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения для каждого мероприятия, указанного в книгах 5 - 7.

Обоснование объемов инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии подробно описано в Главе 6 данной Схемы. Расходы на реализацию мероприятий описаны в таблице 102 Части 1 Главы 11.

Часть 4. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.

Финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей может осуществляться из двух основных источников: бюджетных и внебюджетных.

Бюджетное финансирование указанных проектов осуществляется из бюджета Р Φ , бюджетов субъектов Р Φ и местных бюджетов в соответствии с Бюджетным кодексом и другими нормативно-правовыми актами.

Внебюджетное финансирование осуществляется за счет собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых предприятий, состоящих из прибыли и амортизационных отчислений

В соответствии с действующим законодательством и по согласованию с органами тарифного регулирования, в тарифы может включаться инвестиционная составляющая, необходимая для реализации мероприятий.

Собственные средства энергоснабжающих организаций

Прибыль. Чистая прибыль предприятия – один из основных источников инвестиционных средств на предприятии любой формы собственности.

По итогам 2015 года прибыль после налогообложения МУП «УЭ» составила 382,9 тыс. руб.

Амортизационные фонды. Амортизационный фонд — это денежные средства, накопленные за счет амортизационных отчислений основных средств и предназначенные для восстановления изношенных основных средств и приобретения новых.

Сумма амортизации МУП «УЭ», начисленная в 2015 году составила 2518,1 тыс. руб.

Бюджетное финансирование

Федеральный бюджет. Возможность финансирования мероприятий Схемы из средств Федерального бюджета рассматривается в установленном порядке на федеральном уровне при принятии соответствующих целевых программ.

При существующих тарифах на тепловую энергию, ни одно теплоснабжающее предприятие городского округа Черноголовка не в состоянии выполнить замену изношенных сетей за свой счет.

Замена тепловых сетей должна производиться с привлечением средств из Федерального и местного бюджета, а так же с привлечением долгосрочных кредитов.

Источники финансирования реализации мероприятий по вариантам приведены в таблицах 107-108.

Таблица 107 Источники финансирования мероприятий по 1 варианту развития.

	1 Вариант развития - строи	тельство котельной п	о ул. Соедините.	льная
№ п/п	Наименование меропри- ятия	Ориентировочная стоимость, тыс.руб	Период реа- лизации, года	Источники фи- нансирования
1	Строительство тепловой сети с увеличением диаметра до 300 мм в ППУ изоляции по ул. Соединительная, длина	22039,8	2017-2018	Собственные средства МУП"УЭ" -74 % Заемные средства - 9 %
	2 х 772 п.м.			Амортизация - 17 %
2	Замена магистральных теплотрасс с применением труб в ППУ изоляции диаметром 500	143360	2017-2020	Собственные средства МУП"УЭ" - 28 %
2	мм общей длиной 5 км в двухтрубном исчисле-	143300	2017-2020	Заемные сред- ства - 62 %
	нии.			Амортизация - 10 %
3	Замена теплосети с применением труб в ППУ изоляции диаметром 250 мм по ул. Первая от ТК 61 до ТК 185. Длина 2 х 500 п.м.	14234,5	2018-2019	Собственные средства МУП"УЭ"

1 Вариант развития - строительство котельной по ул. Соединительная												
№ п/п	Наименование меропри- ятия	Ориентировочная стоимость, тыс.руб	Период реа- лизации, года	Источники фи- нансирования								
4	Изменение схемы работы аккумуляторного хозяйства котельной и схемы водоподготовки	957,4	2017-2018	Собственные средства МУП"УЭ" - 17 % Заемные средства - 83 %								
5	Перевод котла ДКВР- 20/13 в водогрейный режим.	4484,7	2017-2018	Собственные средства МУП"УЭ" - 67 %								
				Заемные сред- ства - 33 %								
6	Реконструкция деаэра- торов ДСА-200	638,6	2018-2019	Собственные средства МУП"УЭ"								
7	Модернизация газового оборудования котлов с заменой газогорелочных устройств.	39560	2018-2022	Собственные средства МУП"УЭ" -83 % Заемные средства - 10 %								
				Амортизация - 7 %								
8	Инвентаризация тепло- вых нагрузок НИИ	200	2017	Собственные средства МУП "УЭ"								
9	Перевод котельной МУП УЭ с резервного топлива мазут на топливо печное бытовое	500	2017	Собственные средства МУП "УЭ"								
10	Строительство БМК по ул. Соединительная	80050	2018-2019; 2026-2027	Бюджетные средства								
11	Перевод на ГВС по за- крытой схеме от ЦТП №1	1634	2021	Собственные средства МУП "УЭ"								
12	Установка приборов учета на котельной в с. Макарово.	250	2017	Собственные средства ГУ "ЖКХ"								
13	Замена баков- аккумуляторов горячей воды	8436	2017-2018	Собственные средства МУП"УЭ"								

	1 Вариант развития - строи	ительство котельной по	ул. Соедините.	пьная
№ п/п	Наименование меропри- ятия	Ориентировочная стоимость, тыс.руб	Период реа- лизации, года	Источники фи- нансирования
14	Строительство тепловой сети для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей	168000	2020- 2021;2028- 2032	Бюджетные средства
15	Реконструкция изно- шенных участков теп- ловой сети	271407,6	2021-2032	Бюджетные средства; Собственные средства МУП "УЭ"
	ИТОГО		755752,6	

Таблица 108 Источники финансирования мероприятий по 2 варианту развития

	2 Вариант развития - увел	ичение мощности ко	тельной "Центра	льная''
№ п/п	Наименование мероприятия	Ориентировочная стоимость, тыс.руб	Период реали- зации, года	Источники фи- нансирования
1	Строительство тепловой сети с увеличением диаметра до	22039,8	2017-2018	Собственные средства МУП"УЭ" -74 %
1	300 мм в ППУ изоляции по ул. Соединительная, длина 2 х 772 п.м.	22039,8	2017-2018	Заемные средства - 9 %
				Амортизация - 17 %
2	Замена магистральных теплотрасс с применением труб в ППУ изоляции диаметром	143360	2017-2020	Собственные средства МУП"УЭ" - 28 %
2	500 мм общей длиной 5 км в двухтрубном исчислении.	143300	2017-2020	Заемные средства - 62 %
				Амортизация - 10 %
3	Замена теплосети с применением труб в ППУ изоляции диаметром 250 мм по ул. Первая от ТК 61 до ТК 185. Длина 2 х 500 п.м.	14234,5	2018-2019	Собственные средства МУП"УЭ"
4	Изменение схемы работы аккумуляторного хозяйства котельной и схемы водопод-	957,4	2017-2018	Собственные средства МУП"УЭ" - 17 %
	готовки			Заемные средства - 83 %

2 Вариант развития - увеличение мощности котельной "Центральная"												
№ п/п	Наименование мероприятия	Ориентировочная стоимость, тыс.руб	Период реали- зации, года	Источники фи- нансирования								
5	Перевод котла ДКВР-20/13 в водогрейный режим.	4484,7	2017-2018	Собственные средства МУП"УЭ" - 67 %								
				Заемные средства - 33 %								
6	Реконструкция деаэраторов ДСА-200	638,6	2018-2019	Собственные средства МУП"УЭ"								
	Модернизация газового обо-			Собственные средства МУП"УЭ" -83 %								
7	рудования котлов с заменой газогорелочных устройств.	39560	2018-2022	Заемные средства - 10 %								
				Амортизация - 7 %								
8	Инвентаризация тепловых нагрузок НИИ	200	2017	Собственные средства МУП "УЭ"								
9	Перевод котельной МУП УЭ с резервного топлива мазут на топливо печное бытовое	500	2017	Собственные средства МУП "УЭ"								
10	Перевод на ГВС по закрытой схеме от ЦТП №1	1634	2020-2021	Собственные средства МУП "УЭ"								
11	Установка приборов учета на котельной в с. Макарово.	250	2017	Собственные средства ГУ "ЖКХ"								
12	Замена баков-аккумуляторов горячей воды	8436	2017-2018	Собственные средства МУП"УЭ"								
13	Техническое перевооружение котельной «Центральная» путем замены котлов ПТВМ-100 №1 и №2 на ПТВМ-120	62852	2020-2021	Собственные средства МУП"УЭ"								
14	Строительство тепловой сети для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей	118000	2020-2021;2028- 2032	Бюджетные средства								

	2 Вариант развития - увел	ичение мощности ко	тельной "Центра.	льная''				
№ п/п	Наименование мероприятия	Ориентировочная стоимость, тыс.руб	Период реали- зации, года	Источники фи- нансирования				
15	Реконструкция изношенных участков тепловой сети	271407,6	2021-2032	Бюджетные средства; Собственные средства МУП "УЭ"				
	ИТОГО	687597,2						

Часть 5. Оценка финансовых потребностей на строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом индексов МЭР в целом и по годам.

В таблице представлены финансовые потребности на строительство, реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом индексов-дефляторов МЭР.

Таблица 109 Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах

№ п/п	Наименование ме- роприятия	Обоснование необходимости (цель реализации)	Описание и место располо- жения объекта	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	n	Ірогноз индексов-дефл	ляторов, %		105,1	105,2	104,6	104,0	103,1	102,9	102,9	103,1	102,9	102,4	102,1	102,2	102,3	102,4	102,3	102,3	102,3
1	Строительство тепловой сети диаметром 300 мм в ППУ изоляции по ул. Соединительная, длина	повышение эффективности работы тепловых сетей	теплосеть от ТК 30 до ТК 33 по ул. Соединительной, г. Черноголовка	22040		9728	12312														
	2 х 772 п.м.	С учетом инд	ексов МЭР	23107		10235	12872														
2	Замена магистральных теплотрасс с применением труб в ППУ изоляции диаметром 500 мм общей длиной 5 км в двухтрубном исчис-	замена ветхих участков тепловых сетей на трубопро-	территория ИПХФ РАН, ул. Центральная, Институгский пр-т, ул. Вторая, ул. Первая, Школьный б-р, г. Черноголовка	143360		10000	30000	30000	73360												
	лении	воды с новой энер- гоэффективной теплоизоляцией	С учетом индек- сов МЭР	148712		10521	31366	31193	75633												
3	Замена теплосети с применением труб в ППУ изоляции диаметром 250 мм по ул.	(ППУ), что позволяет снизить потери тепловой энергии	теплосеть по ул. Первой, г. Чер- ноголовка	14235			7117	7117													
	Первая от ТК 61 до ТК 185. Длина 2 х 500 п.м.		С учетом индек- сов МЭР	14842			7441	7400													
4	Изменение схемы работы аккумулятор- ного хозяйства котельной и схемы водоподготовки	Замена морально и физически устаревшего оборудования в соответствии с существующим потреблением в ГВС	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	957		319	638														
		С учетом инд	ексов МЭР	1003		336	667														
5	Перевод котла ДКВР- 20/13 в водогрейный режим.	Использование простаивающего оборудования для нужд ГВС в летний период времени	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	4485		1495	2990														
	,	С учетом инде	ексов МЭР	4699		1573	3126														
6	Реконструкция де- аэраторов ДСА-200	Замена морально и физически устаревшего оборудования в соответствии с существующим потреблением в ГВС	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	638			213	426													
		С учетом инд	ексов МЭР	665			222	442													

№ п/п	Наименование ме- роприятия	Обоснование необходимости (цель реализации)	Описание и место располо- жения объекта	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
7	Модернизация газового оборудования котлов с заменой газогорелочных	Приведение в соответствие с требованиями промышленной безопасности	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	39560			3000	12280	12280	6000	6000										
	устройств.	С учетом инд	дексов МЭР	40914			3137	12768	12660	6177	6172										
8	Инвентаризация теп- ловых нагрузок НИИ	Для выявления излешне заявленний нагрузки	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	200		200															
	ловых нагрузок пиги	С учетом инд	дексов МЭР	210		210															
9	Перевод котельной с резервного топлива мазут на топливо печное бытовое	Снижение эксплуатационных затрат по сравнению с мазутным хозяйством	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	500		500															
	 	С учетом инд	дексов МЭР	526		526															
10	Перевод на ГВС по закрытой схеме от ЦТП №1	Требование №190 - ФЗ	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	1634						1634											
	·	С учетом инд	дексов МЭР	1682						1682											
11	Строительство БМК по ул. Соединительная (1 вариант развития)	Обеспечение пер- спектывных потре- бителей тепловой энергией	г. Черноголовка, кадастровый участок 0101041:15	80050			35100	23450							3500	18000					
	<u> </u>	С учетом инд	цексов МЭР	61080			36698	24382													
12	Техническое перевооружение котельной «Центральная» путем замены котлов ПТВМ-100 №1 и №2 на ПТВМ-120 (2 вариант развития)	Обеспечение пер- спектывных потре- бителей тепловой энергией	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	62852					31426	31426											
	1	С учетом инд	цексов МЭР	64751					32400	32352					T	T	T				
13	Установка приборов учета в с. Макарово	Требование №190 - ФЗ	с. Макарово, котельная Воис- кой части	250		250															
		С учетом инд	дексов МЭР	263		263															

№ п/п	Наименование ме- роприятия	Обоснование необходимости (цель реализации)	Описание и место располо- жения объекта	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
14	Замена баков- аккумуляторов горя- чей воды	Повышение надежности системы теплонсабжения, а так же сокращение потерь теплоносителя	г.Черноголовка, котельная "Цен- тральная"	8436		4218	4218														
		С учетом инд	дексов МЭР	8848		4438	4410														
15	Строительство новых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей (по первому варианту	Обеспечение пер- спектывных потре- бителей тепловой энергией	г.Черноголовка	168000					23000	27000							118000				
	развития)	С учетом инд	ексов МЭР	172260					23713	27795							120753				
16	Строительство новых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей (по второму вариантру	Обеспечение пер- спектывных потре- бителей тепловой энергией	г.Черноголовка	118000					11000	17000							90000				
	развития)	С учетом инд	дексов МЭР	120940,9711					11340,8	17500,77							92099,4				
17	Реконструкция из- ношенных участков тепловой сети	замена ветхих участков тепловых сетей на трубопроводы с новой энергоэффективной теплоизоляцией (ППУ), что позволяет сни-зить потери тепло-вой энергии	г.Черноголовка	271407,6	0	0	0	0	0	17663,5	14433,1	18312,9	25204,3	26254,6	14832,8	14832,8	14747,5	14747,5	24814,6	24814,6	60749,4
		С учетом инд	дексов МЭР	278156,6805						18183,82	14847,74	18876,34	25937,52	26878,34	15149,08	15158,16	15091,51	15101,62	25388,76	25388,76	62155,02
		ИТОГО		936604	0	26710	95588	73273	151066	100724	20433	18313	25204	26255	18333	32833	222748	14748	24815	24815	60749
	ИТОГО с учетом	и индексов-дефляторо	в МЭР	942398	0	27838	99940	76186	155746	103691	21020	18876	25938	26878	15149	15158	227943	15102	25389	25389	62155

Часть 6. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности строительства и реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Данный пункт подробно описан в Главе 11 Части 4.

Часть 7. Расчеты эффективности инвестиций в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей для разных вариантов финансирования.

По рассматриваемым вариантам развития были рассчитаны капитальные затраты и эксплуатационные затраты.

В таблице 110 представлены результаты статических показателей экономической эффективности вводимых мероприятий.

Таблица 110 Результаты расчета статических показателей экономической эффективности

таолица 110 гезультаты расчета		orusurement strongstill re	окон эффективно	
Наименование	обозн.	разм.	1 Вариант развития	2 Вариант развития
Капитальные затраты	К	тыс. руб.	484 344,8	420 188,8
Затраты на топливо	Sт	тыс. руб.	598 652,9	569 845,1
Затраты на эл. энергию.	Ѕээ	тыс. руб.	55 896,0	49 561,0
Затраты на воду	SB	тыс. руб.	39 106,3	37 846,5
Затраты на материалы ХВО	Ѕхво	тыс. руб.	3 498,8	2 109,6
Затраты на ФОТ	Ѕфот	тыс. руб.	37 114,8	34 719,2
Затраты амортизационные	Sa	тыс. руб.	24 217,2	21 009,4
Затраты на ремонты	Ѕрем	тыс. руб.	25 095,0	25 859,0
Затраты на обслуживание	So	тыс. руб.	10 106,6	9 036,4
Цеховые расходы	Ѕцех	тыс. руб.	16 998,7	15 739,1
Неподконтрольные расходы		тыс. руб.	78 569,6	80 598,4
Суммарные издержки	Sсум	тыс. руб.	989 255,8	846 323,7
Годовой отпуск ТЭ	Qсум	Гкал	319 642,0	319 663,0
Себестоимость ТЭ	С	тыс. руб./Гкал	3,09	2,65
Действующий тариф на ТЭ	$C_{\text{дейст}}$	тыс. руб./Гкал	3,166	3,166
Экономический эффект	Э	тыс. руб.	22 730,73	165 729,34
Налоговая ставка	Н		0,2	0,2
Годовой доход	П	тыс. руб.	18 184,59	132 583,47
Срок окупаемости	T	лет	4,933	3,169

Исходя из таблицы 110 можно провести анализ сроков окупаемости мероприятий по вариантам развития. Мероприятия по **первому** варианту развития (строительство котельной по ул. Соединительная) окупятся за 4,9 года. Мероприятия по **второму** варианту развития (увеличение мощности котельной «Центральная») окупятся за 3,2 года.

Таблица 111 Динамические показатели экономической эффективности

Наименование			1 Вариант	2 Вариант
Капитальные затраты	К	тыс.руб	484 344,75	420 188,75

Наименование			1 Вариант	2 Вариант
Ставка дисконтирования	R		0,1	0,1
Поступление денежных средств в теку-	Эт	тыс.руб	72 613,23	107 010,43
щем году	<i>J</i> 1	тыс.руб	72 013,23	107 010,43
1 год	1		66 012,02	97 282,21
			-418 332,73	-322 906,54
2 год	2		54 555,37	66 012,00
			-363 777,35	-256 894,54
3 год	3		49 595,79	73 089,41
			-314 181,56	-183 805,14
4 год	4		45 087,08	66 444,91
			-359 268,65	-250 250,05
5 год	5		40 988,26	60 404,47
			-318 280,39	-189 845,58
6 год	6		37 262,05	54 913,15
			-281 018,33	-134 932,43
7 год	7		33 874,59	49 921,05
			-247 143,74	-85 011,38
8 год	8		30 795,09	45 382,77
			-216 348,66	-39 628,61
9 год	9		27 995,53	41 257,06
			-188 353,12	1 628,45
10 год	10		25 450,48	37 506,42
			-162 902,64	39 134,88
11 год	11		23 136,80	34 096,75
			-139 765,84	73 231,62
12 год	12		21 033,46	30 997,04
			-118 732,38	104 228,67
13 год	13		19 121,33	28 179,13
			-99 611,05	132 407,80
14 год	14		17 383,02	25 617,39
			-82 228,03	158 025,19
15 год	15		15 802,75	23 288,54
			-66 425,28	181 313,73
16 год	16		14 366,13	21 171,40
			-52 059,15	202 485,12
17 год	17		13 060,12	19 246,73
			-38 999,03	221 731,85
18 год	18		11 872,84	17 497,02
			-27 126,19	239 228,87
19 год	19		10 793,49	15 906,38
			-16 332,70	255 135,25
20 год	20		9 812,26	14 460,35

Наименование			1 Вариант	2 Вариант
			-6 520,44	269 595,60
Дисконтированный срок окупаемости		лет	13,5	5,8
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	NPV	тыс. руб.	-6 520,44	269 595,60
Индекс доходности (ИД)	PI		-0,01	0,64

Для того чтобы проект мог быть признан эффективным, необходимо выполнение какого-нибудь из следующих условий:

- 1. ЧДД > 0
- 2. ИД > 1,0

При этом если выполнено условие 1, остальные условия также будут выполняться.

Таблица 112 Оценка проекта на основе критерия NPV

Критерий оценки NPV	Заключение по проекту
NPV<0	Инвестиционный проект, имеющий отрицательное значение NPV следует исключить из рассмотрения
NPV=0	Инвестиционный проект обеспечит уровень безубыточно- сти, когда все доходы равны расходам
NPV>0	Инвестиционный проект привлекателен для вложения
NPV ₁ >NPV ₂ *	Сравнение NPV одного проекта с NPV* другого, показывает большую инвестиционную привлекательность первого

Исходя из сказанного выше, можно сделать вывод о том, что **второй** вариант развития централизованной системы теплоснабжения городского округа Черноголовка экономически наиболее привлекателен, чем **первый** вариант развития.

На основании анализа материалов, представленных в Главах 2-11, предлагается для дальнейшего развития **второй** вариант.

Часть 8. Расчеты ценовых последствий по годам расчетного периода для потребителей муниципального образования при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения с учетом изменений теплопотребления, топливных балансов, балансов теплоносителя.

Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства. Реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения выполнены с учетом:

- прогнозов индексов предельного роста цен и тарифов на топливо и энергию Минэкономразвития РФ до 2030 года;
 - коэффициента распределения финансовых затрат по годам
- ставки дисконтирования, учитывающей инфляцию и прочие дефляторы (принята в размере 10%)

Величина тарифа на тепловую энергию на каждый год периода с 2016 по 2030 гг. с учетом все вышеперечисленных факторов приведена в таблице 113.

Таблица 113 Расчеты це		Отчетный период															
Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Индекс предельного роста цен и тарифов на топливо и энергию (по данным Минэкономразвития до 2030 года)	%	-	106%	106%	106%	106%	106%	105%	106%	105%	105%	105%	105%	104%	104%	104%	103%
Коэффициент влия-	20%	-	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
ния на тариф % от	60%	-	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
капитальных затрат в тарифе	100%	-	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60
Тариф с учетом только Индексов роста цен и тарифов на топливо и энергию МУП "УЭ"	руб./Гкал	1509,50	1600	1697	1799	1906	2015	2126	2243	2365	2491	2615	2734	2843	2953	3061	3166
Тариф с учетом только Индексов роста цен и тарифов на топливо и энергию ГУ ЖКХ	руб./Гкал	1037,30	1100	1166	1236	1310	1385	1461	1542	1625	1712	1797	1879	1953	2030	2103	2176
Тариф с учетом Индексов роста цен и	20%	-	2112	2240	2374	2516	2660	2806	2961	3122	3289	3452	3609	3752	3899	4041	4179
тарифов на топливо и энергию, % капи-	60%	-	3138	3327	3527	3738	3951	4168	4399	4638	4886	5128	5361	5574	5792	6003	6209
тальных затрат в тарифе МУП "УЭ"	100%	-	4163	4415	4680	4960	5243	5531	5837	6154	6483	6805	7113	7396	7685	7965	8238

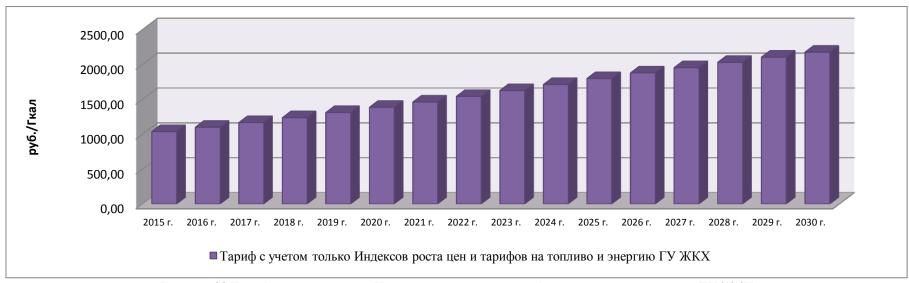


Рисунок 23 Тариф с учетом только Индексов роста цен и тарифов на топливо и энергию ГУ ЖКХ

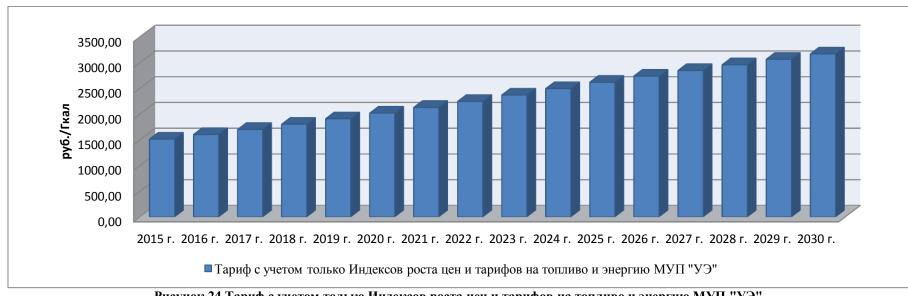


Рисунок 24 Тариф с учетом только Индексов роста цен и тарифов на топливо и энергию МУП "УЭ"

Величина тарифа на тепловую энергию МУП «УЭ» к 2030 году с учетом индексов роста цент и тарифов на топливо, энергию и прочие составляющие составит 3166 руб./Гкал. Тариф к 2030 году, учитывая индексы роста цен и тарифов на топливо и на энергию и инвестиционную надбавку в размере 20% капитальных затрат, заложенную в тариф МУП «УЭ», будет составлять 4179 губ./Гкал.

На рисунках 23-24 проиллюстрированы динамики изменения величины тарифа на тепловую энергию по годам за период 2016-2030 гг. с учетом индексов роста цен и тарифов на топливо и энергию.

Часть 9. Расчет прогнозируемой платы за подключение к источникам тепловой энергии.

В качестве источника финансирования мероприятий по подключению новых потребителей запланировано использование платы за подключение к системе теплоснабжения, определяемой в соответствии с Федеральным законом от 30.12.2004 № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса». Данные средства будут направлены на строительство тепловых сетей для подключения новых потребителей.

Плата за подключение тепловой мощности на момент разработки Схемы не утверждена. Плата определяется по индивидуальному проекту.

Часть 10. Анализ тарифных последствий, рассчитанных с учетом проведения запланированных мероприятий, без проведения мероприятий и тарифа альтернативной котельной.

Возможные тарифные последствия представлены в Главе 11 Части 8.

Глава 12. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций).

Часть 1. Определение существующих зон действия источников тепловой мощности в системе теплоснабжения городов.

Существующие зоны действия источников тепловой мощности в системе теплоснабжения г. о. Черноголовка описаны в Части 1 Главы 1.

Часть 2. Расположение источников теплоснабжения в городе.

Расположение источников теплоснабжения в г. о. Черноголовка представлено в Части 1 Главы 1.

Часть 3. Определение изолированных зон действия источников тепловой мощности, планируемых к вводу в эксплуатацию в соответствии со схемой теплоснабжения.

Зоны действия источников тепловой мощности, планируемых к вводу в эксплуатацию в соответствии со схемой теплоснабжения, описаны в Главе 5.

Часть 4. Реестр зон деятельности для выбора единых теплоснабжающих организаций (ETO), определённых в каждой существующей изолированной зоне действия в системе теплоснабжения.

Зоны деятельности для выбора единых теплоснабжающих организаций (ЕТО), определённых в каждой существующей изолированной зоне действия в системе теплоснабжения, описаны в Части 1 Главы 1.

Часть 5. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций).

Постановление Администрации муниципального образования «Городской округ Черноголовка» № 450 от 20.07.2015 определяет единую теплоснабжающую организацию на территории городского округа Черноголовка.



АДМИНИСТРАЦИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОДСКОЙ ОКРУГ ЧЕРНОГОЛОВКА»

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

«20 » 07 2015 г.

No 450

Об определении единой теплоснабжающей организации на территории городского округа Черноголовка

В соответствии с Федеральным законом от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации», руководствуясь схемой теплоснабжения муниципального образования «Городской округ Черноголовка» до 2029 года, утвержденной постановлением Администрации городского округа Черноголовка от 06.07.2015 № 423 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «Городской округ Черноголовка» до 2029 года»,

постановляю:

- 1. Определить единой теплоснабжающей (теплосбытовой) организацией для объектов, подключенных к системам централизованного отопления и горячего водоснабжения на территории муниципального образования «Городской округ Черноголовка» МУП «УЭ» с зоной деятельности в границах г. Черноголовка.
- 2. Определить единой теплоснабжающей (теплосбытовой) организацией для объектов, подключенных к системам централизованного отопления и горячего водоснабжения на территории муниципального образования «Городской округ Черноголовка» МУП «СЕЗ ЖКХ» с зоной деятельности в границах д. Ботово.
- 3. Определить единой теплоснабжающей (теплосбытовой) организацией для объектов, подключенных к системам централизованного отопления и горячего водоснабжения на территории муниципального образования «Городской округ Черноголовка» филиал ОАО «РЭУ» «Северный» с зоной деятельности в границах г. Ногинск-4, военный городок № 2, в/ч 58172 (с. Макарово).
 - 4. Настоящее постановление вступает в силу со дня его подписания.
- 5. Опубликовать настоящее постановление в газете «Институтский проспект» и разместить в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» на официальном сайте муниципального образования «Городской округ Черноголовка» www.chgcity.ru.

6. Контроль за выполнением настоящего Постановления оставляю за собой.

Временно исполняющий обязанности Главы Администрации муниципального образования «Городской округ Черноголовка»

В.В. Авдонин

Рассылка: Тарасову С.И., Арабову А.Ю., Хожаинову Р.В., МУП «УЭ», МУП «СЕЗ ЖКХ», филиал ОАО «РЭУ» «Северный», в/ч 58172, Морохина И.А. (сайт, ИП)

Глава 13. Изменения, выполненные при актуализации схемы теплоснабжения на 2016год.

Часть 1. Целевые показатели на прогнозируемые периоды.

Таблица 114 Целевые показатели до 2032 года.

№ п/п	Наименование показателя	ед. измер.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032
1	Установленная мощность оборудования в т. ч.	Гкал/ч	244,4	244,4	244,4	244,4	244,4	264,4	284,4	284,4	284,4	284,4
2	котельная "Центральная"	Гкал/ч	236,9	236,9	236,9	236,9	236,9	256,9	276,9	276,9	276,9	276,9
3	котельная с. Макарово	Гкал/ч	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
4	Располагаемая мощность в т. ч.	Гкал/ч	197,5	197,5	197,5	197,5	197,5	217,5	237,5	237,5	237,5	237,5
5	котельная "Центральная"	Гкал/ч	190	190	190	190	190	210	230	230	230	230
6	котельная с. Макарово	Гкал/ч	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
7	Собственные нужды	Гкал/ч	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,12	1,27	1,27	1,27	1,27
8	котельная "Центральная"	Гкал/ч	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	1,04	1,2	1,2	1,2	1,2
9	котельная с. Макарово	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
10	УРУТ на отпуск тепловой энер- гии	кг.у.т/Гкал	162,4	162,4	162,4	162,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4	160,4
11	Удельный расход электроэнер- гии	кВт*ч/Гкал	34,8	34,8	34,3	34,3	34,3	32,4	32,4	32,4	29,9	29,9
12	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
13	Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08	133,45	144,2	144,2	144,2	225,51
14	котельная "Центральная"	Гкал/ч	130,58	130,58	130,58	130,58	130,58	130,95	141,7	141,7	141,7	223,01
15	котельная с. Макарово	Гкал/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
16	Потери тепловой энергии при передаче по сетям	Гкал/ч	5,2	5,2	5,2	4,8	4,6	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
17	котельная "Центральная"	Гкал/ч	5	5	5	4,7	4,5	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
18	котельная с. Макарово	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

№ п/п	Наименование показателя	ед. измер.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032
19	Резерв(+)/дефицит (-) тепловой мощности оборудования	Гкал/ч	58,23	58,23	58,23	58,23	58,23	77,86	87,11	87,11	87,11	5,8
20	котельная "Центральная"	Гкал/ч	53,42	53,42	53,42	53,42	53,42	73,05	82,3	82,3	82,3	0,99
21	котельная с. Макарово	Гкал/ч	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81

Часть 2. Сравнение прогнозируемых целевых показателей из ранее утвержденной схемы теплоснабжения с прогнозируемыми целевыми показателями по актуализируемой схеме теплоснабжения.

В ранее утверждённой Схеме целевые показатели отсутствовали.

Приложение 1

Режимные карты работы котлов

					Y H	ГООУ ГВЕРЖ, вчальны ОВ»	311	To the second	Е.Б. Мяс						
	Режимная ка	рта работы ко	тла ПТ	BM-100	T. N. 2 p	er. № I	6570 на	природ	ном газ	e					
E	Наименовани	а велиции		Размер		3010	Harp	узка, %							
BG.	Transaction and	a Demi and		ность	27,48	33,84	41,64	48,48	53,40	57,60					
	Теплопроизво	одительность		Гкал/ч	27,48	33,84	41,64	48,48	53,40	57,60					
2	Количество р	аботающих гор	релок	шт	4	5	6	7	8	9					
3	Расход газа н	а котел		м3/ч	3902	4769	5849	6819	7550	8140					
	Давление газа заслонкой	а за регулирую	щей	Krc/cm²	0,22	0,20	0,20	0,21	0,21	0,19					
5	Давление воз,	духа перед гор	елками	кге/м2			110	-145							
6	Расход воды	через котел	1	M3/4			Не мен	ree 1000							
2	Температура	перед ко	тлом	°C				70	12-15						
3	сетевой воды	после ко	тла	°C	3		Не бо	лее 140	1000						
9	Давление	Давление перед котлом сетевой воды после котла			ие перед котлом			отлом кгс/см2				т 10 до 13 т 7 до 10			
BO.	сетевой воды				100		Or 7	до 10							
21	Разрежение в	топке	111111	кгс/м2			Or 10) до 15							
12	Температура	газов за котло	M	°C	120	135	150	165	175	180					
13	Коэффициент котлом	г избытка возду	уха за	10.5	1,70	1,57	1,44	1,37	1,33	1,30					
14	- Andrewson Committee of Commit	утто приведен	ный	%	91,09	91,10	90,92	90,67	90,32	90,12					
15	Удельный рас топлива	сход условного)	кг у.т/Гк	156,83	156,83	157,12	157,56	158,16	158,52					
Избі	ыточное давлен	не на выходе з	из котла	. Krc/cm ²	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0					
200	симально допу	EN PROFESSION	A.54-60010		125	130	135	140	145	150					
вых	оде из котла, °C	2		,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,					. 10	100					
	Гемпература	Давление га	за за ре		цей засло		The state of the s	гающих	горелка	x:					
	воздуха, °С	4	5	1	6	7		8		9					
	-20 0,24 0,2		0,2	3	0,23	0,2	3	0,22	0	,21					
	-10 0,23 0,2		0,23	2	0,22	0,2	2	0,22	0	,20					
	0	0,22	0,2	1	0,21	0,2	1	0,21	0	,19					
	+10	0,21	0,20) .	0,20	-		-		-					
	+ 20	0,20	0,19)	-	-		-		-					
	za	Разрабоба) в. группос	1 : S	Sp		K	ολοδα	cb 4	H						

Рисунок 25 Режимная карта работы котла ПТВМ-100 №2

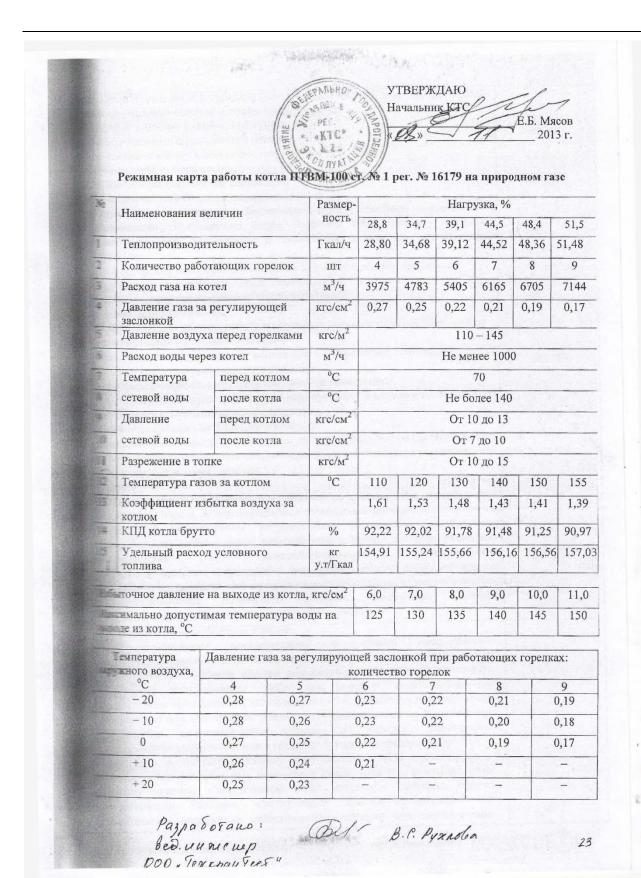


Рисунок 26 Режимная карта работы котла ПТВМ-100 №1



Показатели	Единица		Нагру	зка, %	
Показатели	измерения	25,5	32,0	38,5	45,5
опроизводительность	т/ч	5,10	6,40	7,70	9,10
выление пара в барабане котла	KTC/CM ²		9.	,0	
емпература питательной воды	°C)0	
емпература воды после экономайзера	°C		не бол	ee 135	
верка топлива			Γ	риродный г	a3
взшая теплотворная способность топлива	ккал/м³	8193	8193	8193	8193
сло работающих горелок	шт.	2	2	2	2
асход топлива на котел	м³/ч	420,0	530,0	625,0	725,0
въление топлива: за регулирующей заслонкой	кгс/м ²	75	115	150	200,0
на горелке № 1	Kre/M ²	55	90	120	160.0
на горелке № 3	Krc/m²	55	90	120	160,0
Давление воздуха: за вентилитором	кгс/м ²	11	22	31	42
на горелке № 1	Krc/M ²	11	22	31	42
на горелке № 3	KFC/M ²	11	22	31	42
Температура воздуха	оС	20	20	20	20
азрежение:					E 100 - 100
топке	KFC/M ²	2,5	2,5	2,5	2.5
а котлом	KTC/M ²	4,0	5,0	8,0	10,0
за экономайзером	KTC/M ²	15,0	20,0	25,0	35,0
Гемпература уходящих газов: за котлом	ос	205	235	260	290
за экономайзером	°C	110	125	130	145
Состав уходящих газов за котлом:				The state	
глекислый газ CO ₂	%	4.0	4,9	5.7	6.6
кислород О2	%	13.9	12,3	10.8	9.2
окись углерода СО	%	0	0	0	0
зот N,	%	82,10	82,80	83,50	84,20
жислы азота NO _X при α =1,0	MF/M ³	85	89	98	99
Коэффициент избытка воздуха за котлом	HILIM	2,75	2,27	1,95	1,70
Состав уходящих газов за экономайзером:		2475	2,27	1,75	1,70
углекислый газ CO ₂	%	3.1	4.0	4.7	5,8
кислород О2	%	15,5	13,9	12.6	10,7
окись углерода СО	%	0	0	0	0
зот N ₂	%	81,40	82.10	82,70	83,50
жиелы азота NO _X при α =1,0	ME/M ³	60	76	81	83
Соэффициент избытка воздуха за экономайзером:	MI /M	3,52	2,75	2.34	1.93
Тотери тепла:		J40E	2915	2,04	1,73
уходящими газами	%	9,49	9.13	8,42	8.38
уходящний газами	%	0.00	0,00	0,00	0,00
в окружающую среду	%	5,10	4.06	3,38	2,86
«ПД котла (брутто) с экономайзером	%	82,42	84,81	87,20	88,76
Гепловая энергия, выработанная котлом	Гкал/ч	2.84	3,68	4.47	5,27
Расход условного топлива на выработку 1 Гкал тепла	кг у.т./Гкал	182,46	177,31	172,44	169,4
Расход условного гоплива на вырасотку 1 Гкал гепла	м³/Гкал	155,89	151,49	147,33	144,7

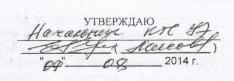
Составил зав. группой ЗАО НПО "Техкранэнерго"

Un

(Харьков О.А.)

25

Рисунок 27 Режимная карта работы парового котла ДКВР-20-13 ст.2



РЕЖИМНАЯ КАРТА водогрейного котла ДКВР 20/13 ст. № 1, зав. № 3240

		Единица		1	Нагрузка, %	6	
	Показатели	измерения	39	59	-75	91	100
	Теплопроизводительность	Гкал/ч	6,56	9,85	12,58	15,32	16,85
	Расход воды через котел	т/ч	547	547	547	547	547
	Температура воды: на входе в котел	°С	55	55	56	57	59
	на выходе из котла	°C	67	73	79	85	90
	Давление воды: на входе в котел	кгс/см2	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
	на выходе из котла	кгс/см2	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
	Вид топлива		пр	иродный і	аз с Q _н Р =	8154 ккал	M ³
藍	Расход топлива на котел	м3/ч	901	1338	1704	2070	2276
	Число работающих горелок	шт.	3	3	3	3	3
	Давление топлива: перед котлом	кгс/см2	150	200	250	300	350
	Давление воздуха на горелке	кгс/м2	13	18	24	30	36
	Разрежение: в топке	Krc/m ²	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
	за котлом	Па	62	66	69	72	74
题	Температура дымовых газов за котлом	°C	175	182	189	196	201
802	Состав продуктов сгорания за котлом:	Biog Bresser		air ar iony ar	the second of	The second	
	углекислый газ CO ₂	%	9,1	9,4	9,7	10,0	10,3
	кислород О2	%	4,8	4,2	3,8	3,2	2,7
	окись углерода СО	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	окислы азота NO_X , при $\alpha = 1,0$	мг/м³	137	208	218	217	213
13	Коэффициент избытка воздуха		1,27	1,22	1,19	1,16	1,13
漫华	Потери тепла:	Marine and the	Buth for	Led Serve	prásis.		
	с уходящими газами	%	7,58	7,72	7,85	7,96	8,02
	от химического недожога	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	в окружающую среду	%	3,07	2,05	1,60	1,32	1,20
15	КПД котла (брутто)	%	89,35	90,24	90,55	90,72	90,78
16	Расход натурального топлива на выработку 1 Гкал тепла	кг у.т./Гкал	159,89	158,32	157,77	157,47	157,36
17	Расход натурального топлива на выработку 1 Гкал тепла	кг н.т./Гкал	137,26	135,91	135,44	135,18	135,09

Харьков О. А.

Рисунок 28 Режимная карта работы котла ДКВР 20/13 ст.№1



РЕЖИМНАЯ КАРТА водогрейного котла ДКВР 20/13 ст. № 1, зав. № 3240 при работе на двух горелках

No	Показатели	Единица	I	Нагрузка, %	6
n/n	Показатели	измерения	33	39	46
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	5,47	6,56	7,66
2	Расход воды через котел	7/4	547	547	547
3	Температура воды: на входе в котел	°С	55	56	56
	на выходе из котла	°C	65	68	70
4	Давление воды: на входе в котел	кгс/см2	8,5	8,5	8,5
State of the state	на выходе из котла	кгс/см2	7,5	7,5	7,5
5	Вид топлива		природный	1 ras c Q _H = 8	154 ккал/м ³
6	Расход топлива на котел	м ³ /ч	773	916	1058
7	Число работающих горелок	шт.	2	2	2
8	Давление топлива: перед котлом	кгс/см2	100	150	200
9	Давление воздуха на горелке	Krc/M ²	8	13	17
10	Разрежение: в топке	кгс/м2	2,5	2,5	2,5
	за котлом	Па	49	56	63
11	Температура дымовых газов за котлом	°C	154	161	168
12	Состав продуктов сгорания за котлом:				
	углекислый газ CO ₂	%	5,8	6,5	7,2
	кислород О2	%	10,7	9,4	8,2
	окись углерода СО	%	0,0	0,0	0,0
	окислы азота NO_X , при $\alpha = 1,0$	мг/м³	106	110	114
13	Коэффициент избытка воздуха		1,93	1,72	1,57
14	Потери тепла:				
	с уходящими газами	%	9,51	9,01	8,62
	от химического недожога	%	0,00	0,00	0,00
RIF	в окружающую среду	%	3,69	3,07	2,63
15	КПД котла (брутто)	%	86,81	87,92	88,75
16	Расход натурального топлива на выработку 1 Гкал тепла	кг у.т./Гкал	164,57	162,49	160,98
17	Расход натурального топлива на выработку 1 Гкал тепла	кг н.т./Гкал	141,28	139,49	138,19

Харьков О. А.

26

Рисунок 29 Режимная карта работы котла ДКВР 20/13

Приложение 2

Тепловые сети

Таблица 115 д. Ботово

	Котельная М	УП «УЭ» д. Бот	0B0	
Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диа- метр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обрат- ного трубопро- вода, м
Котельная МУП "УЭ""		38,39	0,05	0,05
	Кн	56,54	0,05	0,05
	Кн	19,28	0,05	0,05

Таблица 116 с. Макарово

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по дающего и обратного трубопровода, м
Котельная Макарово	У383	61,32	0,175
	У310	21,71	0,1
У31	У37	29,91	0,125
У32	У345	59,63	0,05
У33	У342	53,08	0,05
У35	У338	23,63	0,05
У35	У334	14,18	0,08
У31	У36	98,32	0,1
У37	У348	26,72	0,07
У38	У335	57,62	0,05
У37	У350	61,15	0,1
У34	У39	105,29	0,05
У39	У339	184,68	0,05
У310		36,88	0,05
У310	У311	12,64	0,08
У311	У312	54,56	0,08
У312	У319	125,37	0,05
У312	У317	22,12	0,05
У314	У316	78,63	0,05
У314	н/д	68,8	0,05
У315	Хоз. мастерская	35	0,05
У315	н/д	7,02	0,05
У316	Уз15	65,32	0,05
У316	Склад	9,13	0,05
У317	У314	17,62	0,05
У317	н/д	15	0,05
У319	У320	33,58	0,05
У319	н/д	15,11	0,05
Уз20	У322	23,93	0,05
Уз20	У321	14,9	0,05
У321	н/д	9,36	0,05

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающего и обратного трубопровода, м
У321	н/д	73,49	0,05
У322	У313	81,58	0,05
У322	н/д	32	0,05
Уз13	У354	12,1	0,05
У354	н/д	18,09	0,05
Уз13	У324	56,11	0,05
У323	магазин	32,48	0,05
У324	У323	50,67	0,05
У324	столовая	16,89	0,05
У323	У327	40,98	0,05
У325	У328	30,97	0,065
У323	н/д	52,79	0,05
У327	У325	109,69	0,065
У327	н/д	15,62	0,05
У325	н/д	14,84	0,05
У328		128,31	0,065
У328	н/д	54,72	0,05
У36	У329	34,49	0,05
У329	кж	31,77	0,05
У329	санчасть	10	0,05
У330	У36	14,6	0,1
Уз30	дом 14	11,38	0,05
Уз30	У331	22,16	0,05
Уз31	Дом 8	9,3	0,05
Уз31	Дом 9	37,68	0,05
Уз32	У330	80,53	0,08
Уз32	лазарет	31,71	0,05
Уз32	У333	29,91	0,05
У333	Дом 10	14,85	0,05
У333	дом 11	15,13	0,05
У334	У332	45,45	0,08
У334	дом 13	10,29	0,05
Уз34	дом 12	29,92	0,05
У34	Школа	34,24	0,05
Уз35	У337	17,55	0,05
У335	У336	16,77	0,05
Уз36	Дом 5	14,73	0,05
У336	Дом 6	13,95	0,05
У337	У35	70,96	0,05
У337	Офицерский клуб	39,81	0,05
У338	У34	24,92	0,05
У338	кж	14,98	0,05

Наименование начала участка			Внутренний диаметр по- дающего и обратного трубопровода, м	
У39	детский сад	49,87	0,05	
У339	У340	112,16	0,05	
У339	Дом 20	13,1	0,05	
У340	У35	46,25	0,05	
У340	Дом 19	31,3	0,05	
У33	спортзал	35,23	0,05	
У341	У38	26,91	0,05	
У341	дом 28	29,76	0,05	
У342	У341	20,2	0,05	
У342	дом 27	22,17	0,05	
У343	У33	30,63	0,05	
У343	Дом 256	10,21	0,05	
У344	У343	47,3	0,05	
У344	Дом 25	18,83	0,05	
У345	У344	32,29	0,05	
У345	У346	12,16	0,05	
У346	Дом. 24	7,05	0,05	
У346	дом 29	40,9	0,05	
У32	Штаб	22,84	0,05	
У32	Дом. 22	12,39	0,05	
У347	У32	43,44	0,07	
У347	Дом 21	8,52	0,05	
У348	У347	33,77	0,07	
У348	Дом 18	8,24	0,05	
Уз1	У349	11,28	0,05	
У349	кж10	8,19	0,05	
У349	дом 7	23,43	0,05	
У350	У353	48,95	0,05	
У350	У351	17,13	0,08	
У351	Дом 2	16,63	0,05	
У351	дом 3	11,84	0,08	
У350	У352	26,3	0,05	
У352	Дом 17	17,03	0,05	
У352	дом 16	11,74	0,05	
У353	У38	61,58	0,05	
У353	дом 4	17,04	0,05	
У353	дом 15	26,43	0,05	
У354	казарма	54,34	0,05	
Котельная Макарово	Уз64	16,41	0,05	
Уз55	У356	13,25	0,05	
У356	У357	53,72	0,05	
У357	У358	76,06	0,05	

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающего и обратного трубопровода, м
У358	У370	50,3	0,05
У359	У366	69,01	0,05
У360	магазин	38,48	0,05
У360	ГВС	69,52	0,05
У360	У361	48,43	0,05
У361	ГВС	23,42	0,05
У361	У362	109,96	0,05
У362	ГВС	22,5	0,05
У362	У363	28,2	0,05
У363	ГВС	71,34	0,05
У363	У384	80,9	0,05
У364	У355	18,46	0,05
У359	У365	17,43	0,05
У365	ГВС	34,47	0,05
У365	казарма гвс	71,8	0,05
У366	У360	46,56	0,05
У366	столовая гвс	14,01	0,05
У367	У359	68,43	0,05
У367	ГВС	27,87	0,05
У368	У367	33,25	0,05
У368	У369	23,78	0,05
У369	ГВС	22,15	0,05
У369	ГВС	72,19	0,05
У370	У368	24,53	0,05
У370	ГВС	24,09	0,05
У358	ГВС	48,74	0,05
У358	ГВС	23,12	0,05
У357	У380	38,3	0,05
У380	У381	84,76	0,05
У381	У382	71,46	0,05
У382	ГВС	17,1	0,05
У382	хоз. мастерская ГВС	41,56	0,05
У380	ГВС	85,13	0,05
У355	ГВС	30,77	0,05
У383	У31	139,35	0,175
У384	У364	49,18	0,05
У383	грп	4,73	0,05
У310	Караульное помещение	135,39	0,05
У355	Караульное помещение гвс	153,21	0,05
У37	водонапорная башня	54,04	0,05
У312	гараж	84,99	0,05
У346	Дом.23	10,25	0,05
	Баня	5,1	0,05

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающего и обратного трубопровода, м	
	прачечная	67,82	0,05	
У314	Почта	15,07	0,05	
У32	КПП	58,62	0,05	
	душевая	16,81	0,05	
Котельная Макарово		13,27	0,125	

Таблица 117 г. Черноголовка

Таблица 117 г. Чер			Внутренний	_	
II	Наименова-	Длина	диаметр по-	Внутренний	D
Наименование	ние конца	участка,	дающего	диаметр об-	Вид прокладки теп-
начала участка	участка	M	трубопрово-	ратного тру-	ловой сети
			да, м	бопровода, м	
Котельная ФГУП					
УЭ НЦЧ РАН	уз.47	25,99	0,7	0,6	Подземная канальная
тк1А	тк5(3)	586,42	0,7	0,6	Надземная
тк5(3)	тк76	187,6	0,4	0,4	Подземная канальная
тк76	тк77	95,32	0,4	0,4	Подземная канальная
тк77	тк78	140,94	0,4	0,4	Подземная канальная
тк78	тк79	176,9	0,4	0,35	Подземная канальная
тк79	тк88	158,17	0,4	0,4	Подземная канальная
тк88	тк89	80,08	0,4	0,4	Подземная канальная
тк89	тк90	128,32	0,4	0,4	Подземная канальная
тк5(3)	тк50Б	113,88	0,5	0,4	Надземная
тк59	тк58Б	442,93	0,4	0,4	Подземная канальная
тк50Б	тк50А	395,98	0,5	0,4	Надземная
тк50А	тк50	154,9	0,5	0,4	Надземная
тк50	тк52	211,12	0,5	0,4	Надземная
тк52	тк53	207,13	0,4	0,4	Подземная канальная
тк53	ИПХФ РАН	220,41	0,4	0,4	Подземная канальная
тк54	тк53	53,95	0,4	0,4	Подземная канальная
тк55	тк54	134,29	0,4	0,4	Подземная канальная
тк56	тк55	100,82	0,4	0,4	Подземная канальная
тк57	тк56	96,09	0,4	0,4	Подземная канальная
тк58	тк57	23,98	0,4	0,4	Подземная канальная
тк гаражи 1	тк гаражи 2	40,96	0,15	0,15	Подземная канальная
тк гаражи 2	тк140	164,54	0,15	0,15	Подземная канальная
y3105	тк117	121,48	0,15	0,15	Подземная канальная
тк117	ул.Первая д.11	15,95	0,05	0,05	Подземная канальная
тк117	тк118	82,38	0,15	0,15	Подземная канальная
тк118	ул.Первая д.13	44,67	0,05	0,05	Подземная канальная
тк118	тк119	33,25	0,15	0,15	Подземная канальная
тк119	ул.Первая д.15	16,72	0,05	0,05	Подземная канальная
тк119	тк 125	75,19	0,15	0,15	Подземная канальная
	ул.Первая				
тк135	д.19/1	32,8	0,05	0,05	Подземная канальная
тк135	тк 136	39,94	0,15	0,15	Подземная канальная
тк 136	тк145	35,43	0,08	0,08	Подземная канальная
	ул.Первая д.21				
тк146	общ.	26,41	0,05	0,05	Подземная канальная
тк146	ул.Третья д.10	45,4	0,04	0,04	Подземная канальная
тк145	тк146	25,58	0,08	0,08	Подземная канальная
тк145	ул Третья д.9	29,47	0,05	0,05	Подземная канальная

Наименование начала участка	Наименова- ние конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающего трубопрово- да, м	Внутренний диаметр об- ратного тру- бопровода, м	Вид прокладки теп- ловой сети
тк145	тк148	79,76	0,08	0,08	Подземная канальная
тк148	ул.Третьяд.12	46,38	0,05	0,05	Подземная канальная
тк148	ул. Третья д.8	21,44	0,05	0,05	Подземная канальная
тк148	ул. Третья д.11	52,44	0,05	0,05	Подземная канальная
тк 136	тк137	36,8	0,15	0,15	Подземная канальная
тк137	тк138	80,92	0,15	0,15	Подземная канальная
тк138	ул.Третья д.3	17,42	0,05	0,05	Подземная канальная
тк137	ул.Третья д.2	18,59	0,05	0,05	Подземная канальная
тк138	тк139	64,69	0,15	0,15	Подземная канальная
тк139	ул.Третья д.4	41,59	0,05	0,05	Подземная канальная
тк139	тк140	46,05	0,15	0,15	Подземная канальная
тк140	ул.Третья д.5	49,86	0,04	0,04	Подземная канальная
тк140	y3.104	44,33	0,1	0,1	Подземная канальная
y3.1	ул. Третья д.18	40,89	0,032	0,032	Подземная канальная
y3.1	уз.2	12,97	0,1	0,1	Подземная канальная
y3.2	ул. Третья д.17	86,31	0,032	0,032	Подземная канальная
y3.2	уз.3	13,65	0,08	0,08	Подземная канальная
y3.3	ул. Третья д.16	18	0,032	0,032	Подземная канальная
y3.3	уз.4	16,81	0,08	0,08	Подземная канальная
y3.4	y3.5	34,07	0,08	0,08	Подземная канальная
y3.5	y3.6	32,71	0,05	0,05	Подземная канальная
y3.4	ул. Третья д.15	16,56	0,032	0,032	Подземная канальная
y3.5	ул Третья д.14	15,29	0,032	0,032	Подземная канальная
y3.6	ул. Третья д.13	20,33	0,032	0,032	Подземная канальная
тк 125	тк135	87,98	0,15	0,15	Подземная канальная
тк 125	тк126	47,71	0,1	0,1	Подземная канальная
тк126	тк125	77,66	0,1	0,1	Подземная канальная
тк125	тк128	62,5	0,1	0,1	Подземная канальная
тк128	тк129	30,66	0,1	0,1	Подземная канальная
тк129	ул.Вторая д.5	23,29	0,04	0,04	Подземная канальная
тк128	ул Вторая д.3	22,07	0,04	0,04	Подземная канальная
тк126	ул.Вторая д.2	33,16	0,5	0,4	Подземная канальная
тк125	ул.Вторая д.3	33,33	0,05	0,05	Подземная канальная
тк 125	уз.7	31,71	0,125	0,125	Подземная канальная
111 120	ул.Первая	01,71	0,120	0,120	110,300
уз.7	д.17/1	42,52	0,05	0,05	Подземная канальная
y3.7	уз.8	133,09	0,125	0,125	Подземная канальная
y3.8	ул.Первая д.16	44,53	0,08	0,08	Подземная канальная
y3.8	ул. Первая д.18	30,21	0,1	0,1	Подземная канальная
тк116	тк60	92,95	0,3	0,3	Подземная канальная
тк60	тк171	20,29	0,125	0,125	Подземная канальная
тк60	тк165	31,73	0,15	0,15	Подземная канальная
	ул.Первая	,	,	,	
тк165	д.10а	33,43	0,08	0,08	Подземная канальная
тк165	ул.Первая д.10	45,55	0,08	0,08	Подземная канальная
тк165	y3.10	75,84	0,125	0,125	Подземная канальная
уз.9	ул.Первая д.14	24,5	0,08	0,08	Подземная канальная
y3.9	ул.Первая д.14	50,03	0,08	0,08	Подземная канальная
y3.10	уз.53	12,37	0,125	0,125	Подвальная
y3.53	ул.Первая д.12	8,96	0,08	0,08	Подземная канальная
тк60	тк61	42,05	0,4	0,4	Подземная канальная
тк61	y3.11	196,02	0,15	0,15	Подземная канальная
y3.11	СОШ 82 к.1,2.	42,53	0,1	0,1	Подземная канальная
тк61		·	·	· ·	
	тк178	158,6	0,4	0,4	Подземная канальная

Наименование начала участка	Наименова- ние конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающего трубопрово- да, м	Внутренний диаметр об- ратного тру- бопровода, м	Вид прокладки теп- ловой сети
тк172а	ул. Первая д.4	28,06	0,1	0,1	Подземная канальная
тк172а	тк172	48,57	0,1	0,1	Подземная канальная
тк172	ул. Первая д.6а	26,71	0,08	0,08	Подземная канальная
тк172	ул.Первая д.6	38,17	0,08	0,08	Подземная канальная
тк178	тк179	42,74	0,15	0,15	Подземная канальная
тк179	ул.Первая 4а	33,65	0,08	0,08	Подземная канальная
тк179	уз.13	106,93	0,125	0,125	Подземная канальная
уз.12	ул.Центральна я д.10а	37,63	0,04	0,04	Подземная канальная
	ИНститутский				
уз.12	пр.д.8 (2)	14,41	0,05	0,05	Подземная канальная
уз.13	уз.12	64,99	0,125	0,125	Подземная канальная
	Институтский				
уз.12	пр.д.8	8,96	0,1	0,1	Подземная канальная
тк178	тк180	40,05	0,4	0,4	Подземная канальная
тк180	тк181	44,31	0,4	0,4	Подземная канальная
тк180	ул. Первая д.2в	27,73	0,1	0,1	Подземная канальная
тк181	тк182	44	0,4	0,4	Подземная канальная
тк181	ул. Первая д.2б	25,48	0,1	0,1	Подземная канальная
тк182	ул. Первая д.2а	27,08	0,1	0,1	Подземная канальная
тк182	тк184	101,9	0,4	0,4	Подземная канальная
тк185а	тк185	17,23	0,2	0,2	Подземная канальная
IRIOSA	Институтский	17,23	0,2	0,2	тюдземная канальная
тк185	пр. д.7	191,32	0,1	0,1	Подземная канальная
тк185	тк186	45,1	0,2	0,1	Подземная канальная
тк186	тк187	56,58	0,2	0,2	Подземная канальная
тк187	y3.68	55,85	0,2	0,2	Подземная канальная
y3.14	y3.15	49,93	0,2	0,2	Подвальная
уз.15	y3.16	42,13	0,2	0,2	Подземная канальная
уз.16	y3.69	10,75	0,2	0,2	Подвальная
100	Проезд Строи-	56.05	0.05	0.05	По
тк188	телей общ.1	56,05	0,05	0,05	Подземная канальная
y3.16	y3.17	111,63	0,1	0,1	Подвальная
y3.17	y3.18	43,51	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.18	уз.19	80,85	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.19	Лесная д.4	51,46	0,08	0,08	Подземная канальная
уз.15	уз.20	44,67	0,1	0,1	Подвальная
уз.20	уз.21	49,65	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.21	уз.22	83,63	0,1	0,1	Подвальная
уз.22	Магазин	65,06	0,4	0,4	Подземная канальная
тк190	тк12	17,3	0,2	0,2	Подземная канальная
тк12	тк15	246,07	0,5	0,5	Подземная канальная
тк15	тк14	230,12	0,25	0,25	Подземная канальная
тк14	ЦТП4	22,27	0,25	0,25	Подземная канальная
ЦТП4	уз.23	17,62	0,25	0,25	Подземная канальная
y3.23	y3.25	91,97	0,125	0,1	Подземная канальная
y3.25	y3.24	115,25	0,125	0,1	Подземная канальная
JS.22	уз.2 г Школьный	-10,20	5,225		
уз.24	бр.д.16	36,27	0,1	0,08	Подземная канальная
тк12	тк11	99,11	0,5	0,5	Подземная канальная
тк12	тк10	106,51	0,5	0,5	Подземная канальная
тк10	тк9	15,28	0,2	0,2	Подземная канальная
тк9	уз.26	4,97	0,1	0,1	Подземная канальная
26	пр-зд. Строи-	E0.04	0.1	0.00	По
уз.26	телей д.8	58,24	0,1	0,08	Подземная канальная

Наименование начала участка	Наименова- ние конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающего трубопрово- да, м	Внутренний диаметр об- ратного тру- бопровода, м	Вид прокладки теп- ловой сети
тк9	тк191	105,49	0,08	0,08	Подземная канальная
тк191	тк8	89,77	0,2	0,2	Подземная канальная
тк191	уз.27	113,6	0,2	0,2	Подземная канальная
уз.27	уз.28	51,95	0,2	0,2	Подвальная
y3.28	y3.103	28,21	0,08	0,08	Подвальная
,	Институтский	,	,	,	
уз.103	пр.д.13	50,58	0,08	0,08	Подземная канальная
уз.28	тк189	84,39	0,15	0,15	Подземная канальная
тк189	Институтский пр.д.11	14,9	0,08	0,08	Подземная канальная
100	Институтский	122.00	0.1	0.00	
тк189	пр. д.9	122,09	0,1	0,08	Подземная канальная
тк8	тк192	73,48	0,2	0,2	Подземная канальная
тк192	тк193	102,61	0,2	0,2	Подземная канальная
тк193	тк194	101,18	0,2	0,2	Подземная канальная
тк194	МДОУ Радуга	59,66	0,1	0,1	Подземная канальная
тк192	МОУ д/с Лада	81,53	0,08	0,08	Подземная канальная
тк15	тк15а	174,46	0,25	0,25	Подземная канальная
тк15а	тк15в	22,46	0,25	0,25	Подземная канальная
тк15в	тк15Б	71,09	0,25	0,25	Подземная канальная
1.50	МОУ д/с Сказ-	75.54	0.25	0.25	-
тк15Б	ка	75,54	0,25 0,5	0,25	Подземная канальная
тк15 тк16	тк16	99,57	0,5	0,5	Подземная канальная
	тк16а	15,17			Подземная канальная
тк16а	тк17	116,17	0,5	0,5	Подземная канальная
тк17 тк18	уз.75 тк202	31,32	0,5 0,15	0,5 0,15	Подземная канальная
TK16	Тк202 Институтский	65,53	0,13	0,13	Подземная канальная
тк202	пр.д.3	47,9	0,125	0,125	Подземная канальная
тк202	ул.Центральна я д.18	61,04	0,125	0,125	Подземная канальная
тк18	тк19	136,1	0,5	0,5	Подземная канальная
тк19	тк46	74,25	0,25	0,25	Подземная канальная
тк46	тк46а	203,85	0,25	0,25	Подземная канальная
тк46а	тк47	50,66	0,25	0,25	Подземная канальная
тк47		32,57	0,25	0,25	Подземная канальная
	уз.29	97,17	0,15	0,15	Подземная канальная
y3.29	тк49	120,34	0,15	0,15	Подвальная
уз.77	тк48	88,9	0,1	0,1	Подземная канальная
тк48	ул.Центральна я д.20	30,56	0,1	0,1	Подземная канальная
тк46	тк46б	38,35	0,1	0,1	Подземная канальная
тк46б	рынок	21,22	0,1	0,1	Подземная канальная
тк19	тк20	263,65	0,5	0,5	Подземная канальная
тк20	тк21	234,81	0,5	0,5	Подземная канальная
тк21	тк66	185,08	0,4	0,4	Подземная канальная
тк66	y3.30	21,54	0,4	0,4	Подземная канальная
y3.106	y3.31	65,97	0,15	0,15	Подземная канальная
y3.31	y3.32	82,27	0,15	0,15	Подвальная
y3.32	y3.33	24,62	0,15	0,15	Подземная канальная
y3.33	y3.34	77,99	0,15	0,15	Подвальная
y3.34	y3.35 y3.36	44,84 74,99	0,15 0,15	0,15 0,15	Подземная канальная
y3.35	уз. 36 ул. Центральна	14,77	0,13	0,13	Подвальная
уз.36	я д.2	33,27	0,1	0,1	Подземная канальная

Наименование начала участка	Наименова- ние конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающего трубопрово- да, м	Внутренний диаметр об- ратного тру- бопровода, м	Вид прокладки теп- ловой сети
уз.35	ул.Центральна я д.4.	12,73	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.33	ул.Центральна д.6	7,39	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.31	ул.Центральна я д.8	5,46	0,08	0,08	Подземная канальная
y3.30	ЦТП2	5,76	0,4	0,4	Подземная канальная
	ул.Центральна	-,,,,	-, -	•, :	
уз.37	я д.4в	81,96	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.37	уз.106	46,97	0,15	0,15	Подземная канальная
уз.37	уз.38	40,48	0,15	0,15	Подземная канальная
уз.38	уз.39	72,84	0,15	0,15	Подвальная
уз.39	уз.40	23,36	0,15	0,15	Подземная канальная
уз.40	уз.41	100,3	0,15	0,15	Подвальная
уз.41	тк69	55,31	0,15	0,15	Подземная канальная
тк69	Школьный бульвар 1а	23,26	0,1	0,1	Подземная канальная
тк69	Школьный бр 1б	35,05	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.38	Школьный бульвар д.7	6,05	0,1	0,1	Подземная канальная
rn 40	Школьный	5.60	0.1	0.1	Потроличая момочи мая
y3.40	бульвар д.5	5,62 54,01	0,1 0,15	0,1 0,15	Подземная канальная
уз.37	уз.84 МДОУ Росин-	34,01	0,13	0,13	Подземная канальная
уз.42	ка	91,63	0,1	0,1	Подземная канальная
y3.79	y3.83	59,95	0,15	0,1	Подземная канальная
<u> </u>	<u>Школьный</u>	37,75	0,13	0,1	тодосиная канальная
уз.42	бульвар д3	78,44	0,1	0,1	Подземная канальная
тк21	тк22	91,59	0,4	0,4	Подземная канальная
тк22	тк23	67,79	0,4	0,4	Подземная канальная
тк23	тк24(25)	135,45	0,4	0,4	Подземная канальная
тк24(25)	тк26	64,6	0,15	0,15	Подземная канальная
тк26	тк27	21,11	0,15	0,15	Подземная канальная
тк27	КНС	25,63	0,08	0,08	Подземная канальная
тк26	ДНС	14,88	0,032	0,032	Подземная канальная
тк24(25)	тк25а	177,42	0,4	0,4	Подземная канальная
тк25а	тк28	47,54	0,4	0,4	Подземная канальная
20	ул. Береговая	101.00	0.00	0.00	П
тк28	16	101,98	0,08	0,08	Подземная канальная
тк28	тк29	95,06	0,4	0,4	Подземная канальная
тк29	ул. Береговая 18	75,77	0,08	0,08	Подземная канальная
тк29	тк29а	155,13	0,08	0,08	Подземная канальная
тк29а	y3.43	23,55	0,08	0,08	Подземная канальная
1K27a	ул. Береговая	23,33	0,08	0,00	110дземная канальная
уз.43	20	81,43	0,08	0,08	Подземная канальная
42	ул. Береговая 22 ТСЖ Заре-	20.05	0.00	0.00	
y3.43	чье	38,06	0,08	0,08	Подземная канальная
уз.43	y3.44	75,57	0,08	0,08	Подземная канальная
y3.44	ул. Береговая 20a	38,56	0,08	0,08	Подземная канальная
	ул. Береговая 18а ТСЖ Заре-				
уз.44	чье	36,63	0,08	0,08	Подземная канальная 214

Наименование начала участка	Наименова- ние конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающего трубопрово- да, м	Внутренний диаметр об- ратного тру- бопровода, м	Вид прокладки теп- ловой сети
тк79		120,2	0,1	0,1	Подземная канальная
тк81	тк82	64,68	0,1	0,1	Подземная канальная
тк83	ВЗС	97,06	0,1	0,1	Подземная канальная
тк29а	тк30	163,97	0,4	0,4	Подземная канальная
тк30		83,86	0,08	0,08	Подземная канальная
тк30	уз.30.5	97,76	0,08	0,08	Подземная канальная
тк30	тк30а	138,12	0,4	0,4	Подземная канальная
тк30а	тк30б	76,6	0,25	0,25	Подземная канальная
тк30б	тк30в	137,04	0,25	0,25	Подземная канальная
тк30в	уз.81	515,47	0,25	0,25	Подземная канальная
тк31	тк32	18,67	0,3	0,3	Подземная канальная
тк32	тк33а	16,61	0,3	0,3	Подземная канальная
тк33а	тк43	126,37	0,25	0,25	Подземная канальная
тк44	тк44а	67,3	0,25	0,25	Подземная канальная
тк44а	тк44б	25,77	0,25	0,25	Подземная канальная
тк44б	тк35	18,23	0,25	0,25	Подземная канальная
тк35	тк36	46,54	0,25	0,25	Подземная канальная
тк36	тк37	85,18	0,25	0,25	Подземная канальная
тк37	тк38гл-2м	33,66	0,08	0,08	Подземная канальная
тк38гл-2м	тк39гл-1.9м	38,66	0,08	0,08	Подземная канальная
тк39гл-1.9м	БГХ	85,62	0,08	0,08	Подземная канальная
тк37	DI A	66,95	0,25	0,25	Подземная канальная
TR3 /	уз.45	7,33	0,25	0,25	Подземная канальная
уз.45	ys.+3	7,33	0,25	0,25	Подземная канальная
y3.45	РСБ	35,49	0,23	0,08	Подземная канальная
ys.+3	тк41	36,54	0,08	0,25	Подземная канальная
тк41	тк45	102,48	0,25	0,25	Подземная канальная
тк45	тк42	244,97	0,25	0,25	Подземная канальная
тк33а	y3.82	132,48	0,25	0,23	Подземная канальная
	ул. Комму- нальная 9 об-				
тк203	щежитие	64,12	0,1	0,1	Подземная канальная
тк203	тк204	154,64	0,25	0,25	Подземная канальная
тк204	тк204а ул. Комму-	64	0,125	0,125	Подземная канальная
тк204а	нальная д.3	17,93	0,1	0,1	Подземная канальная
тк204	тк205	97,74	0,25	0,25	Подземная канальная
тк205	тк207	157,85	0,1	0,1	Подземная канальная
тк207 тк207а	тк207а ул. Комму- нальная д.1	25,96 251,61	0,1	0,1	Подземная канальная Подземная канальная
тк207а	Энегослужба	263,73	0,05	0,05	Подземная канальная
y3.47	тк1А	16,31	0,03	0,6	Подземная канальная
уз. 4 7 тк95	тк96	17,24	0,4	0,4	Подземная канальная
тк2	тк97	313,83	0,4	0,4	Подземная канальная
тк97	тк98	188,9	0,4	0,4	Подземная канальная
тк98	тк98а	224,76	0,4	0,4	Подземная канальная
тк95	тк95а	11,08	0,15	0,15	Подземная канальная
тк95а	тк106	43,7	0,15	0,15	Подземная канальная
18734		43,7	0,13		
тк106	пожарная часть	46 96	0.08	0.08	Подземная канапьная
тк106 тк106	часть	46,96 234,96	0,08 0.15	0,08	Подземная канальная
тк106	часть тк107	234,96	0,15	0,15	Подземная канальная
	часть			,	

Наименование начала участка	Наименова- ние конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающего трубопрово- да, м	Внутренний диаметр об- ратного тру- бопровода, м	Вид прокладки теп- ловой сети
	Очистные со-				
тк110	оружения	105,79	0,15	0,15	Подземная канальная
уз.47	тк95	122,31	0,4	0,4	Надземная
тк82	тк83	442,12	0,1	0,1	Подземная канальная
тк58Б	тк58	116,31	0,4	0,4	Подземная канальная
тк59	тк59А	39,05	0,2	0,2	Подземная канальная
тк59А	РСУ УЭ	39,02	0,05	0,05	Подземная канальная
тк59А	уз.107	7,65	0,2	0,2	Подземная канальная
y3105	ул. Первая д.9	12,25	0,05	0,05	Подземная канальная
y3105	y3.48	52,67	0,15	0,15	Подземная канальная
y3.48	y3.49	61,85	0,15	0,15	Подземная канальная
y3.49	тк157	34,65	0,315	0,15	Подземная канальная
тк157	тк158	40,93	0,1	0,1	Подземная канальная
тк158	тк159	45,35	0,1	0,1	Подземная канальная
тк159	ул. Первая д.1	18,24	0,08	0,08	Подземная канальная
y3.48	ул. Первая д.7	17,04	0,08	0,08	Подземная канальная
y3.49	ул. Первая д.5	16,77	0,08	0,08	Подземная канальная
тк157	ул. Первая д.3	57,97	0,08	0,08	Подземная канальная
тк158	тк160	77,78	0,08	0,08	Подземная канальная
тк160	ул. Первая д.2	49,24	0,08	0,08	Подземная канальная
уз.87	ТК 117гвс	134,4	0,15	0,15	Подземная канальная
TI/ 117	ул. Первая	10.0	0.04	0.04	Потольного потольного
ТК 117гвс ТК 117гвс	д.11гвс	19,9	0,04 0,15	0,04 0,15	Подземная канальная
TK TT/TBC	тк118гвс	82,53	0,15	0,15	Подземная канальная
тк118гвс	ул. Первая д.13гвс	59 22	0,04	0,04	Подрожинов комоди нов
тк118гвс	тк119гвс	58,32 33,22	0,04	0,08	Подземная канальная Подземная канальная
IKITOIBC	ул. Первая	33,22	0,1	0,08	Подземная канальная
тк119гвс	д.15гвс	18,36	0,04	0,04	Подземная канальная
тк119гвс	тк125гвс	70,56	0,1	0,08	Подземная канальная
тк125гвс	тк135гвс	90,92	0,125	0,125	Подземная канальная
IRIZOIDO	ул. Первая	70,72	0,123	0,120	тодосинал каналынал
тк135гвс	д. 19/1гвс	32,49	0,04	0,04	Подземная канальная
тк135гвс	тк136гвс	43,01	0,125	0,125	Подземная канальная
тк136гвс	тк145гвс	34,61	0,08	0,05	Подземная канальная
	ул. Третья д.9	,	,	,	, ,
тк145гвс	ГВС	39,15	0,04	0,032	Подземная канальная
тк145гвс	уз.50	28,51	0,08	0,05	Подземная канальная
	ул. Первая д.21				
уз.50	ГВС	19,99	0,05	0,05	Подземная канальная
	ул. Третья д.10				
уз.50	ГВС	35,13	0,04	0,04	Подземная канальная
тк145	тк148гвс	82,35	0,05	0,04	Подземная канальная
	ул. Третья д.11				
тк148гвс	ГВС	66,92	0,04	0,04	Подземная канальная
	ул.Третьяд.8гв				
тк148гвс	c	30,52	0,04	0,04	Подземная канальная
тк148гвс	ул. Третья д.12	37,21	0,04	0,04	Подземная канальная
тк136гвс	тк137гвс	44,06	0,08	0,08	Подземная канальная
тк137гвс	ул. Третья д.2	28,62	0,04	0,04	Подземная канальная
тк137гвс	тк138гвс	81,1	0,08	0,08	Подземная канальная
120	ул. Третья	20.20	0.05	0.05	П
тк138гвс	д.3гвс	28,39	0,05	0,05	Подземная канальная
тк138гвс	тк139гвс	64,42	0,08	0,08	Подземная канальная
тк139гвс	ул. Третья	51,19	0,05	0,05	Подземная канальная

Наименование начала участка	Наименова- ние конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м		Вид прокладки теп- ловой сети
	д.4гвс				
тк139гвс	тк140гвс	49,12	0,08	0,08	Подземная канальная
тк140гвс	ул. Третья д.5гвс	51,71	0,04	0,04	Подземная канальная
тк125гвс	уз.51	22,33	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.51	ул. Первая д.17/1гвс	62,9	0,05	0,04	Подземная канальная
y3.51	уз.52	145,26	0,1	0,1	Подземная канальная
y3.52	ул. Первая д.16гвс	51,89	0,05	0,04	Подземная канальная
50	ул. Первая д.18	<i>57</i> .0	0.00	0.00	П
y3.52	ГВС	57,8	0,08	0,08	Подземная канальная
y3.53	уз.9 тк62	60,63	0,1	0,1	Подземная канальная
тк61	-	41,45	0,4	0,4	Подземная канальная
тк62	ул. Первая д.22	43,52	0,08	0,08	Подземная канальная
тк62	ул. Первая д.23	24,35	0,08	0,08	Подземная канальная
тк62	тк63	91,54	0,4	0,4	Подземная канальная
тк63	тк63а	8,72	0,08	0,08	Подземная канальная
тк63а	ул. Первая д.25	48,94	0,08	0,08	Подземная канальная
тк63а	ул. Первая д.24	19,32	0,08	0,08	Подземная канальная
тк63	тк64 Школьный	129,94	0,4	0,4	Подземная канальная
тк64	бр.д.9	49,75	0,08	0,08	Подземная канальная
тк64	тк200	152,67	0,2	0,2	Подземная канальная
тк200	уз.54	13,73	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.54	уз.55	42,81	0,1	0,1	Подвальная
уз.55	уз.56	48,44	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.56	y3.57	41,17	0,1	0,1	Подвальная
y3.57	уз.58 Институтский	53,53	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.58	пр.д.6	11,04	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.57	уз.59	18,43	0,04	0,04	Подвальная
	Школьный				
уз.59	бульвар 5а	31,65	0,04	0,04	Подземная канальная
тк200	тк201	86,27	0,15	0,15	Подземная канальная
тк201	уз.60	15,26	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.60	уз.61	39,65	0,1	0,1	Подвальная
уз.61	уз.62	49,46	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.62	уз.63 Институтский	41,13	0,1	0,1	Подвальная
уз.63	пр.д.4	52,33	0,1	0,1	Подземная канальная
тк201	уз.64	108,37	0,15	0,15	Подземная канальная
уз.64	уз.65	39,56	0,1	0,1	Подвальная
уз.65	уз.66	49,01	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.66	уз.67	40,98	0,1	0,1	Подвальная
уз.67	Институтский пр.д.2	52,16	0,1	0,1	Подземная канальная
y3.54	школьный бульвар д.11	6,28	0,1	0,1	Подземная канальная
y3.56	Школьный бульвар д.13	5,45	0,1	0,1	Подземная канальная
y3.60	Центральная 10a	5,43	0,1	0,1	Подвальная
Jana	ул. Централь-	,	~,-	~,-	
уз.62	ная д.12А	7,23	0,1	0,1	Подвальная

Наименование начала участка	Наименова- ние конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающего трубопрово- да, м	Внутренний диаметр об- ратного тру- бопровода, м	Вид прокладки теп- ловой сети
	ул. Централь-				_
уз.64	ная д.10	6,07	0,1	0,1	Подвальная
	ул. Централь-				
уз.66	ная д.12	6,21	0,1	0,1	Подвальная
тк64	уз.30	184,56	0,4	0,4	Подземная канальная
уз.68	уз.14	13,13	0,2	0,2	Подземная канальная
уз.14	пр-зд. Строи-	6,55	0,1	0,1	Подземная канальная
vn 16	пр-зд Строите- лей д.6	6.20	0.1	0.1	Подвальная
уз.16 уз.69	леи д.о тк188	6,29 37,65	0,1 0,2	0,1 0,2	Подземная канальная
уз.09 тк188	тк189	19,55	0,2	0,2	
тк189	тк190	23,32	0,2	0,2	Подземная канальная
18109		23,32	0,2	0,2	Подземная канальная
уз.22	пр-зд. Строи- телей д.4	6,91	0,1	0,1	Подземная канальная
y3.22 y3.19	ул. Лесная д.5	11,3	0,1	0,1	Подземная канальная
y3.19 y3.26	ул. Лесная д.7	8,76	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.20 тк10	тк8	29,09	0,5	0,5	Подземная канальная
тк5(3)	тк6	418,27	0,5	0,5	Надземная
тк6	тк8	715,33	0,5	0,5	Надземная
тк193	тк193а	55,56	0,04	0,04	Подземная канальная
18173	ул. Лесная 9а	33,30	0,04	0,04	110Дземная канальная
тк193а	полиция	7,23	0,04	0,04	Подземная канальная
22	Школьный б.р	91.02	0.125	0.00	Потольного голого то то т
y3.23	д.18	81,92	0,125	0,08	Подземная канальная
y3.72	y3.73 y3.74	98,75 113,37	0,1 0,1	0,1 0,1	Подземная канальная
уз.73	•	113,37	0,1	0,1	Подземная канальная
vn 74	Школьный бр. д.16 гвс	54,03	0,08	0,07	Подземная канальная
уз.74	Д. ТО ТВС Школьный	34,03	0,08	0,07	Подземная канальная
y3.72	бр.д.18гвс	87,12	0,08	0,08	Подземная канальная
ys.12	Школьный б-р	67,12	0,08	0,00	110Дземная канальная
уз.73	д.14 гвс	11,24	0,1	0,1	Подземная канальная
ys.75	Школьный б-р	11,24	0,1	0,1	110дземная канальная
уз.25	д.14	18,02	0,1	0,1	Подземная канальная
y3.75	тк18	209,39	0,5	0,5	Подземная канальная
<u>уз.73</u> ЦТПЗ	y3.77	10,23	0,25	0,25	Подземная канальная
уз.76	y3.77	73,43	0,15	0,125	Подземная канальная
y3.76	тк48гвс	84,61	0,13	0,08	Подземная канальная
y3.78	тк49гвс	126,9	0,15	0,125	Подвальная
ys.76	Школьный бр.	120,7	0,13	0,123	ПОДВильния
тк49	дом.19	72,95	0,125	0,125	Подземная канальная
IRTA	Школьный бр.	12,73	0,123	0,123	110Дземная канальная
тк49гвс	дом.19 гвс.	68,96	0,1	0,08	Подземная канальная
1K 1/1 DC	ул. Централь-	30,70	U,1	0,00	TOGOSTITUM RUMUSIDITUM
тк49гвс	ная д.22 гвс	9,73	0,125	0,125	Подземная канальная
тк49	ул. Централь-	0.75	0.15	0.15	Попромира комот че-
TK49	ная д.22	9,75	0,15	0,15	Подземная канальная
тк48гвс	ул. Централь- ная д.20 гвс	30,82	0,1	0,08	Попремира кололи нос
тк48ГВС тк21	ная д.20 гвс	29,63	0,1	0,08	Подземная канальная
<u>тки тки тки тки тки тки тки тки тки тки </u>	y3.37	10,06	0,13	0,15	Подземная канальная
'				·	Подземная канальная
y3.79	тк66гвс	57,77	0,15	0,1	Подземная канальная
тк66гвс	y3.80	65,77	0,08	0,08	Подземная канальная
тк66гвс	ул. Централь-	56,31	0,08	0,05	Подземная канальная

Наименование начала участка	Наименова- ние конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающего трубопрово- да, м	Внутренний диаметр об- ратного тру- бопровода, м	Вид прокладки теп- ловой сети
	ная д.4в гвс				
уз.81	тк31	7,8	0,25	0,25	Подземная канальная
уз.82	тк203	11,15	0,2	0,2	Подземная канальная
тк43	тк44	86,69	0,25	0,25	Подземная канальная
тк96	тк2	23,7	0,4	0,4	Подземная канальная
тк98а	уз.46	553,01	0,15	0,15	Подземная канальная
тк68гвс	МДОУ Росин- ка гвс	93,23	0,08	0,05	Подземная канальная
тк68гвс	ул. Централь- ная д.4а гвс Школьный	90,21	0,08	0,05	Подземная канальная
тк68гвс	бульвар д.3гвс	84,24	0,08	0,05	Подземная канальная
уз.83	уз.85	20,12	0,15	0,03	Подвальная
y3.83 y3.84	y3.86	26,09	0,15	0,15	Подвальная
ys.0 1	ул. Централь-	20,07	0,13	0,13	канацадын
уз.42	ул. централь-	86,6	0,1	0,1	Подземная канальная
y3.42 y3.86	уз.42	12,52	0,15	0,15	Подземная канальная
•	ул. Централь-		,	,	
уз.80	ная д.8 гвс	18,51	0,08	0,08	Подземная канальная
уз.87	уз.88	36,45	0,15	0,15	Подземная канальная
00	ул. Первая д.7		0.05	0.05	
уз.88	ГВС	14,45	0,05	0,05	Подземная канальная
уз.88	уз.89	61,05	0,15	0,15	Подземная канальная
00	ул. Первая	16.00	0.05	0.05	
уз.89	д.5гвс	16,88	0,05	0,05	Подземная канальная
уз.89	тк157гвс	34,09	0,15	0,15	Подземная канальная
тк157гвс	ул. Первая д.3гвс	80,08	0,05	0,05	Подземная канальная
тк157гвс	тк158гвс	52,99	0,1	0,1	Подземная канальная
тк158гвс	тк159гвс	32,58	0,1	0,1	Подземная канальная
тк158гвс	тк160гвс	76,52	0,08	0,08	Подземная канальная
тк160гвс	ул. Перваяд.2	45,89	0,05	0,05	Подземная канальная
тк159гвс	ул. Первая д.2гвс	21,69	0,05	0,05	Подземная канальная
тк125гвс	тк126гвс	46,72	0,08	0,08	Подземная канальная
тк126гвс	ул. Вторая д.2гвс	36,44	0,4	0,4	Подземная канальная
тк126гвс	тк125гвс	76,77	0,08	0,08	Подземная канальная
тк125гвс	ул. Вторая д.3	38,21	0,032	0,032	Подземная канальная
тк125гвс	тк128гвс	62,68	0,08	0,08	Подземная канальная
	ул. Вторая	,	- ,	- ,	, ,
тк128гвс	д.3гвс	27,33	0,04	0,04	Подземная канальная
тк128гвс	тк129гвс	44,62	0,08	0,08	Подземная канальная
тк129гвс	ул. Вторая д.5гвс	28,86	0,04	0,04	Подземная канальная
уз.79	уз.90	75,84	0,08	0,07	Подземная канальная
y3.90	y3.91	84,68	0,08	0,07	Подвальная
y3.91	y3.95	24,82	0,08	0,07	Подземная канальная
y3.71	Школьный	27,02	0,00	0,07	110дэсмнал каналыная
	бульвар д. 1а	22.55	0.00	0.07	
тк69гвс	ГВС	22,55	0,08	0,07	Подземная канальная
уз.37	уз.92	39,45	0,05	0,05	Подземная канальная
тк69гвс	Школьный бр.д1б гвс	55,84	0,08	0,07	Подземная канальная

Наименование начала участка	Наименова- ние конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающего трубопрово- да, м	Внутренний диаметр об- ратного тру- бопровода, м	Вид прокладки теп- ловой сети
уз.92	уз.93	84,34	0,05	0,05	Подвальная
уз.93	уз.94	22,8	0,05	0,05	Подземная канальная
y3.94	уз.96	100,58	0,05	0,05	Подвальная
уз.95	уз.97	100,8	0,08	0,07	Подвальная
уз.96	тк69вент	53,68	0,05	0,05	Подземная канальная
уз.97	тк69гвс	53,97	0,08	0,07	Подземная канальная
уз.80	уз.98	80,23	0,15	0,1	Подвальная
уз.98	уз.99	18,74	0,15	0,1	Подземная канальная
уз.99	уз.100	76,37	0,15	0,1	Подземная канальная
уз.100	уз.101	44,49	0,15	0,1	Подземная канальная
уз.101	уз.102	74,88	0,15	0,1	Подвальная
уз.102	ул. Централь- ная д.2 гвс ул. Централь-	26,97	0,15	0,1	Подземная канальная
уз.101	ная д.4 гвс ул. Централь-	5,94	0,08	0,07	Подземная канальная
уз.99	ная д.6	16,67	0,08	0,07	Подземная канальная
уз.90	Школьный бульвар д.7гвс	9,21	0,08	0,07	Подземная канальная
уз.95	Школьный бульвар д.5гвс	6,46	0,08	0,07	Подземная канальная
тк68гвс	ул. Централь- ная д.4б гвс	25,12	0,08	0,05	Подземная канальная
уз.42	ул. Централь- ная д.4б	22,12	0,1	0,1	Подземная канальная
уз.85	тк68гвс	20,52	0,15	0,1	Подземная канальная
уз.28	ул. Лесная д.4а	5,97	0,08	0,08	Подземная канальная
тк192	Лесная д.11 ТСЖ	40,66	0,08	0,08	Подземная канальная
тк194	ул. Лесная д. 2	128,11	0,1	0,1	Подземная канальная
тк186	Институтский пр.7а поликл. Школьный	82,38	0,08	0,08	Подземная канальная
тк16а	бульвар д.12	36,89	0,08	0,08	Подземная канальная
тк2	ООО "Хатбер-	78,25	0,2	0,2	Подземная канальная
тк77	ИФТТ РАН	147,14	0,2	0,2	Подземная канальная
тк90	ИСМАН РАН	121,02	0,2	0,2	Подземная канальная
тк26	ИЭМ РАН ул.Центральна яд.1	24,81 32,88	0,1	0,1	Подземная канальная Подземная канальная
тк191	Больница НЦЧ РАН	66,29	0,1	0,1	Подземная канальная
тк140	СОШ Веста	64,47	0,08	0,08	Подземная канальная
тк12	МОУ СОШ 75	96,73	0,1	0,1	Подземная канальная
y3.104	y3.1	43,44	0,1	0,1	Подземная канальная
y3.104	ул. Третья д.7	20,77	0,032	0,032	Подземная канальная
•	ул.Первая д.9				
y3.87	ГВС	16,89	0,04	0,04	Подземная канальная
тк42	Автобаза	34,91	0,08	0,08	Подземная канальная
ЦТП1 yз.107	уз105 ЦТП1	7,94	0,2 0,2	0,2 0,2	Подземная канальная
	ЦТП1гвс	7,73 9,65	0,125	0,125	Подземная канальная Подземная канальная
уз.107 ЦТП1гвс	уз.87	7,23	0,125	0,125	Подземная канальная
уз.30	уз.87 ЦТП2гвс	6,57	0,123	0,123	Подземная канальная
ys.50	Ц11121ВС	0,57	0,13	0,13	канацаная каниэсцогг

Наименование начала участка	Наименова- ние конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающего трубопрово- да, м	Внутренний диаметр об- ратного тру- бопровода, м	Вид прокладки теп- ловой сети
ЦТП2гвс	уз.79	7,37	0,15	0,15	Подземная канальная
	ЦТП3	6,06	0,25	0,25	Подземная канальная
уз.30.1	уз.30.2	68,13	0,08	0,08	Подземная бесканаль- ная
y3.30.2	ул. Заречная д.4	4,55	0,08	0,08	Подвальная
уз.30.2	уз.30.3	36,79	0,08	0,08	Подземная канальная
y3.30.3	ул. Заречная д.5	6,6	0,08	0,08	Подвальная
уз.30.5	Ул солнечная 2	6,07	0,08	0,08	Подвальная
тк30а	уз.30.1 Ул. Заречная	83,67	0,08	0,08	Подземная канальная
уз.30.1	д.1	5,27	0,08	0,08	Подвальная
уз.30.5	уз.30.4	155,45	0,08	0,08	Подземная канальная
уз.30.4	уз.30.3	45,21	0,08	0,08	Подземная бесканаль- ная
тк30а	ул. Заречная д.2	79,35	0,08	0,08	Подземная канальная
	тк81	141,45	0,1	0,1	Подвальная
тк194	тк194.1	123	0,2	0,2	Подземная канальная

Пьезометрические графики

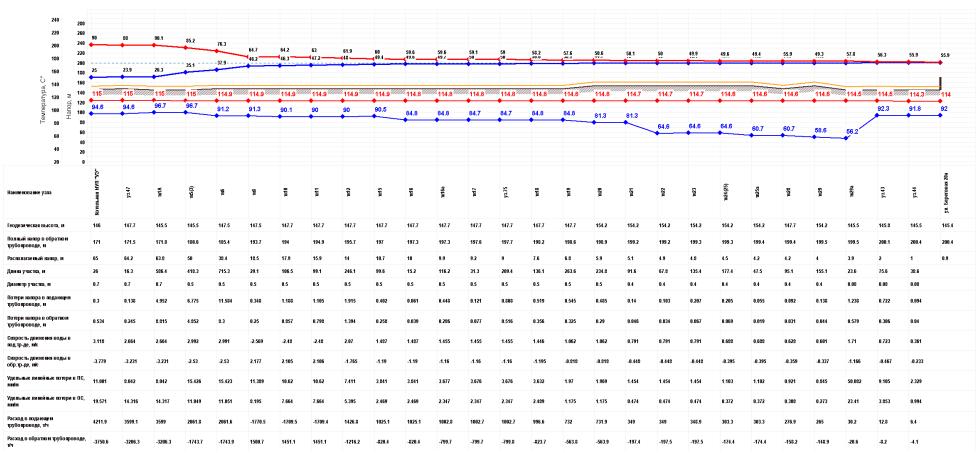


Рисунок 30 Котельная "Центральная"

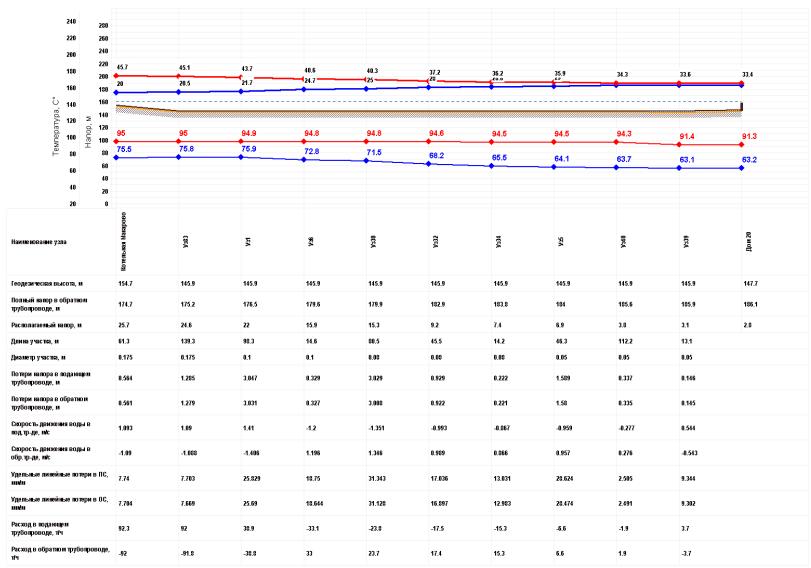


Рисунок 31 Котельная с. Макарово

Схемы ЦТП \$108x4 Условные обозначения: **→№**1— Кран шаровой муфтовый — Переход диаметров Клапан регулир. прямого действ. Таблица стборных устройств КИПиА - Фланцевое соединение Клапан регулир. с эл. приводом 386.08-TM Клапан регулир. 3-х ходовой НЦ РАН г. Черноголовка, Ногинского р-на, Московской обл. Пересечение труб-ов отсут. -Южи- Запорная арматура **→** Клапан обратный Централ пункт : - Фильтр сетчатый

Рисунок 32 Схема ЦТП №1

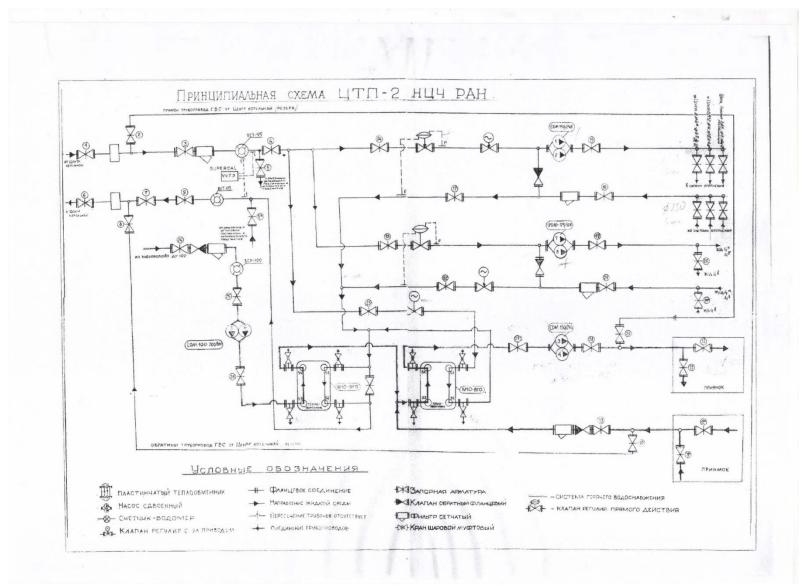


Рисунок 33 Схема ЦТП №2

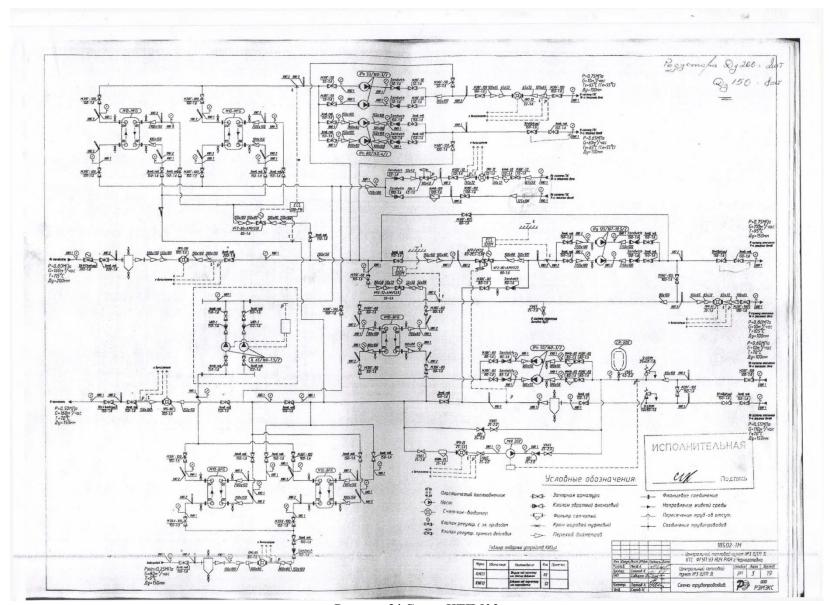


Рисунок 34 Схема ЦТП №3

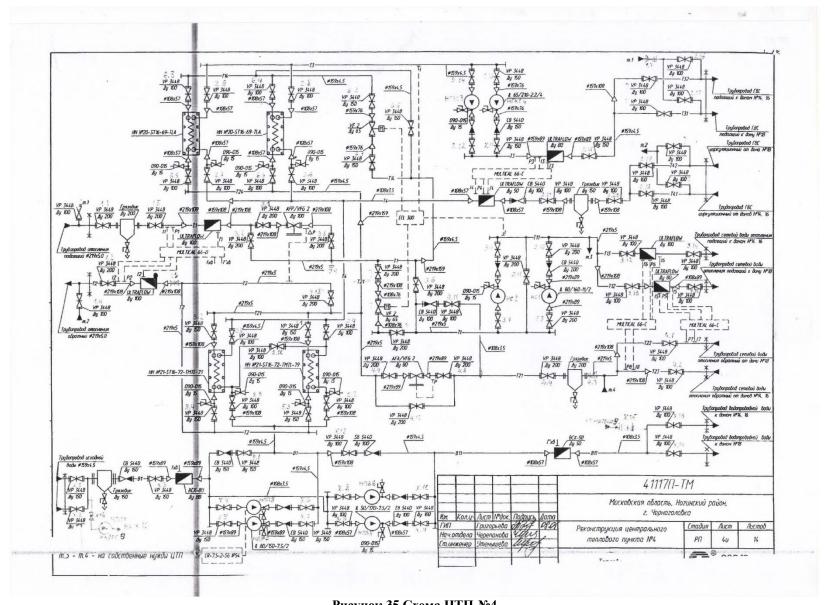


Рисунок 35 Схема ЦТП №4

Расчет обоснование технологической брони газопотребления

Расчет-оооснование технологической брони газопотр	ебления	Kolucel
ONTHER MILE	Hemiya	Tammi-
Hy & PHH" 1 Upuoro 6 Ka	Mucous	V
Y Company of the Comp		,
2. Директивный орган <i>ММИЗКО ИОМИКИ РОО</i> наименование, номер, дата, установленный вид т	COULL N B	E-110/25-14
om 19.03.1993 com: roj: pejepb-	monora	roui mossy
3. Фактический топливный режим <u>КОМ : VQJ ; plff</u>	ob-me	UT.
4. Мощность и состояние резервного топливного хозяйства (РТ: <i>Lunoumu по 450 м</i> ³ количество и размер емкостей, тип (наземные или п	0	ynogzemm
	ранспортом.	Lucalanua
б. Подготовленность оборудования к работе на резервном топли 1011 година В Полом В В В В В В В В В В В В В В В В В В В	иве (РТ) <u>ДОУ</u>	rysvounce
7. Наличие жидкого топлива 396 тн на " 17 " . Время перевода на РТ 2 час.	annem	200 <u>6</u> r
. Лимит газа на IV кв. 2006 г. <u>13,3494</u> млн. м ³ , в т.ч. сре	еднесуточный	145 Thic. M ³
0. В зимнее время на РТ работают (при t = -10 ° C) <u>/k ///</u>		0 - 108 HOW/z
1. Количество суток работы на РТ: <u>ММ МОШОМ</u> 3 2 × 750 × 0, 85 = 12,7574 9183 × 24× 0.82 = 102,5 × 1	lenami	enuu
1275: 1925 = 60u	rigi	
yn grekmureeran fenamer	uui	
2. Необходимое количество суток работы на РТ по СНиП II-3.	5-76:	5 суток
3. Расчет расхода газа на технологические нужды <u>расх</u> МУХИОЛО ШПЕСКИЕ НУМЕРОГ Р	ion	rojo no
		тыс. м³/сутки
4. Технологическая броня газопотребления	. м ³ /сутки	
5. Расход газа на отопление объектов социальной сферы 116	PA)	

Рисунок 36 Расчет обоснование технологической брони газопотребления

Коммерческие предложения



656031, Алтанский край, г. Барнаул, ул. Н. Крупской, д. 173А тел./факс: 8 (3852) 500-997, 500-988, 500-994 e-mailt, info@bzeo,ru, web; www.bzeo.ru

ИНН/КПП 2221125058/222101001 Р/с 40702810702140144500 в Отделение № 8644 ОАО Сбербанка Россият. Бармаул, БИК 040173804 и/с 3010181020000000604

" 12 "	10	20 <u>16</u> г.Исх. №	270/16	ООО «ГБЭС-энерго	
На№		от" "			

Уважаемые господа!

ООО «Барнаульский завод энергетического оборудования» изучив предоставленный запрос готово осуществить поставку котла ПТВМ-120-150 на следующих условиях:

№ п/ п	Наименование оборудования	Цена, руб. с НДС18% за 1 к-т	Кол- во	Стоимость, руб. с НДС18%	Срок изготовления, дней
1.	Котел ПТВМ-120-150 (Комплектация согласно Приложения №1) блочная поставка	31 426 000,00	1	31 426 000,00	120-150
	Итого стоимость оборудования			31 426 000,00	

Итого, стоимость котла ПТВМ-120-150 в комплектации (согласно Приложений №1) составляет 31 426 000 (тридцать миллионов четыреста двадцать шесть тысяч) ,00 рублей с учетом НДС 18%.

Приложение 1: Комплектность поставки котла – 1 лист.

/Директор зұлду Белявцев А.Г.

Исп. Мартынов А.Ю. м.тел. 8-923-720-00-77 тел. (3852) 500-997 500-994 mnv@bzeo.ru

www.bzeo.ru

Производство - Поставки - Монтаж

к письму № 270/16 от 12.10.16г.

Комплектность поставки котла КВ-ГМ-209-150

№ п/п	Наименование	Количество	Поставка
1.	Табличка фирменная	1 шт.	Поставляется в ящике
2.	Холодильник	1 шт.	Поставляется в ящике
3.	Установка дренажных и воздушных трубопроводов	1 комплект	Поставляется в связках
4.	Трубная система	1 комплект	
5.	Бункер золовой	1 комплект	Поставляется щитами в связках
6.	Каркас котла	1 комплект	Поставляется в связках
7.	Площадки и лестницы	1 комплект	Поставляется в связках
8.	Короб воздушный	1 комплект	Поставляется щитами в связках
9.	Детали котла	1 комплект	Поставляется в ящиках
10.	Арматура в пределах котла	1 комплект	Поставляется в ящиках
11.	Комплект КИП	1 комплект	Поставляется в ящиках
12.	Комплект тепловой изоляции и обшивки	1 комплект	Поставляется в ящиках, связках и на поддонах
13.	Установка ГУВ	1 комплект	Поставляется в ящиках
14.	Обмуровка котла	1 комплект	Поставляется на поддонах
15.	Горелки газомазутные	6 шт.	Поставляется на поддонах



ГРУППА КОМПАНИЙ РЭМЭКС ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«РЭМЭКС»

(ООО «РЭМЭКС»)
ИПТМ РАН, г.Черноголовка, Ногинский район,
Московская область, 1424-70
Телліфакс: (49652) 444-58, 444-70
Е-mail: remeks@remeks.ru, www.remeks.ru
ОКПО: 32990435, ОГРН: 1035006103560, ИНН/КПП 5031000955/503101001

№ 918 от 27.10.2016 г.

Ведущему инженеру ООО «ГБЭС-Энерго Анастасии Лобановой

e-mail: lobanova_a.v@gbes.ru

Уважаемая Анастасия!

В ответ на Ваш запрос направляем вам коммерческое предложение по реконструкции ЦТП №1 г. Черноголовка.

Стоимость работ включая оборудование и материалы составит 1634110 рублей 02 копейки (один миллион шестьсот тридцать четыре тысячи сто десять рублей 02 копейки), в т.ч. НДС (18%) 249271 рубль 02 копейки (двести сорок девять тысяч двести семьдесят один рубль 02 копейки).

Условия оплаты - аванс 60%.

Заместитель директора ООО «РЭМЭКС»

Of

Е.С. Титов

исп. Сибирко Александр Евгеньевич тел. 8(49652)4-44-70 доб. 407