Библиотека СОК

О. А. СОТНИКОВА В. Н. МЕЛЬКУМОВ

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Рекомендовано Учебно-методическим объединением вузов РФ по образованию в области строительства в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по специальности 290700 «Теплогазоснабжение и вентиляция» по направлению 653500 «Строительство»



Москва 2009
Издательство Ассоциации строительных вузов

УДК 621.1
ББК 31.38я73
А 225

Рецензенты:
заведующий кафедрой теплогазоснабжения и вентиляции Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова, доктор технических наук, профессор *В.А. Минько*;
проректор Московского государственного строительного университета по учебной работе, заведующий кафедрой отопления и вентиляции, доктор технических наук, профессор *Ю.Я. Кувшинов*.

Сотникова О.А., Мелькумов В.Н.
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ: Учебное пособие. М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2009. – 296 с.

ISBN 978-5-93093-374-X

В учебном пособии рассмотрены вопросы выбора наиболее целесообразного варианта системы теплоснабжения населенных пунктов и жилых массивов по степени централизации системы.

Предназначено для работников научных и проектных организаций, аспирантов и студентов теплоэнергетических специальностей.

ISBN 978-5-93093-374-X

© Издательство АСВ, 2009
© Сотникова О.А.,
Мелькумов В.Н., 2009

ПРЕДИСЛОВИЕ

Сложившаяся к середине 90-х г.г. система теплового хозяйства страны характеризовалась тенденцией последних десятилетий к централизации теплоснабжения (до 80% теплоты). В крупных городах России сформировались и эксплуатируются огромные по масштабам тепловые сети с радиусом теплоснабжения до 30 км и более. При этом Россия по-прежнему остается одной из ведущих энергетических держав мира. Однако эффективность использования первичных источников и преобразованных видов энергии в стране крайне низка. Так, энергоемкость отечественной экономики за последние годы возросла на 46%, выросли затраты энергоресурсов на производство металла (в среднем на 30%). Неудовлетворительное качество централизованного теплоснабжения и явная тенденция к повышению стоимости отпускаемой теплоты привели к развитию в последние годы систем децентрализованного (автономного) теплоснабжения, в том числе с источниками теплоты, работающими на одного потребителя (без тепловых сетей). Такие системы развиваются в России по традиционным схемам и находят применение при отсутствии централизованных систем теплоснабжения. Существенные результаты энергосбережения могут быть получены в процессе строительства новых и реконструкции действующих систем теплоснабжения, при рациональном сочетании использования уже существующих источников и систем централизованного теплоснабжения и источников локального теплоснабжения или даже при полной замене последними действующих централизованных систем.

В учебном пособии приведены результаты проведенного анализа современного состояния экономики топливно-энергетического комплекса страны и структуры действующих систем теплоснабжения. Результаты анализа выявили необходимость рассмотрения систем теплоснабжения как сложных и самостоятельных объектов оптимизации. Рассмотрены системы теплоснабжения и потребители тепловой энергии, дана их классификация, основные принципы проектирования. Приведены расчеты тепловой мощности систем отопления, систем вентиляции, горячего водоснабжения, технологических систем и общей тепловой мощности объекта. Особое внимание уделено новым высокотехнологичным источникам автономного теплоснабжения отечественного и зарубежного производства. Рассматриваются как варианты централизованного теплоснабжения от ТЭЦ или ТЭС и районных котельных, так и децентрализованные и местные системы теплоснабжения, в том числе крышные, а также мобильные котельные для вре-

менного и аварийного теплоснабжения. Рассмотрены экономические аспекты оптимизации проектных вариантов системы теплоснабжения по степени ее централизации, предложены критерии и методика выбора экономически целесообразного варианта. Последовательность формирования вариантов системы теплоснабжения и расчета критерия их выбора реализована в виде приведенной укрупненной блок-схемы алгоритма.

Показано, что оптимальный вариант соответствует минимуму приведенных затрат или максимальному значению чистого дисконтированного дохода за период их расчета. При этом предложенная методика сопровождается конкретными числовыми примерами и выбором наиболее экономически целесообразного из рассматриваемых варианта системы теплоснабжения жилого микрорайона.

Эти сведения в своей совокупности помогут читателю, как полагают авторы, научить студентов квалифицированному выбору надежного, экономичного и безопасного варианта снабжения теплотой жилищно-коммунального сектора экономики страны.

Пособие может быть полезно также специалистам, связанным с исследованием, эксплуатацией и проектированием систем теплоснабжения и обладающим определенными знаниями в области экономики. Приведенные в нем материалы могут представлять интерес для сотрудников научно-исследовательских и проектных организаций теплоэнергетического профиля.

Авторы признательны рецензентам доктору технических наук В.А. Минко и доктору технических наук Ю.Я. Кувшинову, а также кандидату технических наук Б.П. Алпатову, доктору технических наук И.С. Суровцеву, доктору технических наук А.М. Болдыреву и кандидату экономических наук О.А. Куцыгиной за ценные предложения и замечания, высказанные при работе над настоящим изданием.

ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА СТРАНЫ

1.1. Энергетический кризис в России: причины возникновения и основные пути преодоления

Топливно-энергетический комплекс (ТЭК) представляет собой основу народного хозяйства страны. Надежное функционирование топливно-энергетических систем, внедрение новой техники и технологий, передовых научных достижений – необходимые условия для прогрессивного развития государственной экономики.

Кризисное состояние экономики России в последнее десятилетие неразрывно связано с состоянием ТЭК. Топливно-энергетический комплекс представляет собой основу энергетики страны и объединяет отрасли промышленности, которые обеспечивают народное хозяйство топливом и энергией.

За последние годы на предприятиях страны значительно снизились объемы производства при одновременном повышении удельных расходов различных видов энергоресурсов. Низкая энергетическая эффективность признана одной из главных причин энергетического кризиса. В то время как нефтяной кризис 70-х г. повлек резкое снижение энергоемкости валового внутреннего продукта (ВВП) промышленно развитых стран Западной Европы, в Советском Союзе этот показатель стабилизировался или несколько возрос и был на 25% выше энергоемкости США и вдвое выше, чем в передовых странах Европы и в Японии [8]. Россия остается страной с одной из самых энергоемких экономик в мире. Примерно 45% разрыва между показателями энергоемкости СССР и США связано с различной структурой экономики, 35% обусловлено отсталыми технологиями, 20% объяснялось более гибкой системой управления в США. Рост энергоемкости российской экономики предопределен увеличением материало- и энергоемких отраслей (к 1993 г.). Абсолютное сокращение энергопотребления произошло за счет снижения валового национального продукта. Незначительная часть потребляемой электроэнергии идет на нужды населения (11% – бытовой сектор, 8% – сектор услуг, 4% – общественный транспорт), а остальные 77% потребляются отраслями тяжелой промышленности, энергетики, сельского хозяйства.

Действовавшая система хозяйствования в СССР до его распада характеризовалась невосприимчивостью к научно-техническому прогрессу, носила энерго- и ресурсорасточительный характер. Однако в результате распада прежней социально-экономической системы негативные явления не исчезли и даже усилились в последние годы.

В течение периода перехода к рыночным отношениям цены на энергоресурсы оставались заниженными и слабо повлияли на объемы энергопотребления страны: при снижении ВВП на 14 и 20% в 1990 и 1992 гг. потребность в первичных энергоресурсах уменьшилась соответственно на 3 и 5% , а электроэнергии – на 3 и 6%. Производство энергоресурсов в России сократилось за это время на 12%, а пренебрежение энергосбережением не только снизило до критического уровня надежность энергоснабжения всего хозяйства, но и обусловило уменьшение на 25% вывоза энергоресурсов в страны СНГ и другие государства. В условиях общего спада производства энергоемкость народного хозяйства в середине 1993 г. была на 38% выше, чем в 1991 г. Зарождающиеся рыночные механизмы не ускорили, а замедлили процесс внедрения энергосбережения в экономике России.

Данные об интенсивности роста удельных расходов электроэнергии на некоторых металлургических предприятиях России приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Удельные расходы электроэнергии на некоторых металлургических комбинатах [29]

Продукция	Интенсивность роста удельных расходов электроэнергии $(кВт \cdot ч) \cdot 10^{-6}/т/т$ на металлургических комбинатах*					
	1	2	3	4	5	6
Агломерат	1,08	6,93	1,67	11,71	3,23	17,78
Кокс	4,17	5,79	12,96	9,79	15,58	18,75
Чугун	0,21	2,33	1,89	1,98	0,81	0,53
Сталь:						
мартеновская	0,25	2,16	-	3,34	-0,27	2,29
конверторная	-	8,29	2,08	0,72	19,31	-
Прокат	2,49	11,72	3,96	21,13	11,77	-5,90

* 1 – Магнитогорский, 2 – Череповецкий, 3 – Липецкий, 4 – Челябинский, 5 – Нижне-Тагильский, 6 – Новокузнецкий

Интенсивность роста удельных расходов энергетических ресурсов, негативные социально-экономические процессы развития страны в последние годы существования СССР и в период возникновения новых, ориентированных на рыночные, экономических отношений в России характеризуют критическое состояние экономики в целом и топливно-энергетического комплекса в частности.

Учитывая важность эффективного развития ТЭК для успешного функционирования экономической системы страны, проблемы этой отрасли должны быть под особым контролем государства. Теплоснабжение в России, несмотря на признание его самым топливоемким и находящимся в критическом состоянии сегментом топливно-энергетического комплекса страны, было и остается совершенно нескоординированным в силу своей разобщенности. Оно представлено сегодня в виде разрозненных звеньев, не имеющих, в отличие от других отраслей ТЭК, единой технической, структурно-инвестиционной, экономической и организационной политики. В

поле зрения РАО «ЕЭС России» находится теплофикация и централизованное теплоснабжение от АО-энерго. Муниципальные котельные и системы теплоснабжения курируются Госстроем РФ, а сфера децентрализованного теплоснабжения, по существу, предоставлена сама себе. В то же время, состояние, в котором находится теплоснабжение в большинстве районов России, может обернуться гуманитарной катастрофой при наступлении заметно холодной зимы. Социальные, экономические и политические последствия таких сбоев в обеспечении теплотой могут нанести стране крайне ощутимый ущерб.

Официальными органами [33] не ведется разработка сводного теплового баланса страны. В результате этого ряд направлений производства и использования теплоты не учитывается и, следовательно, не оценивается энергетически и экономически. В официальном статистическом издании – «Российском статистическом ежегоднике» (РСЕ) – раздел теплоснабжения отсутствует.

Обеспечение теплотой в первую очередь осуществляется от котельных, на долю которых приходится почти половина всего производства теплоты. Теплофикация, т.е. комбинированное производство электроэнергии и теплоты на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), несмотря на 75-летние усилия по ее развитию, занимает лишь четвертую часть в суммарном отпуске теплоты. В то же время, именно она стала основой для развития централизованного теплоснабжения и концентрации производства теплоты на энергетических установках повышенной мощности. Эти направления были и сохраняются поныне как главные в теплообеспечении страны.

Системами централизованного теплоснабжения (СЦТ) в 1997 г. было отпущено 71% всей теплоты. Помимо ТЭЦ, в этих системах работает основная часть котельных большой мощности. Сюда также принято относить теплоснабжение от различных теплогенерирующих источников: утилизационных установок, электрокотельных, атомных электростанций (АЭС) и др.

Децентрализованные источники, на долю которых приходится 29% отпущенной потребителям теплоты в 1997 г., включают котельные мощностью менее 20 Гкал/ч и автономные теплогенерирующие установки различных типов, имеющих существенно разный технический уровень. Оценка объема производства теплоты ими является наименее надежной.

Теплота от электростанций и котельных обеспечивает в стране почти 80% его отпуска потребителям.

В целом ресурсы теплоты в 1997 г. были равны 2,07 млрд Гкал/год, в том числе жилищный сектор и бюджетная сфера потребляют 1096 млн Гкал, промышленность и прочие потребители – 974 млн Гкал. На теплоснабжение расходуется более 400 млн т условного топлива в год.

Ресурсы теплоты в 1997 г. снизились по сравнению с 1990 г. примерно на 21%, главным образом, за счет сокращения расхода теплоты на производственные нужды при одновременном слабом росте бытового теплопотребления.

Теплоснабжение России обеспечивают 485 ТЭЦ, около 6,5 тыс. котельных мощностью более 20 Гкал/ч, более 100 тыс. мелких котельных и около 600 тыс. автономных индивидуальных теплогенераторов.

В организациях, занимающихся строительством, эксплуатацией, ремонтом, наладкой, контролем систем теплоснабжения и теплопотребления, работает около 2 млн человек.

Технический уровень персонала и уровень эксплуатации оборудования ТЭЦ повсеместно достаточно высокий. Основная проблема – массовый переход на пониженный температурный график теплоносителя, что обосновывается массовыми неплатежами. Вместо расчетной температуры теплоносителя в холодный зимний период – 150°С, фактическая температура сетевой воды, отпускаемой ТЭЦ, во многих городах не превышает 70–80°С. При этом страдают все потребители: и те, кто платит, и те, кто не платит. Соответственно, платежеспособные потребители отключаются от централизованного теплоснабжения, создавая собственные теплоисточники. Тем более это оказалось выгодно предприятиям при низких ценах на газ и высоких тарифах на теплоту, отпускаемую ТЭЦ. Начало процессу отключения предприятий от систем централизованного теплоснабжения положило применявшееся ранее перекрестное субсидирование жилого сектора за счет более высоких тарифов для остальных потребителей.

Уменьшение подключенной нагрузки негативно сказывается на общих экономических показателях ТЭЦ и снижает их конкурентоспособность.

Диаметры трубопроводов тепловых сетей остались без изменения, соответственно увеличились удельные тепловые потери и удельные затраты на амортизацию. Это привело к увеличению общих удельных затрат (в руб./Гкал).

Основными потребителями теплоты от ТЭЦ остались предприятия бюджетной сферы и жилищный фонд, т. е. главные неплательщики. Дальнейший рост тарифов на тепловую энергию, отпускаемую от ТЭЦ, привел к тому, что они превысили себестоимость тепловой энергии, вырабатываемой на индивидуальных источниках, и это положило начало мощной рекламной кампании по строительству индивидуальных котельных для жилых домов.

В свою очередь, пониженный температурный график привел к разрегулировке тепловых сетей и недостаточным перепадам давлений на «концевых» участках. Это вынуждает муниципалитеты строить собственные индивидуальные котельные, что еще больше ухудшает положение в системе централизованного теплоснабжения.

Общим для большинства котельных является большой физический износ оборудования, достигший 68%. В наиболее плохом техническом состоянии находятся муниципальные котельные, принятые от обанкротившихся промышленных предприятий, воинских частей, организаций МПС и т.д.

Тем не менее, газовые котельные с котлами единичной мощностью более 4 Гкал/ч повсеместно имеют достаточно высокий КПД. Значительно хуже показатели котельных, оборудованных котлами малой мощности «НР-18», «ЗИО-60», «Универсал», «Энергия», «Стреля» и т.д. Это обусловлено

как крайне низкими техническими характеристиками самих котлов, так и повсеместным отсутствием (или неработоспособностью) химводоподготовки, накипью и коррозией теплообменных поверхностей.

В худшем состоянии, с точки зрения экономичности, находятся котельные, работающие на угле: их КПД обычно не превышает 60%, а бывает и на уровне 20%. Это объясняется низкими техническими характеристиками котлов, отсутствием водоподготовки, плохим качеством угля и отсутствием предварительной его обработки, а также в немалой степени – низким техническим уровнем эксплуатационного персонала, невысокой заработной платой.

Вместо 200 крупных теплоснабжающих организаций в стране возникли тысячи разномасштабных предприятий, подчиненных только главам местных администраций.

Долги муниципальных теплоснабжающих предприятий за топливо (в основном, газ) и за покупную теплоту превысили 170 млрд руб. В некоторых муниципальных образованиях долги за топливо превысили годовой бюджет.

Практически в каждом городе есть районы, отапливаемые от ведомственных источников теплоты, ТЭЦ или котельных промышленных предприятий. Огромное количество небольших поселков при шахтах, фабриках, заводах, воинских частях отапливаются от единственной котельной, находящейся в этой организации. Эти источники теплоты можно разделить на две группы:

- котельные бюджетных организаций и разорившихся, но еще не ликвидированных предприятий. Состояние их, в подавляющем большинстве случаев, неудовлетворительное. Только по объектам, подведомственным Госгортехнадзору, в 2000 г. выявлено 5700 организаций, в которых практически не проводилась подготовка оборудования котельных к отопительному сезону. Многие котельные находятся в аварийном состоянии, и владельцы включают их в работу только в сильные холода, либо в недолгие периоды производственной активности;

- котельные и ТЭЦ благополучных предприятий. В них обычно нет серьезных технических проблем, основная проблема – платежи. Поставщики теплоты требуют нормальной оплаты за качественное теплоснабжение, а муниципальные органы управления со своим скудным бюджетом стремятся всячески сэкономить и недоплатить.

Это приводит к тому, что многие предприятия стараются избавиться от убыточных котельных, выделяя их в отдельные предприятия и вводя процедуру банкротства.

В то же время в муниципальных образованиях, где налажен нормальный экономический механизм (например, в Череповце), проблем с теплоснабжением от ведомственных источников не возникает. А в Кемерове был инициирован обратный процесс – передача муниципальных котельных в небольших городах градообразующим предприятиям, что позволило значительно улучшить ситуацию.

Проблема долгов муниципалитетов очень часто решается путем строительства новой котельной, что увеличивает общие издержки общества. Принятие же на баланс муниципальных образований котельных обанкротившихся предприятий ложится тяжелым бременем на местные бюджеты, так как средств на восстановление котельных или строительство новых не обеспечено финансовыми возможностями муниципалитетов.

Тепловые сети в России самые дорогие в мире:

- реальные тепловые потери составляют от 20 до 50% выработки теплоты зимой и от 30 до 70% летом. Это подтверждается резким уменьшением необходимой выработки теплоты при переходе на индивидуальные источники и замерами тепловых потерь на реальных тепловых сетях;
- утечки теплоносителя превышают нормы, принятые в развитых странах, в миллионы раз;
- замена трубопроводов из-за коррозии происходит в 4–5 раз чаще, чем это принято в других странах.

В тепловых сетях теряется практически вся экономия, получаемая от комбинированной выработки теплоты и электроэнергии на ТЭЦ.

Общая ситуация с тепловыми сетями в последние годы резко ухудшилась. Сокращение финансирования привело к уменьшению объемов перекладок трубопроводов. Руководство предприятий теплоснабжения, стремясь не допустить увеличения аварийности, пыталось сохранить объемы, снижая требования к качеству и всячески удешевляя строительные работы. Переложенные сети имели очень низкий ресурс и через 5–7 лет требовали новой перекладки. В итоге количество аварийных сетей к 2000 г. начало расти в геометрической прогрессии, а количество аварий стало удваиваться через каждые 2 года, в среднем увеличившись за последние 6 лет в 10 раз. Как следствие, в несколько раз увеличилась и мощность аварийных служб, при этом службы по проверке качества телоизоляционных покрытий в теплоснабжающих предприятиях отсутствуют. Отсутствуют также службы контроля за изменением коррозионных факторов и скоростью коррозии трубопроводов. В результате безаварийный период жизни тепловых сетей редко превышает 10 лет.

Частные предприятия, получающие теплоту от централизованной системы теплоснабжения, первыми прореагировали на изменение экономических условий, отгородившись от монополистов счетчиком теплоты либо – при высоких тарифах – построив собственные котельные.

При существующей структуре одноставочных тарифов (руб./Гкал) счетчик теплоты не стимулирует потребителя к возможно более полному использованию энергетического потенциала теплоносителя. Одно и то же количество теплоты можно получить при расходе теплоносителя 10 $м^3$/ч, охладив его на 80°С, и при расходе 80 $м^3$/ч, охладив его всего на 10°С, причем во втором случае можно не устанавливать дорогостоящие водоподогреватели с большой поверхностью теплообмена, уменьшать размеры отопительных радиаторов и т. д., а за полученную потребителем теплоту оплачивать ту же сумму.

Ранее при превышении нормируемого расхода и соответствующем завышении температуры обратной сетевой воды теплоснабжающая организация могла налагать штраф. Теперь, когда в арбитражном суде признается только Гражданский Кодекс РФ, такие штрафы являются неправомерными.

Системы отопления жилых домов в свое время создавались для коллектива жильцов, каждый из которых в отдельности не может влиять на процесс теплопотребления. Однако потребители теплоты в коммунальном секторе (жильцы) не могут оставаться в стороне от необходимости регулирования уровня комфорта их проживания. Они по-своему регулируют температурный режим квартир: добавлением секций радиаторов, сжиганием неучтенного газа в газовых плитах (для прохождения минимума наружных температур), открывают форточки (для компенсации «перетопов» осенью и весной). Внедрение нормальных экономических стимулов к экономии теплоты для жителей упирается в необходимость значительных дополнительных затрат на квартирные приборы учета теплоты и неприспособленность существующих систем с однотрубной разводкой к поквартирному регулированию.

За отопление квартир жители расплачиваются чаще всего по расценкам на отопление одного квадратного метра площади квартиры, причем размер оплаты составляет 40–90% от фактических затрат муниципалитета. Дотации на разницу в тарифах выплачиваются не жителям, а непосредственно теплоснабжающей организации, и очень редко – в полном объеме.

Дотация не предусматривает компенсацию расходов жилищных организаций на обслуживание внутридомовых систем отопления, в тариф «отопление» эти расходы тоже не включаются. Считается, что эти расходы входят в общую сумму расходов на содержание зданий. В результате такого неподкрепленного финансами обслуживания и полного отсутствия контроля за переделками в квартирах систем отопления здания оказались полностью разрегулированы и энергорасточительны. Даже в элитных домах-новостройках при заселении часто демонтируются квартирные регуляторы теплоты у батарей, и площадь нагревательных приборов значительно увеличивается.

Из-за отсутствия водосчетчиков и качественного сантехнического оборудования водопотребление жителей составляет, в среднем, 300 л горячей и холодной воды на человека в сутки – это в 3 раза больше, чем других странах, и в 2 раза больше, чем по нормативу. Это приводит к тому, что, кроме прямых потерь воды, бесполезно теряются теплота, электроэнергия на перекачку теплоносителя, затрачиваются деньги на содержание излишних мощностей насосов, водоподогревателей, оборудования подготовки воды и водозаборов, очистных сооружений, а также чрезмерных диаметров трубопроводов.

Системы теплопотребления в зданиях бюджетных организаций находятся не в лучшем состоянии. Нет такого количества хаотических переделок, как в жилых домах, но грамотная эксплуатация тоже практически повсеместно отсутствует. В неудовлетворительном состоянии находятся и установки приточной вентиляции, кондиционирования. Это изменяет ре-

жим воздухообмена в школах и больницах, приводит к нарушению санитарных норм.

Для уменьшения платежей за теплоту на объектах бюджетной сферы в последние годы началась массовая установка счетчиков теплоты. При этом не достигается действительная экономия теплоты. Размер оплаты за теплоснабжение обычно уменьшается из-за неработающих вентиляционных систем, но, оставляя затраты теплоснабжающей организации неизменными (потребление топлива, диаметры теплотрасс, теплопотери и т.д.), при очередном пересмотре тарифов ранее утвержденные затраты делятся на меньшее количество реализованной теплоты, и тарифы вновь повышаются.

Указанные факторы были учтены при разработке энергетической стратегии России на период до 2020 г., утвержденной распоряжением Правительства РФ от 28.08.2003 г. № 1234-р (рис. 1.1) [59]. Основная цель энергетической стратегии – максимально эффективное использование ресурсного и производственного потенциала энергетического сектора для роста экономики и повышения качества жизни населения страны.

Современная экономика России энергорасточительна. Энергоемкость ВВП России (при расчете его по паритету покупательной способности валют) превышает среднемировой показатель в 2,3 раза, а по странам ЕС – в 3,1 раза. Расчеты показывают, что энергоемкость ВВП должна снизиться к 2020 г. по сравнению с 2000 г. примерно в 2 раза (рис. 1.2) [59].

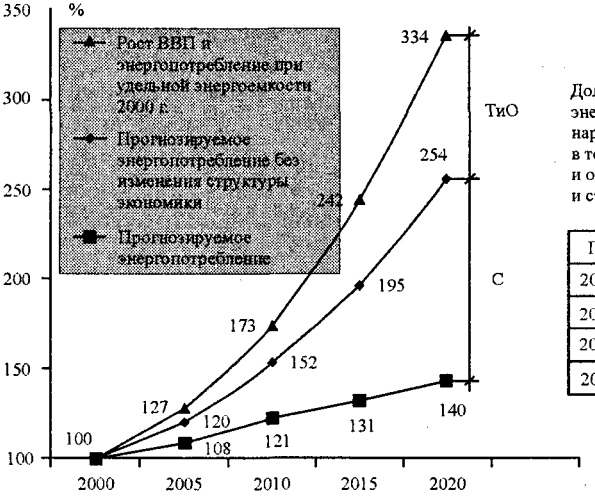
Так, перестройка структуры экономики и технологические меры экономии энергии уменьшают энергоемкость ВВП на 26–27% к 2010 г. и от 45 до 55% к концу рассматриваемого периода. При этом до половины прогнозируемого роста экономики сможет быть получено за счет ее структурной перестройки без увеличения затрат энергии. Еще 20% даст технологическое энергосбережение и около трети прироста ВВП потребует увеличения расхода энергии.

Россия обладает уникальным потенциалом энергосбережения, который оценивается в 9–47% существующего годового потребления энергии.

Стратегия предусматривает интенсивную реализацию организационных и технологических мер экономии топлива и энергии, т. е. проведение целенаправленной энергосберегающей политики. Реализация освоенных в отечественной и мировой практике организационных и технологических мер по экономии энергоресурсов способна к концу рассматриваемого периода уменьшить их расход в стране на 360–430 млн т у. т. в год (рис. 1.3) [59]. Сдерживание развития энергоемких отраслей и интенсификация технологического энергосбережения позволят при росте ВВП за 20 лет в 2,3–3,3 раза ограничиться ростом потребления энергии в 1,25–1,4 раза и электроэнергии – в 1,35–1,5 раза. Примерно 20% потенциала энергосбережения можно реализовать при затратах до 20 долл. США за 1 т у. т., т. е. уже при действующих в стране ценах на топливо. Наиболее дорогие мероприятия (стоимостью свыше 50 долл. США за 1 т у. т.) составляют около 15% потенциала энергосбережения. Реализация всего потенциала энергосбережения займет до 15 лет.



Рисунок 1.1. Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.



Доля составляющих энергосбережения нарастающим итогам к 2000 г., в том числе технологического и организационного (ТиО) и структурного (С)

Год	Всего	ТиО	С
2005	100	33	67
2010	100	37	63
2015	100	40	60
2020	100	40	60

Рисунок 1.2. Прогнозная динамика роста ВВП и энергопотребления России на период до 2020 г. и по отношению к уровню 2000 г.

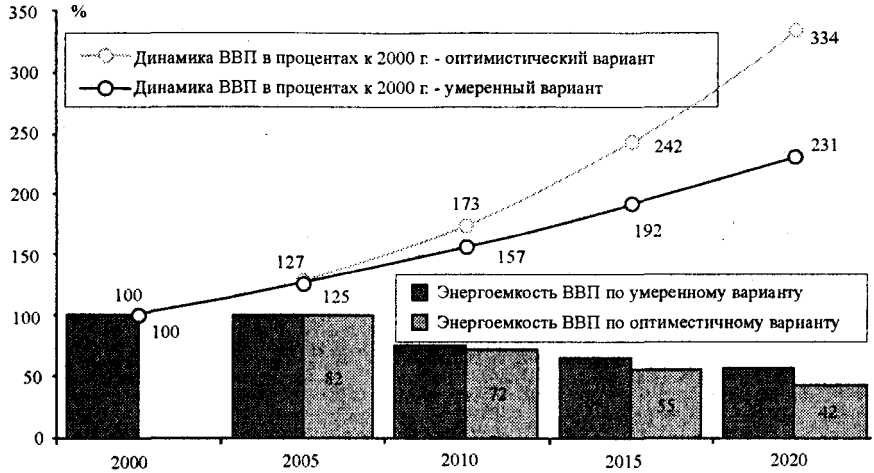


Рисунок 1.3. Динамика ВВП России и его энергоемкости с 2000 по 2020 г. (в процентах от 2000 г.)

Стратегией предусматривается рост объемов внутреннего потребления первичных топливно-энергетических ресурсов в России с 915 млн т у. т. в настоящее время до 1145–1270 млн т у. т. в 2020 г. (рис. 1.4) [59]. Основой внутреннего спроса на ТЭР останется природный газ с динамикой потребления 463 млн т у. т. в 2002 г.; 525–580 млн т у. т. в 2020 г. На жидкое топливо (нефть и нефтепродукты) в течение рассматриваемой перспективы будет приходиться 20–22%, на твердое топливо – 19–20%. Достаточно стабильным будет внутренний спрос и на нетопливные энергоресурсы (электроэнергию и тепло ГЭС и АЭС и возобновляемых источников энергии). При этом производство первичных ТЭР в России увеличится с 1516 млн т у. т. в настоящее время до 1810–2030 млн т у. т. в 2020 г. (рис. 1.5) [59].

Представленные на рис. 1.5 балансы предусматривают рост производства электроэнергии, являющейся необходимым условием развития экономики и повышения комфортности жизни населения, а также совершенствование структуры ее производства за счет двукратного роста выработки на АЭС. Опережающими темпами во всех вариантах развития будет расти добыча угля, что будет обусловлено повышением уровня его технологической и ценовой конкурентоспособности. Теплоснабжение такой северной страны, как Россия, относится к числу важнейших приоритетов государственной экономической и энергетической политики.

В соответствии с энергетической стратегией (рис. 1.6) [59] прогнозируется рост производства тепловой энергии: в 2010 г. – на 9–13% и в 2020 г. – на 22–34% больше, чем в 2000 г. При этом предусматривается рост реального потребления тепловой энергии в 1,4–1,5 раза за счет сокращения потерь и использования высокого потенциала энергосбережения в этом секторе энергетики.

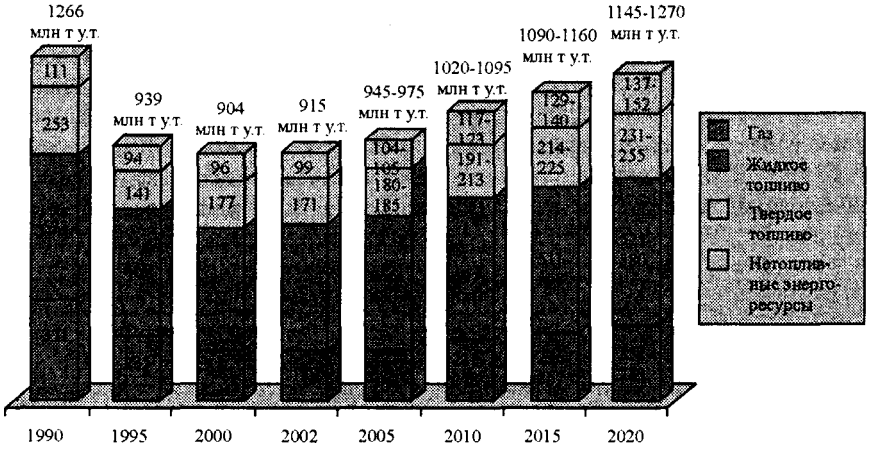


Рисунок 1.4. Динамика структуры и объемов внутреннего потребления первичных топливно-энергетических ресурсов в России

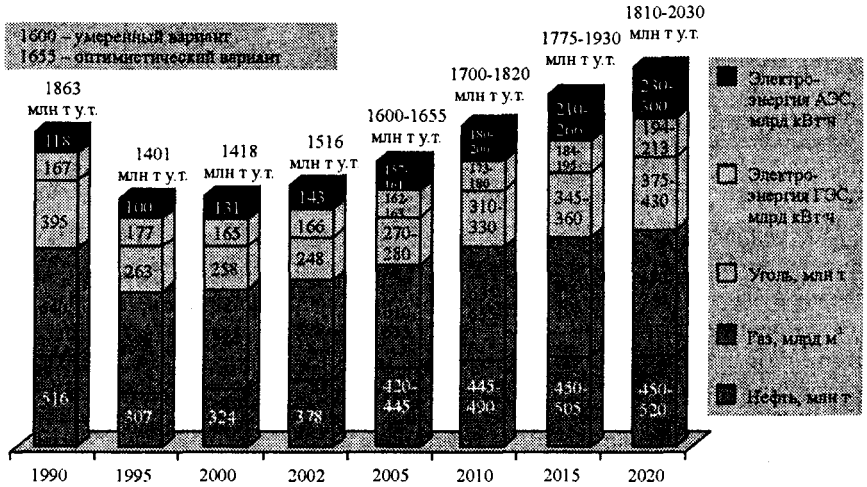


Рисунок 1.5. Производство первичных топливно-энергетических ресурсов в России

Развитие энергетики всегда было в центре внимания централизованных органов планирования по двум причинам: во-первых, эта отрасль производит относительно однородную продукцию, что значительно облегчает процессы управления и развития. Во-вторых, тот, кто осуществляет контроль над этой отраслью, получает контроль над всей экономикой. Поэтому инвестиции, направленные на удовлетворение нужд этой отрасли, были достаточно высоки. По данным [14], примерно 40% всех промышленных капиталовложений были предназначены для развития энергетики. Однако несмотря на большие инвестиции, поддерживать стабильный уровень добычи топливного сырья не удается. Создана парадоксальная ситуация, при которой

из государственного бюджета расходуются значительные средства, а использование энергии остается безнадзорным и расточительным. Повышение эффективности энергоиспользования лишено финансовой поддержки. Это требует разработки новых методов управления энергосбережением и элементов хозяйственного механизма его стимулирования. Рациональная работа ТЭК возможна при условии резкого повышения эффективности использования капитальных вложений и совершенствования инвестиционной политики.

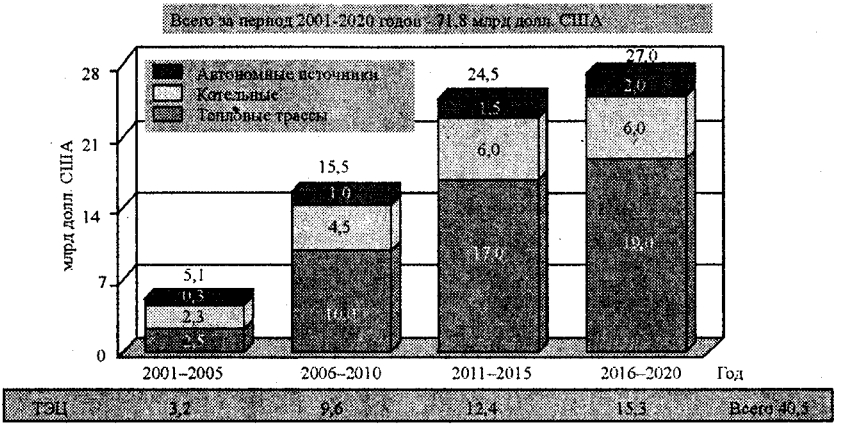


Рисунок 1.6. Теплоснабжение

В условиях развития рынка энергоресурсов особая роль принадлежит цене на любой вид топлива, которая формируется на основе спроса и предложения на это топливо и фактически становится денежным измерением его потребительской стоимости. Численным выражением потребительской стоимости в технико-экономических расчетах были приведенные затраты на топливо и энергию [14–15]. Для любого района затраты на замыкающий энергоресурс включали затраты на его добычу и транспорт и рассчитывались по формуле приведенных затрат. Цены на остальные энергоресурсы рассматриваемого района определялись на основе затрат на замыкающий энергоресурс с учетом их потребительных свойств (теплотворной способности), затрат на их подготовку для сжигания на электростанциях, влияния на окружающую среду и т.д. В условиях постоянного роста цен на потребительские товары и услуги сложно оценить в денежном выражении потребительские свойства наиболее экономичных теплоносителей – нефтепродуктов и природного газа. Предельным уровнем цен могут служить мировые цены. Действующая система цен на продукцию ТЭКа имеет ряд существенных недостатков. К ним относятся:

1) несбалансированность структуры цен на отдельные виды энергоресурсов;

2) существенный разрыв между структурой мировых и внутренних цен на энергоресурсы и продукцией других отраслей в связи с относительно более низкими ценами на энергоресурсы, особенно на газ;

3) неупорядоченность системы специфических налогов и платежей на продукцию ТЭКа;

4) завышение тарифов на электроэнергию для промышленных потребителей в ряде регионов, в том числе в связи с льготными тарифами, установленными для сельского хозяйства и населения, а также недостаточная экономическая обоснованность тарифов на электроэнергию для энергоемких базовых потребителей (алюминиевая промышленность, черная металлургия, электрифицированный железнодорожный транспорт и т. п.);

5) недостаточная эффективность косвенных регуляторов цен, например, норматива рентабельности, который определяется как соотношение прибыли к себестоимости продукции и т. п.;

6) несовершенство организации деятельности и структуры подразделений, осуществляющих регулирование цен в ТЭКе.

Стратегия устранения указанных недостатков в процессе разработки инвестиционной и ценовой политики в ТЭКе принимает во внимание большие потенциальные возможности повышения эффективности народного хозяйства путем проведения энергосберегающей политики.

Потенциал энергосбережения в России оценивается в 500 млн т условного топлива, что составляет третью часть потребления энергии. Он определен как возможное снижение энергопотребления в результате полной реализации экономически целесообразных энергосберегающих мероприятий, включая правовые, организационные, научно-производственные и технические, при сохранении объектов производства продукции и оказания услуг.

150–180 млн т условного топлива потенциала приходится на топливно-энергетический комплекс, около 100 млн т условного топлива – на жилищно-коммунальное хозяйство, 55–65 млн т условного топлива – на сельское хозяйство, 44–50 млн т условного топлива – на транспорт и 160 млн т условного топлива – на промышленность. По данным прогноза [8], практически достижимая годовая экономия энергии на уровне 2000 г. составляет 200–250 млн т условного топлива и ограничивается финансовыми возможностями страны. Достижение этой экономии потребует средств в сумме, соответствующей ежегодным поступлениям на цели энергосбережения в размере 5% стоимости используемых в хозяйстве страны энергоресурсов.

Энергосбережение позволит внести весомый вклад в решение экономических проблем путем сокращения выделения токсичных и высокотемпературных газов. Предотвращение сжигания первичного топлива в объеме располагаемого технологического потенциала его экономии в России может снизить суммарные выбросы CO, NO_x, SO_2, золы и пыли на 18–22%, а высокотемпературных газов (CO_2) – на 35–40% от уровня 1990 г.

В табл. 1.2 приведены оценки оптимальной (возможной) и вероятной экономии энергии и экологического эффекта по направлениям энергосбережения [8].

Необходимость совершенствования состояния ТЭК страны потребовала разработки концепции энергетической политики, которая предусматривает разработку антикризисных мер по приостановлению энергетического

кризиса в стране, созданию условий по развитию энергетического рынка, включая снижение объемов энергопотребления в результате развития менее энергоемких отраслей, осуществления организационно-технических мер энергосбережения, а том числе практически не требующих инвестиций. Средствами достижения результатов внедрения антикризисных мер должны стать мероприятия, направленные на совершенствование инвестиционной политики и системы ценообразования в сфере ТЭК, практического использования механизмов энергосбережения на всех стадиях инвестиционного цикла, а также государственная политика, направленная на законодательное регулирование энергосбережения, разработку и внедрение энергосберегающих мероприятий и оценку эффективности их применения.

Таблица 1.2

Прогнозная оценка энергосбережения в России и его влияние на окружающую среду [8]

Показатель	Год					
	1995 г.		2000 г.		2010 г.	
	1*	2*	1	2	1	2
Энергосбережение, млн т Условного топлива в год: - всего	70	10	240	100	720	350
в том числе за счет: - оргтехмероприятий	40	20	100	50	120	100
- энергосберегающих технологий и оборудования	10	-	90	30	300	200
- межотраслевых структурных изменений	20	10	50	20	300	50
Предотвращение токсичных выбросов, млн т в год (% суммарных в хозяйстве страны)	2,5 (3)	0,3 -	8,8 (10)	3,5 (4,2)	22 (25)	11 (12)
Сокращение выбросов высокотемпературных газов, млрд т в год	0,3	0,04	1,00	0,4	3,0	1,4

*1 – оптимальная (возможная); 2 – вероятностная

1.2. Основные направления инвестиционной политики ТЭК России

Повышение эффективности капитальных вложений и совершенствование инвестиционной политики ТЭК Российской Федерации может быть гарантом надежного функционирования топливно-энергетических систем, внедрения новой техники и технологий, передовых научных достижений. Основная цель инвестиционной политики энергетических объединений может быть определена как обеспечение оптимального вложения средств и осуществление практических мер по их реализации. Инвестиции в практике работы энергетических объединений – это средства, вкладываемые в объек-

ты ТЭК в целях получения прибыли или достижения положительного социального эффекта, например, удовлетворение потребностей в электрической или тепловой энергии. Развитие инвестиционного процесса на современном этапе предопределяет следующие особенности:

1) инвестиции не сводятся лишь к долгосрочным капитальным вложениям;

2) объектами инвестиций могут быть любые виды предпринимательской деятельности;

3) инвестироваться могут любые виды средств;

4) результаты инвестирования могут быть представлены по трем направлениям: получение только прибыли; только социального эффекта; одновременное получение прибыли и социального эффекта.

В настоящее время российская энергетика переживает трудности, связанные со значительным износом основного оборудования и недостатком амортизационных отчислений на восстановление основных фондов вследствие заниженности его балансовой стоимости.

Государственные централизованные капитальные вложения, среднегодовой прирост которых достигал 10%, обеспечивали в основном развитие топливно-энергетического комплекса до 1986 г. В период с 1986 по 1989 гг. наблюдалась стабилизация объема капитальных вложений, а в последующие годы - значительное сокращение инвестиций из всех источников финансирования.

Упрощенная схема инвестиционного цикла представлена на рис. 1.7.

Продолжающийся в последние годы спад инвестиций в строительство объектов ТЭК подрывает основу функционирования и развития системы обеспечения топливом и энергией потребителей, что при значительной изношенности основных фондов в отраслях ТЭКа приводит к нарушению энерго- и топливоснабжения в ряде регионов России, несмотря на то, что в целом снабжение топливом и энергией при снижении их потребления в основном обеспечивается [8,9]. В связи с этим остро возникает вопрос о необходимости дополнительных инвестиций в отрасль за счет собственной прибыли и заемных средств. Особенности инвестирования в энергетику связаны с тем, что, во-первых, требуются действительно крупные средства (десятки миллиардов рублей), во-вторых, необходим длительный срок строительства и эксплуатации. Постоянный рост цен на сырье и материалы вынудил предприятия ограничить финансовые ресурсы, направляемые на развитие производства.

Недостаток государственной кредитной системы заключается в отсутствии адресного контроля за расходованием кредитных ресурсов. В этих условиях необходимы достаточно простые и достоверные критерии эффективности инвестиционных проектов, соответствующих мировым методикам и учитывающих нестабильность отечественной экономики.

Таким образом, главным направлением инвестиционной деятельности в отраслях ТЭК должна быть разработка и участие в реализации программ создания и развития энергетических объектов, оптимизация инвестиционной политики для поиска способов экономии инвестиций, выбора наиболее

предпочтительного объекта инвестиций с учетом энергосберегающих, природоохранных и других мероприятий.

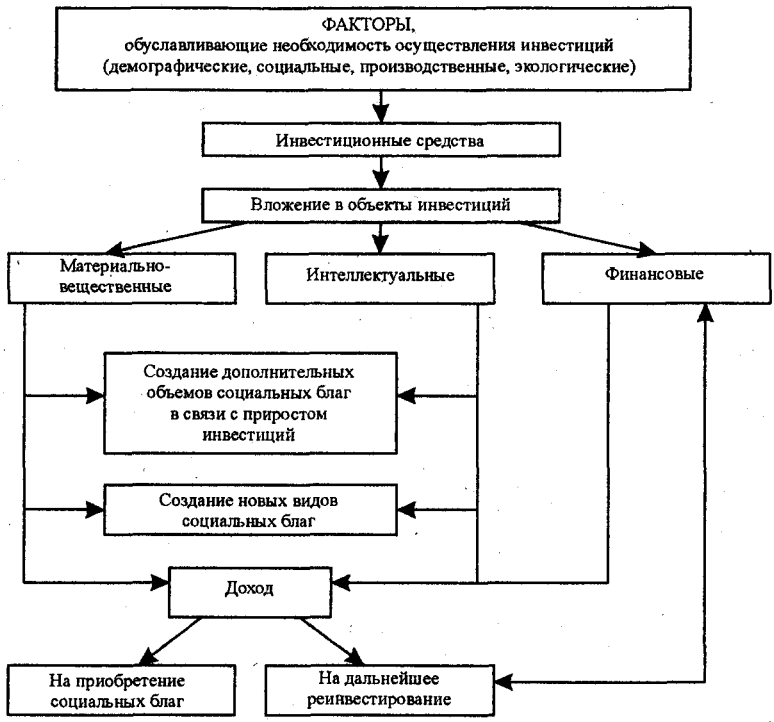


Рисунок 1.7. Упрощенная схема инвестиционного цикла

1.3. Ценообразование и ценовая политика в ТЭК России

Главным направлением экономической реформы в России была либерализация цен, начиная с 1992 г., и решение комплекса социально-экономических проблем, связанных с их ростом. Основная проблема – это инфляция, темпы роста которой к концу 1992 г. составили 30–40% в месяц и приблизили экономику России к состоянию гиперинфляции, когда темпы роста инфляции превышают 50% в месяц, экономика становится неуправляемой и наступает экономический хаос. Даже в условиях либерализации цен государство регулировало цены на продукцию топливно-энергетического комплекса, чтобы не допустить мультипликативного эффекта самовозрастания цен за счет их прироста на каждой стадии технологического процесса производства продукции, когда цена выпускаемой продукции может быть в 10–20 раз выше первоначальной цены на сырье, в том числе на топливно-энергетические ресурсы.

Повышение цен в отраслях ТЭК должно было привести к сокращению бюджетных дотаций на их развитие и создать заинтересованность производи-

телей в увеличении добычи энергоресурсов, обеспечивающих значительную часть валютных поступлений в республиканский бюджет. Но достичь этой цели не удалось в условиях перехода всей промышленности на свободные цены. При резком сокращении централизованных капитальных вложений отрасли ТЭК оказались без средств на развитие. Дальнейший подъем цен на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) был обусловлен рядом постановлений правительства. Цена реализации отдельных видов энергоресурсов возросла после введения налога на добавленную стоимость (НДС), акцизного сбора и отчислений в фонд ценового регулирования РФ в 1992 г.

Увеличение цен на топливно-энергетические ресурсы не может быть бесконечным: если они достигнут мирового уровня, то ТЭР будет выгоднее покупать за рубежом. Но в условиях изменяющегося курса рубля цены на энергоресурсы продолжают отставать от мировых; практически все отрасли ТЭК продолжают пребывать в состоянии кризиса. Обращает на себя внимание тот факт, что за 1991–1999 гг. имел место резкий спад загрузки теплофикационных отборов турбин. Это существенно ухудшило экономические показатели работы ТЭЦ, сделало их малоэкономичными по производству теплоты и электроэнергии.

В связи с этим ТЭЦ должны обеспечить стоимость теплоты, поставляемой конечным потребителям, не менее чем на 15–20% ниже себестоимости его производства котельными.

Удержать такой уровень тарифа на теплоту в ныне действующих малонадежных и теплорасточительных системах централизованного теплоснабжения практически невозможно.

В результате теплоснабжающие организации уже несут ощутимые потери доходов из-за отказа платежеспособных потребителей теплоты от услуг централизованного теплоснабжения. Системы централизованного теплоснабжения в сфере своей деятельности все более сосредоточиваются на обеспечении нужд населения и социальных потребителей, дотируемых из бюджетных источников.

Соотношение цен на энергоресурсы и другие товары на внутреннем рынке России стали ближе к соотношениям цен на мировом рынке, но энергоресурсы и транспорт остаются относительно дешевле других видов продукции и услуг. Система тарифов на все виды транспорта по своей структуре соответствует системам, принятым в мировой практике. Основная причина отставания уровня цен от мирового состоит в неправомерности принципов и моделей ценообразования. До 1989 г. цена продукции определялась по модели «цены производства», согласно которой цена продукции равна ее себестоимости плюс нормативная прибыль, выраженная в процентах к стоимости основных фондов и запасов товарно-материальных ценностей. Такая модель используется во всем мире. С 1989 г. в СССР стали применять модель затратой цены, при которой цена определяется аналогично предыдущей модели, но прибыль определяется в процентах от себестоимости. Увеличение себестоимости влечет рост прибыли, следовательно, предприятия заинтересованы в росте себестоимости. А это влечет безудержный

рост цен. Сложившаяся система ценообразования в ТЭК повлекла за собой занижение цен на продукцию фондоемких отраслей, что негативно повлияло на состояние основных фондов ТЭК.

Принято считать, что рост цен на энергоносители является причиной высокой инфляции в России. Однако по данным [8], государственное повышение цен на энергоносители еще в 1992 г. было лишь ответной мерой на рост издержек производства в отраслях ТЭК, который привел эти отрасли на грань убыточности. Относительно более быстрый рост оптовых цен на ТЭР для потребителей по сравнению с ценами на промышленную продукцию в целом оказывает некоторое влияние на рост неплатежей отраслям ТЭК. Так, из-за технологических особенностей, связанных с неразрывностью процессов производства и потребления энергоресурсов (прежде всего энергии и газа), их важности для жизнеобеспечения потребителей производители ТЭР не могут прекратить их отпуск неплатежеспособным потребителям, не нанося огромный ущерб народному хозяйству. Темпы спада промышленного производства опережают темпы снижения энергопотребления, поскольку значительная часть постоянных расходов энергии на предприятии не зависит от объема выпускаемой продукции. При спаде производства промышленной продукции на 25,8% по сравнению с соответствующим периодом 1993 г. производство и потребление электроэнергии снизилось всего на 7%, газа – на 2% и т.д. Добиться снижения цен на энергоресурсы возможно при одновременном снижении цен на продукцию, потребляемую ТЭКом.

Перспективным направлением снижения цен на ТЭР является модернизация производства, освоение новых эффективных месторождений энергоресурсов на основе региональных программ. Стратегия ценовой политики в ТЭКе принимает во внимание большие потенциальные возможности повышения эффективности теплоснабжения путем проведения энергосберегающей политики. Для решения накопившихся проблем в области разработки новых подходов к тарифному регулированию, управлению спросом и развитию рыночных отношений необходимо:

- введение системы тарифов на тепловую энергию с выделением ставок за мощность и энергию, а также дифференцированных тарифов по объемам потребления, времени года, числу часов использования максимума нагрузок, и главное – отдельно по городам (возможно, и по отдельным источникам) с целью исключения перекрестного субсидирования неэкономичных источников теплоты за счет высокорентабельных;

- повышение эффективности функционирования энергоисточников и тепловых сетей за счет снижения издержек системы теплоснабжения в целом, привлечения частных инвестиций, создания условий для превращения теплоснабжения в сферу, привлекательную для бизнеса;

- обеспечение управления спросом на тепловую энергию силами и средствами потребителей (а не поставщиков теплоты, как это до сих пор принято в России), для чего потребуется массовое внедрение систем автоматического регулирования на тепловых пунктах у конечных потребителей с поэтапным переходом на независимые схемы присоединения к сети и

внедрением количественного и количественно-качественного регулирования отпуска тепловой энергии, которая может быть подана в сеть от различных источников;

- развитие рыночных отношений и изменение структуры собственности, что повлияет на структуру производства тепловой энергии в направлении децентрализации и меньшей зависимости от акционерных обществ энергетики и электрификации.

1.4. Технико-экономические показатели эффективности работы топливно-энергетического комплекса России

Парк котельных, на которые приходится около половины производимой в стране теплоты, состоял в 1997 г. из 708 тыс. единиц. По сравнению с 1990 г. их стало в 2,8 раза меньше. Помимо естественного старения оборудования, причиной быстрого сокращения котельных стал высокий налог на имущество, который активно стимулировал ликвидацию практически простаивающих котельных с полностью амортизированным оборудованием.

Как видно из табл.1.3 [33], число котельных по их размещению делится примерно пополам между городскими поселениями и сельской местностью. При этом они кратно различаются по средней единичной мощности и годовой производительности, в первую очередь у котельных 20 Гкал/ч и выше. Особенно выделяются котельные, снабжающие теплотой административные центры субъектов Российской Федерации. Их мощность в среднем по России свыше 30 Гкал/ч, а по группе крупных котельных – более 200 Гкал/ч. В 1997 г. суммарное производство теплоты в котельных административных центров составило 637 млн Гкал, или 43,3% теплеплоты, отпущенного системами централизованного теплоснабжения. Оно больше, чем производство теплоты на ТЭЦ, сосредоточенных в основном в этих центрах.

Экономичность теплофикации и систем централизованного теплоснабжения в первую очередь зависит от работы ТЭЦ и крупных котельных, сосредоточенных в административных центрах регионов РФ. Одним из определяющих условий является политика установления тарифов на тепловую энергию, зависящая от региональных энергетических комиссий (РЭК).

Действительные объемы конечного потребления теплоты в России практически неизвестны, так как в подавляющем числе случаев фиксируется только его отпуск источниками теплоснабжения (табл.1.4). Обобщение различных оценок показало, что при учете потерь теплоты по данным, имеющимся в материалах Госкомстата РФ (значительно превышающих официально объявленные теплопотери), конечное теплопотребление в 1997 г. составило 1,95 млрд Гкал. При этом для обеспечения нужд населения, коммунальных и общественных служб и организаций расходуется свыше половины всей потребляемой теплоты. На долю промышленности приходится около 31% суммарного теплопотребления. Таким образом, теплоснабжение России является существенным социально значимым сегментом ТЭК.

Таблица 1.3

Характеристика котельных России, 1997 г. [33]

Ранжирование показателей	Число котельных на конец года			Единичная мощность котельных, Гкал/ч				Единичная производительность котельных, тыс. Гкал/год			
	Всего		в том числе 20 Гкал/ч и выше	В среднем	в том числе			В среднем	в том числе		
	тыс. ед.	%	тыс. ед.		ДОЗ	от 3 до 20	20 и выше		ДОЗ	От 3 до 20	20 и выше
Всего	70,8	100,0	4,0	9,7	1,6	7,5	119,1	15,3	1,8	9,8	204,6
городские поселения	36,6	51,7	3,3	15,6	1,8	7,8	136,1	26,3	2,0	11,8	239,3
административные центры	7,8	11,0	1,0	30,7	1,4	7,8	204,8	50,9	2,9	13,7	343,7
сельская местность	34,2	48,3	0,7	3,4	1,4	7,0	39,2	3,5	1,5	7,1	41,3

Таблица 1.4

Отпуск теплоты в России, 1997 г. (оценка) [33]

Ранжирование показателей	Всего			Централизованное		Децентрализованное	
	млн Гкал	%	%	млн Гкал	%	млн Гкал	%
Отпуск тепла (всего),	2070	100,0		1470	100,0	600	
%	100			71		29	
Потери в сетях:	120	5,8		120*	8,2*		
Магистральных	30	1,4		30	2,0		
Распределительных	90	4,4		90	6,2		
Конечное потребление	1950	94,2	100,0	1350	91,8	600	100,0
Промышленность	635	30,7	32,6	550	37,4	86	14,4
Сельское хозяйство	113	5,5	5,8	48	3,3	65	10,8
Население	743	35,9	38,1	460	31,3	283	47,1
Коммунальные и общественные нужды	301	14,5	15,4	135	9,2	167	27,8
Прочие потребители	158	7,6	8,1	158	10,7		

* По данным материалов Госкомстата РФ; по оценкам ряда авторов потери могут достигать 30% и выше.

Крупнейшей нерешенной проблемой современного теплоснабжения является сокращение потерь теплоты. Величины этих потерь должным образом не учитываются и экономически не оцениваются. Называемые объе-

мы потерь теплоты различаются кратно в зависимости от источников информации.

В первую очередь, обращает внимание несоответствие потерь теплоты по официальной версии Госкомстата России и по данным специалистов. Так, концепцией, разработанной РАО «ЕЭС России», названы 20-процентные суммарные теплопотери, в том числе 5% в магистральных и распределительных сетях. Это почти в 8 раз больше, чем в официальных отчетных данных, и в 2,5 раза превышает потери, известные по другим материалам Госкомстата РФ (табл.1.4). Такой разрыв не может быть объяснен статистическим расхождением. По данным ОАО Мосэнерго – одной из лучших энергокомпаний в стране – потери при транспорте теплоты составляют 16%. Еще 3,5% теплоты теряется с утечками воды при порывах трубопроводов.

Потери теплоты, по отчетным данным, близки к нормативным потерям. Они включаются теплоснабжающими компаниями в себестоимость производства. Сверхнормативные реальные потери теплоты, при учете его по отпуску от источника и отсутствии приборов учета у потребителей (что является массовым случаем), показываются как использованная теплота и оплачиваются потребителем. Величина этой оплаты за непоставленную теплоту в целом по России в ценах 1997 г. может быть оценена минимально 21,5–24,0 млрд руб. (Здесь и далее все стоимостные показатели даны в деноминированных рублях), включая НДС.

Следует учитывать, что свыше 40% теплоты, вырабатываемой системами централизованного теплоснабжения, поступает населению, обеспечивает учреждения здравоохранения, образования, другие общественные и коммунальные нужды. Значительная часть затрат на теплоту для этих социально значимых групп потребителей оплачивается из местных бюджетов по статье «возмещение разницы в стоимости тепловой энергии». Создался замкнутый круг, когда теплоснабжающим организациям из бюджетов компенсируются разрывы в стоимости теплоты, включая и сверхнормативные потери, за счет налогов, в том числе НДС, взимаемых и за непоставленную теплоту.

Коррозионные и другие повреждения привели к уменьшению срока службы тепловых сетей до 10–18 лет, что в 1,5–2,5 раза меньше нормативного. В тех частых случаях, когда отсутствует химическая подготовка воды, коррозия трубопроводов резко интенсифицируется. По данным, из-за этого даже оцинкованные трубопроводы горячего водоснабжения выходят из строя уже после 3–5 лет эксплуатации.

Ускоренная замена трубопроводов требует сокращения сроков амортизации и привлечения инвестиционных кредитов под коммерческие проценты. Это ведет к существенному увеличению себестоимости теплоты. Теплоснабжающим организациям со слабой финансовой базой вряд ли удастся найти приемлемые экономические решения по техническому перевооружению систем централизованного теплоснабжения в условиях жесткого регулирования тарифов на теплоэнергию и относительно невысокой платежеспособности потребителей.

Одним из основных направлений развития теплоснабжения в России до середины 90-х гг. XX в. являлась теплофикация. По оценкам специалистов, она обеспечивает экономию топлива на электростанциях в размере 20 млн т у. т. в год. Однако если учесть реальные потери теплоты в тепловых сетях и электроэнергию, потраченную на их перекачку, то перерасход топлива и затрат значительно превосходит эту экономию.

Оценка эффективности теплофикации дана в табл.1.5. Как видно указанная экономия топлива обеспечивает экономию затрат в размере 63 млрд. руб. В то же время, потери теплоты в 20% приводят к перерасходу первичных энергоресурсов в 20,8 млн т у. т., неоправданным затратам в 10,7 млрд руб. и потере выручки от теплофикации и теплоснабжения от электростанций в 12,1 млрд руб. Огромные потери теплоты в теплосетях практически дискредитируют теплофикацию – самый прогрессивный способ теплоснабжения. Следует постоянно иметь в виду, что эффективность теплоснабжения в конечном итоге оценивается потребителями, а не производителями.

Таблица 1.5

Оценка эффективности теплофикации, 1997 г. [33]

I. Экономия топлива и затрат				
Экономия топлива, млн т у. т./год	20*			
	газ	*мазут*	*уголь*	Всего
Структура использованного топлива на электростанциях, %	62,0	9,0	29,0	100,0
Калорийный эквивалент	1,15	1,37	0,664	
Средняя цена приобретения, руб./т у. т.	291,0	421,0	329.1**	313,7
*Экономия затрат ***, млрд руб.*	*3,6*	*0,8*	*1,9*	*6,3*
II. Потери теплоты в системах централизованного теплоснабжения электростанций и их стоимостная оценка				
Потери теплоты,				
% млн Гкал млн т у. т.	20* 132,4 20,8			
Стоимость потерь, млрд руб.				
Оценка по себестоимости Оценка по цене реализации	10,7 12,1			

* «Концепция РАО «ЕЭС России»»;

** цена энергетического каменного угля;

*** рассчитано по отпуску теплоты от электростанций.

На основе анализа баланса теплоты, представленного в табл. 1.4, становится возможной оценка расходов электроэнергии, топлива и первичных энергоресурсов, идущих на производство и транспорт теплоты (табл.1.6). В 1997 г. на эти цели было израсходовано 62,4 млрд кВт.ч, или 7,5% выработ-

танной в стране электроэнергии. Обеспечение теплотой нужд страны потребовало расхода около 380 млн т у. т., а с учетом топлива на затраченную электроэнергию – около 401 млн т у. т., или примерно 45% потребленных в стране первичных энергоресурсов.

Таблица 1.6

Укрупненная оценка расходов электроэнергии, топлива и первичных энергоресурсов на производство теплоты в России, 1997 г. [33]

	Электроэнергия*		Топливо		Первичные энергоресурсы	
	млрд кВт.ч	%	млн т у. т.	%	млн т у. т.	%
Всего израсходовано на теплоснабжение	62,4	100,0	379,0	100,0	400,6	100,0
Централизованное	*55,0*	*88,1*	*243,0*	*64,1*	*267,9*	*65,4*
электростанции	23,2	37,2	96,2	25,4	104,2	26,0
котельные	21,2	33,9	135,7	35,8	143,0	35,7
прочие источники**	9,4	15,1	11,1	2,9	14,4	3,6
тепловые сети	1,2	1,9			0,4	0,1
Децентрализованное	*7,4*	*11,9*	*736,0*	*35,9*	*738,6*	*34,6*
котельные	7,4	11,9	48,4	12,8	51,0	12,7
автономные установки			87,6	23,1	87,6	21,9

* Включает расходы на перекачку теплоносителя в централизованном теплоснабжении, собственные нужды теплогенерирующих установок и электробойлерные (с расчетным к.п.д. 95%);

** включая расходы топлива на производство теплоты и использованную электроэнергию на электростанциях котельных. В расходе первичных энергоресурсов оценка теплоты АЭС дана по среднему удельному расходу топлива.

Основным видом топлива является газ (табл.1.7). В то же время, в преобладающей части малых котельных и индивидуальных установках сжигается, главным образом, твердое топливо, наименее приемлемое в экономическом и экологическом отношениях. Выборочные обследования показывают, что удельные расходы условного топлива здесь в среднем на 40–50%, а в крайних случаях – в 2,5–3 раза превосходят нормативные значения.

Удельные расходы первичных энергоресурсов на одну Гкал теплоты, отпущенной и использованной в экономике России, чрезвычайно высоки как в централизованном, так и децентрализованном секторах теплоснабжения (табл.1.8). Это является следствием неполной загрузки теплофикационного оборудования; низкого технического уровня как котельных установок, так и, особенно, подавляющего большинства индивидуальных источников теплоты; высоких потерь теплоты в СЦТ; неудовлетворительного качества эксплуатации, в первую очередь – малых котельных. Огромные потери теплоты и связанные с ними перерасходы топлива и электроэнергии в СЦТ заметно сближают удельные расходы первичных энергоресурсов на единицу конечного потребления теплоты в централизованном и децентрализо-

ванном теплоснабжении. Это особенно видно, если учесть данные Концепции РАО «ЕЭС России».

Таблица 1.7

Структура первичных энергоресурсов, использованных для производства и транспорта теплоты, 1997 г. (оценка) [33]

Расход энергоресурсов	Всего	в том числе		
		газ	жидкое	твердое
Всего на производство теплоты, млн т у. т., %	401 *100,0*	233 *58, 1*	74 *78,5*	94 *23,4*
Централизованное теплоснабжение, млн т у. т., %	243 *100,0*	151 *62,2*	47 *19,3*	45 *18,5*
Децентрализованное теплоснабжение, млн т у. т., %	136 *100,0*	68 *50,0*	25 *18,4*	43 *31,6*
На электроэнергию для производства и транспорта теплоты, млн т у. т., %	22 *100,0*	14 *63,6*	2 *9,1*	6 *27,3*

С позиции конечного потребления, т. е. оплачивающего теплоту потребителя, современные системы централизованного теплоснабжения по основному технико-экономическому показателю – удельному расходу энергоресурсов, не имеют явных преимуществ перед индивидуальными источниками теплоты, особенно новых конструкций.

Таблица 1.8

Оценка удельных расходов первичных энергоресурсов на отпуск и использование теплоты в 1997 г., кг у. т./Гкал [33]

	Всего	Способ теплоснабжения	
		централизованный (СЦТ)	децентрализованный
На отпуск теплоты	193,5	178,2	231,0
На конечное потребление теплоты при оценке потерь в СЦТ на уровне, %			
2,6*	171,4	147,1	231,0
8,2**	205,4	194,0	231,0
20,0***	225,6	222,7	231,0

* – по официальной версии Госкомстата РФ;

** – по другим источникам;

*** – по оценке Концепции РАО «ЕЭС России»

Для компенсации многолетних колебаний расхода топлива рекомендуется проводить определение необходимых для этого запасов, исходя из предположения о возможном наступлении подряд двух холодных зим с расчетной обеспеченностью 97–98%. Таких запасов топлива в стране нет. Практически в течение всех лет переходной экономики имело место невыполнение плановых заданий по накоплению запасов и своевременным по-

ставкам угля и мазута для ТЭЦ и котельных. По оценке Министерства топлива и энергетики РФ, запасы топлива на 1.10.1999 г. были ниже их уровня на начало отопительного периода 1998/1999 гг., когда удалось сэкономить 20 млн т благодаря теплой зиме. В таких условиях страна совершенно не застрахована от перебоев с отоплением в зимний период.

Производство теплоты характеризуется заметной дифференциацией по регионам России (табл.1.9). В 1997 г. в центральных областях страны было произведено почти 30% всей теплоты, и только около 3% – в южных. Во всех регионах производство теплоты котельными было больше, чем электростанциями: от 58% на Волге и в Сибири до 82% на Юге. Поэтому именно техническим и экономическим состоянием котельных в первую очередь определяется надежное и эффективное обеспечение теплотой нужд страны.

Таблица 1.9

Производство теплоты и его структура по регионам России, 1997 г, млн Гкал [33]

Регионы	Всего	%	Электростанции РАО «ЕЭС России»	Котельные
Россия, всего	1616	100.0 *100*	553 *34*	1063 *66*
Северо-запад	187	11.6 *100*	47 *25*	140 *75*
Центр	481	29.8 *100*	146 *30*	335 *70*
Волга	196	12.1 *100*	83 *42*	113 *58*
Юг	51	3.2 *100*	9 *18*	42 *82*
Урал	348	21.5 *100*	133 *38*	215 *62*
Сибирь	256	15.8 *100*	107 *42*	149 *58*
Восток	97	6.0 *100*	28 *29*	69 *71*

Анализ себестоимости, цены и рентабельности отпускаемой теплоты показывает отсутствие благополучия и какой-либо экономической координации во всех регионах России (табл. 1.10). Как видно, себестоимость отпуска теплоты АО-энерго и электростанциями РАО «ЕЭС России» всюду ниже, чем у котельных. В частности, это было достигнуто за счет изменения на ТЭЦ с января 1996 г. метода определения расходов топлива на электроэнергию и теплоту. В результате удельный расход топлива на выработку теплоты снизился в среднем по электроэнергетике примерно на 15% при одновременном росте его расхода на выработку электроэнергии примерно на 11%. Это несколько повысило рентабельность отпуска теплоты электростанциями, но не сделало их конкурентоспособными. Цена отпускаемой теплоты в главных регионах теплоснабжения от электростанций (Центр и Урал – свыше 50% отпущенной теплоты) выше, чем у котельных. В то же время, котельные во всех регионах (за исключением региона Востока), нерентабельны по отпуску теплоты.

Таблица 1.10

Себестоимость, цены и рентабельность отпуска теплоты по регионам, 1997 г. [33]

Регионы	Себестоимость, руб. /Гкал			Цена, руб./Гкал			Рентабельность, %		
	АО-энерго*	Котельные	Средневзвешенная	АО-энерго*	Котельные	Средневзвешенная	АО-энерго*	Котельные	Средневзвешенная
Россия всего	80,7	143,2	125,8	91,4	112,3	106,5	13,3	-21,6	-15,4
Северо-запад	101,4	104,1	103,5	92,5	75,0	79,1	-8,8	-27,9	-23,6
Центр	74,8	81,8	80,0	85,3	70,0	74,2	14,0	-14,4	-7,3
Волга	73,4	115,8	103,0	73,3	115,4	102,7	-0,1	-0,4	-0,3
Юг	84,3	109,8	105,5	99,9	82,0	85,0	18,4	-25,4	-19,4
Урал	68,1	78,4	75,4	87,0	52,0	62,2	27,8	-33,7	-17,5
Сибирь	82,4	472,4	351,9	91,2	346,0	267,3	10,6	-26,7	-24,0
Восток	148,8	185,3	176,4	194,5	257,2	241,9	30,7	38,8	37,1

* Электростанции РАО «ЕЭС России»

Число административных центров с убыточной реализацией теплоты потребителям в 1997 г. составило 46 с суммарным отпуском 335 млн Гкал. Обращает на себя внимание тот факт, что высокоубыточная (–20% и более) часть реализованной теплоты (227 млн Гкал) приходится на крупные города с большими объемами теплопотребления.

Ответная мера со стороны теплоснабжающих компаний в виде повышения тарифа на теплоту вряд ли может быть эффективной. Из-за низкого уровня доходов у социально значимых групп потребителей они не смогут адекватно оплачивать теплоту по возрастающему тарифу.

В этих условиях развернувшаяся в стране компания по установке приборов учета снижает платежи потребителей за теплоту и экономит бюджетные средства регионов. Однако развитие этого процесса может уменьшить до критических размеров финансовые поступления производителям. В результате может оказаться, что последние не смогут поддерживать даже сегодняшнее состояние малонадежных систем теплоснабжения, которые являются локальными естественными монополиями.

Напряженная экономическая обстановка в системах централизованного теплоснабжения, вызванная неоправданно большими тепловыми потерями в трубопроводах, сокращением спроса на теплоту, уменьшением загрузки теплофикационных отборов турбин ТЭЦ, сложным материально-техническим и финансово-экономическим состоянием теплоснабжающих организаций, требуют пересмотра существующей практики и разработки новой тактики и стратегии развития теплофикации и СЦТ. В сложившихся условиях первоочередной задачей является обеспечение экономической

устойчивости теплоснабжающих организаций. Как показано ниже, в настоящее время она далека от нормальной.

Относительные оценки стоимости теплоты, отпущенной котельными России, выполненные для условий 1997 г., показали, что общего решения проблемы повышения экономичности теплоснабжения не существует (табл.1.11).

Таблица 1.11

Относительная оценка стоимости 1 Гкал теплоты, отпущенной котельными России при различной рентабельности, 1997 г. [33]

				Россия, всего	Городские поселения	Сельская местность
Факт	Средние	затраты на эксплуатацию	руб./Гкал	143,2	145,7	116,5
		цена		112,3	118,1	49,5
	Рентабельность (убыточность)		%	-21,6	-18,9	-57,5
Рентабельность = 0	Альтернативы	дополнительные расходы потребителей или снижение затрат на эксплуатацию	млрд руб.	44,3	36,1	8,2
		новая средняя цена	руб./Гкал	143,2	145,7	116,5
		новые средние затраты на эксплуатацию		112,3	94,4	62,0
Рентабельность = 20%	Альтернатива 1	дополнительные расходы потребителей	млрд руб.	85,3	74,3	11,0
		новая средняя цена	руб./Гкал	171,9	174,8	139,8
	Альтернатива 2	снижение затрат на эксплуатацию	млрд руб.	71,1	61,9	9,2
		новые средние затраты на эксплуатацию	руб./Гкал	93,6	98,4	41,3

Убыточность подавляющей части теплоты, отпускаемой российскими котельными, при переходе их в режим самообеспечения с нулевой рентабельностью потребует или повысить средний тариф для потребителей до уровня существующих средних затрат на отпуск 1 Гкал теплоты, или обеспечить снижение затрат на эксплуатацию до уровня существующей средней цены. В целом, это требует дополнительных расходов у потребителей или снижения затрат на теплоснабжение на 44,3 млрд руб.

При создании режима самофинансирования условно с рентабельностью 20%, дополнительные расходы составят 85,3 млрд руб., если увеличить среднюю цену теплоты с 112,3 до 171,9 руб./Гкал, или более чем в 1,5 раза. При предположении, что такой уровень рентабельности можно достичь за счет снижения затрат на эксплуатацию без изменения средней цены

теплоты, потребуется уменьшить его себестоимость с 143,2 до 93,6 руб./Гкал, или примерно на одну треть, а суммарные затраты – на 71,1 млрд руб.

Очевидно, что оба направления и любая их комбинация малореальны при современном экономическом состоянии котельных.

Приходится признать, что неудовлетворительное экономическое состояние теплоснабжения стало хроническим. У компаний, обеспечивающих страну теплом, сегодня нет собственных источников инвестиций даже для простого воспроизводства. По отрасли «электроэнергетика», по данным Госкомстата РФ, полностью амортизированные (изношенные) основные производственные фонды тепловых электростанций и тепловых сетей в последние годы не менее чем на 1/3 превосходят их незавершенное строительство, а по самостоятельным котельным – в 6 раз. Таким образом, имеющиеся строительные заделы не могут компенсировать выбытие мощностей. Отсутствие инвестиционного финансирования активно подрывает надежность теплоснабжения. Объемы капитальных ремонтов не в состоянии остановить деградацию его технического уровня.

Неблагополучие в теплоснабжении отчетливо проявилось в годы переходной экономики. Оно стало отражением несоответствия рыночным отношениям теплофикации и СЦТ, созданных на основе крупных энергетических объектов в другой экономической среде. Их развитие в СССР в течение нескольких последних десятилетий осуществлялось в русле государственной инвестиционной и ценовой политики, направленной на создание, в первую очередь, уникальных энергетических объектов, олицетворяющих собой научно-технический прогресс. На этом направлении концентрировались усилия НИОКР и производственные мощности энергетического машиностроения, впечатляющие технические результаты которых широко известны.

Сооружение ТЭЦ со все возрастающей единичной мощностью теплофикационных агрегатов, крупных котельных и тепловых сетей, особенно из трубопроводов больших диаметров, велось за счет средств государственного бюджета, а присоединение к СЦТ стимулировалось низкой стоимостью теплоэнергии. При этом не обеспечивалась комплексность в развитии СЦТ: технический уровень сооружаемых тепловых сетей уже давно не соответствовал требованиям их надежной работы.

В новых экономических условиях, не адекватных прежним механизмам функционирования, при отсутствии бюджетной подпитки в СЦТ стали быстро развиваться негативные тенденции, препятствующие надежному и экономичному обеспечению теплотой социально значимых и производственных потребителей. Сегодня для поддержания теплофикации и централизованного теплоснабжения требуется найти решение трудной задачи по обеспечению нормальной жизнедеятельности населения и производственных объектов с помощью неэкономичных и малонадежных источников и трубопроводных систем транспорта теплоты.

Разработка оборудования и сооружение котельных малой мощности, автономных и индивидуальных источников теплоты выполняется, как пра-

вило, за счет средств местных бюджетов и населения, которые не располагают достаточными финансовыми и материальными ресурсами.

В сложившихся условиях явно недостаточны усилия, которые предпринимаются по сокращению теплорасточительства, структурно-технологической перестройке и повышению экономичности теплоснабжения. Роль теплоснабжения недооценивается как в обеспечении развития национальной экономики, так и в укреплении энергетической безопасности страны. Нет общей концепции снабжения теплотой России. Предложения многих организаций и специалистов по экономически эффективной эксплуатации и устойчивому развитию теплоснабжения, накопленные трудным опытом в переходной экономике России, остаются в большей мере невостребованными. В то же время, их необходимо использовать именно сейчас, когда спектр возможных решений весьма сужен из-за финансового, экономического и технического состояния теплоснабжения.

Качество и экономичность, как в централизованном, так и в децентрализованном секторах теплоснабжения пересекли критический рубеж. Масштабность проблемы и огромная социальная ответственность требуют объединенных усилий по разработке стратегии обеспечения России теплотой в условиях рыночной экономики.

Нужна продуманная государственная программа, определяющая основные направления действий на федеральном и региональном уровнях по выводу из кризиса и созданию конструктивных условий для безопасного, надежного и экономичного теплоснабжения, включая теплофикацию.

1.5. Энергосбережение как основа энергетической политики в России

Важнейшей предпосылкой активизации политики энергосбережения является обновление хозяйственного механизма управления экономикой страны. Активизация энергосбережения требует создания организационно-экономических условий, являющихся предметом общегосударственной и региональной политики. Проведение энергосберегающей политики должно опираться на детально разработанную систему правового регулирования процессов энергоснабжения и энергопотребления. Управление энергоснабжением должно быть направлено на обеспечение рациональных режимов энергоиспользования путем сочетания мероприятий по развитию энергетических мощностей и энергосбережению, а не на централизованное наращивание мощностей [8]. Оценки экономической эффективности, выполненные по отечественным и зарубежным материалам, показывают, что большинство мероприятий, обеспечивающих интенсификацию энергосбережения, имеют существенно более высокую рентабельность по сравнению с наращиванием производства энергоресурсов. Снижение расхода энергоресурсов в народном хозяйстве только на 1% равноценно экономии около 20 млн т условного топлива. Кроме того, интенсификация энергосбережения позволяет решить значительную часть проблем, связанных с оздоровлением окружающей среды [5]. Мировой опыт стран, экономика которых

основана на рыночных отношениях, говорит о необходимости регулирования энергопотребления экономическими и административно-законодательными мерами, разрабатываемыми правительственными органами. Так, в США эта работа проводится Управлением по рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов, в Великобритании – Комитетом по использованию топливно-энергетических ресурсов, во Франции – Агентством по экономии энергии, в Японии – Управлением по рациональному использованию природных ресурсов.

Важным шагом на пути регулирования отношений, возникающих в процессе деятельности в области энергосбережения, стал Закон РФ «Об энергосбережении», принятый Государственной Думой 13.03.1996 г.

Закон предназначен для создания экономических и организационных условий эффективного использования энергоресурсов в стране, содержит определения ряда понятий. В соответствии с этим законом, энергосбережение – это реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и на вовлечение в оборот возобновляемых источников энергии.

Энергосберегающая политика государства – это правовое, организационное и финансово-экономическое регулирование деятельности в области энергосбережения; энергетический ресурс – носитель энергии, который используется в настоящее время или может быть использован в перспективе.

Вторичный энергетический ресурс – это энергетический ресурс, получаемый в виде побочного продукта основного производства или являющийся таким продуктом.

Эффективное использование энергетических ресурсов предполагает достижение экономически оправданной эффективности их использования при существующем уровне развития техники и технологии и соблюдение требований к охране окружающей природной среды.

Кроме того, в Законе определены объекты государственного регулирования в области энергосбережения, изложены основные принципы энергосберегающей политики государства. К ним относятся:

1) приоритеты эффективного использования энергетических ресурсов;

2) осуществление государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов;

3) обязательность учета юридическими лицами производимых или расходуемых энергетических ресурсов, учета физическими лицами получаемых ими энергетических ресурсов;

4) включение в государственные стандарты на оборудование, материалы и конструкции, транспортные средства показателей их эффективности;

5) сертификация топливо-энергопотребляющего, энергосберегающего и диагностического оборудования, материалов, конструкций, транспортных средств, а также энергетических ресурсов;

6) сочетание интересов потребителей, поставщиков и производителей энергетических ресурсов;

7) заинтересованность производителей и поставщиков энергетических ресурсов в их эффективном использовании и др.

Законом определены основные принципы управления в области энергосбережения, в соответствии с которыми энергосберегающая политика государства осуществляется на основе реализации федеральных и межрегиональных программ в области энергосбережения путем:

1) стимулирования производства и использования топливо- и энергосберегающего оборудования;

2) организации учета расходов энергетических ресурсов, а также контроля за их расходованием;

3) осуществления государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов;

4) проведения энергетического обследования предприятий и организаций;

5) проведения энергетической экспертизы проектной документации для строительства;

6) реализации демонстрационных проектов высокой энергетической эффективности;

7) реализации экономических, информационных, образовательных и других направлений деятельности в области энергосбережения.

Наиболее эффективные сферы энергосбережения выявляются в результате анализа структуры его потенциала, который показал, что одна треть потенциала находится в самом ТЭК, примерно столько же приходится на коммунальный сектор и сельское хозяйство, а одна треть – в промышленности [8]. К наиболее важной сфере энергосбережения относят реорганизацию систем теплоснабжения, включающую стратегию отказа от прежней концентрации мощностей источников теплоты, и переход к децентрализованным схемам теплоснабжения. Однако окончательный вывод о необходимости внедрения энергосберегающего мероприятия, в том числе и выбор степени децентрализации схем теплоснабжения, можно сделать в результате обоснования экономически эффективных вариантов. Оценка этих мероприятий должна проводиться с учетом конкретных условий деятельности предприятий, климатических условий района проектирования, возрастающих цен не только на энергоносители, но и на различные виды энергосберегающего оборудования и др.

ГЛАВА 2. ПОТРЕБИТЕЛИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

2.1. Климатические показатели и классификация потребителей тепловой энергии

Крупными потребителями тепловой энергии в городах и населенных пунктах являются жилые, общественные и промышленные здания. На их теплоснабжение расходуется около 40% всего добываемого в стране топлива. Для жилых и общественных зданий расходуемая тепловая энергия складывается из следующих составляющих: затраты энергии на обеспечение комфортных условий пребывания людей в помещениях, соответствующих современному уровню развития техники теплоснабжения, на коммунально-бытовые и санитарно-гигиенические цели. В промышленных зданиях тепловая энергия, кроме того, необходима по условиям технологии для обеспечения требуемого теплового режима при изготовлении отдельных видов продукции и проведения ряда производственных операций.

Потребности тепловой энергии для коммунально-бытовых и производственных целей из года в год непрерывно возрастают.

Рост жилищного строительства, осуществляемый в настоящее время не только в городах, но и в сельской местности, с одной стороны, и развитие техники теплоснабжения, с другой стороны, неразрывно связаны с увеличением потребления тепловой энергии, как в количественном отношении, так и в качественном.

Увеличение объемов современных жилых, общественных и (в некоторой степени) промышленных зданий, ежегодно вводимых в эксплуатацию, связано с соответствующим приростом потребности топливно-энергетических ресурсов. В новых зданиях увеличены полезная площадь и норма расхода горячей воды на человека, что обусловлено повышенной степенью благоустройства, повышенными требованиями к чистоте воздуха в рабочей зоне, а также чистотой воздушного бассейна окружающей среды. Внедрение новых технологических процессов и строительство зданий с более совершенными объемно-планировочными решениями, максимально отвечающими функционально-технологическому назначению, также приводят к увеличению расходов тепловой энергии.

Температура атмосферного (наружного) воздуха и скорость ветра являются показателями, определяющими основную долю потребности зданий и сооружений в тепловой энергии. Населенные пункты на территории нашей страны расположены во всех климатических зонах с разнообразной температурой наружного воздуха.

Расход топливно-энергетических ресурсов, связанный с обогревом или охлаждением помещений, определяется перепадом температур между расчетной температурой наружного воздуха и воздуха внутри помещений. В зависимости от категории зданий, обусловливающих уровень требований к тепловой

му режиму помещений для расчета ограждающих конструкций и теплопотерь, в одном и том же климатическом районе принимается различная температура наружного воздуха.

Для большинства населенных пунктов расчетные температуры наружного воздуха приведены в [40, 43]. В помещениях, где допустимы кратковременные отклонения от заданных условий, принимают среднюю температуру наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 или 0,98 в зависимости от продолжительности допустимого отклонения параметров теплового режима; при возможных незначительных отклонениях – среднюю температуру наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 или 0,92.

Требуемый тепловой режим и удовлетворение тепловых потребностей в зданиях обеспечиваются соответствующими инженерными устройствами и теплотехническим оборудованием, присоединяемыми к тепловым сетям или непосредственно к теплопроводам котельной.

В зависимости от рода теплопотребления все потребители делятся на коммунально-бытовые и технологические. К ним относятся потребители тепловой энергии для целей отопления и вентиляции зданий, а также для подогрева воды на санитарно-гигиенические и бытовые цели. Инженерными устройствами, распределяющими тепловую энергию в зданиях, являются системы отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения, а также теплотехническое оборудование, необходимое по технологии для производства продукции.

Потребителями тепловой энергии, вырабатываемой источниками теплоснабжения, являются:

- системы отопления;
- системы вентиляции (кондиционирования воздуха);
- системы горячего водоснабжения;
- различные технологические установки, использующие пар или горячую воду.

Применительно к жилищно-коммунальному и гражданскому сектору экономики системы теплопотребления включают в себя:

- системы отопления;
- системы вентиляции (кондиционирования воздуха);
- системы горячего водоснабжения.

Система отопления обеспечивает заданный тепловой режим в помещениях в холодное время года путем компенсации теплопотерь через наружные ограждающие конструкции здания.

Система вентиляции создает требуемую чистоту воздуха в рабочей зоне производственных зданий, необходимый воздушный и тепловой режимы в общественных зданиях путем соответствующей организации воздухообмена в помещениях.

Система кондиционирования воздуха применяется для создания в помещениях микроклимата, удовлетворяющего повышенным санитарно-гигиеническим или технологическим требованиям, путем обеспечения

строго заданных температур, влажности, подвижности и чистоты воздуха в рабочей зоне.

Система горячего водоснабжения предназначена для подогрева и транспортирования воды к местам водоразбора на хозяйственно-бытовые или производственные нужды.

Технологическое теплотехническое оборудование является потребителем тепловой энергии в виде водяного пара или подогретой воды и включает как специальные теплопроводы, так и теплообменные аппараты, а иногда и электрокотлы.

Каждое устройство обеспечивает один из видов теплопотребления и имеет свой режим работы, который определяется потреблением тепловой энергии в течение заданного промежутка времени, например, одного часа, рабочей смены, суток, месяца, сезона или года.

По тепловой мощности все потребители делятся на равномерно потребляющие (к ним относятся системы отопления, вентиляции) и неравномерно потребляющие (к ним относятся подогрев воды, технологические нужды).

По продолжительности непрерывного использования тепловой энергии в течение определенного периода года все потребители объединяются в две основные группы:

- с сезонным потреблением (отопление, вентиляция);
- с годовым потреблением (подогрев воды на горячее водоснабжение, технологические нужды).

Режим работы сезонных потребителей зависит от климатических условий (наружной температуры и влажности воздуха, скорости и направления ветра) и характеризуется неравномерностью теплопотребления как в течение отопительного периода, так и в течение каждого месяца. У годовых потребителей при сравнительно постоянном расходе теплоты в течение сезона, месяца и недели режим работы резко изменяется не только по часам суток, но и по дням недели.

Совместное действие потребителей с различными режимами их работы предъявляет определенные требования к виду, количеству и потенциалу теплоносителя, циркулирующего в наружных теплопроводах. Выбор рационального варианта схемы теплоснабжения объекта производится по суммарной тепловой нагрузке отдельных инженерных устройств всех зданий и технологических потребителей. Тепловую нагрузку, или потребность в тепловой энергии, обычно рассчитывают в характерные промежутки времени: час, сутки, месяц, сезон или год, причем расчетным значением является часовая тепловая мощность.

На первом этапе определяется расчетно-проектная тепловая нагрузка систем теплопотребления здания или района.

Перед проведением расчетов потребности зданий и сооружений в тепловой энергии должна быть проведена оценка достоверности исходной информации: проектных тепловых нагрузок, объема зданий, количества жителей, пользующихся горячей водой и т.д.

По значению расчетной тепловой мощности выбирают тип источника

теплоты, мощность теплоподготовительного оборудования и диаметры трубопроводов. В зависимости от изменения тепловой потребности в течение суток, месяца, сезона и года разрабатывают соответствующие режимы отпуска тепловой энергии – эксплуатационные режимы работы теплоснабжающих устройств. При этом учитывают взаимное расположение потребителей друг относительно друга, удаленность потребителей от источников теплоты, геометрическую высоту зданий и рельеф местности.

При сравнении вариантов систем теплоснабжения в расчетах могут использоваться значения месячной, сезонной и годовой тепловой мощности. Тепловую мощность систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения принимают по типовым или индивидуальным проектам соответствующих зданий и сооружений. Тепловая мощность производственных процессов определяется по технологическим проектам данных производств. При отсутствии проектов расчетное значение тепловой мощности определяется раздельно для каждого потребителя.

Требуемая расчетом тепловая мощность здания, квартала, населенного пункта, города складывается из тепловой мощности системы отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологических нужд.

Определение нагрузок рекомендуется производить вначале для каждого здания в отдельности, далее для микрорайонов, обслуживаемых одним источником теплоснабжения, далее для региона в целом.

Расчетные потребности в тепловой энергии того или иного потребителя производят, используя максимальные расчетные часовые расходы по отдельным видам потребления и суммируя затем эти расходы (с учетом возможного несовпадения по времени максимальных часовых расходов по отдельным видам теплопотребления).

2.2. Тепловая мощность системы отопления

Для обеспечения требуемой температуры воздуха в помещениях жилых, общественных и промышленных зданий в зимнее время требуется выработка значительной тепловой энергии, поэтому отопление зданий в суровых климатических условиях нашей страны является наиболее крупным потребителем тепловой энергии. Продолжительность отопительного периода соответствует числу суток в течение года с устойчивой среднесуточной температурой наружного воздуха $t_н$ ниже установленного предела. Согласно [43], в зависимости от требований, предъявляемых к тепловому режиму различных зданий, такому пределу соответствует температура наружного воздуха 8°С или 10°С. Начало и окончание отопительного сезона для жилых и общественных зданий согласовываются с местными органами власти или управления. Действующими строительными нормами и правилами продолжительность отопительного периода определяется по числу дней с устойчивой среднесуточной температурой 8°С и ниже. На практике отопительный сезон начинают в осенний период при устойчивой среднесуточной температуре наружного воздуха 8°С в течение 3-5 суток, заканчивают в весенний период при стоянии среднесуточ-

ных температур в течение 5 суток свыше 8°С. Отопительный сезон может быть начат при продолжительном стоянии среднесуточных температур наружного воздуха 10°С и ниже.

Тепловая мощность системы отопления зависит не только от климатических условий, но и от:

- объемно-планировочных решений здания (этажности, конфигурации, ориентации по странам света);
- уровня теплозащиты наружных ограждений;
- теплогидравлической регулировки магистралей, подводок, стояков;
- состояния и степени автоматизации индивидуальных тепловых пунктов;
- уровня эксплуатации систем отопления;
- наличия системы индивидуального коммерческого учета теплоты.

При проведении теплотехнического расчета ограждающих конструкций и выборе толщины ограждающих конструкций или их теплоизоляционного слоя учитывают указания по экономии тепловой энергии, предписывающие повышать расчетное сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций, стен и кровли в 1,1–2 раза в зависимости от конструктивного исполнения.

Потребность тепловой энергии на отопление жилых и общественных зданий определяется из условия полной компенсации теплопотерь через ограждающие конструкции и теплозатрат, связанных с подогревом инфильтрующегося воздуха. Теплопотери через ограждающие конструкции зависят в основном от температуры наружного воздуха. Поскольку в течение отопительного периода температура наружного воздуха и скорость ветра изменяются в довольно широких пределах, то соответственно изменяются и потребности здания в тепловой энергии на отопление.

Изменение тепловой мощности системы отопления обратно пропорционально изменению температуры наружного воздуха и прямо пропорционально изменению скорости ветра и влажности воздуха. Таким образом, минимальное значение тепловой мощности соответствует началу отопительного периода. По мере снижения температуры наружного воздуха потребность в тепловой энергии возрастает и при расчетной температуре становится максимальной.

В крупных промышленных зданиях имеются дополнительные существенные тепловые потери, связанные с поглощением теплоты холодным материалом и оборудованием, введенными в помещение, и подогревом холодного воздуха, проникающего при открывании ворот.

Теплопотери через ограждающие конструкции здания (основные теплопотери) рассчитывают по методике, изложенной в СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха». Теплозатраты на подогрев инфильтрующегося воздуха в ряде нормативных документов учитываются коэффициентом при расчете основных теплопотерь. Для крупных производственных зданий их величина значительна. В ряде случаев потери из-за инфильтрации превышают основные теплопотери. Поэтому для таких зданий

их необходимо рассчитывать по специальной методике.

При расчете теплопотерь следует также учитывать климатические особенности района. В некоторых климатических районах нашей страны из-за значительных теплопотерь вследствие инфильтрации максимальная потребность здания в тепловой энергии может быть не при минимальной температуре $t_н$, а при максимальной скорости ветра. В таких случаях для выявления значения расчетной тепловой мощности производят дополнительные расчеты.

Расчет общих теплопотерь зданием, являющийся трудоемким процессом, выполняют на основании окончательно уточненных объемно-планировочных и технологических решений здания. К моменту начала проектирования системы теплоснабжения объекта такие планировочные решения, как правило, находятся в стадии уточнения, поэтому не представляется возможным установить потребность в тепловой энергии зданий в качестве исходных данных, необходимых для расчета тепловых сетей и выбора источника теплоснабжения.

Комплексная и параллельная разработка всех частей проекта приводит к необходимости предварительной оценки общих теплопотерь зданиями. При этом используют, как правило, метод приближенного расчета по укрупненным измерителям.

Максимальные тепловые нагрузки на отопление Qo,max жилых, общественных и производственных зданий и сооружений следует принимать по соответствующим проектам.

При отсутствии проектов допускается определять тепловые нагрузки в соответствии с требованиями СНиП II-35-76* «Котельные установки» и СП 41-104-2000 «Проектирование автономных источников теплоснабжения» (п. 3.13).

При отсутствии данных энергетического мониторинга при определении годового расчетного расхода теплоты на отопление зданий жилищно-коммунальной сферы районов различного возраста застройки можно пользоваться данными таблиц 2.1 – 2.4 и формулой:

$$Q_{расч}^{ОВ} = \sum_{1}^{n} F_{1995} q_{1995} + \sum_{1}^{m} F_{2000}^{1995} q_{2000}^{1995} + \sum_{1}^{p} F_{2000} q_{2000}\,, \qquad (2.1)$$

где F_{1995}, F_{2000}^{1995}, F_{2000} - общая площадь жилых зданий постройки соответственно до 1995 г., в период 1995-2000 г.г. и после 2000 г.; q_{1995}, q_{2000}^{1995}, q_{2000} - удельные годовые расходы теплоты на 1 м^2 площади; n, m, p – соответственно, количество зданий постройки до 1995 г., в период 1995-2000 г.г. и после 2000 г. [63].

Градусо-сутки отопительного периода D, °С·сут, определяют по формуле

$$D = (t_{вн} - t_{ср.о.})n_0\,, \qquad (2.2)$$

где $t_{вн}$ - расчетная средняя температура внутреннего воздуха здания, °С, принимаемая для расчета ограждающих конструкций жилых, лечебно-профилактических и детских учреждений, школ, интернатов, гостиниц и общежитий по минимальным значениям оптимальной температуры соответствующих зданий по ГОСТ 30494 (в интервале 20-22 °С), для общественных (кроме указанных выше), административных и бытовых, производственных и других зданий и помещений с влажным или мокрым режимом - согласно классификации помещений и минимальных значений оптимальной температуры по ГОСТ 30494 (в интервале 16-21 °С), для производственных с сухим и нормальным режимами зданий - по нормам проектирования соответствующих зданий (см. также табл. 2.5); $t_{ср.о.}$, n_o - соответственно, средняя температура наружного воздуха, °С, и продолжительность, сут, отопительного периода, принимаемые по СНиП 23-01-99* для периода со средней суточной температурой наружного воздуха не более 10 °С - при проектировании лечебно-профилактических, детских учреждений и домов-интернатов для престарелых, и не более 8 °С - в остальных случаях.

Таблица 2.1

Годовые расходы теплоты на отопление и вентиляцию жилых и гражданских зданий постройки до 1995 г. на 1 м^2 общей площади (Гкал/м^2)

Градусо-сутки	Число этажей			
	1-3	4-5	6-9	>10
2000	0,147	0,134	0,111	0,091
4000	0,253	0,233	0,193	0,168
6000	0,326	0,302	0,262	0,224
8000	0,382	0,355	0,309	0,269
10000	0,430	0,401	0,351	0,309
12000	0,472	0,442	0,389	0,344

Таблица 2.2

Годовые расходы теплоты на отопление и вентиляцию жилых и гражданских зданий постройки 1995-2000 г.г. на 1 м^2 общей площади (Гкал/ м^2)

Градусо-сутки	Число этажей			
	1-3	4-5	6-9	>10
2000	0,065	0,059	0,047	0,057
4000	0,131	0,141	0,103	0,088
6000	0,179	0,167	0,146	0,128
8000	0,219	0,206	0,183	0,163
10000	0,255	0,241	0,216	0,194
12000	0,288	0,273	0,247	0,224

Таблица 2.3

Годовые расходы теплоты на отопление и вентиляцию жилых и гражданских зданий постройки после 01.01.2000 г. на 1 м^2 общей площади (Гкал/ м^2)

Градусо-сутки	Число этажей			
	1-3	4-5	6-9	>10
2000	0,031	0,026	0,022	0,014
4000	0,076	0,072	0,062	0,054
6000	0,116	0,104	0,097	0,087
8000	0,124	0,136	0,128	0,117
10000	0,180	0,170	0,158	0,145
12000	0,209	0,200	0,185	0,173

Изменение расхода тепловой энергии при изменении $t_н$ имеет линейную зависимость. Чтобы знать характер изменения расхода тепловой мощности в течение всего сезона, достаточно определить потребность в тепловой энергии при максимальной и минимальной температурах наружного воздуха. Обычно такое изменение представляют графически (см. рис. 2.1). Точки А и Б соответствуют максимальному и минимальному расходам тепловой мощности. Линия АБ (линейная зависимость) характеризует изменение расходуемой тепловой мощности в течение отопительного периода. По такому графику можно определить расход тепловой мощности на отопление при любом значении $t_н$ в указанных пределах. Для этого необходимо из точки заданного значения $t_н$ на оси абсцисс восстановить перпендикуляр до пересечения с линией АБ. Точка пересечения будет соответствовать искомому значению расхода тепловой мощности (пунктирной линией показано определение среднего расхода $Q_o^{ср}$ при средней температуре наружного воздуха за отопительный период $t^o_{н.ср.}$).

Формула (2.3) справедлива для зданий с равномерным теплопотреблением в течение суток, когда системы отопления действуют с постоянной нагрузкой, например, жилых и некоторых общественных зданий (вокзалы, гостиницы и т. п.). Для большинства общественных административных и промышленных зданий, имеющих перерывы в работе в течение суток и в выходные дни, годовую потребность в тепловой энергии можно уменьшить за счет снижения температурного режима. В нерабочее время температура воздуха в помещении принимается из условия обеспечения надежной эксплуатации сооружений, например, $t'_{вн.}$ = 5 °С, и поддерживается специальной системой дежурного отопления.

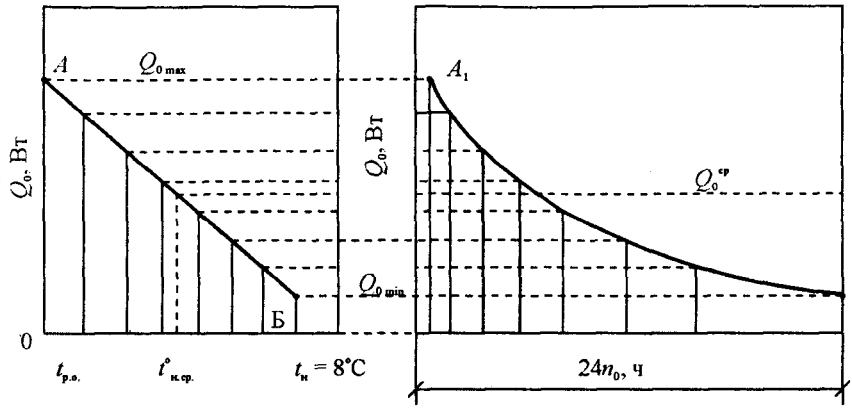


Рисунок 2.1. Графики расхода тепловой энергии на отопление:
а) часовой; б) годовой

Таблица 2.1

Расчетные температуры воздуха $t_{вп}$ в преобладающих помещениях зданий различных групп

Наименование групп зданий по их назначению	Преобладающие помещения		Примечания
	Наименование	Расчетная температура воздуха $t_{вп}$, °С	
1	2	3	4
I. Жилые здания			
Жилые здания квартирного типа и общежития	Жилые комнаты	20 или 22	В зависимости от климатического района
II. Общественные здания			
Больницы и диспансеры	Палаты для взрослых	20	–
Родильные дома	Палаты	22	–
Амбулатории и поликлиники	Кабинеты врачей	20	–
Общеобразовательные школы и школы-интернаты	Классы и кабинеты	20, 21 или 22	В зависимости от климатического района
Детские дошкольные учреждения	Спальни ясельных групп	20, 21 или 22	В зависимости от климатического района
Профессионально-технические, средние специальные и высшие учебные заведения	Аудитории	20	–
Клубы	Зрительные залы	16	–
Театры	Зрительные залы	19–21	–
Кинотеатры	Зрительные залы	14	–

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4
Здания конструкторских и проектных организаций	Проектные залы и комнаты	18	–
Здания управлений	Рабочие комнаты	18	–
Гостиницы	Номера	18	–
Дома быта, ателье, мастерские, приемные пункты	Помещения для изготовления и ремонта	18	–
Бани	Раздевальные, душевые, ванные	25	–
Прачечные	Сушильно-гладильные и стиральные цехи	15	–
Магазины	Торговые залы продовольственных товаров Торговые залы промышленных товаров	12 15	– –
Предприятия общественного питания	Залы, раздаточные, буфеты	16	–
Спортивные сооружения	Спортивные залы и катки	18	–
II. Промышленные здания			
Производственные помещения (рабочая зона) при легких работах (категория I)	–	20–23 19–25	Оптимальные значения Допустимые значения
То же, при работах средней тяжести (категория IIа)	–	18–20 17–23	Оптимальные значения Допустимые значения
То же, при работах средней тяжести (категория IIа)	–	17–19 15–21	Оптимальные значения Допустимые значения
То же, при работах средней тяжести (категория IIб)	–	22	Оптимальные значения Допустимые значения
Вспомогательные здания и помещения	Помещения для отдыха	18	–

С учетом снижения температуры воздуха в нерабочее время (в течение суток) и при наличии перерывов в отоплении в выходные и праздничные дни годовую потребность в тепловой энергии определяют по выражению:

$$Q_o^{год} = \frac{\tau_p(n_o - n_в)(t_{вн} - t^o_{н.ср.}) + (24n_o + \tau_p n_в - \tau_o n_в) + (t'_{вн} - t^o_{н.ср.})}{(t_{вн} - t_{р.о.})} Q'_{o.max}, \quad (2.3)$$

где τ_p – число часов работы предприятия в сутки; n_o – число суток в отопительном периоде; $n_в$ – сумма выходных и праздничных дней в отопительном периоде. Эксплуатационный режим работы теплоснабжающих устройств (режим отпуска тепловой энергии) зависит от изменения тепловой нагрузки во времени в течение всего отопительного периода. Для большей наглядности годовое теплопотребление во времени представляют графически (см. рис. 2.1, б). На оси абсцисс откладывают последовательно с нарастающим итогом часы стояния одинаковых температур; на оси ординат – расход тепловой энергии, соответствующий этим температурам. Для конкретного объекта построение графика начинают с выявления числа часов стояния одинаковых температур $t_н$. Затем рассчитывают с учетом возможного снижения потребления теплоты в нерабочее время требуемый расход тепловой энергии при различных значениях $t_н$. Полученные результаты наносят на координатную сетку графика, откладывая их на ординатах-перпендикулярах, восстановленных на оси абсцисс в точках изменения наружных температур. Из вершин ординат проводят линии, параллельные оси абсцисс, длиной, равной числу часов стояния одинаковых температур. Правые верхние углы образовавшихся прямоугольников соединяют плавной кривой. Эта кривая характеризует потребление тепловой энергии в течение года на отопление данного объекта и является основной для разработки режима работы системы теплоснабжения.

График расхода тепловой энергии в течение года можно построить, используя график часовых расходов. Для этого часовые расходы переносят на ординаты, соответствующие наружным температурам годового графика. Точки пересечения часовых расходов теплоты с ординатами, соответствующие предельным значениям температур $t_н$ в заданном интервале, соединяют плавной кривой. Площадь, ограниченная осью абсцисс, максимальной и минимальной ординатами и плавной кривой (см. рис. 2.1,б, кривая А1Б1), пропорциональна годовому расходу тепловой энергии. При средней температуре за отопительный период $t^o_{н.ср.}$ форма годового графика условно будет иметь вид прямоугольника, в котором ордината о – $Q_o^{ср.}$ соответствует среднечасовому расходу теплоты (см. пунктирную линию $Q_o^{ср.}$ на рис. 2.1).

2.3. Тепловая мощность системы вентиляции

Вентиляцию предусматривают в общественных и промышленных зданиях, где внутренний воздух в той или иной степени загрязняется вредными веществами: газами и парами, избыточной теплотой, избыточной влагой

и пылью. Чтобы обеспечить нормируемые условия воздушной среды, в таких помещениях необходимо удалять загрязненный и подавать свежий воздух, т.е. осуществлять организованную приточно-вытяжную вентиляцию.

В гражданских зданиях (больницах, детских садах, поликлиниках, школах и т.п.) рекомендуется предусматривать механическую общеобменную вентиляцию, работающую в период эксплуатации здания.

Требуемая температура подогрева свежего (наружного) приточного воздуха определяется категорией и назначением помещений. В общем виде тепловая мощность системы вентиляции определяется расходом, температурой и влажностью подогреваемого воздуха.

$$Q_в = c\rho Z(t_{вг} - t_{вх}), \qquad (2.4)$$

где c – удельная теплоемкость воздуха; ρ – плотность воздуха, принимаемая при средней температуре воздуха; Z – объемный расход приточного воздуха; $t_{вг}$ и $t_{вх}$ – соответственно температура воздуха за нагревателем и перед ним.

Расход тепловой энергии на вентиляцию зависит от характера выделяющихся вредных веществ. В данном климатическом районе он определяется объемом свежего воздуха, необходимого для подачи в помещение. Чтобы не нарушать воздушный баланс помещения, если нет специальных требований, объем свежего воздуха принимается равным объему удаляемого. Причем объем удаляемого воздуха рассчитывают из условия обеспечения параметров окружающей среды в соответствии с требованиями санитарных норм по количеству вредных веществ в помещении. Кроме того, объем удаляемого воздуха в значительной степени зависит от принятого способа организации воздухообмена.

Нормируемые условия в помещениях обеспечиваются в основном местной или общеобменной вентиляцией.

Если выделяющиеся вредные вещества можно удалять непосредственно на месте их образования, применяют ***местную вентиляцию***. В этом случае объем удаляемого воздуха минимальный, так как в помещении вентилируется только ограниченная по объему рабочая зона.

Когда в помещении вредные вещества распространяются по всему объему, применяют ***общеобменную вентиляцию,*** создающую в помещении требуемые условия воздушной среды путем разбавления вредных веществ чистым приточным воздухом. Воздухообмен, основанный на этом принципе, требует наибольшего объема приточного воздуха, а следовательно, и наибольшего расхода тепловой энергии.

Максимальные тепловые нагрузки на вентиляцию Qв,max жилых, общественных и производственных зданий и сооружений следует принимать по соответствующим проектам.

При отсутствии проектов допускается определять тепловые нагрузки в соответствии с требованиями СНиП II-35-76* «Котельные установки» и СП 41-104-2000 «Проектирование автономных источников теплоснабжения» (п. 3.13).

При отсутствии данных энергетического мониторинга при определении годового расчетного расхода теплоты на вентиляцию зданий жилищно-коммунальной сферы районов различного возраста застройки можно пользоваться формулой (2.1) и данными таблиц 2.1 – 2.4 [63].

Температура наружного воздуха, принимаемая при расчете вентиляции, не является одинаковой для всех помещений; она зависит от принятого способа воздухообмена. При расчете местной вентиляции ее берут равной, как и для отопления, т.е. $t_{р.в.} = t_{р.о.}$. Значение этой температуры при общеобменной вентиляции выше, чем при отоплении. Здесь она определяется как средняя за наиболее холодный период продолжительностью, равной 15% отопительного сезона.

Допустимое повышение уровня $t_{р.в.}$ при температурах наружного воздуха наиболее холодного периода обусловлено возможностью увеличения рециркуляции воздуха. В период пониженных наружных температур требуемая температура приточного воздуха достигается путем подмешивания (рециркуляции) к наружному более теплого воздуха, поступающего на подогрев, и, соответственно, сокращается потребность в тепловой энергии на нужды общеобменной вентиляции в часы ее максимального расхода. В тех цехах, где по характеру вредных веществ рециркуляция воздуха не допускается, за расчетную температуру принимают отопительную, независимо от принятого способа воздухообмена, т.е. $t_{р.в.} = t_{р.о.}$.

Если воздух, подаваемый приточной вентиляцией, содержит такое количество теплоты, которой достаточно для компенсации теплопотерь данного помещения, то система отопления не требуется. В таких помещениях функции дежурного отопления выполняет система вентиляции, работающая на неполную мощность. В этом случае отопление называют совмещенным с приточной вентиляцией.

Тепловые затраты на вентиляцию, так же, как и на отопление, зависят от наружной температуры. При местной и общеобменной вентиляции без рециркуляции воздуха эта зависимость аналогична отопительной (рис. 2.2,а, линия АВ). При общеобменной вентиляции с рециркуляцией воздуха аналогия наблюдается только в диапазоне наружных температур от +8 до $t_{р.в.}$ (линия БВ). При дальнейшем снижении температуры наружного воздуха, т.е. когда $t_н < t_{р.в.}$, расход тепловой энергии не изменяется и сохраняется на уровне в течение всего наиболее холодного периода (линия расхода ГБ параллельна оси абсцисс).

Средний тепловой поток на вентиляцию при $t_{р.о.}$ можно оценить следующим образом:

$$Q_в^{ср} = Q_{в.max} \frac{t_{вн} - t^{о}_{н.ср.}}{t_{вн} - t_{р.о.}}. \qquad (2.5)$$

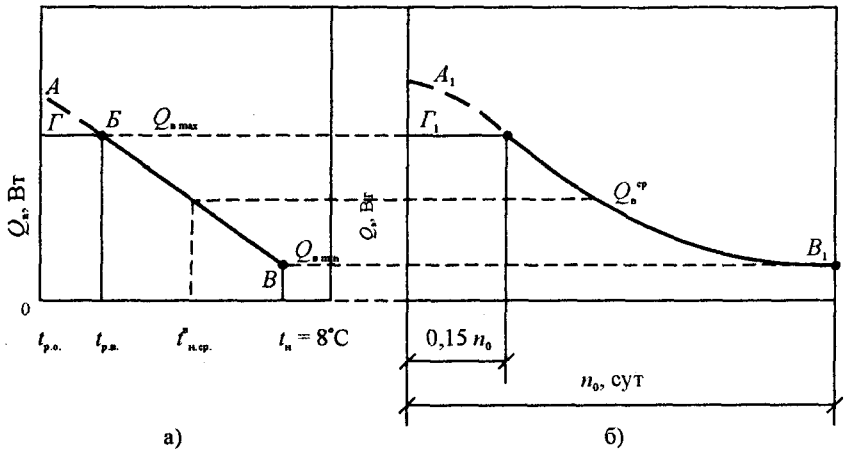


Рисунок 2.2. Графики расхода тепловой энергии на вентиляцию:
а) часовой; б) годовой

Годовой расход тепловой энергии на вентиляцию определяют при соответствующем способе воздухообмена в зависимости от числа часов работы системы вентиляции. При общеобменной вентиляции с рециркуляцией воздуха:

- с перерывами работы в течение суток и в выходные дни

$$Q_в^{год} = \left(0{,}15 + 0{,}85\frac{t_{вн} - t^в_{н.ср.}}{t_{вн} - t_{р.в.}}\right)(n_о - n_в)\tau_р Q_в; \qquad (2.6)$$

- при круглосуточной работе без перерыва в выходные дни ($n_в = 0$; $\tau_р = 24$)

$$Q_в^{год} = \left(0{,}15 + 0{,}85\frac{t_{вн} - t^в_{н.ср.}}{t_{вн} - t_{р.в.}}\right)\cdot 24 n_о Q_в. \qquad (2.7)$$

При местной и общеобменной вентиляции без рециркуляции:

- с перерывами в работе в течение суток и в выходные дни

$$Q_в^{год} = \tau_р(n_о - n_в)\frac{t_{вн} - t^о_{н.ср.}}{t_{вн} - t_{р.о.}}Q_в; \qquad (2.8)$$

- при круглосуточной работе без перерывов в выходные дни ($n_в = 0$; $\tau_р = 24$)

$$Q_в^{год} = 24 n_о \frac{t_{вн} - t^о_{н.ср.}}{t_{вн} - t_{н.о.}}, \qquad (2.9)$$

где $t^в_{н.ср.}$ – температура наружного воздуха, средняя в течение умеренно холодного периода (табл. 2.5); $\tau_р$ – число часов работы системы вентиляции в сутки.

Если имеются сведения о продолжительности умеренно холодного периода (см. табл. 2.5), то расчеты по формулам (2.6) – (2.9) значительно упрощаются.

Таблица 2.5

Средняя температура наружного воздуха и продолжительность умеренно холодного периода в отопительном сезоне

Город	Средняя температура наружного воздуха в течение умеренно холодного периода, °С	Продолжительность умеренно холодного периода, сутки
Астрахань	0	137
С.-Петербург	–0,5	193
Липецк	–2,2	183
Москва	–1,4	192
Мурманск	–2,3	274
Смоленск	–1,5	193
Чебоксары	–3,9	204

Режим работы системы вентиляции разрабатывают на основании годового графика потребления тепловой энергии. Построение этого графика (см. рис. 2.2, б) для систем вентиляции без рециркуляции воздуха производится аналогично отопительным. Для общеобменной вентиляции годовой график потребления теплоты разделен на две части: левая часть соответствует наиболее холодному периоду и имеет постоянный расход тепловой энергии в течение этого периода. Линия $Г_1Б_1$ параллельна оси абсцисс, расход тепловой энергии определяется площадью прямоугольника О–Г1–Б1–$0{,}15n_o$. Вторая часть, соответствующая умеренно холодному периоду, имеет переменный расход теплоты (линия $Б_1В_1$) в зависимости от изменения $t_н$.

Если номенклатура общественных зданий неизвестна, то для расчета тепловой мощности для покрытия нагрузок на системы вентиляции общественных зданий следует использовать нормативы для распределения всех групп общественных зданий между различными структурными единицами города (микрорайонами, жилыми районами, общественными центрами жилых и планировочных районов, а также городов в целом) [46], исходя из ступенчатой системы обслуживания населения. Представляется очевидным, что в малых городах с населением до 20 тыс. чел. перечень общественных зданий соответствует оговоренному в нормах [41] для микрорайонов вместе с общегородским общественным центром. Малые города с населением 20–50 тыс. чел. можно рассматривать как состоящие из одного жилого района с таким центром. В средних и больших городах, наряду с микрорайонами и жилыми районами следует учитывать раздельное размещение общественных зданий в общественных центрах жилых и планировочных районов в соответствии с нормами [41], а в крупных и крупнейших городах дополнительно учитывать размещение общественных зданий областного, краевого или республиканского значения.

2.4. Тепловая мощность системы горячего водоснабжения

В соответствии с [49], максимальные тепловые потоки на горячее водоснабжение, так же, как и максимальные тепловые потоки на отопление и вентиляцию жилых, общественных и производственных зданий, следует принимать при проектировании тепловых сетей по соответствующим проектам.

При отсутствии проектов допускается определять тепловые потоки на основании дополнительно проводимых расчетов.

Средние тепловые потоки на горячее водоснабжение зданий, согласно [49], следует определять по нормам горячей воды в соответствии со СНиП 2.04.01-85* «Внутренний водопровод и канализация зданий» и СНиП 2.08.01-89* «Железные здания».

Для большинства жилых, промышленных и общественных зданий общая годовая потребность в тепловой энергии на подогрев воды составляет 10–30% потребности энергии на отопление. Однако в ряде зданий (бани, прачечные, цехи мойки деталей и т. п.) потребность в горячей воде настолько велика, что на ее подогрев затрачивается тепловой энергии больше, чем на отопление. Особенность эксплуатационного режима работы систем горячего водоснабжения заключается в том, что расход воды, разбираемой из системы, не является постоянным в течение суток или рабочей смены. Он изменяется в широких пределах и зависит от числа и продолжительности одновременного действия водоразборных точек.

Неравномерность режима работы наблюдается не только по часам суток, но и по дням недели. В частности, в жилых зданиях максимальный расход горячей воды, а следовательно, и наибольший часовой расход тепловой энергии зарегистрирован в утренние и вечерние часы (рис. 2.3,а). В часы максимального водопотребления расход тепловой энергии в несколько раз превышает среднечасовой за сутки, а в ночное время (от 0 до 6 часов) расход незначителен и составляет всего 4% среднечасового. Исследования, проведенные А.В. Хлудовым, показали, что наибольший расход горячей воды отмечается в предпраздничные дни. Здесь пиковая нагрузка превышает среднечасовую более чем в три раза, а продолжительность ее в два раза больше, чем в выходной день.

При проектировании тепловых сетей расчетный расход тепловой энергии на подогрев воды принимают или максимальный, или среднечасовой. Выбор в данном случае определяется расходом и температурой потребляемой воды в единицу времени, продолжительностью пиковой нагрузки, а также требованиями, предъявляемыми к надежности и качеству теплоснабжения данного объекта. Для работы системы с минимальным расходом требуется более мощное оборудование, которое в часы уменьшения пиковой нагрузки работает с пониженным КПД.

При проектировании теплоснабжения от крышных котельных (см. п.4.7) тепловая мощность системы горячего водоснабжения определяется не по максимальному, а по среднечасовому значению. Это становится воз-

можным благодаря использованию режима связанного регулирования, при котором в случае прохождения пика горячего водоснабжения часть теплоты системы отопления временно используется на горячее водоснабжение. При этом имеется в виду то обстоятельство, что температурный режим в здании практически не изменяется за счет аккумулирующей способности ограждающих конструкций и системы. Возможно также применение баков-аккумуляторов для горячей воды.

В целях повышения экономичности системы теплоснабжения крупных потребителей, имеющих в сутки сравнительно небольшую продолжительность пиковой нагрузки, за расчетный расход принимают среднечасовой. При этом в системе теплоснабжения предусматриваются специальные устройства, позволяющие без ухудшения качества снабжения горячей водой сократить расчетный расход и довести его до среднечасового. Например, при установке баков-аккумуляторов снижается пиковая нагрузка и соответственно уменьшаются мощность теплогенераторов, диаметры трубопроводов и связанные с этим капитальные и эксплуатационные затраты. Объем бака-аккумулятора $G_{ак}$, установленного у потребителя, определяется по линии подачи 1 и по интегральной кривой расхода горячей воды 2 (рис. 2.3,б).

При определении расчетного расхода тепловой энергии, необходимой для подогрева воды, учитывают следующие факторы: норму водопотребления, начальную и конечную температуры нагреваемой воды, а также режим работы системы горячего водоснабжения в течение суток или рабочей смены. Норма водопотребления и конечная температура нагреваемой воды устанавливаются соответствующими нормативными документами или технологическими требованиями производственных процессов. Так, согласно СНиП 2.04.01-85* [45], для зданий различного назначения заданы нормы расхода горячей воды на бытовые нужды и ее конечная температура, равная 55°С. Температура воды в местах водоразбора зависит от способа присоединения системы горячего водоснабжения к тепловым сетям: при открытых системах теплоснабжения (см, п. 3.1) – не ниже 60°С; при закрытых – не ниже 50°С; для систем местного горячего водоснабжения – не ниже 60°С. При этом максимальная температура не должна превышать 75°С. Температуру холодной воды $t_х$ определяют для каждого объекта по фактическим данным источника водоснабжения. При отсутствии таких данных ее принимают в зависимости от времени года: в холодный период, т.е. в течение отопительного сезона $t_х = 5°С$, в теплый – $t_х = 15°С$.

Если конечная температура подогреваемой воды отличается от 55°С, то для определения нормы расхода воды при любой температуре используют формулу:

$$a_t = a_{55}\frac{55 - t_{х.з}}{t_г - t_{х.з.}}, \qquad (2.10)$$

где a_{55} – норма расхода воды при температуре 55°С на единицу водопотребления; $t_{х.з}$ и $t_г$ – соответственно начальная и конечная температура подогреваемой воды для конкретных условий.

Тепловые затраты на подогрев определяют по расходу воды в течение часа, суток или рабочей смены наибольшего водопотребления. При этом различают потребителей с равномерным и неравномерным потреблением горячей воды в течение суток.

Для зданий с неравномерным водопотреблением (жилые дома, гостиницы, больницы и т.п.) расчетным является или среднечасовой расход

$$Q_{гв}^{ср} = \frac{caρm(t_г - t_{х.з})}{\tau_ρ}, \qquad (2.11)$$

или максимальный часовой

$$Q_{гв.max} = kQ_{гв}^{ср}, \qquad (2.12)$$

где c – удельная теплоемкость подогреваемой воды при средней температуре; a – норма расхода воды на единицу водопотребления (см. табл. 2.7); $ρ$ –плотность воды при средней температуре; m – число жителей или единиц водопотребления; $t_г$ и $t_{х.з}$ – температура воды за нагревателем и перед ним; $\tau_ρ$ – число часов работы системы горячего водоснабжения в сутки или рабочую смену; k – коэффициент часовой неравномерности, принимаемый по нормам проектирования систем горячего водоснабжения в зависимости от назначения зданий.

Таблица 2.6

Укрупненные показатели среднего теплового потока на горячее водоснабжение q_h

Средняя за отопительный период норма расхода воды при температуре 55°С на горячее водоснабжение в сутки на 1 чел., проживающего в здании с горячим водоснабжением, л	На одного человека, Вт, проживающего в здании		
	с горячим водоснабжением	с горячим водоснабжением с учетом потребления в общественных зданиях	без горячего водоснабжения с учетом потребления в общественных зданиях
85	247	320	73
90	259	332	73
105	305	376	73
115	334	407	73

Для зданий с равномерным потреблением воды в течение суток или рабочей смены (прачечные, предприятия с потреблением воды на технологические нужды) среднечасовой и максимальный расходы тепловой энергии являются одинаковыми, т.е.:

$$Q_{гв.max} = Q_{гв}^{ср} = \frac{caρm(t_г - t_{х.з})}{\tau_ρ}. \qquad (2.13)$$

Если систему теплоснабжения проектируют на заданную численность населения для новых городов и рабочих поселков, то среднечасовой расход тепловой энергии на горячее водоснабжение определяют по укрупненному показателю q_h одновременно для жилых и общественных зданий:

$$Q_{гв}^{ср.з} = mq_h. \qquad (2.14)$$

Согласно [49], укрупненные показатели среднего теплового потока на горячее водоснабжение q_h определяются в соответствии с данными табл. 2.6.

Средний тепловой поток на горячее водоснабжение в неотопительный период нормами [49] предлагается определять по формуле:

$$Q_{гв}^{ср.л} = Q_{гв}^{ср.з} \frac{55 - t_{х.л}}{55 - t_{х.з.}} \beta_1, \qquad (2.15)$$

где β_1 – коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неотопительный период по отношению к отопительному периоду, принимаемый при отсутствии данных для жилищно-коммунального сектора равным 0,8 (для курортных и южных городов $\beta_1 = 1{,}5$), для предприятий $\beta_1 = 1{,}0$.

Тепловая энергия, необходимая для подогрева воды, расходуется в течение всего года. С учетом отключения системы горячего водоснабжения на ремонт годовое число суток ее работы принимают равным 350. В связи с тем, что температура исходной водопроводной воды, поступающей на подогрев, в зимний и летний периоды года различна, то соответственно требуется и различное количество тепловой энергии. Годовую потребность тепловой энергии определяют по суточному расходу для двух периодов:

- зимнего со среднесуточной температурой наружного воздуха $t_н \le 8$ или 10°С

$$Q_{гв}^{год.з} = \sum u g_{и.с} c\rho(t_г - t_{х.з}) + \tau_{гв}(Q_п - Q_ц); \qquad (2.16)$$

- летнего со среднесуточной температурой наружного воздуха $t_н > 8$ или 10°С

$$Q_{гв}^{год.з} = \sum u g_{и.с} c\rho(t_г - tх.л.) + \tau_{гв}(Q_п - Q_ц), \qquad (2.17)$$

где u – число однородных потребителей; $g_{и.с}$ – норма расхода горячей воды однородными потребителями; $\tau_{гв}$ – число часов работы горячего водоснабжения в сутки; $Q_п$ и $Q_ц$ – соответственно потеря теплоты подающими и циркуляционными трубопроводами системы горячего водоснабжения. Ориентировочно слагаемое $\tau_{гв}(Q_п + Q_ц)$ равно 20–25% суточного расхода.

Температуру воды $t_г$ в местах водоразбора принимают равной 50–75°С в зависимости от требований технологии. Если в справочной литературе приведена только норма расхода воды за один час, то расход воды в сутки рекомендуется принимать, исходя из фактического числа часов работы водоразборных приборов с максимальным расходом:

$$g_{и.с} = g_{и.ч}\tau_с, \qquad (2.18)$$

где $g_{и.ч}$ – норма расхода горячей воды в час наибольшего водопотребления; $\tau_с$ – число часов работы приборов в сутки.

Годовое потребление тепловой энергии на горячее водоснабжение можно определить по формуле:

$$Q_{гв}^{год} = Q_{гв}^{год.л} n_о + Q_{гв}^{год.л}(350 - n_о). \qquad (2.19)$$

Таблица 2.7

Нормы расхода горячей воды за средние сутки отопительного периода a_{55}, кг/сут, на единицу пропускной способности или вместимости зданий различных групп при $t_p = 55°C$ и разной оснащенности водоразборными приборами по нормам [14] и соответствующие значения коэффициентов неравномерности $K_{сут}$ и $K_ч$

Группа зданий и характеристика водоразборных приборов	Единица пропускной способности или вместимости здания	Средняя суточная норма расхода горячей воды на единицу пропускной способности a_{55}, кг/сут	Значения коэффициентов неравномерности	
			$K_{сут}$	$K_ч$
1	2	3	4	5
I. Жилые здания				
Жилые здания квартирного типа:				
- с умывальниками, мойками и душами	1 житель	85	1,18	1,90
- душами и сидячими ваннами	1 житель	90	1,22	2,01
- с душами и ваннами длиной 1,5–1,7 м	1 житель	105	1,14	2,00
- при высоте зданий более 12 этажей и повышенных требованиях к благоустройству	1 житель	115	1,13	2,01
Общежития:				
- с общими душевыми	1 житель	50	1,20	2,52
- с душами при всех жилых комнатах	1 житель	60	1,17	2,81
- с общими кухнями и блоками душевых на этажах	1 житель	80	1,12	2,00
II. Общественные здания				
Больницы:				
- с общими душами и ванными	1 койка	75	1,0	1,73
- инфекционные	1 койка	110	1,0	2,07
Санатории и дома отдыха:				
- с ванными во всех жилых комнатах	1 койка	120	1,0	1,0
- то же с душами	1 койка	75	1,0	2,62
Амбулатории и поликлиники	1 больной	5,2	1,15	4,47
Детские ясли-сады:				
- с дневным пребыванием детей, столовыми и прачечными	1 ребенок	25	1,40	5,43
- с круглосуточным пребыванием детей	1 ребенок	28,5	1,40	4,8

Продолжение таблицы 2.7

1	2	3	4	5
Учебные заведения с душевыми при гимнастических залах и буфетами	1 учащийся и 1 преподаватель	6	1,33	3,60
Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми	1 учащийся и 1 преподаватель	3,5	1,17	6,86
Школы-интернаты со спальными помещениями	1 место	30	1,0	4,80
Театры	1 место 1 артист	5 25	1,0 1,0	1,44 2,11
Административные здания	1 работающий	5	1,40	6,86
Гостиницы, мотели и пансионаты с общими душами и ваннами	1 проживающий	70	1,0	2,81
Гостиницы и пансионаты с душами в отдельных номерах	1 проживающий	140	1,0	2,06
Гостиницы с ваннами в отдельных номерах (до 25% общего числа номеров) То же (до 75% общего числа номеров) То же во всех номерах	1 проживающий 1 проживающий 1 проживающий	100 150 180	1,0 1,0 1,0	2,50 2,40 2,16
Парикмахерские	1рабочее место	33	1,06	3,22
Магазины: -промтовары -продовольственные	1 рабочее место 1 рабочее место	5 65	1,40 1,0	6,86 4,00
Стадионы и спортивные залы с учетом приема душа	1 физкультурник 1 спортсмен 1 зритель	30 60 1	1,0 1,0 1,0	2,00 2,00 2,40
Плавательные бассейны с учетом приема душа	1 спортсмен	60	1,0	2,00
II. Бытовые здания и помещения промышленных предприятий				
Цехи: - с тепловыделениями до 23,3 Вт на 1 м^3 помещения - с тепловыделениями более 23,3 Вт на 1 м^3 помещения	1 работающий в смену 1 работающий в смену	11 24	1,0 1,0	9,6 8,4

Примечания.

1. Нормы расхода горячей воды соответствуют средней температуре

воды в водоразборных стояках систем горячего водоснабжения 55°С.

2. Нормы расхода горячей воды в общественных зданиях включают этот расход на обслуживающий персонал, посетителей и уборку помещений.

3. Нормы расхода горячей воды в производственных зданиях и их бытовых помещениях не включают эти расходы на душевые установки, которые следует определять дополнительно по табл. 2.8.

Графически годовое потребление тепловой энергии на горячее водоснабжение представляет прямую линию, параллельную оси абсцисс, 1–2 или 3–4 (см. рис. 2.3,в) как в зимний (наибольшее потребление), так и в летний периоды. Условно принимают, что потребление теплоты между летним и зимним периодами изменяется скачкообразно, одновременно с наступлением отопительного сезона, т.е. когда $t_н = 8$ или 10° С и ниже. Площадь, ограниченная осью абсцисс и линией 0–1–2–3–4–5, представляет годовую потребность тепловой энергии, которую учитывают при разработке режима работы системы теплоснабжения объекта.

Норма расхода горячей воды за средние сутки отопительного периода на единицу пропускной способности или вместимости зданий различных групп может приниматься в соответствии с табл. 2.7 и 2.8 с последующим суммированием значений произведений (ma_{55}) по всем группам.

Таблица 2.8

Нормы расхода горячей воды на одну процедуру или один водоразборный прибор для зданий различных групп при $t_р = 55$°С [14]

Группа зданий и характер процедур	Единица измерения	Нормы расхода горячей воды	
		На одну процедуру $g_г$, кг	На одну душевую сетку $g_г^{мах}$, кг/ч
Предприятия общественного питания:			
- для приготовления пищи, реализуемой в зале	1 блюдо	12,7	–
- то же, подаваемой на дом	1 блюдо	11,2	–
Бани:			
- для мытья в мыльной с тазами и обмыванием в душе	1 посетитель	120	–
- то же с приемом оздоровительных процедур	1 посетитель	190	–
- то же в душевой кабине	1 посетитель	240	–
- то же в ванной кабине	1 посетитель	360	–
Прачечные:			
- механизированные	1 кг сух. белья	25	–
- немеханизированные	1 кг сух. белья	15	–
Душевые в бытовых помещениях промышленных предприятий	1 душевая сетка в смену		

Для укрупненных расчетов можно пользоваться примерными интервалами значений:

- малые города с численностью населения до 20 тыс. чел. – от 3 до 5 кг/(сут. чел.);

- то же, с численностью населения 20–50 тыс. чел. – от 4 до 7 кг/(сут. чел.);

- средние города с численностью населения 50–100 тыс. чел. – от 14 до 18 кг/(сут. чел.).

При определении показателей для конкретного значения численности населения следует аппроксимировать справочные данные, представленные интервалами.

Значения коэффициентов часовой $\mathbf{K_ч}$ и суточной $\mathbf{K_{сут}}$ неравномерности могут быть найдены из табл. 2.7 и 2.9.

Таблица 2.9

Значения коэффициента часовой неравномерности $K_ч$ для отдельных жилых зданий или их групп при различном суммарном количестве жителей

Суммарное количество жителей, чел	150	250	350	500	700	1000
Значения $K_ч$ для жилого здания или группы зданий	5,15	4,3	4,1	3,75	3,5	3,27
Суммарное количество жителей, чел	2000	3000	4000	6000	10000	20000
Значения $K_ч$ для жилого здания или группы зданий	2,97	2,85	2,78	2,7	2,6	2,4

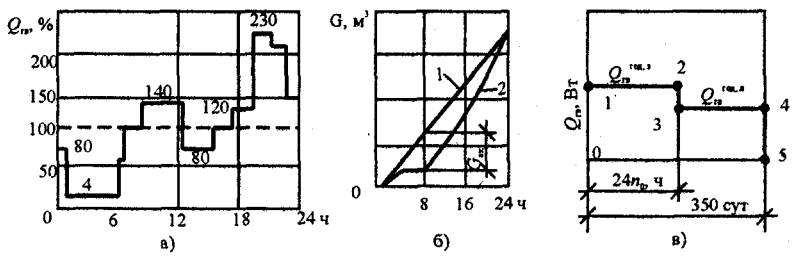


Рисунок 2.3. Графики расхода тепловой энергии и воды на горячее водоснабжение: а) часовой; б) интегральный; в) годовой

2.5. Тепловая мощность технологических систем

На технологические процессы тепловая энергия расходуется при изготовлении железобетонных конструкций, сушке деталей, подогреве и поддержании температуры растворов в ванных гальванических производств, а также в стиральных отделениях прачечных, цехах, мойки и пропарки оборудования, узлов, агрегатов. Тепловая энергия расходуется в виде подогретой воды или водяного пара.

Количество теплоты, необходимой для подогрева воды или выработки водяного пара, определяют по формулам:

- при расходе горячей воды

$$Q_т = \sum N_т (t_г - t_х) A_c c\rho , \qquad (2.20)$$

- при расходе водяного пара

$$Q_т = \sum N_т (i_п - i_к) A_c , \qquad (2.21)$$

где $N_т$ – норма расхода водяного пара или горячей воды на технологический процесс (или единицу продукции); $i_п$ и $i_к$ – соответственно энтальпия пара и конденсата, возвращенного в котельную; A_c – число технологических процессов (единиц продукции).

Максимальные тепловые потоки на технологические процессы и количество возвращаемого конденсата, согласно [49], принимается по проектам промышленных предприятий.

2.6. Общая тепловая мощность объекта

Общая тепловая мощность системы теплоснабжения представляет собой сумму расчетных расходов по отдельным видам водопотребления. Она обеспечивает покрытие нагрузок систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологических процессов. В общую тепловую мощность системы теплоснабжения должны входить также и потери теплоты при транспортировке по тепловым сетям. В общем виде это можно выразить следующим образом:

$$Q = k(Q_о + Q_в + Q_{гв} + Q_т) , \qquad (2.22)$$

где k – коэффициент, учитывающий потери при транспортировании в трубопроводах системы теплоснабжения.

В свою очередь, ***рабочая тепловая мощность источника теплоснабжения*** складывается из максимальной мощности, подаваемой в тепловую сеть потребителям по всем видам энергоносителя мощности, расходуемой источником теплоснабжения для выработки энергоносителя (т.е. мощности на собственные нужды) и потерь мощности. В общем случае:

$$Q_{ит} = (Q_о + Q_в + Q_{гв} + Q_т + Q_{сн} + \Delta Q) \qquad (2.23)$$

Тепловой мощностью источника теплоснабжения называется сумма $(Q_о + Q_в + Q_{гв} + Q_т)$.

Она определяется в зависимости от типа системы теплоснабжения и типа источника теплоснабжения. Обычно $Q_о, Q_в, Q_{гв}, Q_т$ даются в исходных данных на проектирование источников теплоснабжения.

Для источника теплоснабжения ***отопительного*** типа и **закрытой** системы теплоснабжения (см. п.3.1) тепловая мощность определяется, как:

$$Q_{ит} = Q_о + Q_в + Q_{гв.max} , \qquad (2.24)$$

где $Q_{ит}$ – тепловая мощность источника теплоснабжения; $Q_о$ и $Q_в$ – соответственно тепловая мощность на отопление и вентиляцию при максимальном зимнем режиме; $Q_{гв.max}$ – максимально-часовая мощность на горячее водоснабжение.

Если система теплоснабжения – ***открытая***, то тепловая мощность источника теплоснабжения ***отопительного*** типа определяется по формуле:

$$Q_{ит} = Q_о + Q_в + Q_{гв}^{ср}, \qquad (2.25)$$

где $Q_{гв}^{ср}$ – среднечасовая за отопительный период тепловая мощность на горячее водоснабжение.

Для источника теплоснабжения ***производственно-отопительного типа*** тепловая мощность складывается из мощностей на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и мощности на технологические нужды:

$$Q_{ит} = Q_о + Q_в + Q_{гв} + Q_т. \qquad (2.26)$$

Тепловая мощность $Q_{гв}$ задается в зависимости от типа системы теплоснабжения (закрытой или открытой).

В зависимости от типа источника теплоснабжения и вида топлива, сжигаемого в топках котельных агрегатов, а также от типа системы теплоснабжения, изменяется тепловая мощность, потребляемая источником теплоснабжения на собственные нужды. Она расходуется на подогрев воды перед установкой химводоочистки, деаэрацию воды, обдувку экономайзеров (для паровых котлоагрегатов), подогрев мазута (при использовании этого вида топлива) и др.

Ниже приведены формулы для ориентировочного (укрупненного) определения рабочей тепловой мощности источников теплоснабжения различных типов [30]:

- для источников теплоснабжения отопительного типа с водогрейными котлами:

$$Q_{ит}^{в} = A(Q_о + Q_в) + БQ_{гв}; \qquad (2.27)$$

- для источников теплоснабжения производственно-отопительного типа с паровыми котлами низкого давления (р =1,4 МПа) и отпуском теплоты по закрытой схеме на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в размере 20% тепловой мощности источника теплоснабжения требуемая массовая выработка пара, кг/с:

$$D_{ит} = AD_п - Бt_к G_к = D_п(A - Бt_к\mu); \qquad (2.28)$$

- для источников теплоснабжения производственно-отопительного типа при нагрузке на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение более 20% требуемая массовая выработка пара, кг/с:

$$Q_{ит} = A(Q_о + Q_в) + БQ_{гв} + D_т(B - 0{,}00134\mu \cdot t_к); \qquad (2.29)$$

где $D_п$ – расход пара на технологические нужды, кг/с; $G_к$ – возврат конденсата от потребителя, кг/с; μ – доля возврата конденсата (по заданию); $t_к$ – температура возвращаемого конденсата, ° С.

Коэффициенты А, Б и В в формулах (2.27) – (2.42), приведенные в табл. 2.10, учитывают затраты мощности на собственные нужды и потери в источниках теплоснабжения (ИТ).

Изменение мощности источников теплоснабжения во времени получают суммированием расчетных расходов одновременно действующих по-

требителей данного объекта в рассматриваемый период. Расчетный расход тепловой энергии на отопление 3, вентиляцию 1, горячее водоснабжение 2 и по объекту в целом 4 представляют графически (рис. 2.4,а) в зависимости от $t_н$.

На основании этого графика выявляют годовое теплопотребление объекта, по которому осуществляют регулирование отпускаемой тепловой энергии. Графическое изменение тепловой потребности объекта строят по продолжительности стояния в определенные периоды одинаковых температур $t_н$, принимаемых по климатологическим данным [43].

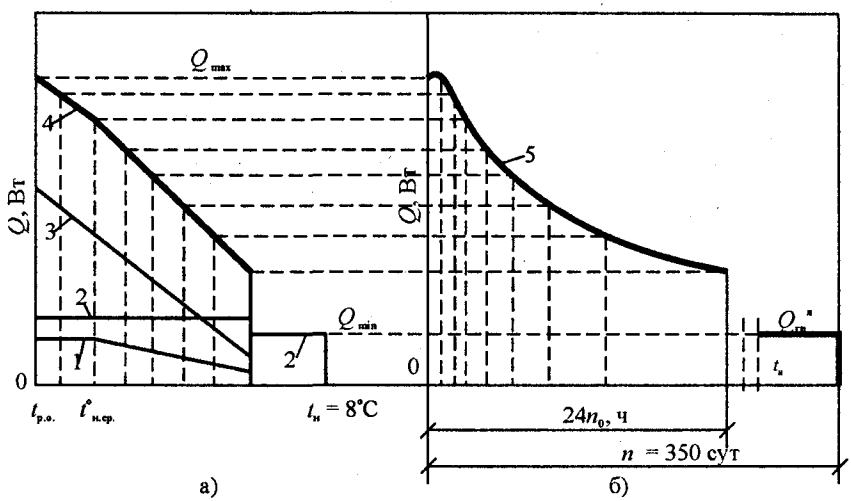


Рисунок 2.4. Графики расхода тепловой энергии объектом:
а) часовой; б) годовой

Годовое теплопотребление объекта, так же, как и на отдельные нужды, изображают в осях координат справа от графика расчетных расходов (рис. 2.4, б). Так же, как и для отопительного графика, на оси абсцисс в масштабе откладывают продолжительность стояния $t_н$, начиная с минимальной температуры наружного воздуха. Для соответствующих значений $t_н$ общий расчетный расход теплоты из левого графика переносят на ординаты начала и окончания продолжительности стояния этих температур $t_н$.

Точки пересечения, характеризующие расходы тепловой энергии в конце каждого периода стояния $t_н$, соединяют плавной кривой 5, которая отражает потребление тепловой энергии данного объекта в течение года.

Годовой график теплопотребления можно построить и другим способом – на основе расчетных данных для каждого потребителя. Полученные значения в масштабе откладывают на соответствующих ординатах и соединяют плавной кривой.

Таблица 2.10

Значения коэффициентов *А*, *Б*, *В* для определения рабочей тепловой мощности ТГУ

Тип теплогенерирующей установки	Система теплоснабжения	Тип котла	Топливо	*А*	*Б*	*В*
Отопительная	Закрытая	Водогрейный	Мазут, твердое топливо, газ	1,0526 1,018	1,0526 1,018	– –
	Открытая ($Q_{Г.В} = 0{,}2Q_К^В$)	Водогрейный	Мазут, твердое топливо, газ	1,519 1,0172	1,182 1,182	– –
Производственно-отопительная	Закрытая ($Q_{Г.В} \leq 0{,}2Q_К$)	Паровой	Мазут, твердое топливо, газ	1,273 1,217	0,00168 0,00168	– –
	Закрытая ($Q_{Г.В} > 0{,}2Q_К$)	Паровой	Мазут, твердое топливо, газ	0,4375 0,4231	0,4375 0,4231	1,0184 0,9736
	Открытая ($Q_{Г.В} > 0{,}2Q_К^В$)	Паровой	Мазут, твердое топливо, газ	0,4372 0,4227	0,4912 0,4912	1,0184 0,9736

ГЛАВА 3. СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

3.1. Классификация систем теплоснабжения

Система теплоснабжения – совокупность технических устройств, агрегатов и подсистем, обеспечивающих приготовление теплоносителя, его транспортировку и распределение в соответствии со спросом на теплоту по отдельным потребителям. Последними являются системы отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологические установки промышленных предприятий.

В городах и населенных пунктах средства обеспечения тепловой энергией коммунально-бытовых и производственных потребителей непосредственно влияют на санитарное состояние территории, чистоту воздушного бассейна, экономику, а также на степень благоустройства зданий и сооружений.

Все системы теплоснабжения можно объединить в группы по следующим признакам: по степени централизации, по режиму работы (круглогодичные и сезонные), по виду вырабатываемого и отпускаемого теплоносителя, по способу подачи воды на горячее водоснабжение, по количеству трубопроводов тепловой сети.

В зависимости от ***типа и мощности источника*** теплоснабжение бывает:

- централизованное от тепловых и атомных электростанций (ТЭЦ и АТЭЦ) – теплофикация;
- централизованное от районных или квартальных котельных (применяется как в больших жилых массивах, так и в отдельных жилых кварталах и поселках);
- местное от групповых котельных (применяется для теплоснабжения одного или группы зданий);
- автономное от теплогенераторов, устанавливаемых непосредственно в отапливаемых зданиях (предназначено для отопления, а иногда и горячего водоснабжения отдельных домов и помещений).

Централизованное теплоснабжение потребителей осуществляется по протяженным и разветвленным тепловым сетям от теплоэлектроцентралей на базе комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (теплофикация), а также от крупных районных и других источников теплоснабжения.

Для ***автономных систем*** теплоснабжения характерна малая протяженность или даже полное отсутствие тепловых сетей от источника теплоснабжения к потребителям тепловой энергии. Автономное теплоснабжение осуществляется от источников теплоснабжения малой мощности, автономных квартирных теплогенераторов и печей. Автономная (децентрализованная) система теплоснабжения состоит из источника теплоты, который со-

вмещен с нагревательным прибором потребителя или соединен с ним внутренними тепловыми сетями. Большие здания имеют развитые внутренние тепловые сети, которые называются *системами отопления.* Так как система теплоснабжения небольшой группы зданий мало отличается от системы отопления одного здания, в энергетике к децентрализованным относят системы мощностью менее 58 МВт [24].

Автономные системы делятся на две группы:

- системы, у которых источник теплоснабжения соединен с приемниками (нагревательными приборами, калориферами, водоразборной арматурой и пр.), внутренними тепловыми сетями (системы отопления, вентиляции, местные системы горячего водоснабжения);
- системы, у которых источник теплоснабжения и нагревательные поверхности объединены в одном агрегате (отопительные печи, теплогенераторы).

Автономные (децентрализованные) системы первого типа находят применение в городах и сельской местности, второго типа – в малых населенных пунктах.

Существуют также поквартирные системы отопления и системы, обеспечивающие отопление и горячее водоснабжение квартиры.

Перечисленные системы теплоснабжения характеризуются различными показателями качества, надежности работы и экономичности. При строительстве новых городов и населенных пунктов целесообразную систему теплоснабжения выбирают на основании технико-экономических расчетов, главными критериями при этом являются величина и концентрация тепловой нагрузки.

Решение по выбору типа системы теплоснабжения – централизованной или децентрализованной – зависит от величины и пространственной структуры населенного пункта, плотности тепловых нагрузок и размещения абонентов, вида поставляемого топлива, а также от уровня социальных и санитарно-гигиенических требований, предъявляемых к условиям эксплуатации и функционирования системы.

К преимуществам централизованных систем теплоснабжения часто относят меньшие расходы топлива при выработке теплоты в котельных.

Приведенный тезис не вызывает сомнения; однако, при сравнении энергетической эффективности систем теплоснабжения он не должен рассматриваться как отвлеченный, так как в централизованной системе неизбежны затраты на собственные нужды котельной, на перекачку теплоносителя, потери теплоты с утечками в тепловых сетях и на охлаждение теплоносителя, т.е. сравнение теплотехнической эффективности должно проводиться не по источнику теплоснабжения, а по системе в целом.

В табл. 3.1 на основе анализа данных по ряду проектов с учетом регламентируемых величин приведены результаты сравнения энергетической эффективности систем теплоснабжения.

Проведенное сравнение показывает, что ***теплотехнические характеристики автономного теплоснабжения превышают в целом показатели централизованных систем.***

Автономные системы, несмотря на ряд присущих им недостатков (значительные затраты времени и труда на обслуживание, более низкие санитарные условия в помещении, низкий КПД теплоемких отопительных печей и теплогенераторов, выпускаемых отечественной промышленностью, трудности обеспечения теплотой многоквартирных зданий), имеют и определенные достоинства:

- меньшие, чем при централизованных системах, единовременные капитальные вложения;
- возможность поэтапного ввода в работу оборудования, по мере завершения строительных работ;
- независимое обеспечение тепловой нагрузки объектов и возможность местного регулирования работы системы;
- возможность разработки полностью автономных систем, не требующих электропривода отдельных устройств системы (системы с естественной циркуляцией теплоносителя и теплогенераторы на естественной тяге);
- в случае применения крышных котельных достигается снижение занимаемой площади территории населенного пункта;
- привлечение средств населения (возможно, частичное) для сооружения системы.

Необходимо отметить, что на сегодняшний день автономные теплогенераторы, предлагаемые на рынке теплотехнического оборудования целым рядом зарубежных фирм, имеют очень высокие показатели коэффициента полезного действия, санитарно-гигиенические характеристики эксплуатации, малые (а иногда вовсе отсутствующие) затраты времени и труда на обслуживание. Однако такие теплогенераторы имеют достаточно высокую стоимость.

Как уже говорилось выше, в городах к децентрализованным системам относят системы с мощностью до 58 МВт. Для ***малых населенных пунктов*** под децентрализованным теплоснабжением должно пониматься обеспечение теплотой группы потребителей от одной системы, включающей теплогенерирующую установку, единую тепловую сеть к потребителям, местные системы теплопотребления внутри зданий. К системе могут быть подключены часть или все здания жилой зоны поселков, а также производственные объекты.

Под децентрализованным теплоснабжением понимается обеспечение потребителей теплотой от местных (автономных) теплогенераторов по внутридомовым или внутриквартальным сетям теплоснабжения (см. п. 3.2.). Внешние тепловые сети при этом отсутствуют, а теплогенератор (один или несколько) устанавливается непосредственно в здании или квартире.

Таблица 3.1

Результаты сравнения энергетической эффективности систем теплоснабжения

Показатели	Тип системы			
	Централизованная, закрытая, двухтрубная		Децентрализованная от автономного теплогенератора	
	твердое топливо	природный газ	твердое топливо	природный газ
Эксплуатационный КПД котла (теплогенератора), брутто, %*	75–81,5	85–90,5	63–75	78–90
Эксплуатационный КПД котельной, нетто, %**	65–75	80–85	60–70	75–85
Расход электроэнергии:				
- на собственные нужды котельной (с учетом сетевых насосов), кВт/МВт;	15–25	6–8	–	–
- в пересчете на эквивалентную тепловую энергию, кВт/МВт***	42,8–71,4	17,1–22,9	–	–
- в пересчете на эквивалентную тепловую энергию, %	4,3–7,1	1,7–2,3	–	–
- принято в расчете, %	5	2	–	–
Потери теплоты:				
- в тепловых сетях с утечками теплоносителя	3	3	–	–
- в окружающую среду, %****	7	7	–	–
Теоретический КПД системы, %	50–60	68–73	63–75	78–90

* Меньшее значение – при установке в котельной чугунных секционных котлов, большее – стальных водогрейных котлов серии КВ.

** Для автономных теплогенераторов КПД увеличен на значения тепловых потерь от внешнего охлаждения q_5 = 3–5%,так как теплогенератор устанавливается в пределах общей площади помещения.

*** КПД отпуска электроэнергии по теплоте принят 35%.

**** Принято как среднее для систем 5–9% [55].

Существующая структура расселения и архитектурно-планировочная организация малых населенных пунктов характеризуется рядом специфических особенностей: малые значения тепловых нагрузок как в целом по населенным пунктам (2–15 МВт), так и по отдельным абонентам (11–35 кВт); низкая плотность жилого фонда с дальнейшей тенденцией ее снижения в связи с увеличением предельных размеров приусадебных участков; низкая плотность тепловых нагрузок (90–140 кВт/га); дефицит квалифицированного эксплуатационного и обслуживающего персонала; трудности снабжения топливом и оборудованием из-за удаленности от магистралей и промышленных центров; выборочный характер нового строительства.

По технико-экономическим показателям централизованные системы в малых населенных пунктах рациональны в застройке зоны общественных

центров и примыкающих к ним жилых зданий. Децентрализованными системами теплоснабжения следует оборудовать одно- и двухэтажные здания селитебной зоны. Тем не менее, во всех случаях для окончательного выбора той или иной системы теплоснабжения (степени ее централизации) для каждого конкретного случая необходимым является проведение технико-экономических расчетов.

По виду энергоносителя системы теплоснабжения делятся на паровые и водяные.

Водяные системы используются для обеспечения тепловой энергией объектов жилищно-коммунального хозяйства (отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха, горячее водоснабжение), а также с целью снабжения промышленных предприятий горячей водой на технологические нужды. В ряде случаев тепловые сети системы теплоснабжения могут включать, кроме трубопроводов жилищно-коммунального назначения, и трубопроводы пароснабжения технологических потребителей паром низкого давления (до 1,4 МПа).

Расположение России в северной климатической зоне и стремление защитить автономные сети от размораживания при аварийных отключениях электроэнергии или при периодической работе инженерных систем часто являются причиной замены воды, используемой в качестве теплоносителя, на «незамерзающий» теплоноситель.

В качестве «незамерзающего» теплоносителя часто используется широкий спектр водных смесей на основе моноэтиленгликоля с комплексными присадками, обеспечивающими стабильность свойств, низкую коррозионную активность, антивспенивание, антиокислительные свойства и безнакипный режим работы системы.

Необходимо, однако, отметить, что в ряде случаев возможность применения этого теплоносителя ограничена, а в случае использования необходима его регулярная замена – не реже одного раза в два года – в связи со «старением» и снижением активности присадок.

Паровые системы теплоснабжения распространены на промышленных предприятиях, где пар используется в качестве энергоносителя в технологических процессах, а также для нужд санитарно-технических систем в пределах этих предприятий.

По способу подачи воды на горячее водоснабжение водяные системы теплоснабжения подразделяются на закрытые и открытые.

В закрытых системах воду из тепловых сетей используют только в качестве энергоносителя в теплообменниках для подогрева холодной водопроводной воды, поступающей в местную систему горячего водоснабжения.

В открытых системах вода непосредственно из тепловой сети забирается для приготовления и подачи ее в систему горячего водоснабжения потребителя.

По количеству трубопроводов тепловой сети тепловые сети делятся на одно-, двух-, трех и четырехтрубные.

Наибольшее распространение получили двух- и четырехтрубные тепловые сети, однако, возможно применение одно- и трехтрубных тепловых сетей. Системы теплоснабжения большой и средней мощности с точки зрения экономичности предпочтительно выполнять двухтрубными – с общим подающим трубопроводом горячей воды для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и общим обратным трубопроводом.

Использование четырехтрубных тепловых сетей упрощает процессы подготовки теплоносителя для потребителей теплоты, так как сети включают два подающих трубопровода для подачи горячей воды на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и два обратных трубопровода от потребителей (из систем отопления, вентиляции и циркуляционного трубопровода горячего водоснабжения).

Тепловые потребители могут присоединяться непосредственно к тепловым сетям через центральные тепловые пункты (ДТП) или индивидуальные тепловые пункты (ИТП, абонентские вводы), в которых осуществляется приготовление и подача горячей воды нужных параметров для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей. ЦТП и ИТП в общем случае включают подогреватели, элеваторы, насосы, запорно-регулирующую арматуру и средства автоматического регулирования расхода и параметров теплоносителей и т.д.

3.2. Основные принципы проектирования систем теплоснабжения

Тепловые сети являются одним из наиболее трудоемких и дорогостоящих элементов систем теплоснабжения. Это сложные сооружения, состоящие из соединенных между собой труб, тепловой изоляции, компенсаторов линейных температурных деформаций, подвижных и неподвижных опор, запорной и регулирующей арматуры, строительных конструкций, узлов ответвлений трубопроводов (камер и колодцев), дренажных устройств. Тепловые сети дополняют насосные и дроссельные станции, тепловые пункты.

Схемы теплоснабжения городов и промышленных районов разрабатываются на перспективу развития данного города или района с учетом этапов строительства тепловых сетей. Первоочередной задачей проектирования тепловых сетей является выбор трассы, конструкций теплопроводов и способа прокладки. Проектное решение принимается на основании материалов гидрогеологических изысканий и съемки местности, перспективного развития системы теплоснабжения и очередности строительства тепловых сетей, а также технико-экономического сравнения отдельных возможных решений с учетом последних достижений науки и техники в этой области в соответствии с требованиями [49,50].

В тепловых сетях городов и поселков для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения коммунальных систем теплоснабжения в качестве теплоносителя должна применяться вода.

Водяные тепловые сети, как правило, выполняют двухтрубными с сочетанием подающих трубопроводов для подачи горячей воды от источни-

ков теплоснабжения (ИТ) до систем теплоиспользования и обратных трубопроводов для возврата охлажденной в этих системах воды к ИТ для повторного подогрева. Циркуляция воды в сетях поддерживается сетевыми насосами, устанавливаемыми в ИТ, а при больших дальностях транспорта воды – и на трассах сетей (насосные станции).

В зависимости от принятой схемы присоединения к сетям систем горячего водоснабжения различают закрытые и открытые системы теплоснабжения. Открытые системы применяются при обеспечении ИТ от городского водопровода достаточным количеством воды, удовлетворяющим требованиям ГОСТ «Вода питьевая». В противном случае применяется закрытая система с местным подогревом водопроводной воды у потребителей в водо-водяных подогревателях. Немаловажным преимуществом независимой схемы присоединения сети отопления при теплоснабжении жилых микрорайонов является возможность контроля за утечками во внутренних сетях отопления, что значительно увеличивает надежность и экономичность теплоснабжения. Схемы тепловых сетей, особенно коммунальные, проектируются тупиковыми.

В отдельных случаях водяные тепловые сети выполняются трех- и даже четырехтрубными. Эта схема облегчает регулирование отпуска теплоты в системы различного назначения, но вместе с тем приводит к значительному увеличению капитальных вложений в сети.

В зависимости от назначения предусматривается подразделение тепловых сетей на три категории:

- магистральные (от ИТ до вводов в микрорайоны, кварталы или предприятия);

- распределительные (от магистральных сетей до сетей к отдельным зданиям);

- сети к отдельным зданиям в виде ответвлений от распределительных (или в отдельных случаях от магистральных) сетей до узлов присоединения к ним систем теплоиспользования отдельных зданий. Присоединение отдельных потребителей непосредственно к магистральным теплопроводам диаметром 400 мм и выше не рекомендуется, за исключением крупных потребителей.

Крупные тепловые районы с нагрузкой 348 МВт (300 Гкал/ч) и более рекомендуется снабжать теплотой от двух магистралей, соединенных распределительными сетями (перемычками). В этом случае может быть создана объединенная кольцевая тепловая сеть с несколькими ИТ. Кольцевые тепловые сети являются самыми дорогостоящими, однако, по результатам некоторых исследований [1], дополнительные затраты на сооружение кольцевых сетей, выполненных из труб постоянного диаметра, иногда компенсируются снижением капитальных вложений на установку меньших суммарных резервов мощностей ИТ.

Системы централизованного теплоснабжения характеризуются сочетанием трех основных звеньев: источников теплоснабжения ИТ, тепловых сетей и местных систем теплопотребления отдельных зданий или со-

оружений. В качестве ИТ могут выступать ТЭЦ, ТЭС, котельные, атомные станции теплоснабжения и т.п.

В системах централизованного теплоснабжения ИТ располагаются в отдельно стоящих зданиях, а транспорт теплоты от них осуществляется по трубопроводам тепловых сетей, к которым присоединены системы теплоиспользования отдельных зданий. В большинстве централизованных систем теплоснабжения максимальная температура горячей воды принимается равной 150 °С.

Масштабы систем централизованного теплоснабжения могут изменяться в широких пределах: от небольших, обслуживающих несколько соседних зданий, до крупных, охватывающих ряд жилых или промышленных районов и даже город в целом.

В основу классификации систем теплоснабжения жилых массивов по их масштабу целесообразно положить принятое в нормах планировки и застройки городов [41] членение территории селитебной зоны на группы соседних зданий (или кварталы в районах старой застройки), объединяемые в микрорайоны с численностью населения 4–6 тыс. чел. в малых городах (с населением до 50 тыс. чел.) и 12–20 тыс. чел. в 'городах остальных категорий. Предусматривается [41] также формирование из нескольких микрорайонов жилых районов с численностью населения 25–80 тыс. чел. Соответствующие системы централизованного теплоснабжения можно охарактеризовать как групповые (квартальные), микрорайонные и районные. ИТ, обслуживающие эти системы, по одному на каждую систему, могут быть отнесены соответственно к категории групповых (квартальных), микрорайонных и районных котельных. В крупных и крупнейших городах (с численностью населения соответственно 250–500 тыс. чел.) нормами предусматривается объединение нескольких смежных жилых районов в планировочные районы, ограниченные естественными или искусственными рубежами. В таких городах возможно появление наиболее крупных межрайонных систем коммунального теплоснабжения.

Принятие решений о сооружении новых систем централизованного теплоснабжения, а также расширении и реконструкции существующих систем требует специальной проработки, исходя из перспектив развития соответствующих населенных пунктов на ближайший период (10–15 лет) и расчетный срок эксплуатации(25–30 лет).

Нормами [37] предусматривается разработка специального предпроектного документа, а именно схемы теплоснабжения данного населенного пункта. Согласно этим нормам, должны прорабатываться несколько вариантов технических решений систем теплоснабжения, и на основе технико-экономического сопоставления обосновывается выбор предлагаемого решения. Последующая разработка проектов ИТ и тепловых сетей должна [37] производиться только на основе решений, принятых в утвержденной схеме теплоснабжения данного населенного пункта. Технико-экономическому выбору вариантов должно предшествовать приведение их в сопоставимый вид, а именно: приведение к одинаковому производствен-

ному (энергетическому) эффекту; принятие оптимальных решений для каждого из сравниваемых вариантов; учет взаимосвязей, имеющихся в народном хозяйстве, при определении экономических показателей вариантов; учет фактора времени при определении технико-экономических показателей; обеспечение тождественности учета социальных характеристик сравниваемых вариантов; обеспечение тождественности методик количественной оценки отдельных показателей.

Определение категорий тепловых сетей, данное в п. 3.2, целесообразно уточнить применительно к принятой в п. 3.1 классификации систем централизованного теплоснабжения по их масштабу и контингенту обслуживаемых потребителей. Если в небольших системах от одного ИТ осуществляется подвод теплоты лишь к группе жилых и общественных зданий в пределах микрорайона или производственных зданий одного предприятия, то необходимость в магистральных тепловых сетях отпадает, и все сети от таких ИТ следует рассматривать как распределительные. Такое положение характерно [14] для использования в качестве теплоисточников групповых (квартальных) и микрорайонных котельных, а также промышленных, обслуживающих одно предприятие. При переходе от таких небольших систем к районным, а тем более к межрайонным, появляется категория магистральных тепловых сетей, к которым присоединяются распределительные сети отдельных микрорайонов или предприятий одного промышленного района. Присоединение отдельных зданий непосредственно к магистральным сетям, помимо распределительных, по ряду причин крайне нежелательно, а потому применяется очень редко.

Крупные ИТ районных и межрайонных систем централизованного теплоснабжения должны размещаться за пределами селитебной территории в целях сокращения влияния их выбросов на состояние воздушного бассейна этой зоны, а также упрощения систем подачи к ним топлива.

В таких случаях появляются начальные (головные) участки магистральных сетей значительной протяженности, в пределах которых отсутствуют узлы присоединения распределительных сетей (транзитные участки). Наличие транзитных участков сетей существенно ухудшает технико-экономические показатели транспорта теплоносителя, особенно при протяженности этих сетей 5–10 км и более.

Деление тепловых сетей на магистральные и распределительные является вполне четким и однозначным только в тех случаях, когда магистральные сети имеют более высокие расчетные параметры, чем принятые для присоединенных к ним распределительных сетей. Другим признаком магистральных тепловых сетей является транзит теплоты в них. Однако оба эти признака в тепловых сетях выражены гораздо слабее, чем, например, в газовых сетях.

Общее направление трассы магистральных тепловых сетей следует принимать с учетом ее минимальной протяженности и прокладки в районах с наиболее плотной тепловой нагрузкой. Теплоноситель поступает из магистральных тепловых сетей в распределительные сети, по которым подается

через центральные тепловые ЦТП или индивидуальные тепловые пункты (ИТП) к теплопотребляющим установкам абонентов (рис. 3.1). Считается, что оптимальным является отпуск теплоты от центральных тепловых пунктов в пределах 4–10 МВт.

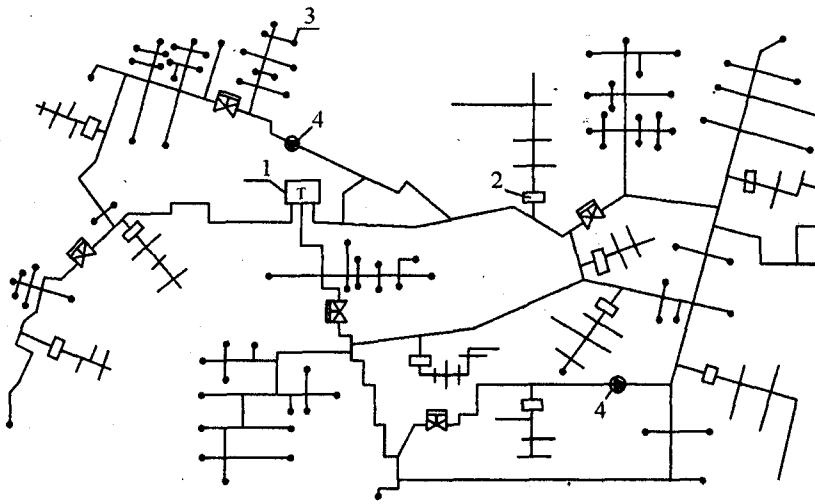


Рисунок 3.1. Схема тепловой сети от ТЭЦ с индивидуальными и центральными тепловыми пунктами: 1 – ТЭЦ; 2 – ЦТП; 3 – ИТП; 4 – насосные подстанции

Подавляющее большинство систем отопления жилых зданий в настоящее время присоединено и продолжает присоединяться к тепловым сетям по зависимой схеме с элеватором (рис. 3.2). Преимуществом этой схемы является ее низкая стоимость и высокая степень надежности элеватора как смесительного устройства, так как элеватор позволяет поддерживать практически постоянным коэффициент смешения, независимо от колебаний перепада давлений перед ним. (В целях упрощения на рис. 3.1 запорная арматура, контрольно-измерительные приборы и системы отопления не показаны).

Значительно большие возможности по регулированию систем отопления создает применение для смешения теплоносителя центробежных насосов (рис. 3.3). В концевых участках тепловой сети применяют схемы присоединения со смесительными насосами на обратной линии, так как в таких случаях часто имеют место повышенные давления в обратных линиях [14].

При теплоснабжении высотных зданий (14 этажей и выше) целесообразной является [14] схема с насосом на подающей линии, либо применяется независимая схема присоединения отопительных систем. Для этой цели разработаны бесфундаментные насосы, характеризующиеся компактностью, надежностью и малошумностью (бесшумностью) работы.

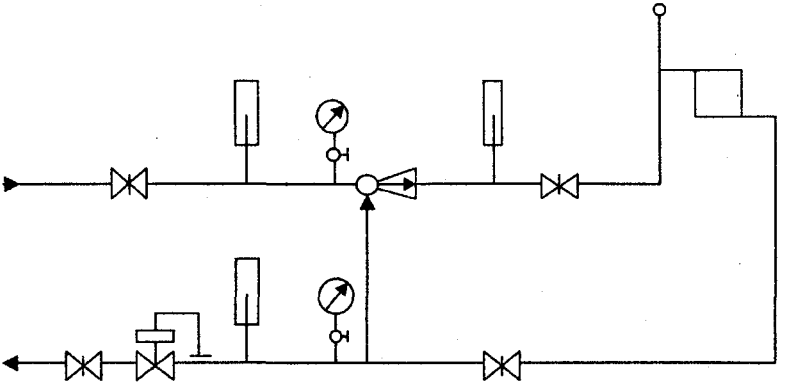


Рисунок 3.2. Схема присоединения системы отопления с элеватором

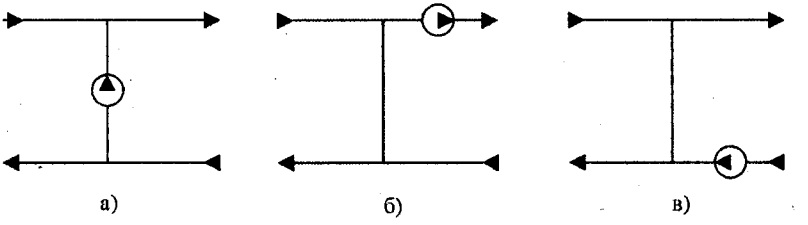


Рисунок 3.3. Схемы присоединения системы отопления с насосом:
а – насос на перемычке; **б** – насос на падающей линии; **в** – насос на обратной линии

Выбор схемы присоединения систем горячего водоснабжения определяется принятой при проектировании ИТ системы теплоснабжения, ее температурным режимом. При закрытой системе теплоснабжения установки горячего водоснабжения присоединяются через поверхностные подогреватели. Для жилых домов эти схемы можно проектировать без баков-аккумуляторов. В этом случае подогреватели и тепловая сеть рассчитываются на максимум горячего водоснабжения.

Циркуляция в системах горячего водоснабжения при индивидуальном присоединении зданий к распределительным тепловым сетям может осуществляться насосом, который располагается в помещении теплового пункта (групповые системы горячего водоснабжения). При работе тепловой сети по отопительному графику выбор схемы присоединения следует производить на основе технико-экономического расчета путем сравнения параллельной и смешанной схем. При коротких тепловых сетях от котельных результаты технико-экономического сравнения могут быть в пользу параллельной схемы [14]. По данным различных авторов обе схемы – смешанная и параллельная – равноэкономичны [36, 56].

В зданиях с числом этажей 16 и более системы горячего водоснабжения выполняются двухзонными (рис. 3.4). Каждая зона представляет собой самостоятельную систему со своими подогревателями и насосами [24].

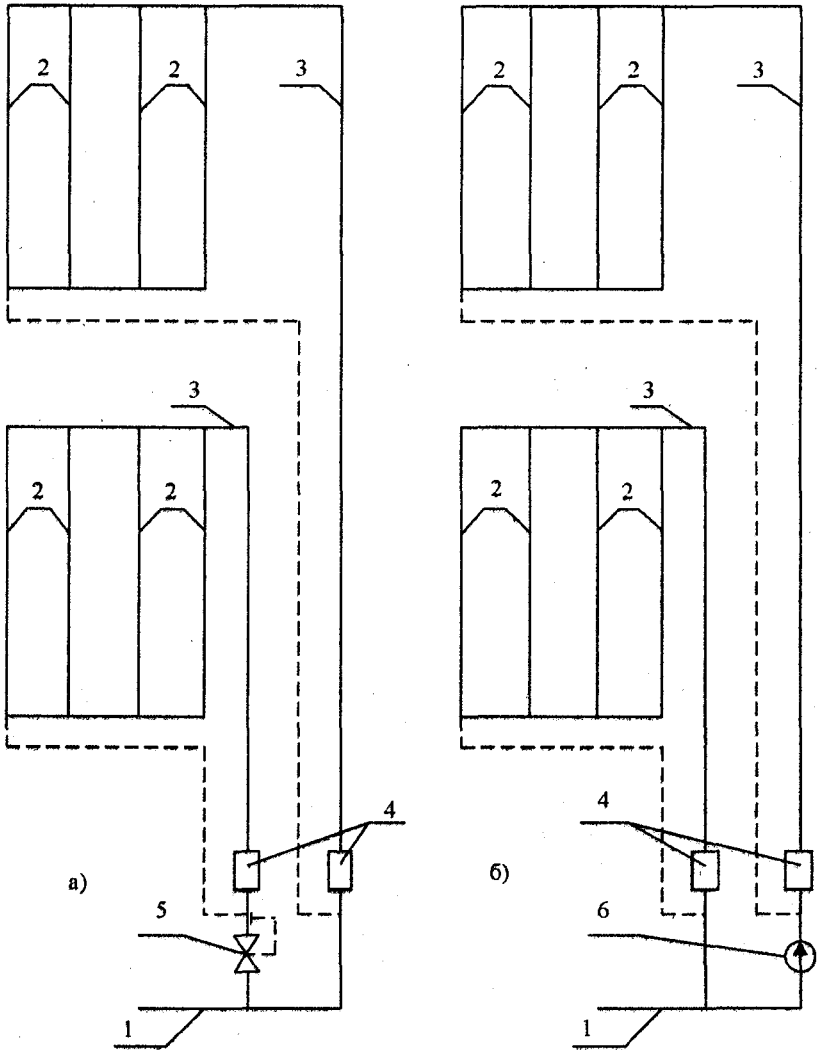


Рисунок 3.4. Схема двухзонной системы: а, б – при высоком и низком давлениях в подающих линиях; 1 – подающий трубопровод; 2 – водозаборные стояки; 3 – главные стояки зон; 4 – догревающий теплообменник; 5 – регулятор давления; 6 – повысительный насос

Чем больше мощность ИТ и радиус действия тепловых сетей, тем принципиально более сложными должны становиться схемы центральных тепловых пунктов, поскольку возрастают абсолютные давления, усложняется гидравлический режим, начинает сказываться транспортное запаздывание. В схемах появляется необходимость применения подкачивающих насосов, средств защиты и сложной аппаратуры авторегулирования. Все

это не только удорожает сооружение центральных тепловых пунктов, но и усложняет их обслуживание. Наиболее рациональным признано [14, 56] сооружение центральных тепловых пунктов для группы зданий. Этот способ наиболее применим в жилых микрорайонах с однотипными характеристиками систем отопления и горячего водоснабжения, а, следовательно, однотипными схемами центральных тепловых пунктов.

Разработан ряд типовых проектов ЦТП в отдельно стоящих зданиях. Главными элементами такого пункта являются: общий подогреватель для групповой системы горячего водоснабжения с циркуляционными насосами, подкачивающие насосы водопровода, общий узел контроля и учета теплоты. Значительную долю в общих затратах по теплоснабжению жилого микрорайона составляет стоимость сооружения здания ЦТП, не зависящая от мощности ЦТП. Сооружение более крупных ЦТП снижает удельные капитальные вложения в здания, дает возможность применения более совершенных схем контроля и регулирования, а также снижает затраты на автоматизацию работы систем теплоснабжения в целом. Тепловая мощность ЦТП должна соответствовать тепловой нагрузке жилого микрорайона. При тепловой мощности ЦТП 30–50 МВт радиус действия распределительных сетей составляет 600–800 м. Однако разрозненность и долговременность застройки микрорайонов заставляет искать альтернативный вариант.

Принципиально возможные варианты размещения ЦТП показаны на рис. 3.5 и 3.6. Схема сетей отопления и горячего водоснабжения в секционированном жилом здании показана на рис. 3.7.

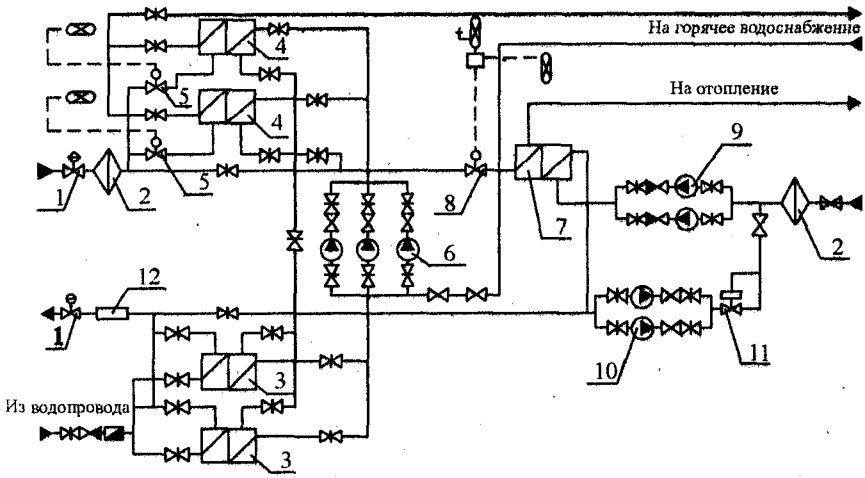


Рисунок 3.5. Схема центрального теплового пункта для жилого микрорайона: 1 – задвижка с электроприводом; 2 – грязевики; 3, 4 – подогреватели горячего водоснабжения первой и второй ступеней; 5 – регуляторы температуры воды; 6 – циркуляционно-подающие насосы; 7 – подогреватель отопления; 8 – регулятор температуры воды для отопления; 9 – циркуляционные насосы сети отопления; 10 – подпиточные насосы для сети отопления; 11 – регулятор давления; 12 – теплосчетчик

Здания, имеющие 14 и более этажей, должны присоединяться по независимой схеме [14] через подогреватели. Основной признак **децентрализованной системы теплоснабжения** – отсутствие (или совсем малая протяженность) внешних тепловых сетей. Децентрализованная система теплоснабжения обеспечивает теплотой помещение, квартиру или здание.

Для водяных тепловых сетей с тепловой мощностью до 5,8 МВт (5 Гкал) допускается применение расчетной температуры горячей воды в подающей линии тепловой сети +95° С.

Децентрализованное (местное) горячее водоснабжение применяют в тех случаях, когда экономически нецелесообразным является сооружение централизованной системы горячего водоснабжения, например, при небольшой плотности тепловых нагрузок (коттеджная застройка, малые города, сельские населенные пункты и т. п.). Для такой системы водоснабжения характерно размещение установок по приготовлению горячей воды в непосредственной близости от мест ее потребления.

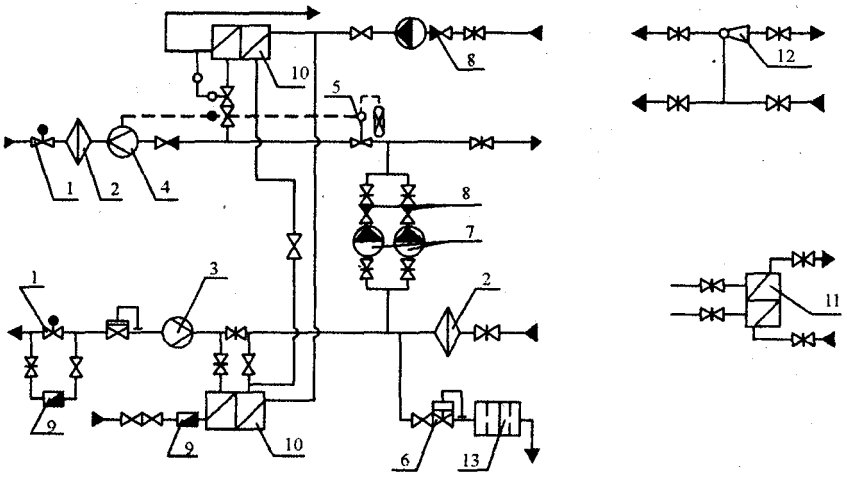


Рисунок 3.6. Схема групповых тепловых пунктов в жилом микрорайоне с четырехтрубными сетями: 1 – задвижка с электроприводом; 2 – грязевики; 3 – измерительная диафрагма к расходомеру; 4 – то же к ограничителю-расходомеру максимального расхода воды; 5 – регуляторы температуры воды; 6 – регулятор давления; 7 – смесительные насосы; 8 – обратные клапаны; 9 – счетчики воды; 10 – подогреватели горячего водоснабжения; 11 – подогреватель отопления; 12 – элеватор; 13 – разрывная мембрана

Достоинствами децентрализованного горячего водоснабжения являются:

- меньшие единовременные капитальные вложения;
- возможность вводить в работу оборудование по мере роста потребления теплоты.

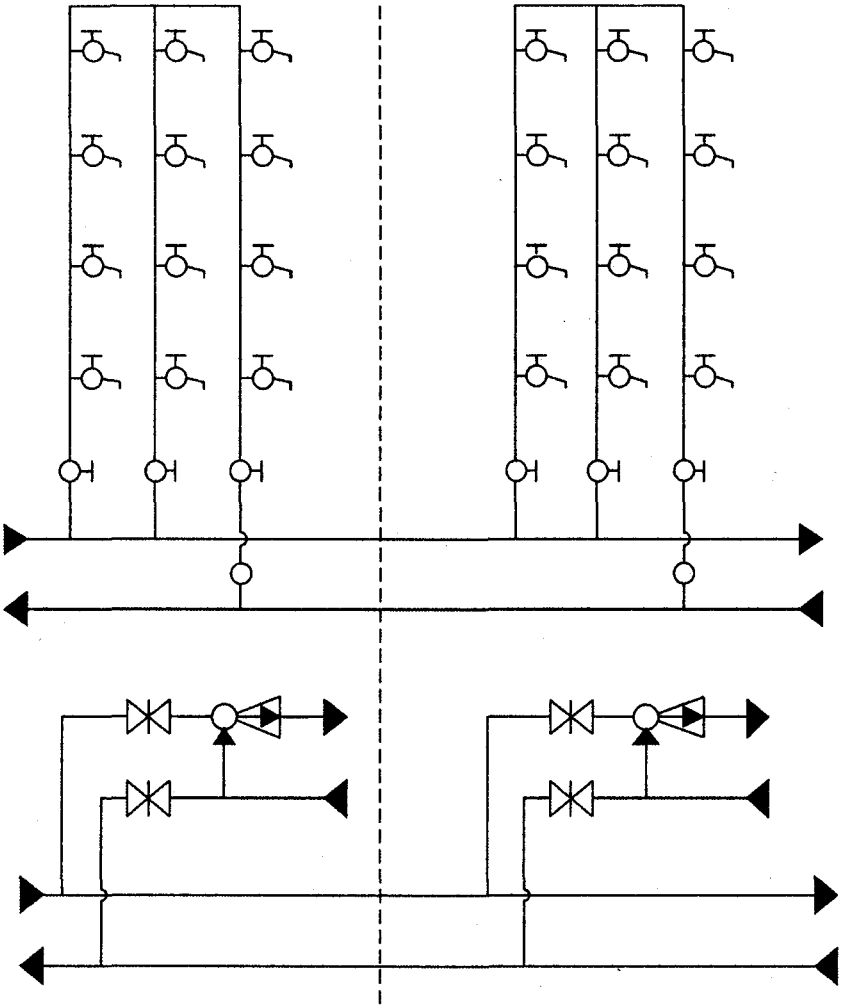


Рисунок 3.7. Схема сетей отопления и горячего водоснабжения в секционированном жилом здании

При устройстве децентрализованного горячего водоснабжения можно использовать единый ИТ для систем отопления и горячего водоснабжения. Однако такое решение не является обязательным. Иногда [9] совместное использование одного ИТ имеет определенные неудобства. Это объясняется тем, что режим теплопотребления систем отопления и горячего водоснабжения существенно различается. Системы отопления в течение дня имеют стабильное теплопотребление, в то время как горячее водоснабжение характеризуется неравномерностью нагрузки с резко выраженными «пиками» в утренние и вечерние часы.

Согласно тепловым расчетам и практическим данным, пиковое потребление теплоты системой горячего водоснабжения превышает отопительную нагрузку. Поэтому при использовании одного ИТ в период максимального водоразбора горячей воды систему отопления приходится отключать, и ИТ работает лишь для целей горячего водоснабжения. Если установить в доме теплоисточник на суммарную тепловую нагрузку отопления и горячего водоснабжения, то его установленная мощность окажется завышенной, и ИТ будет работать с пониженной экономичностью. Поэтому заслуживают внимания системы с раздельными источниками теплоснабжения, где для горячего водоснабжения предлагается использовать емкостные электроводонагреватели с режимом потребления электроэнергии в ночное время по льготному тарифу.

Принципы построения схем тепловых сетей. В комплексной системе централизованного теплоснабжения тепловая сеть является не только соединительным звеном между ИТ и абонентом-потребителем, но и средством, определяющим надежность теплоснабжения, режим работы и показатели всей системы теплоснабжения в целом.

В настоящее время требованиям надежности теплоснабжения могут удовлетворять лишь сети небольшой протяженности с ограниченным числом потребителей, т. е. тепловые сети от котельных небольшой тепловой мощности. Отмечается целесообразность устройства групповых тепловых пунктов с точки зрения технико-экономических и местных градостроительных условий. Это объясняется тем, что тепловая устойчивость и точность распределения циркулирующей сетевой воды определяется гидравлической устойчивостью тепловой сети, что зависит, в конечном счете, от соотношения давлений теплоносителя в конце и начале сети. Создать такую устойчивость в магистральных сетях [24] можно лишь для радиуса действия не более 600–800 м. Надежное теплоснабжение потребителей первой категории, к которым относятся и жилые микрорайоны, обеспечивается только при наличии резервируемых магистралей или резервирующих перемычек между магистралями. Соотношения между продолжительностью отключения тепловой сети в результате аварии, диаметром поврежденного теплопровода, расчетной температурой воздуха и тяжестью последствий приведены в табл. 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2

Зависимость продолжительности отключения и количества жителей района от диаметра трубопровода теплосети

Наименование	Условный диаметр трубопровода, мм			
	300	500	700	1000
Расчетная тепловая нагрузка, МВт	25–30	100–120	190–220	400–440
Расчетная продолжительность отключения, ч	15	20	25	35
Количество жителей в отключенных зданиях, тыс. чел.	12–15	50–60	95–100	200–220

Выбор ***распределительной*** сети, снабжаемой через центральные (групповые) тепловые пункты, должен осуществляться на основе технико-экономических сравнений вариантов при полном учете местных условий: количества и дислокации тепловых пунктов, их тепловой нагрузки. Анализу схем проектирования распределительных тепловых сетей посвящены работы многих авторов: Н.И. Дунаевского, Н.И. Жирнова, М.Л. Закса, Н.М. Зингера, Б.М. Кагановича, С.Ф. Копьева, Л.Б. Кроля, И.С. Ланина, Т.К. Леонтьевой, Л А. Мелентьева, А.П. Меренкова, В.Б. Пакшвера, Е.Я. Соколова, Е.В. Сенновой, В.А. Стенникова, М.Ф. Филиппова, В.Я. Хасилева, Е.П. Шубина и др.

Таблица 3.3

Время восстановления трубопровода тепловой сети, ч, при подземной прокладке в зависимости от диаметра [17]

Этап работы	Время выполнения этапа при диаметре трубы, мм				
	100–200	250–400	500–700	800–900	1000–1400
Отключение участка сети	1	2	4	4	4
Вызов представителей, подвоз механизмов	2	3	3	3	3
Разрытие шурфов для обнаружения места аварии	3	5	6	7	9
Спуск воды из трубы	1	1	2	2	2
Вскрытие канала, откачка воды из трассы, вырезка поврежденной трубы	2	4	8	12	16
Подгонка новой трубы (заплаты) одним-двумя сварщиками	1	2	5	8	12
Наполнение участка сети	1	1	2	4	8
Включение и восстановление теплоснабжения	1	2	4	4	4
Всего	12	20	34	44	58

Данные табл. 3.2 приведены для средних условий эксплуатации. Критическая длина магистрали, свыше которой резервирование становится необходимым, может быть в первом приближении принята равной 1,5–2,0 км.

Проведенные расчеты по резервированию ***магистральных*** сетей показывают, что наименьшее их удорожание достигается при симметричных схемах: одинаковая тепловая нагрузка и параллельное прохождение магистралей. Значительное удорожание магистральных сетей имеет место в том случае, если схемы сетей несимметричны или резервирование потребителей осуществляется от источников теплоты, работающих навстречу друг другу. В начальный период строительства сетей теплоснабжения микро-

районов магистральные сети предлагается делать тупиковыми, а впоследствии – резервировать перемычками.

Мелентьевым Л.А. была обоснована целесообразность параллельной работы ИТ с точки зрения надежности и экономичности теплоснабжения. Им была рекомендована для теплоснабжения система регулирования, предусматривающая разделение всей тепловой сети на магистральную с переменным расходом теплоносителя и распределительную с постоянным расходом теплоносителя. Центрально-групповое регулирование дает возможность поддерживать в сетях гидравлический режим, обеспечивающий параллельную работу на общий температурный график нескольких теплогенерирующих и теплоутилизационных установок. В работах В.Я. Хасилева были проанализированы гидравлические режимы для различных схем параллельной работы, связи гидравлических режимов с режимами работы оборудования ИТ, вопросы энергетической и экономической эффективности совместной работы крупных районных котельных. Рассматривались четыре возможных схемы параллельной работы ИТ:

- схема с независимым присоединением абонентов;
- схема с элеваторным присоединением абонентов и регуляторами расхода на вводах в здания;
- схема со смесительными насосными станциями (схемы Л.А. Мелентьева, и С.Ф. Копьева);
- схема с централизованным смешением потоков теплоносителя.

При этом было доказано, что полностью экономические преимущества параллельной работы можно использовать в случае применения схем со смесительными насосными и централизованным смешением потоков.

Дунаевским Н.И. [22] была выдвинута идея об использовании для покрытия пиковых нагрузок водогрейных котлов.

Соколовым Е.Я. [52] проанализированы возможные режимы совместной работы районных котельных и даны рекомендации по их применению.

По мнению Б.М. Кагановича, методика технико-экономических расчетов распределительных тепловых сетей должна быть разработана таким образом, чтобы она имела возможность легко учитывать динамику развития системы теплоснабжения во времени, которая сама по себе является предпосылкой к объединению нескольких, возникающих на разных этапах развития системы, ИТ.

Если вначале сооружена достаточно крупная котельная или ТЭЦ, а потом проектируются в параллельную работу к ней еще несколько мелких котельных, то при этом в отдельных узлах системы может возникнуть неравномерный рост тепловых нагрузок, что вызовет необоснованное омертвление капитальных вложений. В таких сложных случаях развития и экс-

плуатации систем теплоснабжения при решении вопросов оптимизации тепловых сетей необходимо применять дискретные, а не аналитические методы расчета. Дискретные методы достаточно просто реализуются на ЭВМ. Одновременно дискретная методика позволяет в самом процессе автоматизированного проектирования решать многие другие вопросы с учетом местных условий, которые при существующей практике проектирования решаются проектировщиком с учетом универсальных нормативов (СНиП, РУ, СН и др.) и их индивидуального и коллективного опыта. Полезность системной комплексной оптимизации тепловых сетей обусловливается одновременным удовлетворением не только общеэкономических, но и эксплуатационных требований. При выборе проектного варианта должна быть предусмотрена возможность обеспечения минимума допускаемых расходов теплоносителей у всех потребителей. Выбранный вариант должен также соответствовать минимуму денежных затрат по сравнению с другими вариантами, удовлетворяющими эксплуатационным требованиям.

По мнению А. П. Меренкова и других исследователей, с учетом пологого характера изменения величины общих расчетных затрат при приближении к минимуму, расчет тепловых сетей должен производиться не по оптимальной точке, соответствующей этому минимуму, а по некоторой «зоне» вокруг нее. С помощью ЭВМ можно в пределах этой «зоны» обеспечить варьирование оптимальными параметрами сети с целью удовлетворения как экономическим, так и эксплуатационным требованиям. В этом состоит идея системного комплексного подхода к выбору экономически эффективного варианта системы теплоснабжения. Выбор оптимальной степени централизации системы теплоснабжения может служить инструментом формирования такой схемы теплоснабжения, которая может учитывать интересы всех участников инвестиционного проекта и условий практической эксплуатации выбранного проектного решения.

Действующие системы теплоснабжения должны рассматриваться с соблюдением комплексного подхода к решению вопросов как собственно теплоснабжения, так и топливоснабжения (в частности, снабжения газом как основным и наиболее экологичным видом топлива на территории РФ), электрической защиты подземных трубопроводов сетей тепло- и газоснабжения, а также экологических и экономических показателей.

ГЛАВА 4. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОТЫ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Централизованное теплоснабжение от электростанций (теплофикация)

Теплофикация – централизованное теплоснабжение на базе комбинированной выработки тепловой и электрической энергии от тепловых (ТЭЦ) или атомных (АТЭЦ) электростанций.

За счет теплофикации обеспечиваются потребности, как в электрической, так и в тепловой энергии и достигается существенная экономия топлива по сравнению с раздельной выработкой этих энергоресурсов. Теплоснабжение от ТЭЦ становится рентабельным при тепловой нагрузке 600 МВт и выше. На ТЭЦ устанавливают самые мощные энергетические паровые котлы, вырабатывающие теплоноситель (водяной пар) высокого потенциала, например, давлением 13 или 24 МПа и температурой 565° С. Мощность современных ТЭЦ по тепловой нагрузке составляет 1000–2000 МВт.

Тепловая электростанция (см. рис. 4.1) работает следующим образом. Пар из котла *1* давлением 13 или 24 МПа, проходя через пароперегреватель *2*, подогревается до температуры 565°С и поступает в турбину *3*, состоящую из частей высокого (ЧВД), среднего (ЧСД) и низкого (ЧНД) давлений. В турбине происходит преобразование теплоты в механическую работу. Под действием давления пара турбина вращается, увлекая за собой генератор *4*, соединенный с ней на одном валу. Генератор при вращении вырабатывает электрическую энергию, которая поступает в энергосистему. Отработавший пар давлением 0,004 МПа и температурой около 28°С из турбины направляется в специальный теплообменный аппарат – конденсатор *5*, где превращается в конденсат, который затем подается в котлы для повторного использования. Чтобы обеспечить конденсацию пара, необходимо понизить его температуру. Для этого через конденсатор *5* пропускают охлаждающую воду, забираемую насосом *6*, как правило, из открытых источников водоснабжения (реки, водоема или озера). Выделенная скрытая теплота конденсации передается охлаждающей воде, которая соответственно подогревается. Теплота ввиду низкого ее потенциала не используется. Подогретая в конденсаторе вода сбрасывается в тот же источник водоснабжения.

Если вблизи нет открытых источников водоснабжения, то около тепловой электростанции охлаждающую воду забирают из водопровода, а затем (после конденсатора) ее используют повторно. Для этого воду предварительно охлаждают в специальном теплообменном аппарате башенного типа – градирне. В объеме градирни, через которую снизу вверх протекает атмосферный воздух, сверху разбрызгивается подогретая в конденсаторе вода, в результате чего происходит теплообмен между капельками воды и более

холодным атмосферным воздухом. При этом процесс переноса теплоты сопровождается переносом вещества, т. е. осуществляется тепломассообмен.

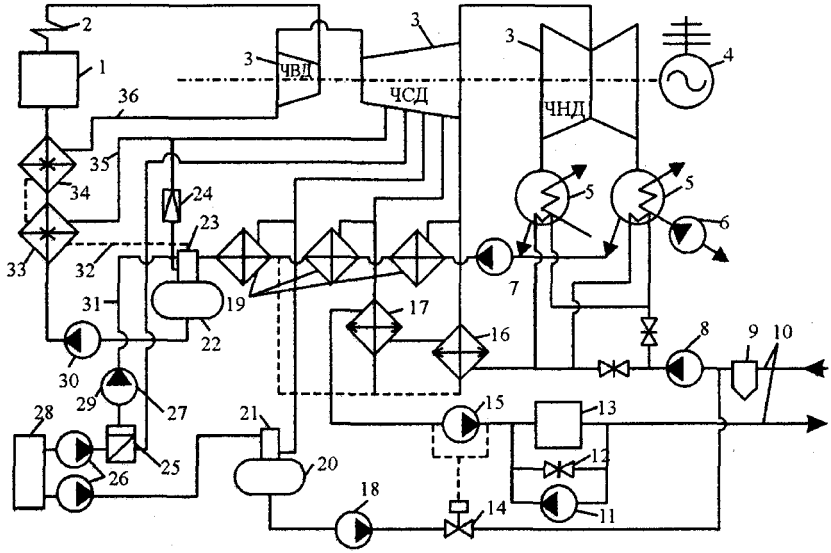


Рисунок 4.1. Упрощенная схема тепловой электрической станции

Температура охлаждающей воды снижается в градирне как за счет передачи теплоты воздуху при непосредственном контакте, так и за счет частичного ее испарения. В градирне практически весь объем представляет собой развитую поверхность тепломассообмена. При испарении воды воздух насыщается водяными парами и выбрасывается из градирни в атмосферу. Потери воды, связанные с испарением, компенсируются добавлением водопроводной воды.

На тепловых электростанциях образовавшийся конденсат перед входом в котел последовательно проходит целый ряд теплообменников, где он подогревается до заданной температуры паром, специально отбираемым из различных ступеней турбины. Так, например, конденсат, образовавшийся в конденсаторе, предварительно подогревается в теплообменниках *19* паром, специально отбираемым из турбины. Конденсат из теплообменников *19* подается в колонку *23* из деаэратора *22*. Туда же подпиточными насосами *29* по трубопроводу *31* подается добавочная вода, прошедшая химводоочистку в оборудовании *28* и испарительную установку *25*, а также конденсат *32* из подогревателей высокого давления *33* и *34*.

В испарительную установку пар поступает по трубопроводу *27*. В колонке деаэратора происходит подогрев смеси добавочной воды и конденсата паром, отбираемым по трубопроводу *36* из турбины и прошедшим редукционный клапан *24*. Подогретая смесь скапливается в баке деаэратора

22, откуда питательным насосом *30* подается для подогрева в подогреватели высокого давления *33* и *34*, в которые по трубопроводам *35* и *36* подается пар из специальных отборов турбины. Окончательно подогретая вода направляется в котел. Этим заканчивается так называемый цикл конденсационной станции (КЭС).

Термический КПД КЭС даже при совершенной конструкции составляет 42% вследствие потери значительного количества теплоты в конденсаторе (при конденсации пара). Стремление повысить КПД и соответственно получить экономию топлива привело в свое время к идее централизованного теплоснабжения. Для этого из турбины *4* специально отбирают пар давлением 0,2–0,3 МПа и направляют его по трубопроводам в два последовательно установленных теплофикационных подогревателя *16* и *17* для нагрева воды, циркулирующей в тепловых сетях. Циркуляция осуществляется сетевыми насосами *15*. Конденсат из подогревателей *16* и *17* перекачивается по трубопроводу в колонку *23* деаэратора *22*. В подогревателе *17* сетевая вода нагревается до 120°С, а до заданной температуры, например, до 150°С, – в специальных пиковых котлах *13*, имеющих рециркуляционный насос *11* на обводной магистрали.

Пиковые котлы включаются в работу периодически при повышенной тепловой нагрузке в периоды стояния низкой температуры $t_н$, т. е. когда температуру в подающей магистрали тепловой сети требуется поддерживать выше 120°С. При этом задвижка *12* на второй обводной магистрали должна быть закрыта. Охлажденная вода возвращается из тепловой сети по трубопроводу *10* и проходит грязевик *9*.

Восполнение воды в тепловой сети производится насосом 18. Водопроводная вода, предназначенная для подпитки системы теплоснабжения, после химической обработки (умягчения) насосом *26* подается на дегазацию в колонку *21*, также являющуюся специальным теплообменным аппаратом, где подогревается паром, отбираемым из турбины. Подпиточный насос включается автоматически с помощью регулятора подпитки *14*, соединенного импульсными трубками с нагнетательным и всасывающим патрубками. Грязевик устанавливают перед бустерными насосами *8*.

При комбинированной выработке тепловой и электрической энергии, что является главной особенностью теплофикации, используется теплота, выделяемая в подогревателях при конденсации пара, который предварительно проходит турбину. Эта теплота на конденсационных электростанциях, как уже указывалось, теряется с охлаждающей водой.

Теплоэлектроцентраль имеет термический КПД около 80%. Замена пиковых подогревателей пиковыми котлами позволила отказаться от использования острого пара через редукционно-охладительную установку (РОУ) от станционных энергетических котлов, которые значительно дороже пиковых, например, ПТВМ и др. Одновременно обеспечивается номинальная выработка электрической энергии.

Использование атомной энергии для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в настоящее время приобретает актуаль-

ное значение. Проведенные исследования доказали техническую возможность создания атомных теплоэлектроцентралей (АТЭЦ). Атомные станции при тепловой мощности 1700 МВт (1500 Гкал/ч) и выше становятся экономичнее ТЭЦ [35], работающих на органическом топливе. АТЭЦ располагаются независимо от топливной базы (масса ядерного топлива в десятки тысяч раз меньше массы органического на единицу выделенной теплоты), отсутствуют вредные выбросы, загрязняющие окружающую среду. Однако они требуют разрешения ряда сложных специфических вопросов, связанных с обеспечением радиационной безопасности сетевой воды.

Создано несколько схем атомных станций, в которых предусмотрены соответствующие средства защиты сетевой воды от попадания радиоактивного пара.

При теплоснабжении от АТЭЦ при пиковой тепловой нагрузке могут быть использованы теплофикационные турбины с промышленным отбором пара или построены специальные пиковые котельные с водогрейными котлами, работающими на органическом топливе.

4.2. Централизованное теплоснабжение от районных котельных

Районные котельные используются как источники теплоснабжения всех потребителей района жилой застройки или промышленной зоны.

Теплогенераторами при этой схеме теплоснабжения являются паровые или водогрейные котлы, устанавливаемые соответственно в паровых и водогрейных котельных. Выбор типа котлов зависит от характера тепловых потребителей и требований к виду теплоносителя. Теплоснабжение жилых и общественных зданий, как правило, осуществляется с помощью подогретой воды; для промышленных потребителей требуются как подогретая вода, так и водяной пар.

Паровая котельная обеспечивает потребителей как паром с требуемыми параметрами, так и горячей водой, для получения которой в котельной устанавливают дополнительное оборудование, в связи с чем усложняется схема трубопроводов, но упрощается дегазация питательной воды. Паровые котлы более надежны в эксплуатации, так как их хвостовые поверхности нагрева не подвержены такой значительной коррозии дымовыми газами, как водогрейные.

Особенностью водогрейных котельных является отсутствие пара, в связи с чем ограничивается обеспечение промышленных потребителей, а для дегазации подпиточной воды необходимо применять вакуумные деаэраторы, более сложные в эксплуатации по сравнению с обычными атмосферными. Однако схема коммуникаций в этих котельных значительно проще, чем в паровых. Ввиду сложности предотвращения выпадения конденсата на хвостовых поверхностях нагрева из водяных паров, находящихся в дымовых газах, возрастает опасность выхода из строя водогрейных котлов в результате коррозии.

4.3. Автономное и местное теплоснабжение

В качестве источников при автономном (децентрализованном) и местном теплоснабжении могут выступать квартальные и групповые теплогенерирующие установки, предназначенные для снабжения теплотой одного или нескольких кварталов, группы жилых домов, общественных зданий. Эти установки являются, как правило, отопительными.

Местное теплоснабжение предусматривают в населенных пунктах с тепловой потребностью не более 2,5 МВт, для отопления и горячего водоснабжения небольших групп жилых и производственных зданий, удаленных от города, или как временный источник теплоснабжения до ввода основного во вновь застраивающихся районах. Котельные при местном теплоснабжении могут быть оборудованы чугунными секционными, стальными сварными, вертикально-горизонтально-цилиндрическими паровыми и водогрейными котлами.

При местном теплоснабжении котлы и оборудование котельных выбирают исходя из требований, предъявляемых к температуре и давлению теплоносителя (подогретой воды или водяного пара). В качестве теплоносителя для отопления и горячего водоснабжения применяется, как правило, вода; иногда – пар давлением до 0,17 МПа. Ряд производственных потребителей обеспечивается паром давлением до 0,9 МПа. Тепловые сети при этом имеют минимальную протяженность. Параметры теплоносителя, а также тепловой и гидравлический режим работы тепловых сетей соответствуют режиму работы местных систем отопления и горячего водоснабжения.

Достоинства такого теплоснабжения: небольшая стоимость источников теплоснабжения и тепловых сетей; простота монтажа и обслуживания; быстрый ввод в эксплуатацию; разнообразие типов котлов с большим диапазоном по теплопроизводительности.

При автономном теплоснабжении отсутствуют наружные тепловые сети, а теплопроводы местных распределительных систем отопления и горячего водоснабжения имеют минимальную протяженность. Теплогенераторы обеспечивают потребности в тепловой энергии для отопления, а иногда, кроме того, и для горячего водоснабжения. В ряде случаев они совмещены с печами и плитами для приготовления пищи. Теплота от источника передается непосредственно в систему отопления или горячего водоснабжения.

При децентрализованном теплоснабжении рекомендуется использовать электрическую энергию не только для приготовления пищи, но и для отопления и горячего водоснабжения. Особенно целесообразно использовать ее для снятия пиковых тепловых нагрузок. При этом резко снижаются трудовые затраты на устройство и эксплуатацию систем, упрощается схема систем отопления, улучшается микроклимат помещений, представляется возможным использование простых схем автоматических устройств наиболее комфортного панельно-лучистого отопления с греющими кабелями, укладываемыми в строительные конструкции. В настоящее время децен-

трализованное теплоснабжение на базе электроэнергии распространено в районах, где имеется сравнительно дешевая энергия и отсутствует органическое топливо.

4.4. Теплогенераторы

По принципу движения (циркуляции) воды теплогенераторы делятся на две большие группы: с естественной и принудительной циркуляцией.

В теплогенераторах с *естественной циркуляцией* вода движется вследствие разности ее плотностей. Теплогенераторы этого типа разделяются на газотрубные (с дымогарными и жаровыми трубами) и водотрубные. В газотрубных теплогенераторах горячие газы движутся внутри труб, омываемых снаружи водой; в водотрубных вода перемещается по трубам, а дымовые газы движутся снаружи их.

В зависимости от угла наклона кипятильных труб к горизонту водотрубные котлы разделяются на горизонтально-водотрубные (с небольшим углом наклона труб) и вертикально-водотрубные (угол наклона труб составляет 50° и более).

Теплогенераторы с жаровыми трубами и горизонтально-водотрубные из-за ряда существенных недостатков (значительная металлоемкость, сравнительно большие габариты, неблагоприятные условия циркуляции и др.) не выпускаются. Наибольшее распространение получили вертикально-водотрубные теплогенераторы различных типоразмеров и конструкций. Эти теплогенераторы устанавливают в производственных, производственно-отопительных и чисто отопительных источниках теплоснабжения, а также на тепловых станциях.

На рис. 4.2 показана схема развития конструктивных форм теплогенераторов с естественной циркуляцией. Развитие конструктивных форм теплогенераторов от их простейшей конструкции – цилиндрического котла, представляющего собой барабан большого диаметра, – шло по двум направлениям.

Первое направление – размещение дополнительных поверхностей нагрева в барабане теплогенератора. В результате этого появились газотрубные теплогенераторы (с движением газа внутри труб): жаротрубные и дымогарные. Жаротрубные теплогенераторы, заменившие цилиндрические, конструктивно представляют собой барабан, в котором размещены одна-две жаровые трубы большого диаметра, В дымогарных теплогенераторах, являющихся дальнейшим развитием жаротрубных, жаровые трубы заменены системой труб малого диаметра, благодаря чему (в пределах тех же габаритов) увеличивается площадь поверхности нагрева, снижается расход металла и т.д. Жаротрубные и дымогарные теплогенераторы, имеющие ранее достаточно широкое распространение, в настоящее время имеют ограниченное применение [35].

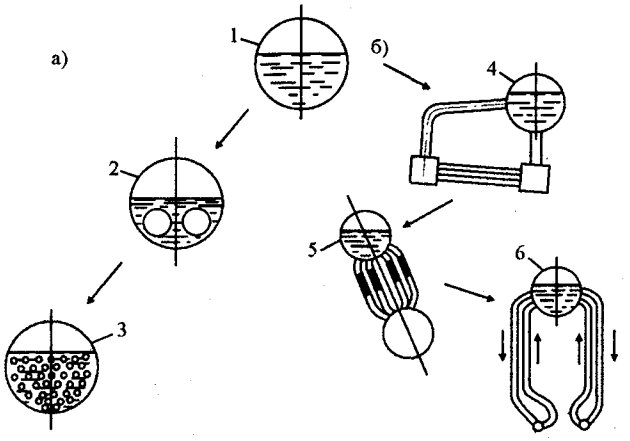


Рисунок 4.2. Схема развития конструктивных форм паровых котлов:
а) газотрубных; б) водотрубных: 1 – цилиндрический; 2 – жаротрубный;
3 – дымогарный; 4 – горизонтальный; 5 – вертикальный; 6 – экранный водотрубный

Другое направление – размещение дополнительных поверхностей нагрева за пределами барабана теплогенератора, что привело к созданию различных типов водотрубных теплогенераторов: горизонтально-водотрубных, вертикально-водотрубных и наиболее современных экранных водотрубных теплогенераторов.

В теплогенераторах *с принудительной циркуляцией* вода движется за счет давления, создаваемого насосами. Такие теплогенераторы бывают с многократной циркуляцией и прямоточные. Теплогенераторы с многократной циркуляцией из-за сложности их эксплуатации широкого распространения не получили. Прямоточные теплогенераторы применяются главным образом для централизованного ТС как энергетические на тепловых и электрических станциях. В этих теплогенераторах наблюдается однократная принудительная циркуляция воды, и полное испарение воды происходит за время одного прохождения ее по поверхности нагрева (табл. 4.1).

Все топочные устройства (топки) можно разделить по способу сжигания на слоевые, в которых топливо сжигается в слое на решетке, камерные (факельные), где топливо в смеси с воздухом сгорает во взвешенном состоянии (объеме), и факельно-слоевые, когда одна часть топлива (мелкие фракции) горит во взвешенном состоянии, другая (более крупные куски) – в слое на решетке. В слоевых топках сжигается исключительно твердое топливо; в камерных – газообразное и жидкое, а также твердое топливо в виде пыли (в крупных промышленных котлах); в факельно-слоевых – твердое топливо с большим содержанием мелких фракций (фрезерный торф, древесные отходы и др.).

Ниже будут рассмотрены горелки для камерных топок, поскольку наиболее экологически чистым и распространенным топливом в Центральной части России является природный газ.

Таблица 4.1

Основные характеристики паровых котлов с естественной и принудительной циркуляцией

Тип котлов	Паропроизводительность, т/ч	Абсолютное давление, МПа	Температура, °С	Температура промежуточного перегрева, °С	Температура питательной воды, °С
1	2	3	4	5	6
Е	0,25; 0,4; 0,7	0,9	Насыщенный	–	50
	1,0; 1,6; 2.5	0,9	Насыщенный	–	50–100
	2,5	1,4	Насыщенный		100
	4;6.5;10; 16;25;35	1,4	Насыщенный или перегретый 225°С		
	50; 75	1,4	225		
	100; 160;	1,4	250		
	10; 16; 25; 35	2,4	Насыщенный или перегретый 250°С		
	50; 75; 100; 160	2,4	250		
	10;25;35;50; 75;100;160	3,9	440	–	145
	(160); 200	9,8	540	–	215
	(210);320; 420;500;820	13,8	560	–	230
Еп;Пп Пп Пп;Кп	670	13,8	545	545	240
	1800	13,8	515	515	240
	1000;1650; 2650;3950	25,0	545	542	270

Газ сжигается в камерных топках, по конструкции аналогичных топкам для жидкого топлива, поэтому мазут можно сжигать в топках для газа, и наоборот.

Для образования газовоздушной смеси и создания условий для устойчивого ее воспламенения применяют газовые горелки различных конструкций. Наибольшее распространение получили смесительные и инжекционные горелки. В смесительные горелки воздух подается с помощью вентилятора, а в инжекционные – вследствие подсоса (инжекции) его из помещения за счет энергии давления газа при прохождении его через сопло горелок.

В инжекционных горелках, работающих при давлении газа до 2,5 кПа, количество подсасываемого первичного воздуха составляет около 30–70%. Недостающее его количество (вторичный воздух) поступает в топку вследствие разрежения в ней. В горелках среднего и повышенного давления (10–

30 кПа) количество подсасываемого первичного воздуха обеспечивает полное горение топлива, поэтому подача вторичного воздуха не требуется. Эти горелки выполняются прямыми или угловыми; последние устанавливают для уменьшения длины фронта обслуживания котлов.

В инжекционной горелке с пластинчатым стабилизатором (см. рис. 4.3) газ от газопровода подводится к трубе *3*, проходит сопло *2* и затем поступает в конфузор смесителя *4*, куда подсасывается воздух из атмосферы. В камере смешения *5* газ и воздух окончательно перемешиваются, а образующаяся газовоздушная смесь через диффузор 6 поступает в топку [35].

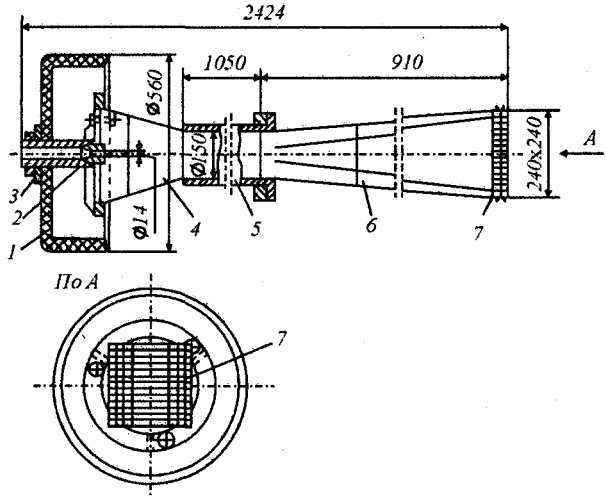


Рисунок 4.3. Газовая инжекционная горелка

Горелка имеет глушитель шума *1* (он же регулятор подачи воздуха) и стабилизатор *7*, выполненный в виде пакета *m* стальных пластин шириной 16 мм и толщиной 0,5 мм. Стабилизатор обеспечивает надежность воспламенения смеси и предохраняет от проникновения пламени внутрь горелки в случае снижения ее производительности.

Инжекционные горелки выпускаются нескольких типоразмеров по тепловой мощности 140–2500 кВт. Основные достоинства этих горелок – простота конструкции и обслуживания, высокая экономичность и отсутствие дутьевых вентиляторов. Недостатки их – сильный шум, создаваемый при работе, а также конструктивная громоздкость, в связи с чем для установки их требуется много места перед фронтом котла. Смесительные горелки бывают низкого давления (давление газа перед горелкой до 2 кПа, воздуха 1–1,5 кПа) и среднего давления (давление газа перед горелкой до 30 кПа, воздуха 2,5–3 кПа).

Горелка низкого давления (рис. 4.4) состоит из корпуса *4*, выполненного в виде цилиндра с двумя патрубками *2* и *10*, которые служат для раздельного подвода соответственно газа и воздуха. Внутри корпуса горелки

размещены трубки *3*, по которым газ из камеры *1* через отверстие *8* в стенке *9* поступает в топку.

Воздух от вентилятора через патрубок *10* поступает в корпус *4* и движется между трубками *3*, а затем через те же отверстия *8* направляется в топку. Перед этим воздух проходит через специальные завихрители, что способствует хорошему перемешиванию газа с воздухом на выходе из горелки. В центре горелки размещена трубка *5*, предназначенная для розжига горелки и наблюдения за факелом. Кроме того, при комбинированном сжигании газа и мазута в этой трубке может быть установлена мазутная форсунка. Горелка крепится к каркасу топки с помощью фланца *6*. Стенка *9* со стороны топки футеруется огнеупорным бетоном или шамотной массой слоем толщиной 70–100 мм [35].

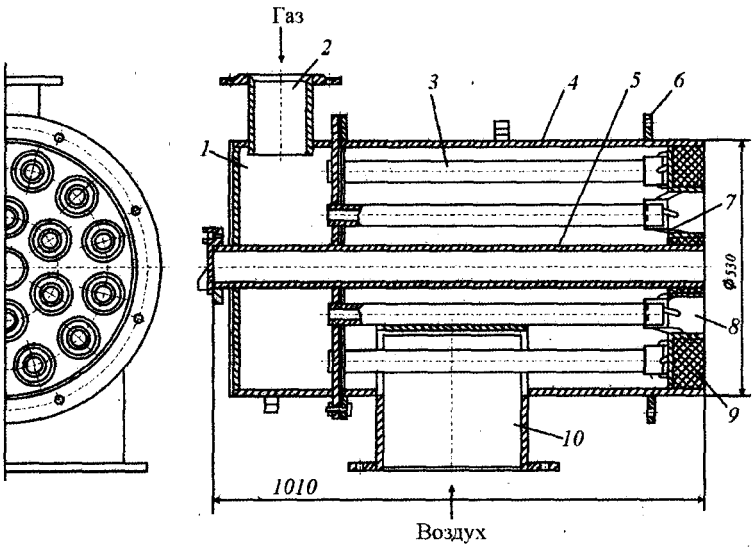


Рисунок 4.4. Газовая смесительная горелка системы «Мосгазпроект»

Горелки такого типа изготавливают нескольких типоразмеров тепловой мощностью 3900–9300 кВт при давлении газа перед горелкой 1 кПа. Эти горелки работают надежно и устойчиво, обеспечивая полное сгорание газа при относительно небольшой длине факела. В котлах небольшой тепловой мощности для сжигания газа часто используют подовые щелевые горелки, отличающиеся простотой устройства. Изготавливают их из стальной трубы диаметром 50–60 мм, в которой порядно насверлены отверстия. Такую трубу устанавливают в специальной щели, выкладываемой из шамотного кирпича. Газ подается в трубу и через отверстия выходит в щель (туннели), куда также поступает воздух вследствие разрежения в топке (в горелках без принудительной подачи воздуха) или вентилятором. В щели газ смешивается с воздухом и начинает гореть.

В отдельных случаях в одной топке необходимо сжигать газ и мазут. Для этого используют специальные комбинированные газомазутные горелки типа ГМГ и НГМГ, которые различаются по способу распыливания мазута: паром (горелки ГМГ) или воздухом (горелки НГМГ).

Газомазутная горелка ЦКТИ-Ильмарине типа НГМГ (см. рис. 4.5) имеет патрубок *2*, через который газ попадает в кольцевую камеру *6*. Оттуда через отверстие *4* газ выходит в зону регистра *5*, где смешивается с воздухом, поступающим в горелку через патрубок *8*, и направляется в топку. При установке мазутной форсунки *7* с воздушным распыливанием мазут проходит через ее сопло и в зоне завихрителей *3* попадает в закрученный поток первичного воздуха, идущего через патрубок *1*, и распыливается. Через патрубок *8* подается необходимое количество вторичного воздуха. Образовавшаяся смесь поступает в топку, где и сгорает. Вторичный воздух подается вентилятором под давлением 1–1,5 кПа; воздух для распыливания мазута поступает от специального вентилятора под давлением около 4 кПа. Выпускают горелки четырех типоразмеров тепловой мощностью 1,16–6,4 МВт.

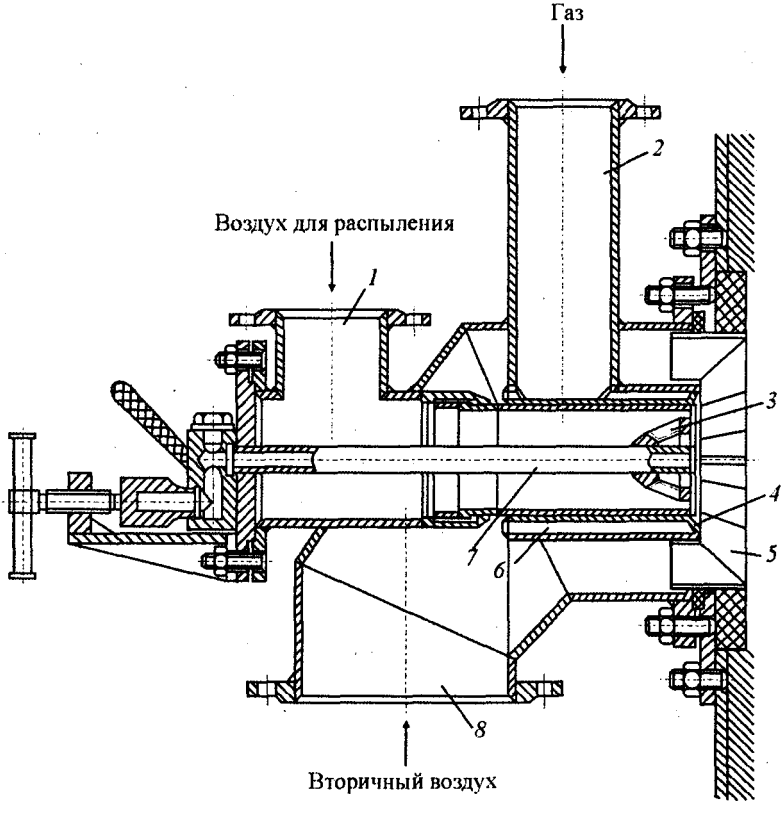


Рисунок 4.5. Газомазутная горелка ЦКТИ-Ильмарине

Короткофакельная горелка с паромеханической форсункой (см. рис. 4.6) представляет собой модернизированную горелку ГМГ. Благодаря модернизации снижен коэффициент избытка воздуха до 1,05 и повышен КПД котла примерно на 1%. Тепловая мощность горелок регулируется изменением давления мазута или газа и воздуха (см. табл. 4.2).

Для котлов типа ДЕ были разработаны горелки ГМ и ГМП с периферийной подачей газа и паромеханической форсункой. В горелках ГМП осуществлена предварительная газификация мазута, благодаря чему обеспечивается однофазовое горение, минуя предварительные стадии (подогрев, испарение, разложение). Предварительная газификация мазута осуществляется за счет теплоты сгораемого топлива в специальной камере диаметром 800 мм и длиной 1200 мм. Тепловая мощность горелок ГМ-2,9 составляет 8,1 МВт, горелок ГМП -11,6–16,3 МВт (см. табл. 4.3) [35].

Таблица 4.2

Основные технические данные для горелок ГМГ, ГМГ(м) и НГМГ

Показатели	ГМГ-1,5м	ГМГ-2м	ГМГ-4м	ГМГ-5,5,7		НГМ Г-2	НГМ Г-4	НГМГ-5,5,7	
				I	II			I	II
Номинальная тепловая мощность, МВт	1,75	2,33	4,65	6,40	8,14	2,33	4,65	6,40	8,14
Диапазон регулирования, %	20–100	20–100	20–100	20–100	15–100	20–100	20–100	15–100	
Давление мазута перед форсункой, МПа	1,57	1,96	1,96	1,96	2,94	–	–	–	–
Давление пара на распыливание, КПа	98–147	98–196	98–196	98–196	98–196	–	–	–	–
Давление газа перед горелкой, кПа	4,9	3,5	3,7	1,96	2,9–3,4	2,9–3,4	2,9–3,4	1,96	2,9–3,4
Длина факела при работе на мазуте при номинальной нагрузке, м	1	1,5	1,5	2	2	2–2,5		2,5–3	
Расход распыливающего пара, кг/ч	4,4	6,5	13	18	23	–	–	–	–
Общий расход воздуха (первичный, вторичный), $м^3/ч$	1700	2700	5400	8000	10000	3200	5900	8100	10100

На базе ротационных форсунок разработаны ротационные газомазутные горелки РГМГ (см. рис. 4.6) тепловой мощностью 11,6; 23,2 и 34,9 МВт для сжигания газа и мазута.

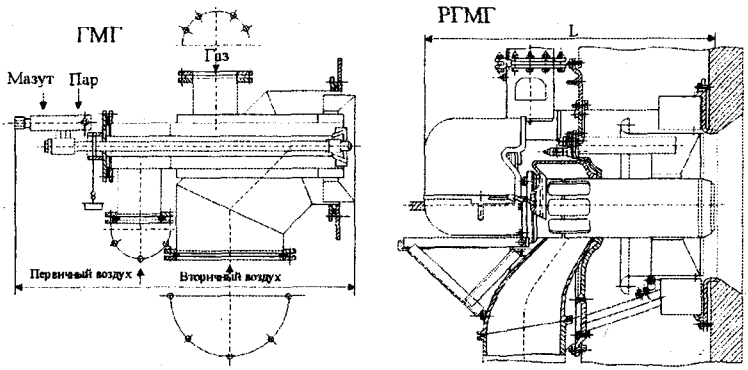


Рисунок 4.6. Газомазутные горелки ГМГ и РГМГ

Горелка для распыливания мазута оборудована ротационной форсункой, а для подачи первичного и вторичного воздуха – двумя вентиляторами. Горелки предназначены для раздельного сжигания мазута и газа, как для водогрейных, так и для паровых котлов.

При переходе с одного вида топлива на другое допускается кратковременное совместное сжигание обоих видов топлива, для чего горелки снабжены захлопками. Основные преимущества горелок РГМГ – возможность работы при низком давлении топлива и без применения тонких фильтров, плавное регулирование давления, а также расхода топлива и вторичного воздуха и др.

Таблица 4.3

Основные данные горелок ГМ и ГМП

Показатели	ГМ-2,5	ГМ-4,5	ГМ-7	ГМ-12	ГМП-14
Тепловая мощность, МВт	2,9	5,2	8,1	11,6	16,3
Давление газа перед горелкой, кПа	24,5				
Давление пара на распыливание, кПа	98–490				
Сопротивление горелки (по воздуху), кПа	0,79	0,88	1,08	1,57	1,68
Коэффициент избытка воздуха при работе на мазуте при номинальной нагрузке	1,1	1,1	1,1	1,05	1,05
Диапазон регулирования, %	10–100				

Для паровых котлов средней мощности Белгородским котлостроительным заводом изготавливаются газомазутные горелки нескольких типов: вихревые, двухпоточные с тангенциальным завихрением воздуха с периферийной подачей газа (300–1280 м^3/ч) и механическими мазутными форсун-

ками с расходом топлива 250–800 кг/ч. Диапазоны регулирования горелки по воздуху определяются минимально допустимой скоростью воздуха в пережиме амбразуры горелки (не менее 20 м/с).

Техническая характеристика горелок РГМГ:

тип горелки	РГМГ-10	РГМГ-20	РГМГ-30
- тепловая мощность, МВТ	11,6	23,2	34,9
- диаметр распыливающего стакана форсунки, мм	150	175	200
- частота вращения стакана, 1/мин	5000	5000	5000
- давление мазута перед форсункой, кПа	196	196	196
- мощность эл. двигателя, кВт	1,5	2,2	3,0
- сопротивление газовой части, кПа	14,7–29,4	19,6–39,2	29,4–49,0
- диапазон регулирования, % от номинальной нагрузки	10–100	10–100	10–100
- диаметр устья горелки, мм	542	676	725

Дорогобужский котельный завод для водогрейных котлов типа ПТВМ разработал горелки вихревые (с осевым завихрителем воздуха) однопоточные с периферийной подачей газа (660–900 $м^3$/ч) тепловой мощностью 4,9–7,0 МВт. Для сжигания мазута предусмотрена охлаждаемая сетевой водой механическая форсунка с расходом топлива 620–800 кг/ч, устанавливаемая по оси горелки.

Широкий ряд форсунок и горелок предлагают зарубежные фирмы для предприятий и организаций, проектирующих, устанавливающих и эксплуатирующих котельные. Например, один из ведущих немецких производителей оборудования для котельных – фирма KORTING AG производит газовые горелки (форсунки) с наддувом (см. табл. 4.4), которые отличаются высокой надежностью, оригинальностью конструктивного решения и характеризуются низкими показателями выбросов вредных веществ. Электронное регулирование работы горелки в сочетании с конструктивными особенностями, такими как дожигание отработанных газов, с одновременным использованием их в качестве формирователя рабочей смеси, позволяет многократно повысить экологическую чистоту горелки при высокой ее экономичности и не менее высоком КПД, достигающем 93%. Эти горелки отмечены экологическим знаком «Голубой ангел». Ими оснащают свою продукцию более тридцати производителей отопительного оборудования, среди которых такие известные фирмы, как Ygnis, Valliant Wiessmann, Schafer, Rohleder.

Фирмой KORTING AG производятся также жидкотопливные (см. табл. 4.5а) и комбинированные (см. табл. 4.5б), а также промышленные двухблочные горелки (см. табл. 4.6), которые имеют аналогичные характеристики качества работы.

Таблица 4.4

Тип горелки	двухступенчатые		VT5a II-G 2,3,5	VT2a II-G 2,3,5	VT2 II-G 2,3	VT II(x) G 1,2,3,5	одноступенчатые		GAS JET 100
	VT3a II-G	VT4a II-G					VT 2-G	GAS JET 60	
Мощность, кВт	178–505	254–863	470–1410	100–250	50–120	55–166	52–180	(2,3)14–50 (1)15–42	(2,3)50–100
Расход топлива, $м^3/ч$	58,7/48,9	99,3/83,4	164/136,8	29,1/24,2	14/11,6	19,3/16	20,9/17,4	5,8/4,8	11,6/9,7
Мощность эл. двигателя, кВ	0,6	1,1	3,3	0,25	0,18	0,18	0,18	0,04	0,04
Напряжение эл. двигателя, В	380	380	380	220	220	220	220	220	220
Ток, потребления эл. двигателя,А	1,5	2,3	7	1,65	1,4	1,4	1,4	0,45	0,45
Масса, кг	52	65	83	29	19	19	18	10	10

Таблица 4.5а

Тип горелки	JET-4,5 (si) UNI-NOX	JET-4,5	JET-8,5	VT-0	VT1	VT2	VT2II	VT2aII	VT3II
	одноступенчатые						двухступенчатые		
Мощность, кВт	14–27	12–35	40–72	12–37	42–75	42–160	42-460	82–230	135–280
Вид топлива	дизельное топливо								
Расход топлива, кг/ч	1,5–2,8	1,3–4,5	4,4–8,2	1,3–4,0	4,5–8,3	4,5–16	4,5–16	9–25	15–30
Мощность эл. двигателя, кВт	0,09	0,09	0,06	0,06	0,06	0,18	0,18	0,25	0,6
Напряжение эл.двигателя, В	220	220	220	220	220	220	220	220	380
Пропускная способность насоса, л/ч	45	45	45	45	45	45	45	70	70
Масса, кг	11	11	12	11	11	20	21	31	39

Таблица 4.5б

Тип горелки	УТ2аII-К	УТ3аII-К	VT4aII-K	УТ5аII-К
Мощность, кВт	107–250	184–433	254–863	470–1230
Вид топлива	дизельное топливо, метан, пропан			
Расход газа, $м^3$/ч	29,1/21,2	58,7/42.2	93/83,4	137/105
Расход ДТ, кг/ч	9–21,0	15,5–36,5	21,5–72,5	40–103
Метод управления	двухступенчатый			

Таблица 4.6

Промышленные двухблочные горелки (форсунки) мощностью 1–25 МВт серии СК

Технические данные	СК16	СК32	СК63	СК90	СК100	СК160	СК250
1	2	3	4	5	6	7	8
Мощность горелки, МВт	0,27–1,6	0,53–3,8	0,9–6,3	1,4–9	1,6–11	2,3–16	3,6–25
Режим работы	плавное регулирование						
Диапазон регулирования ДТ	1:5	1:5	1:5	1:5	1:5	1:5	1:5
Диапазон регулирования газа	1:7	1:7	1:7	1:7	1:7	1:7	1:7
Группа безопасности	по запросу						
Автомат сжигания	DUGAR/D-GF-100-10; ДТ: DIN 4787 128/8 W; DIN 4788 88.01 f						
Светоприемник	DUGARD/D-LE IR						
Калиброванное давление газа на входе горелки, мбар	от 100 до 150						
Давление зажигания газа, мбар	от 50 до 100						
Давление жидкого ДТ на входе горелки, бар	30						
Давление на регулировочном вентиле системы DE,бар	минимум 4						
Потеря давления воздуха на горелке, мбар	35						
Тип жидкостной форсунки	FluidicsW8	Fluidics 24	Fluidics 32	Fluidics 40			

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8
Стык входа жидкого топлива, мм	15	15	15	18	18	22	28
Стык входа газа, мм	40/60	65/16	80/16	100/16	100/16	125/16	150/16
Стык отвода газов сгорания, мм	80/16	80/16	100/16	200/10	200/10	250/10	300/10
Стык подсоединения пара, мм	20/16	20/16	20/16	20/16	20/16	20/16	20/16
Масса нетто RS системы, кг	120	260	475	685	685	1200	1800
Масса нетто DE-системы, кг	170	310	535	755	755	1250	1850

Несколько типоразмеров энергосберегающих горелок, работающих на газе (см. табл. 4.7 и 4.8), на мазуте (табл. 4.9 и 4.10), дизельном топливе (табл. 4.11 и 4.12) и на двух видах топлива – дизтопливо/газ (табл.4.13–4.15), предлагает итальянская фирма «Экофлам».

Таблица 4.7а

AZUR

Энергосберегающая газовая горелка (топливо: природный газ, сжиженный газ, биогаз, городской газ) выходной мощностью от 16 до 72 КВт

	min		max	
	кВт	ккал/ч	кВт	ккал/ч
AZUR30	16	13.700	37	31.800
AZUR40	23	19.780	45	38.700
AZUR60	35	30.100	72	62.000

Таблица 4.7б

BLU

Газовая горелка (топливо: природный газ, сжиженный газ, биогаз, городской газ) выходной мощностью от 60 до 2000 КВт

	min		max	
	кВт	ккал/ч	кВт	ккал/ч
1	2	3	6	5
BLU 120PPAB	60	51.000	117	100.000
BLU 170PPAB	75	64.000	179	154.000
BLU 2S0PPAB	98	84.000	240	206.000
BLU 350PPAB	118	101.000	350	301.000
BLU 500PPAB	190	163.000	500	430.000

Продолжение таблицы 4.7б

1	2	3	6	5
BLU 700PPAB	250	215.000	700	602.000
BLU 1000PAB	300	258.000	1.000	860.000
BLU 1200PAB	400	344.000	1.200	1.032.000
BLU 1400PAB	400	344.000	1.300	1.118.000
BLU 1700PAB	470	404.000	1.700	1.462.000
BLU 2000PAB	520	447.000	2.000	1.720.000

Таблица 4.8

BLU PR/MODULAIR

Газовая горелка с электронно-пневматической системой регулирования мощности (топливо: природный газ, сжиженный газ, биогаз, городской газ).

Мощность от 120 до 4000 КВт

	тыс.ккал/ч		кВт	
	min	max	min	max
BLU 500 PR/Modulair	103	430	120	500
BLU 700PR/Modulair	163	602	190	700
BLU 1000 PR/Modulair	172	860	200	1.000
BLU 1200 PR/Modulair	154	1.032	180	1.200
BLU 1400 PR/Modulair	215	1.118	250	1.300
BLU 1700 PR/Modulair	318	1.462	370	1.700
BLU 2000 PR/Modulair	198	1.720	230	2.000
BLU 3000 PR/Modulair	688	2.580	800	3.000
BLU 4000 PR/Modulair	1.462	3.440	1.700	4.000

Таблица 4.9

OILFLAM

Горелка, работающая на мазуте, выходной мощностью от 91 до 3988 КВт

	min		max	
	кВт	ккал/ч	кВт	ккал/ч
OILFLAM 20	91	78.400	227	196.000
OILFLAM 30	170	147.000	341	294.000
OILFLAM 30 AB	170	147.000	341	294.000
OILFLAM 50 AB	284	245.000	569	490.000
OILFLAM 80 AB	455	392.000	911	784.000
OILFLAM 120 AB	797	686.000	1.367	1.176.000
OILFLAM 170 AB	911	784.000	1.709	1.470.000
OILFLAM 200 AB	1.162	999.600	2.051	1.764.000
OILFLAM 300 AB	1.595	1.372.000	2.848	2.450.000
OILFLAM 400 TRI	2.051	1.764.000	3.988	3.430.000

Таблица 4.10

IDROFLAM

Экологически чистая горелка, работающая на смеси мазута с водой, мощностью от 284 до 3988 КВт

	min		max	
	кВт	ккал/ч	кВт	ккал/ч
IDROFLAM 50AB	284	245.000	569	490.000
IDROFLAM 80 AB	455	392.000	911	784.000
IDROFLAM 120 AB	797	686.000	1.367	1.176.000
IDROFLAM 170 AB	911	784.000	1.709	1.470.000
IDROFLAM 200 AB	1.139	980.000	2.051	1.764.000
IDROFLAM 300 AB	1.595	1.372.000	2.848	2.450.000
IDROFLAM 400 TR	2.108	1.813.000	3.988	3.430.000

Таблица 4.11

MAIOR

Энергосберегающая горелка, работающая на дизтопливе, с выходной мощностью от 58 до 4151 КВт

	min		max	
	кВт	ккал/ч	кВт	ккал/ч
MAIOR P10	58	50.000	116	100.000
MAIOR P15	105	90.000	174	150.000
MAIOR P25	140	120.000	291	250.000
MAIOR РЭ5	233	200.000	407	350.000
MAIOR P10AB	58	50.000	116	100.000
MAIOR P1SAB	105	90,000	174	150.000
MAIOR P 25 AB	140	120.000	291	250.000
MAIOR P 35 AB	233	200.000	407	350.000
MAIOR P45AB	233	200.000	523	450.000
MAJOR P60AB	407	350.000	698	600.000
MAIOR P80AB	465	400.000	930	800.000
MAIOR P120AB	830	714.000	1420	1,224.000
MAIOR P150AB	949	816.000	1690	1.530.000
MAIOR P200AB	1.047	900.000	2.093	1.800.000
MAIOR P300AB	1.395	1.200.000	2.907	2.500.000
MAIOR P400AB	2.194	1.887.000	4.151	3.570.000

Таблица 4.12

MINOR

Энергосберегающая горелка, работающая на дизтопливе,
с выходной мощностью от 17,8 до 332 КВт

	min		max	
	кВт	ккал/ч	кВт	ккал/ч
ECOJET 5	17,8	15.300	58	50.000
MINOR UNO	20	17.000	39	33.000
MINOR UNO с подогревом pre-heated / avec pre-chauffage	20	17.000	39	33.000
MINOR 4	21	18.000	53	45.000
MINOR 4 с подогревом pre-heated / avec prechauf-fage	21	18.000	53	45.000
MINOR 8	47	40.000	94	81.000
MINOR 8 с подогревом pre-heated / avec prechauf-fage	47	40.000	94	81.000
MINOR 12	71	60.000	140	122.000
MINOR 12 с подогревом pre-heated / avec pre-chauffage	71	60.000	140	122.000
MINOR 20	118	100.000	237	204.000
MINOR 30	178	150.000	332	285.000

Таблица 4.13

MULTICALOR

Горелка, работающая на двух видах топлива (дизтопливо/газ),
с выходной мощностью от 190 до 4000 КВт

	min		max	
	кВт	ккал/ч	кВт	ккал/ч
MULTICALOR 45	190	163.400	500	430.000
MULTICALOR 70	250	215.000	700	602.000
MULTICALOR 100	300	258.000	1000	860.00
MULTICALOR 120	400	344.000	1.200	1.032,000
MULTICALOR 140	400	344.000	1.300	1.118.000
MULTICALOR 170	470	404.000	1.700	1.462.000
MULTICALOR 200	520	447.000	2.000	1.720.000
MULTICALOR 300	750	645.000	3.000	2.580.000
MULTICALOR 400	1.700	1.462.000	4.000	3.440.000

Таблица 4.14

MULTIFLAM

Горелка, работающая на двух видах топлива (дизтопливо/газ), с выходной мощностью от 290 до 4070 КВт

	min		max	
	кВт	ккал/ч	кВт	ккал/ч
MULTIFLAM 50	290	250.000	580	500.000
MULTIFLAM 70	407	350.000	812	700.000
MULTIFLAM 120	698	600.000	1.400	1.200.000
MULTIFLAM 170	872	750.000	1.744	1.500.000
MULTIFLAM 200	988	850.000	1.980	1.700.000
MULTIFLAM 300	1.453	1.250.000	2.907	2.500.000
MULTIFLAM 400	1 2.034	1.750.000	4.070	3.500.000

Таблица 4.15

DUAL

Горелка, работающая на двух видах топлива (дизтопливо/газ), с выходной мощностью от 23 до 345 КВт

	min		max	
	кВт	ккал/ч	кВт	ккал/ч
DUAL 1	23	20.000	40	34.000
DUAL 2	24	29.000	65	56.000
DUAL 3	58	50.000	110	95.000
DUAL 4	110	95.000	200	172.000
DUAL 3P	58	50.000	110	95.000
DUAL 4P	100	86.000	200	172.000
DUAL 5P	ПО	95.000	345	296.000

Горелки фирмы ACV (Бельгия) характеризуются высоким коэффициентом полезного действия и максимальным использованием энергии топлива. Автоматический воздушный клапан предотвращает охлаждение котла при выключении горелки. Крышка горелки имеет толстый изоляционный слой, что позволяет добиться хороших акустических характеристик горелки и значительно снизить шум при ее функционировании.

В табл. 4.16 приведены характеристики горелок ACV, работающих на дизельном топливе.

Газовые и жидкотопливные горелки фирмы «Weishaupt» (Германия) характеризуются компактностью и высокими теплотехническими показателями. В них реализована возможность цифрового управления и контроля процесса горения.

Разработаны и выпускаются пять типоразмеров горелок в диапазоне тепловой мощности от 12 до 550 кВт.

Горелки имеют общую платформу для газовых и жидко топливных моделей. Имеется стандартное исполнение моделей жидкотопливных горелок и так называемое исполнение TN (LowNOx) – пониженным содержанием оксидов азота в дымовых газах. Улучшенные экологические характеристики достигаются здесь благодаря оснащению горелок двумя смесительными устройствами топлива и воздуха.

Горелки, работающие на жидком топливе, имеют маркировку WL, горелки на газообразном топливе – маркировку WG.

Горелки типорядов WG30 и WG40 дополнительно оснащены функцией регулирования скорости вращения. Это позволяет снизить электропотребление горелок и звуковое давление при их эксплуатации на пониженных режимах.

4.5. Теплогенераторы для централизованного теплоснабжения

Для систем централизованного теплоснабжения, как указывалось выше, применяют источники теплоснабжения с паровыми или водогрейными котлами. Существует много разнообразных типов и конструкций паровых и водогрейных теплогенераторов.

Паровой котлоагрегат (теплогенератор) – предназначен для выработки водяного пара. В источниках теплоснабжения (ИТ) производственного и производственно-отопительного типа устанавливают паровые котлоагрегаты среднего или низкого давления, в ИТ отопительного типа – котлоагрегаты, вырабатывающие пар только низкого давления (до 0,17 МПа). Паровые котлоагрегаты низкого давления изготавливают, как правило, чугунными и используют как отопительные.

Основными характеристиками паровых котлоагрегатов, которыми руководствуются при выборе их типа, мощности и количества, являются производительность и параметры (давление и температура) вырабатываемого пара.

Различают номинальную и минимальную производительность, номинальные параметры пара.

Номинальная производительность – расход вырабатываемого пара в единицу времени, принятый при проектировании котлоагрегата, который обеспечивается в результате длительной эксплуатации и сжигания основного топлива при номинальных параметрах пара и питательной воды.

Номинальные параметры пара – номинальные давление и температура пара, принятые при проектировании котельного агрегата.

Минимальная производительность – наименьшая паропроизводительность, при которой котлоагрегат может длительно работать без нарушения режимов циркуляции воды в трубах и горения топлива. Паровые котлоагрегаты по производительности разделяются на три группы, малой мощности – до 6,9 кг/с (25 т/ч); средней – 9,7–20,8 кг/с (35–75 т/ч); большой – 27,8–44,4 кг/с (100–160 т/ч).

По давлению вырабатываемого пара котлоагрегаты объединяются в группы: с давлением пара 1,4–2,4 МПа – низкого давления; 4,0 МПа – среднего давления.

К паровым котлоагрегатам низкого давления и малой мощности относятся котлоагрегаты типа ДКВР, КЕ, ДЕ. Общие конструктивные признаки этих котлоагрегатов – естественная циркуляция воды, наличие двух барабанов (верхнего и нижнего), вертикальное расположение труб, в которых происходит парообразование.

Новые специализированные котельные агрегаты КЕ и ДЕ низкого давления имеют производительность 0,69–6,9 кг/с (2,5–25 т/ч). Котлоагрегаты серии КЕ предназначены для сжигания твердого топлива в неподвижном слое на движущейся колосниковой решетке. Загрузка топлива и удаление шлака механизированы.

Котлоагрегаты КЕ-2,5-14С, КЕ-4-14С (табл. 4.16) предназначены для выработки только насыщенного пара давлением 1,4 МПа. Котлоагрегаты КЕ остальных типоразмеров предназначены для выработки насыщенного пара как при давлении 1,4 МПа, так и 2,4 МПа, а также перегретого пара с температурой 498 К (225°С) при давлении, равном 1,4 МПа и 523 К (250°С) при давлении, равном 2,4 МПа.

Таблица 4.16

Основные расчетные характеристики котельных агрегатов КЕ-14С

Характеристика	КЕ-2,5-14С	КЕ-4-14С	КЕ-6,5-14С	КЕ-10-14С	КЕ-25-14С
Выработка пара *, кг/с (т/ч)	0,69	1,1 (4,0)	1,8(6,5)	2,8(10)	6,9(25)
Давление пара **, МПа	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Температура пара, °С	194	194	194/225	194/225	194/225
КПД (при сжигании каменных углей), %	81–83	81–83	81–83	81–83	87
Площадь поверхности нагрева, $м^2$	19,0	20,5	24,8	30,3	92,1
Радиационная конвективная	62	94	149	214	418
Тип топочного устройства	ЗП-РПК-2-180/1525	ТЛЗМ-1870/2400	ТЛЗМ-1800/3000	ТЛЗМ-2700/5600	ТЧЗ-2700/5600
Площадь зеркала горения, $м^2$	2,75	3,3	4,4	6,4	13,4
Диаметр экранных и кипятильных труб, мм	51х2,5				
Площадь поверхности нагрева экономайзера (ВТИ), $м^2$	94	142	236	330	808
Масса в объеме заводской поставки, т	9,82	11,34	13,95	16,99	37,37

* Котлы серии КЕ обеспечивают устойчивую работу в диапазоне от 25 до 100% номинальной производительности.

** Котлы КЕ-25–24Р (КЕ-25–24С) могут работать при давлении пара 1,8–2,4 МПа.

Котлоагрегаты серии ДЕ (табл. 4.17) предназначены для сжигания жидкого или газообразного топлива. Котлоагрегаты ДЕ всех типоразмеров могут вырабатывать перегретый пар с температурой 498 К (225°С) при давлении, равном 1,4 МПа, а при давлении, равном 2,4 МПа (за исключением ДЕ-4-ГМ и ДЕ-6,5ГМ) – перегретый пар с температурой 523 К (250°С).

Котельные агрегаты типа ДКВР оборудуются топками для сжигания твердого, жидкого и газообразного топлива. Твердое топливо сжигается в неподвижном слое на подвижной или неподвижной колосниковой решетке. Загрузка топлива, шлакоудаление осуществляются механически. По рекомендации завода-изготовителя котлоагрегаты ДКВР могут эксплуатироваться при повышенной (сверх номинальной) паропроизводительности (табл. 4.18).

Минимальная производительность котлоагрегатов ДКВР при избыточном давлении 1,3 МПа допускается не ниже 25% номинального значения при работе на твердом топливе, при работе на жидком или газообразном топливе – не ниже 30% минимального значения.

Таблица 4.17

Основные расчетные характеристики котельных агрегатов ДЕ-14ГМ

Характеристика	ДЕ-4-14ГМ		ДЕ-6,5-14 ГМ		ДЕ-10-14 ГМ		ДЕ-16-14 ГМ		ДЕ-25-14 ГМ	
	газ	мазут	газ	мазут	газ	мазут	газ	мазут	газ	мазут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Выработка пара, кг/с (т/ч)	11,5	4,14	1,87	6,73	2,88	10,35	4,6	16,56	7,47	26,88
Давление пара*, МПа	1,37		1,37		1,37		1,37		1,37	
Коэффициент избытка воздуха	1,05	1,1	1,05	1,1	1,05	1,1	1,05	1,1	1,05	1,1
КПД котельного агрегата,%	90,31	88,68	90,96	89,32	92,15	90,85	91,76	90,07	92,79	91,35
Объем топочной камеры, $м^3$	8,01		11,2		17,14		22,5		29,0	
Площадь поверхности нагрева, $м^2$:	21,81		27,93		38,96		48,13		60,46	
Радиационной конвективной	48,51		68,04		117,69		156,0		212,4	
Полная площадь поверхности стен топки, $м^2$	23,8		29,97		41,47		51,84		64,22	
Площадь поверхности нагрева экономайзера ВТИ, $м^2$	94,4		141,6		236,0		330,4		808,2	
Температура газов за экономайзером, °С	156	192	155	191	143	172	157	194	140	172

Продолжение таблицы 4.17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Тип топочного устройства (горелки)	ГМ-2,5		ГМ-4,5		ГМ-7		ГМ-10		ГМ-16	
Масса в объеме заводской поставки, т	8,0		9,6		13,2		18,2		24,4	
Суммарное аэродинамическое сопротивление газоходов котельного агрегата, Па	495		923		1570		1700,8		2753,3	

*Пар насыщенный ($t_н$=194°С) или слабоперегретый ($t_н$ =225°С)

Таблица 4.18

Основные расчетные характеристики котельных агрегатов ДКВР

Характеристика	ДКВР-2,5-13		ДКВР-4-13		ДКВР-6,5-15		ДКВР-10-13		ДКВР-20-13	
	твердое	газ, мазут	твердое	газ, мазут	твердое	газ, мазут	твердое	газ, мазут	твердое	газ, мазут
Максимальная выработка пара, кг/с(т/ч)	0,7 (2,6)	1,0 (3,6)	1,3 (4,6)	1,67 (6,0)	2,1 (7,5)	2,7 (9,7)	3,2 (11,5)	4,2 (15,0)	5,8 (21,0)	7,8 (28,0)
Давление пара, МПа	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
КПД котлоагрегата, %	80,7–83,7	88,8–90,2	80,4–84,3	88,5–90,6	81,5–85,2	89,0–91,2	85 – 86,8	88,8–91,3	84,4–86,4	89,5–91,8
Тип топочного устройства	ПМЗ-РПК	Горелки ГМГ	ПМЗ-РПК	Горелки ГМГ	ПМЗ-РПК	Горелки ГМГ	ПМЗ-ЛЦР ПМЗ-ЧЦР	Горелки ГМГ	ПМЗ-ЛЦР ПМЗ-ЧЦР	Горелки ГМГ
Площадь зеркала горения, м^2	2,75	–	3,84	–	6,34	–	9,1	–	13,4	–
Площадь поверхности нагрева, м^2 радиационной	1,67	21	27	37	59,7	1,67	21	27	37	59,7
конвективной	58	99	171	227	301	58	99	171	227	301
Площадь поверхности нагрева экономайзера (ВТИ), м^2	94		142		236		330		808	
Диаметр экранных и кипятильных труб, мм	51х2,5									
Масса в объеме заводской поставки, т	7,1		9,0		12,5		15,6		27,4	

Водогрейные котлоагрегаты (теплогенераторы) – устанавливают, как правило, в источниках теплоснабжения отопительного типа для получения высокотемпературной воды. По характеру циркуляции воды (независимо от конструкции) все водогрейные котлоагрегаты являются прямоточными, т. е. с однократным движением воды по отдельным его элементам. В этом их сходство с паровыми прямоточными котлоагрегатами. Водогрейные котлоагрегаты характеризуются в основном тепловой мощностью, а также температурой нагретой воды и ее давлением. Для централизованных систем теплоснабжения применяют *стальные водогрейные котлоагрегаты* средней и большой мощности.

Стальные водогрейные котлоагрегаты имеют следующую маркировку: КВ-ГМ; КВ-ТС; КВ-ТК; цифры после буквенных обозначений указывают мощность водогрейного котлоагрегата (в Гкал/ч).

Водогрейные котлоагрегаты подразделяются по тепловой мощности на три группы: до 11,6 МВт (10 Гкал/ч) – котлоагрегаты малой мощности; 23,2 и 34,8 МВт (20 и 30 Гкал/ч) – средней; 58, 116 и 209 МВт (50, 100 и 180 Гкал/ч) – большой мощности. Стальные котлоагрегаты малой мощности применяют для децентрализованных систем теплоснабжения.

Водогрейные котлоагрегаты типа КВ. Дорогобужский котельный завод выпускает стальные прямоточные водогрейные котельные агрегаты КВ-ГМ и КВ-ТС унифицированной серии различной тепловой мощности. Котлоагрегаты предназначены для установки на ТЭЦ, в производственно-отопительных и отопительных источниках теплоснабжения, работающих на твердом топливе (КВ-ТС), а также для сжигания газа и мазута (КВ-ГМ).

Конструкция стальных водогрейных котлоагрегатов серии КВ – безбарабанная с прямоточным движением воды и принудительной циркуляцией. В котлах средней мощности (4–34,8 МВт) поверхности нагрева компонуются по горизонтальной схеме, в котлах большой мощности 58 и 116 МВт использована П-образная компоновка; при мощности 209 МВт – Т-образная. Котлоагрегаты типа КВ-ГМ в зависимости от тепловой мощности (4,65–209 МВт) выпускают следующих типоразмеров: КВ-ГМ-4; КВ-ГМ-6,5; КВ-ГМ-10; КВ-ГМ-20; КВ-ГМ-ЗО; КВ-ГМ-50; КВ-ГМ-100 и КВ-ГМ-180. Котлоагрегаты, предназначенные для сжигания газа и мазута, оборудованы ротационными газомазутными горелками РГМГ (кроме КВ-ГМ-180) соответствующей тепловой мощности. На котлоагрегатах КВ-ГМ-50 имеются две горелки РГМГ-20, а на котлоагрегатах КВ-ГМ-100 – три горелки РГМГ-30. Котлоагрегаты КВ-ГМ-180 оборудованы шестью горелками. Основные расчетные характеристики котлоагрегатов серии КВ-ГМ представлены в табл. 4.19.

Для удаления отложений с наружных поверхностей труб конвективной части котлоагрегаты снабжены дробеочистительным устройством.

Таблица 4.19

Основные расчетные характеристики водогрейных котлов серии КВ-ГМ

Характеристика	КВ-ГМ-4	КВ-ГМ-	КВ - ГМ-10	КВ-ГМ-20	КВ-ГМ-	КВ-ГМ-50	КВ-ГМ-100
Тепловая мощность котла, МВт (Гкал/ч)	4,6(4)	7,5(6,5)	11,6(10)	23,2(20)	35(30)	58(50)	116(100)
Рабочее давление воды, МПа				1,0–2,45			
Температура воды, °С: на входе в котел на выходе из котла				70 150			
Температура уходящих газов, °С, при сжигании: газа мазута	150 245	153 245	185 230	190 242	160 250	140 180	140 180
КПД при номинальной нагрузке, % при сжигании: газа мазута	90,5 86,35	91,1 87,0	91,9 88,4	91,9 88,0	91,2 87,7	92,5 91,1	92,5 91,3
Аэродинамическое сопротивление газового тракта, Па, при сжигании: газа мазута	221 258	229 261	460 460	600 600	670 670	1000 1000	1200 1200
Гидравлическое сопротивление котла, МПа	0,119	0,120	0,15	0,23	0,19	основной режим 0,133	0,165
Расход топлива: газа, $м^3/ч$ мазута, кг/ч	515 500	830 800	2160 1200	2520 2450	3680 3490	6260 5750	12520 11500
Расход воды через котел, т/ч	49,5	80	123,5	247	370	основной режим 618	0,165
Площадь поверхности нагрева, м: радиационной конвективной	38,6 88,7	48,9 150,4	53,6 221,5	106,6 406,5	126,9 592,6	245 1223	325 2385

В котлоагрегатах КВ-ТС, предназначенных для сжигания твердого топлива в слое, применены топки с пневматическими забрасывателями (ПМЗ) и цепными решетками обратного хода типа ТЛЗ; они оборудованы системой возврата уноса угольной мелочи и острым дутьем.

В топках котлоагрегатов КВ-ТС (см. табл. 4.20) не рекомендуется сжигать высокозольные высоковлажные бурые угли с теплотой сгорания меньше 11,7 МДж/кг (2800 ккал/кг), горючие сланцы, торф и твердое топливо с высоким содержанием серы. При сжигании высоковлажных бурых углей рекомендуется устанавливать воздухоподогреватели. Котлоагрегаты КВ-

ТСВ оборудуются воздухоподогревателем, обеспечивающим подогрев воздуха до температуры 200–220° С.

В котлоагрегатах со слоевыми топками отсутствует подовый экран, имеющийся в газомазутных котлоагрегатах. Экранные поверхности нагрева котлоагрегатов серии КВ выполнены из труб диаметром 60х3 мм, а конвективные поверхности – из труб диаметром 28х3 мм.

Таблица 4.20

Основные расчетные характеристики водогрейных котлов серии КВ-ТС

Характеристика	КВ-ТС-4	КВ-ТС-6,5	КВ-ТС-10	КВ-ТСВ-10	КВ-ТС-20	КВ-ТСВ-20	КВ-ТС-30
Тепловая мощность котла, МВт (Гкал/ч)	4,6(4)	8,5(6,5)	11,6(10)	11,6(10)	23,2(20)	23,2(20)	35(30)
Рабочее давление воды, МПа	1,0–2,45						
Температура воды, °С: на входе в котел на выходе из котла	70 150						
К КПД брутто, %, при сжигании угля: каменного марки Д бурого марки Б2	81,9 81,1	82,2 82,1	80,9 –	– 82,8	80,66 –	– 82,5	80,6 –
Температура уходящих газов, °С	225	225	220	205	230	218	235
Аэродинамическое сопротивление газового тракта, Па	360–440		670	1000	870	1060	960
Гидравлическое сопротивление котла, МПа	0,1	0,11	0,12	0,11	0,21	0,19	0,15
Расход воды через котел, т/ч	49,5	80	123,5	123,5	247	247	370
Расход топлива, кг/ч: каменного марки Д бурого марки Б2	875 1280	1420 2060	2160	3140	4320	6290	6480
Площадь поверхности нагрева, $м^2$: радиационной конвективной (включая фестон) воздухоподогревателя	38,66 88,7 –	48,9 150,4 –	55,9 229 –	55,9 229 365	82,8 417 –	82,8 417 728	– – –

Водогрейные котлоагрегаты типа ПТВМ. Они выпускаются средней и большой тепловой мощности для работы на газообразном, жидком и твердом топливе. Эти котлоагрегаты бывают с П-образной компоновкой и башенной конструкции.

Котлоагрегат ПТВМ-30М предназначен для работы на газе (тепловая мощность 46 МВт) и на мазуте (тепловая мощность 40 МВт). Он оборудован шестью газомазутными горелками, установленными по три на каждой

боковой стенке топки. Вода в котлоагрегате движется принудительно по прямоточной схеме. При основном отопительном режиме поток воды в котле имеет десять ходов.

Водогрейный теплофикационный котлоагрегат ПТВМ-50 имеет башенную компоновку и выполнен в виде прямоугольной шахты, в нижней части которой находится полностью экранированная топочная камера.

Топка котлоагрегата оборудована двенадцатью газомазутными горелками с двенадцатью индивидуальными дутьевыми вентиляторами. Горелки расположены на боковых стенках (по шесть горелок на каждой стороне). Вода в котлоагрегате циркулирует с помощью насосов. Котлоагрегаты ПТВМ-100 с тепловой мощностью 116,3 МВт аналогичны по конструкции котлоагрегатам ПТВМ-50. Они предназначены для работы на газе и мазуте. Применяются в качестве теплофикационных (пиковых) котлоагрегатов на ТЭЦ, а также в виде основного оборудования в районных отопительных котельных (см. табл. 4.21).

Таблица 4.21

Технические данные котлов типа ПТВМ

Показатели	ПТВМ-30	ПТВМ-50	ПТВМ-100	ПТВМ-180
Тепловая мощность, МВт	40–70	58	116	209
КПД при номинальной нагрузке, %, при работе:				
на мазуте	88	88	87	87
на газе	91	90	87	89
Площадь лучевоспринимающей поверхности нагрева, $м^2$	129	139	184	479
Площадь конвективной поверхности нагрева, $м^2$	693	1215	2960	5500
Объем топочной камеры, $м^3$	80	125	245	461
Температура уходящих газов °С, при работе:				
на мазуте	250	280	230	220
на газе	160	190	185	180
Расход воды, т/ч, при режиме: пиковом	750	1200	2140	3680
основном	375	625	1235	—
Температура воды, °С; на входе	70	70/110	70/110	110
на выходе	150	150	150	150
Давление воды (расчетное), МПа	2	1–2,5	1–2,5	1–2,5
Число устанавливаемых горелок	6	12	16	20

Интенсивное жилищное строительство, снос ветхого жилого фонда с заменой на дома повышенной этажности и комфортности обусловили необходимость увеличения мощностей действующих теплостанций [28].

Из-за недостатка свободных площадей было принято решение о реконструкции выпускаемых на Дорогобужском заводе «Котломаш» котлов ПТВМ-100 и ПТВМ-50 с целью повышения их теплопроизводительности соответственно до 120 и 60 Гкал/ч при сохранении неизменных габаритов котлов в плане. Увеличен объем топочных камер при сохранении удельного теплонапряжения в топке практически на прежнем уровне за счет изменения конфигурации пода и поднятия конвектива на один метр у котла ПТВМ-50, а также увеличена конвективная поверхность котлов. На котле ПТВМ-120 для сохранения приемлемого уровня температур топочных газов перед конвективом выполнено изменение по высоте расположения горелок с сохранением их общего количества (см. табл. 4.22).

Таблица 4.22

Конструктивные размеры котлов ПТВМ-60 и ПТВМ-120

Наименование величины	Конструктивные размеры	
	ПТВМ-60	ПТВМ-120
Объем топки, куб.м	142,7	284,7
Теплонапряжение топочного объема, ккал/(м^3·ч)	459,0	460,0
Поверхность нагрева, м^2 :		
- радиационная	169,8	258,8
- конвективная	1374,0	2994,0
- общая	1543,8	3252,8

В 1996 г. был введен в эксплуатацию головной образец котла ПТВМ-120 на РТС «Коломенская», в 1997 г. – головной образец котла ПТВМ-60 на РТС «Чертаново».

На основании положительных испытаний головных образцов данные модификации были запущены в серийное производство. На сегодняшний день эксплуатируется уже более 65 таких котлов.

4.6. Теплогенераторы для автономного (децентрализованного) теплоснабжения

Низкопотенциальный теплоноситель для целей местного и децентрализованного теплоснабжения вырабатывается в получивших наибольшее распространение на сегодняшний день чугунных и стальных теплогенераторах.

Чугунные водогрейные котлы (теплогенераторы) имеют небольшую тепловую мощность и применяются в системах водяного отопления отдельных жилых и общественных зданий. Они предназначены для подогрева воды до температуры 115°С при давлении $p<0,7$ МПа. Чугунные котлы можно использовать также в качестве паровых с давлением пара $p<0,17$ МПа, при этом их оборудуют паросборниками. Чугунные котлы характеризуются недостаточной эксплуатационной надежностью, выходят из строя в результате появления трещин в стенках секций, обращенных в топку. Трещины возникают из-за неравномерности теплообмена в отдельных

элементах секции, в результате чего происходит перегрев секции (особенно надтопочной части) и появляются термические напряжения, превышающие прочность чугуна; вследствие работы котлов в форсированном режиме, превышающем допустимые пределы (особенно котлов на жидком и газообразном топливе); в результате отливки секций с различной толщиной стенок, наличия раковин в стенках и оставшейся в каналах формовочной земли при изготовлении котлов.

Стальные сварные котлы выходят из строя в результате коррозии хвостовой поверхности нагрева со стороны дымовых газов. Коррозийная активность дымовых газов определяется наличием в них водяных паров, содержащих кислород и углекислоту, и серного ангидрида. При активном взаимодействии этих веществ на металл при конденсации водяных паров на отдельных элементах котла, имеющих температуру ниже температуры точки росы, образуется серная кислота H_2SO_4. Чтобы предотвратить коррозию котла, необходимо обеспечивать такой режим работы, при котором исключалась бы конденсация водяных паров из дымовых газов, т. е. не допускать снижения температуры стенок котла ниже температуры конденсации (точки росы) водяных паров из дымовых газов. Но, как известно, режим работы водогрейных котлов определяется отопительным температурным графиком, согласно которому температура воды, поступающей в котел в течение значительной части отопительного периода (как в начале, так и в конце), не превышает примерно 50°С.

Во избежание конденсации водяных паров из дымовых газов необходимо, чтобы котлы работали по повышенному графику, т. е. нужно повысить температуру воды в обратной магистрали путем подачи воды из подающей магистрали с более высокой температурой. Для снижения температуры воды в подающей магистрали, соответствующей отопительному графику, подмешивают воду из обратной.

Чугунные котлы собирают из отдельных секций. Такая конструкция позволяет подбирать требуемую поверхность нагрева котла, а также производить замену отдельных секций в случае их повреждения. В отличие от стальных, чугунные котлы меньше подвергаются коррозии, имеют небольшие габариты и могут компоноваться как с внутренними, так и с выносными топками. В котлах с внутренними топками топочные устройства размещают внутри поверхности нагрева (между секциями). Эти котлы предназначены для сжигания высокосортных топлив (каменных углей и антрацита). В котлах с выносными топками топочные устройства располагают вне поверхности нагрева, что позволяет достаточно эффективно сжигать низкосортные виды топлива с большим выходом летучих (торф и древесные отходы). При необходимости в чугунных котлах (при соответствующей небольшой переделке топки) можно сжигать газообразное и жидкое топливо; при этом несколько изменяются тепловая мощность и КПД котла.

Существует большое разнообразие конструкций чугунных котлов в зависимости от формы, размера, числа и расположения секций. По конструктивному оформлению котлы можно разбить на две группы: малометражные

с очень малой тепловой мощностью (в среднем 20–60 кВт), предназначенные для квартирного отопления, и котлы шатрового типа, более мощные (0,5–1,1 МВт), устанавливаемые во встроенных и отдельно стоящих котельных.

К *малометражным* относятся котлы ВНИИсто-Мч, КЧММ-2, КЧМ-2. Котел КЧМ-2 (см. рис. 4.7) состоит из передней, средних и задней секций и оборудован охлаждаемой колосниковой решеткой, воздух под которую подается с двух сторон через отверстия, расположенные в нижней части кожуха по длине котла. В котле имеется конвективный газоход, образуемый горизонтальными трубами средних и задней секций, имеющих стыкующиеся ребра. Котел КЧМ-2 работает на естественной тяге, обеспечивая нагрев воды до 95°С при давлении в системе отопления не более 0,2 МПа. При этом тепловая мощность его (при работе на антраците) в зависимости от площади поверхности нагрева колеблется от 20 до 52 кВт.

В настоящее время выпускаются котлы марки КЧМ-5 на газовом топливе (тепловая мощность 27–96 кВт) и КЧМ-5 на жидком топливе (50–100 кВт).

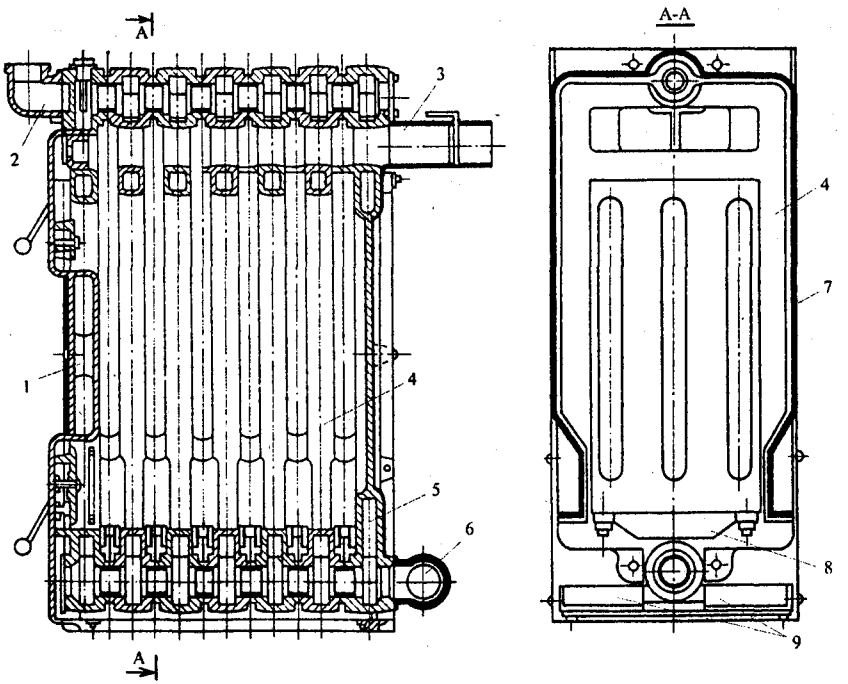


Рисунок 4.7. Котел КЧМ-2
1, 4, 5 – передняя, средняя и задняя секции;
2, 6 – отводы для соединения с системой отопления;
3 – патрубок для соединения котла с трубой;
7 – тепловая изоляция; 8 – колосниковая решетка;
9 – ящики для золы

Чугунные котлы шатрового типа предназначены для теплоснабжения зданий и сооружений различного назначения. Вода в них нагревается до температуры 115°С при давлении $p<0,7$ МПа. Чугунные котлы в зависимости от вида сжигаемого топлива и степени механизации топочного процесса делятся на три группы:

- котлы с ручными топками для сжигания антрацита, каменных и бурых углей;
- котлы с механическими и полумеханическими топками для каменных и бурых углей;
- автоматизированные котлы для газообразного и жидкого топлива.

К первой группе – с топками на твердом топливе и ручным обслуживанием относятся чугунные котлы типа «Универсал», «Энергия», «Тула», «Минск», «Братск», «Урал» и др.

Котел «Универсал». Котел имеет внутреннюю топку для сжигания твердого топлива и состоит из двух пакетов, собираемых из отдельных секций, соединенных между собой. Пакеты устанавливают на кирпичные стенки в два ряда по ширине котла. Котлы типа «Универсал» различаются, в основном, конфигурацией, площадью колосниковой решетки и площадью поверхности секций. Тепловая мощность котлов этого типа в среднем составляет 0,2–0,7 МВт.

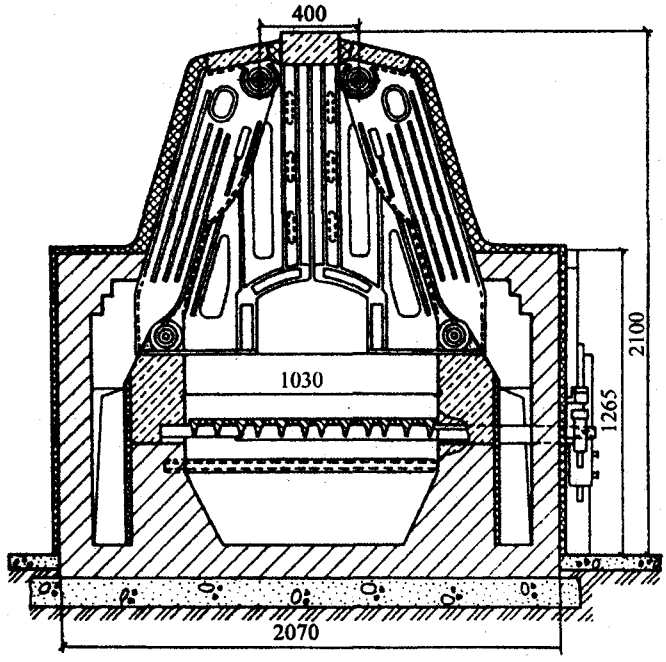


Рисунок 4.8. Чугунный котел «Универсал-6М»

Котел одной из последних модификаций «Универсал-6М» (рис. 4.8) собран из крайних и средних секций. Для улучшения условий циркуляции воды в нем сделан более плавный вылет топочной части секций и увеличена его прочность. Кроме того, расширена колосниковая решетка до 1030 мм, а колосники в топке установлены вдоль оси, т. е. продольно. Такие котлы оборудуются также и механической топкой (с шурующей планкой). Котлы «Универсал-6М» могут быть как водогрейными, так и паровыми, т. е. снабжены барабаном-паросборником.

Модификацией котла «Универсал» является котел марки КВА-0,25Гн «У-5м», имеющий тепловую мощность 0,25 МВт.

Котлы типа КЧВа-0,25 Гн («Универсал-5М»). Чугунные водогрейные котлы, выпускаемые Борисоглебским котельно-механическим заводом, работают на природном газе низкого давления. Технические характеристики таких котлов приведены в табл. 4.23.

Таблица 4.23

Технические характеристики котлов КЧВа-0,25ГН (Универсал-5М)

Наименование	Значение
Тепловая мощность, МВт	0,25
КПД,%	91,0
Номинальный расход газа, $м^3/ч$	28,0
Присоединительное давление газа, кПа	2,2
Температура уходящих газов, °С, не менее	160
Разрежение в топке, Па	10–20
Присоединительные размеры:	
- диаметр газопровода, дюйм	G1.0"
- условный диаметр входа/выхода воды, мм	80
Габаритные размеры котла (с горелкой), мм:	
- длина	2600
- ширина	1700
- высота	2300
Масса, кг	2500

Котлы типа КЧГ-16 («Хопер»). Борисоглебским котельно-механическим заводом выпускаются также отопительные водогрейные котлы из чугуна, они работают на газовом топливе, оснащены блоком регулирования газа РГУ2-М1 и имеют технические характеристики, приведенные в табл. 4.24.

Таблица 4.24

Технические характеристики котлов «Хопер» КЧГ-16

Наименование	Значение
Номинальная тепловая мощность, кВт	16,0
КПД%, не менее	84,0
Давление газа в сети, Па (мм вод. ст.)	1274 (130)
Расход газа, $м^3/ч$	2,05
Разрежение за котлом, Па	3...10
Температура отходящих газов, °С, не менее	110
Диапазон температуры воды в котле, °С	40... 95
Рабочее давление, МПа, не более	0,4
Диаметр резьбы патрубков для присоединения к системе отопления, дюйм	G 1,1/2"-B
Диаметр резьбы патрубков газопровода, дюйм	G 1 1/2"-B
Сечение дымовой трубы (дымохода), мм	250x130
Габаритные размеры, мм, не более:	
- высота	960
- ширина	425
- глубина (без дымохода)	625
Масса, кг, не более	170
Питание комплекта «ИТ-02», В	отсутствует
Теплоноситель	вода СНиП II-35-76*п.10
Циркуляция теплоносителя в сети	естеств. или принудительн.
Содержание CO, ppm, не более	119
Содержание NO, ppm, не более	240
Параметры автоматики безопасности:	
- время отключения подачи газа при погасании пламени, с, не более	60
- время отключения подачи газа при отсутствии тяги в дымоходе, с, не более	60
- время отключения подачи газа при отсутствии тяги в дымоходе, с, не менее	10
- время воспламенения газа на основной горелке после его подачи, с, не более	2

Котлы типа «Энергия». Тепловая мощность этих котлов достигает 800 кВт и более. Конструктивно они выполняются в виде шатра с двусторонним отводом газов.

Чугунный водогрейный котел «Энергия-3» (см. рис. 4.9) состоит из средних и крайних секций одного типа, соединенных между собой. Крайние секции устанавливают в повернутом на 180° положении. Вода в котел поступает через нижний патрубок, поднимается вверх по внутренним каналам секции, нагревается и выходит из котла через верхний патрубок.

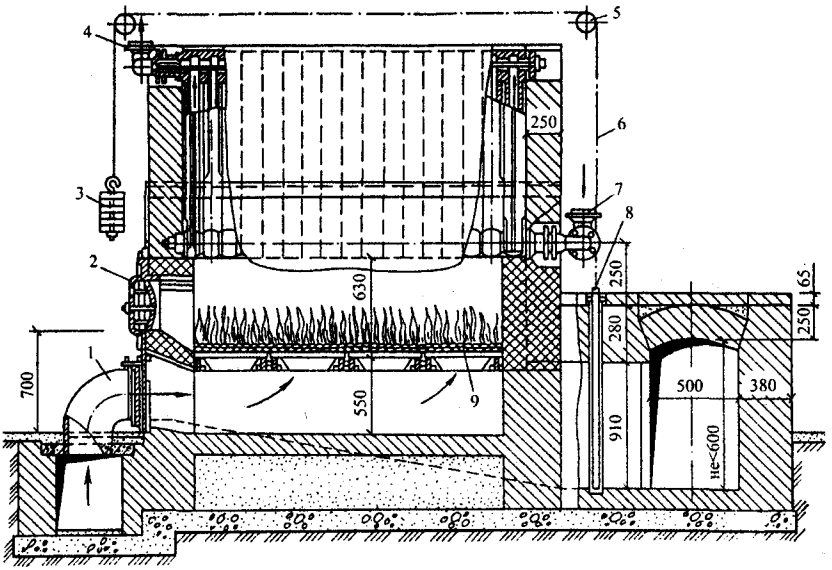


Рисунок 4.9. Чугунный котел «Энергия-3» с топкой для антрацита

В отличие от котлов типа «Универсал», котлы «Энергия-3» снаружи обмуровываются обыкновенным кирпичом, а топка и верхнее перекрытие – огнеупорным кирпичом. На базе котла «Энергия-6» был создан котел, выпускаемый под маркой «Минск-1».

Котлы типа «Минск». Состоят из секций, выполненных из двух труб, соединяющихся у ниппельных головок (см. рис. 4.10). Движение воды прямоточное, а продукты сгорания движутся по многоходовой схеме, включающей подъемный, опускной, сборный и продольный газоходы. Котел может работать на твердом, жидком и газообразном топливе. Мощность котла при сжигании каменных углей (в зависимости от типоразмера) составляет 0,27–0,51, при работе на антраците – 0,54–1,03 МВт.

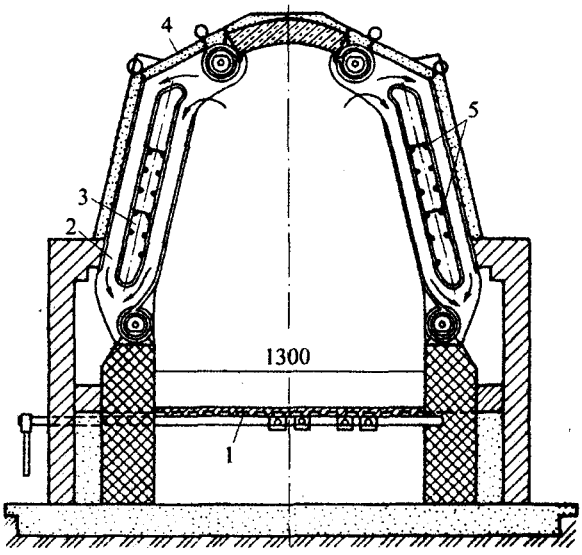


Рисунок 4.10. Чугунный котел «Минск-1»:
1 – колосниковая решетка; 2 – секция; 3 – газоход;
4 – крышка лючка; 5 – перегородки для создания многоходового движения газов

Котлы типа «Братск». Предназначены для работы как на твердом (см. рис. 4.11), так и на жидком и газообразном топливе. Для работы на твердом топливе котел оборудован топкой с простой колосниковой решеткой с плиточными колосниками или механической топкой с шурующей планкой. Для работы на газе и мазуте котел оборудуют соответствующими горелочными устройствами. Поверхность нагрева котла состоит из двух пакетов чугунных секций, образующих ее конвективную часть, и топочного экрана, выполненного из прокатно-сварных стальных секций – радиационной части. Чугунные секции стянуты болтами с шайбами. Очистка наружных поверхностей котла производится без остановки его работы обдувкой сжатым воздухом.

Вода в котле, нагреваемая до 115°С, движется тремя параллельными потоками; один проходит по стальным секциям, а два других – по пакетам чугунных секций. Движение газов может осуществляться по одно- и двухходовой схеме. Разработаны четыре варианта компоновки конвективной поверхности нагрева. Номинальная мощность котла «Братск» при работе на каменном угле с топкой ручного обслуживания составляет 0,72 МВт при КПД примерно 75%; при сжигании топлива в механической топке (с шурующей планкой) – 1 МВт и более при КПД 81–87%.

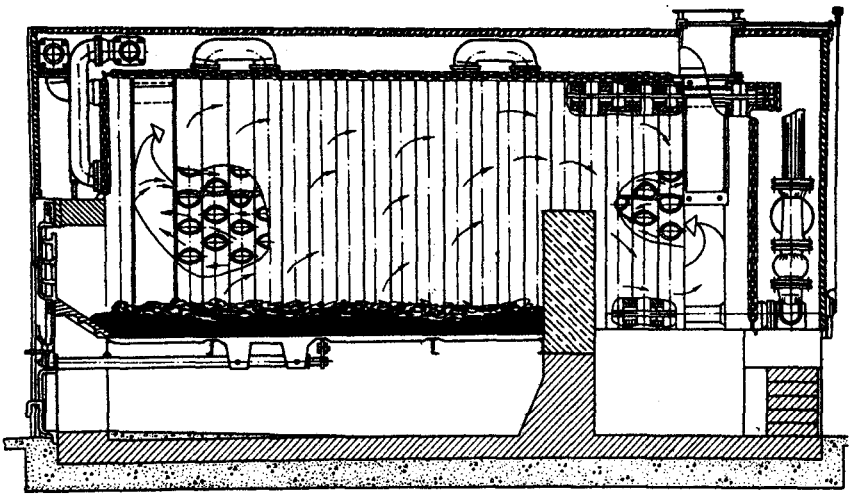


Рисунок 4.11. Котел типа «Братск»

Котлы типа «Тула». Образованы из однотипных секций, собираемых в два пакета с помощью конических ниппелей и стяжных болтов, проходящих через отверстия в ниппелях (см. рис. 4.12). Пакеты устанавливают на кирпичные стенки топки и соединяют между собой с помощью отводов и тройников. Топка оборудована колосниковой решеткой. С обеих сторон котла (вдоль оси) расположены газоходы, соединяемые с боровом. Котел изготавливается трех типоразмеров с числом секций 18; 26; 34 и мощностью при работе на твердом топливе 0,33–0,62 МВт.

Для сжигания газового топлива создано несколько конструкций специализированных котлов Газ-900, «Факел» и др.

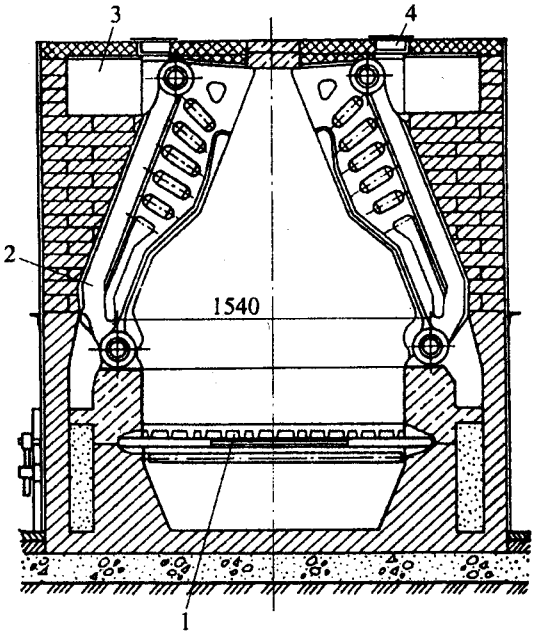


Рисунок 4.12. Чугунный котел «Тула-3»:
1 – колосниковая решетка; 2 – секция; 3 – сборный газоход; 4 – лючки для чистки

Котлы Газ-900. Котел имеет два вида секций эллипсообразной формы (средние и крайние) и предназначен для работы на газе при искусственной тяге. В зависимости от типоразмера тепловая мощность котла составляет 0,78–1,3 МВт.

Котлы «Факел». Эти котлы предназначены для работы на газе и мазуте; собираются из 20 секций (при работе на газе) и 25 секций (при работе на жидком топливе). Тепловая мощность котла при работе на газе – 1 МВт, на жидком топливе – 0,73 МВт. Работа котла полностью автоматизирована.

Котлы «Урал». Выпускаются трех типоразмеров; их тепловая мощность:

«Урал-0,68 Гс» – 0,68 МВт;

«Урал-0,5 Гс» – 0,50 МВт;

«Урал-0,32 Гс» – 0,32 МВт.

Основные технические данные чугунных котлов, работающих на каменном угле, приведены в табл. 4.25.

Присоединение чугунных котлов к системе теплоснабжения, а также установка требуемой арматуры должны обеспечивать безопасность и надежность эксплуатации.

Таблица 4.25

Основные технические данные чугунных котлов

Тип котла	Типоразмеры,	Номинальная мощность, МВт	КПД, %	Требуемое разряжение за котлом, Па	Габариты, мм		
					длина	ширина	высота
1	2	3	4	5	6	7	8
Универсал-5М	15,2	0,12	67,4	40	1125	2180	2570
	19,7	0,15			1375		
	24,2	0,19			1625		
	28,6	0,22			1825		
	33,1	0,26			2125		
	37,6	0,29			2375		
	42,1	0,33			2625		
Универсал-6	19,8	0,20	67,0	55	1115–	1966	2030;
	24,2	0,24			2615		2465
	28,6	0,28					
	33,0	0,33					
	37,4	0,35					
	41,8	0,42					
	46,2	0,46					
Универсал-6М	24,2	0,20	67,0	55	1709	2060	2470
	33,0	0,27			2247		
	41,8	0,34			2785		
Энергия-3М	36,8	0,35	73,0	40	1814	2315	2635
	55,2	0,52			2342		
	73,6	0,69			2870		
Тула-3	28,1	0,33	67,5	60	1709	2332	2841
	40,6	0,47			2247		
	53,0	0,62			2785		
Минск-1	20,8	0,27	68,0	60	1825	2320	2760
	30,4	0,39			2360		
	40,0	0,51			2895		
Братск	59,5	0,72	75,0	80	4000	2160	2210
Факел	36	1,00	91–	300	3460	1100	2200
	45	0,73	87	400	3980		

Стальные водогрейные котлы (теплогенераторы) малой тепловой мощности широко применяют для децентрализованного и местного теплоснабжения городов и населенных пунктов. Существует большое разнообразие стальных водогрейных котлов как отечественного производства, так и зарубежных фирм. Кроме уже упоминавшихся котлоагрегатов марки КВ-ГМ малой тепловой мощности, отечественной промышленностью выпускаются котлы марки КСВа-2,5Гс; КСВа-1Гн; КСВа-0,63Гн; КСВа-0,5 ЭЭ; КСВ-0,25РТ; КВ-300Л (Г/Ж); «ЕЛГА» 0,25Гн и др. [35].

При местном теплоснабжении теплогенераторами являются котлы и котлы-плиты, работающие на всех видах топлива органического происхождения (твердом, жидком и газообразном); автономные калориферные установки воздушного отопления, работающие на газообразном топливе; элек-

трокалориферы, электроизлучатели и электрорадиаторы, а также печи и плиты со встроенными змеевиками для горячего водоснабжения.

Теплогенераторы устанавливают, как правило, в смежных с отапливаемыми помещениях или непосредственно в отапливаемых.

По режиму работы теплогенераторы бывают периодического действия (печи, плиты) и непрерывного. Тепловой режим в помещениях с источниками отопления периодического действия характеризуется изменением температуры по часам суток. Источники непрерывного действия без автоматического регулирования работы требуют постоянного обслуживания.

В табл. 4.26 приведены технические характеристики промышленных стальных водогрейных котлов барабанного типа ***КСВа*** и ***КСВ***, выпускаемых Борисоглебским котельно-механическим заводом (Воронежская обл.). Котлы КСВа комплектуются газовыми горелками, изготавливаемыми на этом же заводе, и автоматикой на микропроцессорах. Эти котлы не требуют при монтаже капитальных затрат на устройство фундаментов. Котлы КСВа-0,63 по заявке заказчика могут комплектоваться газовыми, жидкотопливными или универсальными горелками. Котлы КСВ-0,25 Рт работают на каменном или буром угле и имеют ручную топку. Большее значение коэффициента полезного действия эти котлы имеют при работе на каменном угле.

Таблица 4.26

Технические характеристики котлов марки КСВа и КСВ

Наименование показателя	Значение			
	КСВа-2,5 Гс	КСВа-1,0 Гн	КСВа-0,63 Гн	КСВа-0,25 Рт
Тепловая мощность, МВт	2,5	1,0	0,63	0,25
КПД, не менее	91,0	91,0	91,8	60–67
Номинальный расход газа, $м^3/ч$	270,0	117,6	70,4	–
Присоединительное давление газа, кПа	35	4,9	4,5	–
Температура уходящих газов, ^0C, не менее	160	160	165	нет данных
Давление газов в топке, Па	от (–10) до (+100)	от (–20) до (+100)	не более 800	нет данных
Присоединительные размеры:				
- диаметр газопровода, мм	60	50	50	–
- диаметр входа/выхода воды, условный, мм	150	80	80	50
- сечение газохода, мм	340x600	224x444	200x300	102x650
Габаритные размеры (с горелкой):				
- длина, мм	4700	4400	3100	2250
- ширина, мм	1900	1400	1140	1000
- высота, мм	3180	2200	1870	2150
Масса, кг	5300	3500	1200	1650

В результате сотрудничества с зарубежными фирмами Борисоглебским котельно-механическим заводом выпускаются стальные газовые бытовые котлы марки «Хопер» повышенной мощности – 5, 50, 63, 80 и 100 кВт. Они могут отапливать помещения площадью от 250 до 1000 кв. метров (см. табл. 4.27).

Таблица 4.27

Технические характеристики котлов марки «Хопер»

Наименование показателя	Типоразмер котла «Хопер»				
	25/25Э	50/ 50Э	63/63Э	80/80Э	100/100Э
1	2	3	4	5	6
Номинальная тепловая мощность, кВт	23,9	50,5	63,2	81,5	94,7
КПД, %, не менее	87,0	88,1	88,8	89,4	90,6
Давление газа в сети, Па (мм вод. ст.)	1274(130)				
Расход газа, $м^3/ч$	2,80	5,90	7,30	9,30	10,70
Разрежение за котлом, Па	3–10				
Температура уходящих газов, ^0C, не менее	110				
Диапазон температуры воды в котле, ^0C	50–95				
Рабочее давление, Мпа, не более	0,2				
Диаметр резьбы патрубков для присоединения к системе отопления, условный, мм	50				
Диаметр резьбы патрубка газопровода, мм	25				
Сечение дымовой трубы, мм	130	175	175	175	215
Габаритные размеры, мм, не более: - высота - ширина - глубина	 1145 412 530	 1145 700 530	 1145 700 610	 1145 700 740	 1345 700 790
Масса, кг	120	240	280	320	360
Питание комплекта «ИТ-0,2», В	отсутствует				
Циркуляция теплоносителя в сети	естеств. или принудит.	принудительная			
Содержание CO, ppm, не более	119				
Содержание NO, ppm, не более	240				
Параметры автоматики безопасности: - время отключения подачи газа при погасании пламени, с, не более; - время отключения подачи газа при отсутствии тяги в дымоходе, с, не более; - то же, не менее; - время воспламенения газа на основной горелке после его подачи, с, не более	 60 60 10 2				

Котел КВа-0,16 Гн. Котел выпускается АО «РУМО» (Нижний Новгород). Этот автоматизированный водогрейный котлоагрегат КВа-0,16 Гн, работающий на природном газе низкого давления, предназначен для нагрева воды, используемой в системах отопления, горячего водоснабжения и вентиляции.

В состав котлоагрегата входит собственно водогрейный котел с утилизатором теплоты, блочная автоматизированная газовая горелка с системой автоматики, обеспечивающей регулирование, управление, контроль параметров и противоаварийные защиты. Он оснащен автономной водопроводной системой с запорной арматурой и предохранительными клапанами.

Котлоагрегат имеет улучшенные экологические характеристики: значительно снижено содержание оксидов азота в продуктах сгорания по сравнению с нормативными требованиями, наличие оксида углерода практически близко к нулю. Технические характеристики котлов КВа-0,16 Гн приведены в табл. 4.28.

Таблица 4.28

Технические характеристики котла КВа-0,16 Гн

Наименование показателя	Значение
Номинальная тепловая мощность, кВт	160
Диапазон регулирования тепловой мощности по отношению к номинальной, %	50–100
Температура воды на выходе из котла, °С, не более	95
Температура воды на входе в котел, °С, не менее	35
Давление воды на входе в котел, МПа, не более	0,2
Расход воды через котел, $м^3/ч$	1,0–6,0
Давление газа на входе в газовую горелку, кПа	3–4
Удельный расход газа, приведенный к норм. усл., $м^3/(ч·МВт)$	103
КПД,%	96
Уровень звука при работе, дБ, не более	65
Масса, кг, не более	980

Котел «Флагман». Автоматизированный газовый котел «Флагман» имеет два встроенных теплообменника из серебряных труб, один из которых может подключаться к системе отопления, другой – к системе горячего водоснабжения. Оба теплообменника могут работать на совместную нагрузку.

Вода в корпус котла заливается всего один раз, в дальнейшем специальная водоподготовка для работы котла не требуется.

Котел снабжается газовой горелкой «Гейзер-1/2» типа ГГБ-0,17/0,35 Гн низкого (бытового) давления газа. Горелка оснащена автоматикой фирмы «Krom-Schroder» (Германия). Котел выпускается АООТ «Нижегородский машиностроительный завод». Технические характеристики котла «Флагман» приведены в табл. 4.29.

Таблица 4.29

Технические характеристики котлов марки «Флагман»

Наименование показателя	Значение
Тепловая мощность, МВт	0,25–0,32
Нормативное удельное потребление газа при номинальной тепловой мощности, $м^3$/кВт	0,11
КПД, %, не менее	95
Диапазон регулирования тепловой мощности, %	20–100
Расход газа, $м^3$/ч	35
Присоединительное давление газа, кПа	1,5–3,5
Содержание оксидов в продуктах сгорания, мг/м: углерода, не более / азота, не более	40 / 100
Температура воды на выходе из котла, °С	95
Давление воды в системе, МПа, не более	0,6
Масса (без воды), кг	560
Габариты, м (LxHxB)	1,6x1,2x0,78
Объем воды, $м^3$	0,26

Котел ВК-32. Стальной водогрейный автоматизированный газовый котел, выпускаемый АООТ «Нижегородский машиностроительный завод», предназначен для отопления и горячего водоснабжения жилых, производственных и других помещений. Используется как в стационарных, так и в передвижных автоматизированных источниках теплоснабжения.

Котел ВК-32 – водотрубно-газотрубного типа. По желанию заказчика он может быть снабжен конденсационным теплоутилизатором. Источником теплоты является горелочный автоматизированный блок, в состав которого входят газовая горелка и комплект автоматики. С помощью автоматики поддерживаются заданные значения выходных параметров котла и производится отключение горелки в случае аварии. Технические характеристики котлов ВК-32 приведены в табл. 4.30.

Таблица 4.30

Технические характеристики котлов марки ВК-32

Наименование показателя	Значение
Номинальная тепловая мощность, МВт (Гкал/ч)	1,25(1,08)
Температура воды, °С: на выходе из котла, не более на входе в котел, не менее	 115 70
Давление воды в котле, МПа (кгс/см), не более	0,6 (6,0)
Присоединительное давление газа, кПа	25
Температура уходящих газов, °С: - после дымогарной части, не более - после конденсационного теплоутилизатора, не менее	 165 70
Масса, кг, не более	3250
Габаритные размеры, мм, не более	4225x1100x2100

На сегодняшний день на российском рынке представлены котлы многих зарубежных фирм, особенно дальнего зарубежья. Ниже приведен обзор имеющихся технических данных по некоторым из них.

Котлы серии Кв (ООО «Завод КОНОРД», г. Ростов-на-Дону) представляют собой жаротрубный котел барабанного типа, с проходной топкой, с двумя реверсивными камерами (трехходовая схема) с горизонтально расположенной камерой сгорания цилиндрической формы и концентрическим (вокруг нее) расположением дымогарных труб. Такое расположение труб обеспечивает: равномерный нагрев поверхности корпуса котла, низкое напряжение в сварной металлоконструкции, отсутствие холодного водяного зумпфа. Котел имеет тепло- и шумоизоляцию, а обшивка корпуса выполнена из нержавеющей стали или с термостойким лакокрасочным покрытием.

В настоящее время ассортимент котлов включает в себя 4 позиции: 0,25 МВт; 0,4 МВт; 0,5 МВт и 1 МВт. Продукция полностью отвечает как требованиям рынка, так и требованиям безопасности и надежности, предъявляемым Госстандартом и Госгортехнадзором Российской Федерации.

Основными достоинствами котлов средней мощности являются:

- стабильная работа котлов как на природном газе, так и на жидком топливе;
- наличие автоматики, позволяющей контролировать и управлять всеми функциями горелки и котла;
- простота в монтаже и возможность установки без фундамента или в два яруса;
- предпродажная проверка, настройка котлов и горелок специалистами в испытательной лаборатории при заводе.

Дополнительным преимуществом является то, что котлы средней мощности могут работать как на отечественных горелках, так и на импортных («Weishaupt», Германия) и др.

Котлы KONORD. Завод предлагает также серию газовых бытовых отопительных котлов *KONORD*. Серийное производство первых моделей котлов *KONORD 12,* предназначенных для отопления и горячего водоснабжения домов площадью до 120 м^2, было освоено в мае 2002 г. Сегодня котлы *KONORD* прочно заняли свое место на рынке и пользуются спросом во многих регионах России. За первый год производства было реализовано более 25 000 котлов *KONORD 12*.

Успех первенца послужил основой создания более мощных моделей *KONORD 20* и *KONORD 25,* предназначенных для установки в дома площадью до 200 м^2 и 250 м^2. Первая серийная партия этих котлов выпущена в июне 2003 г.

Возможна комплектация котлов автоматикой Honneywell – США, SIT – Италия, АРБАТ – Россия. КПД котлов – не менее 90%. Они работают при низком давлении газа от 0,4 кПа. Гарантийный срок работы котлов – 3 года.

Котлы «Дон». За более чем 25-летнюю историю своего существования котлы ДОН завода «Конорд» зарекомендовали себя как традиционно надежное отопительное оборудование.

Котлы «Дон» имеют следующие характеристики:

- работа на газовом и твердом топливе;
- независимость от наличия электроэнергии (котлы «Дон» энергонезависимы);
- котлы «Дон» оснащены простой и надежной автоматикой;
- выпускается 13 моделей универсальных котлов, предназначенных для отопления помещений площадью до 1000 м^2.

Изделия фирмы «ACV» (Бельгия)

Аппарат для отопления и горячего водоснабжения «Heat Master».

Аппарат представляет собой корпус, оборудованный встроенным бойлером в виде волнистого массивного теплообменника из легированной стали 1. Поверхность теплообменника омывается нагреваемой водой. Конструкция аппарата позволяет исключить непосредственный контакт резервуара с водой и пламенем или дымом за счет создания особой буферной зоны. При этом не возникает перегрева стенок резервуара и существенно снижается образование накипи при работе аппарата. В буферной зоне циркулирует жидкость (вода), одновременно обеспечивающая подключение к одному из контуров нагревания 2. Благодаря применению легированной стали не требуется создание анодной защиты аппарата. Аппарат работает на газовом и дизельном топливе, имеет блочно-модульную конструкцию; единичная мощность модуля от 36,6 до 90,1 кВт. Имеет четыре типоразмера по тепловой мощности. Дополнительно имеется возможность последовательного включения модулей для достижения высокой производительности при подготовке хозяйственной воды. Прост в установке, имеет большой срок службы и надежен в работе. Аппарат оснащен устройством оптимизации нагрузки 8 с программным управлением. В конструкцию котла включены также дымосос с завихрителями из легированной стали 3, циркуляционный насос 5, охлаждаемая водой камера сгорания 6, газовая или жидкотопливная горелка 7. Аппарат может работать как с фирменной горелкой «ACV», так и комплектоваться с горелками любого вида. Корпус имеет толстый слой изоляции 4 из твердой полиуретановой пены. Технические характеристики котла см. в табл. 4.31.

Аппарат может использоваться для отопления и горячего водоснабжения спортивных сооружений, общественных помещений, школ, коттеджей, больниц, бассейнов, сельскохозяйственных, производственных и подсобных помещений.

Таблица 4.31

Техническое описание и характеристики «Heat Master»

Показатели	Типоразмер аппарата			
	HM30GA 1002	HM45N 1240	HM60N 1241	HM100 N 1242
Полезная мощность, кВт	36,6	55,4	63,9	90,1
Длительная пропускная способность при 45 ^{0}С, л	900	1361	1570	2215
Максимальная пропускная способность при 45°С, л/ч	1064	1420	1709	2489
Время нагрева до 60°С, мин.	30	16	15	16
Площадь поверхности нагрева, м^2	2,46	1,99	2,46	3,95
Размеры, мм:				
- высота	1691	1697	1697	2092
- ширина	542	542	542	680
- длина	657	625	625	767
Масса в порожнем состоянии, кг	190	172	220	320

Примечание. Значения приведенных показателей относятся к работе в режиме «подготовки хозяйственной воды» с рабочей температурой 90°С и температурой холодной воды 10°С.

Котлы «Компакт». Выпускаются тринадцать типоразмеров котлов полезной тепловой мощностью от 74 до 1279 кВт. Основные характеристики представлены в табл. 4.32.

Таблица 4.32

Основные характеристики котлов «Компакт»

ТИП	СА 100	СА 150	СА 200	СА 250	СА 300	СА 350	СА 400	СА 500	СА 600	СА 700	СА 800	СА 900	СА 1000
Полезная мощность от кВт	74	115	185	291	349	407	465	582	698	814	930	1047	1163
до кВт	100	140	235	314	384	442	512	640	756	884	1012	1140	1279
Габариты А, мм	796	796	796	890	890	890	1100	1100	1200	1200	1300	1300	1300
В, мм	1000	1000	1000	1160	1160	1160	1365	1365	1520	1520	1620	1620	1620
С, мм	1023	1223	1523	1250	1400	1500	1660	1740	1760	1840	1840	2090	2350
D, мм	1295	1495	1795	1730	1880	1980	2190	2270	2290	2370	2370	2620	2880
Е, мм	508	508	508	560	560	560	680	680	760	760	800	800	800
F, мм	680	680	680	790	790	790	930	930	1020	1020	1110	1110	1110
Ø дымовой трубы, мм	200	200	200	250	250	250	300	300	350	350	450	450	450
Ø трубопровода прямой воды, мм	30	50	65	80	80	80	100	100	100	100	125	125	125

Продолжение таблицы 4.32

ТИП	CA 100	CA 150	CA 200	CA 250	CA 300	CA 350	CA 400	CA 500	CA 600	CA 700	CA 800	CA 900	CA 1000
Ø трубопровода обратной воды, мм	30	50	65	80	80	80	100	100	100	100	125	125	125
Общая масса, кг	360	425	515	710	770	830	1075	1185	1465	1570	1570	1945	2100
Требуемое давление в камере сгорания, мбар	0,22 – 0,48	0,68 – 0,96	1,83 – 2,50	3,14 – 3,72	3,53 – 4,21	3,92 – 4,70	4,21 – 5,70	5,19 – 5,68	5,49 – 6,57	5,78 – 6,96	6,27 – 7,55	6,66 – 8,04	6,96 – 8,23
Объем воды, л	102	122	150	350	400	470	630	650	800	890	920	1030	1140

Котлы со встроенным бойлером Delta. Выпускаются трех типов по тепловой мощности:

- Delta F25HR – 29,7 кВт;
- Delta F35HR – 40,7 кВт;
- Delta F45HR – 52,18 кВт.

Котлы работают на газовом и жидком топливе.

Изделия фирмы «Buderus» (Германия)

Это оборудование также отличается высокой экономичностью и экологической чистотой, быстро монтируется и является полностью автоматизированным. Чугунные секционные котлы мощностью от 9 до 1200 кВт имеют необходимые сертификаты и разрешение на их применение на территории России, Беларуси, Украины, странах Прибалтики.

Чугунный отопительный котел марки G115U. Предназначен для отопления и (в случае комбинирования его с бойлером этой же фирмы) горячего водоснабжения коттеджей и многоквартирных жилых домов. Топливо – газ или дизельное.

Котел изготовлен из высококачественного специального серого чугуна. Формовочные качества этого чугуна позволяют наиболее эффективно осуществлять процессы теплопереноса в котле. Этот материал характеризуется безотказным режимом работы при исключительно низких температурах наружного воздуха.

Котел снабжен регулирующей системой с дистанционным управлением прямо из жилого помещения. Тепловая мощность котла регулируется автоматически также и при изменении температуры наружного воздуха.

Котел поставляется в полностью собранном виде.

Бойлер для горячего водоснабжения может быть размещен как под котлом, так и рядом с ним.

В котлах установлены специально разработанные горелки («голубые горелки», отмеченные экологическим знаком европейского стандарта «Голубой ангел») с минимальным содержанием вредных веществ в дымовых газах. По данным разработчиков фирмы при сжигании дизельного топлива в таких горелках содержание сажи в дымовых газах равно нулю. Это достигается рециркуляцией предварительно охлажденных дымовых газов обратно в горячую сферу действия горелки. Поверхность теплопередачи при этом практически не подвергается загрязнению. Названная в связи с голубым цветом прозрачного пламени, не содержащего сажу, голубая горелка серийно оборудована устройством предварительного нагрева топлива и включается даже при «холодном старте», гарантируя безотказный режим работы при низких температурах воды в котле. Данные по котлам этого типа приведены в табл. 4.33.

Таблица 4.33

Основные характеристики котлов G115 U

Показатели	Голубая горелка RE на дизельном топливе		
G 115 U RE			
Мощность, кВт	17	21	28
Размеры, мм: - ширина - длина - высота	600 1210 995	600 1210 995	600 1210 995
G 115 U RE LT (с установленным под ним бойлером горячей воды для бытовых нужд)			
Емкость бойлера, л	135	160	200
Размеры, мм: - ширина - длина - высота	655 1210 1650	655 1210 1650	655 1210 1650
G 115 U ST (помещенный рядом с бойлером горячей воды для бытовых нужд *)			
Тип бойлера	ST 151	ST151	ST151
Емкость, л	150	200	300
Высота, мм	1205	1400	1790

* Бойлер горячей воды для бытовых нужд может быть установлен справа или слева от отопительного котла.

Газовый котел марки «G 124X». Предназначен как для отопления, так и для горячего водоснабжения коттеджей и многоквартирных домов. Работает только на газовом топливе (газ – природный или сжиженный). Выпускается семи типоразмеров тепловой мощности. Имеет атмосферную горелку с предварительным смешением воздуха и природного (или сжиженного) газа. Горелка конструктивно выполнена в виде множества мелких сопел-

пламен, характеризуется низкими температурами пламени и большой теплоотдающей поверхностью, чем обусловлено понижение потребления электрической энергии и выброса вредных веществ с дымовыми газами. Котел оборудован регулирующей системой для экономичной работы системы отопления при изменении тепловой нагрузки (в зависимости от температуры наружного воздуха). Возможна работа котла и при очень низких температурах, и автоматический останов работы котла при отсутствии потребности в теплоте. Котел также может автоматически «перенастраиваться» с зимнего на летний режим горячего водоснабжения. Котел G 124X имеет очень хорошие показатели по экологичности; даже при пусковых (стартовых) режимах работы снижение эмиссии вредных веществ составляет 40%. Поставка котла осуществляется в полностью смонтированном виде. Котлы этой марки могут быть оснащены встроенным бойлером с целью приготовления воды для горячего водоснабжения емкостью 135, 160 и 200 л. Бойлер расположен непосредственно под котлом и поэтому котлы марки G 124X характеризуются малыми габаритами. Спираль нагрева доходит до самого дна бойлера, чем достигается равномерный нагрев горячей воды по всему объему бойлера горячего водоснабжения и не возникает «холодных» зон, способствующих быстрому размножению микроорганизмов. Спираль покрыта специальным стеклянным составом (стеклянная глазурь Douclean Budurus), что не только защищает ее поверхность от коррозии, но и позволяет сохранить химически нейтральную среду в объеме бойлера и приготовить горячую воду соответствующего нормам качества. Работа котла – бесшумная. Данные основных размеров котлов с бойлерами и без них приведены в табл. 4.34 и табл. 4.35.

Таблица 4.34

Данные и размеры для котлов G124X (без бойлера)

Показатели	Типоразмер котла				
Мощность, кВт	9	13	16	20	24
Размеры, мм: - ширина	600	600	600	600	600
- высота	1067	1067	1067	1067	1067
- длина	748	748	748	768	768

Таблица 4.35

Данные и размеры для котлов G124X с бойлером
для горячего водоснабжения емкостью 135, 160 или 200 л

Показатели	Типоразмер						
Мощность, кВт	9	13	16	20	24	28	32
Размеры, мм: - ширина	660	660	660	660	660	660	660
- высота	1720	1720	1720	1720	1720	1720	1720
- длина (с бойлером 135 л)	813	813	813	813	813	813	813
- длина (с бойлером 160 л)	923	923	923	923	923	923	923
- длина (с бойлером 200 л)	1078	1078	1078	1078	1078	1078	1078

Котлы марки G 305, G 405, G 505, G 60S. Чугунные отопительные котлы средней и большой мощности выпускаются нескольких типоразмеров (см. табл. 4.36–4.39). Котлы могут быть оборудованы соответствующими одно- или двухступенчатыми горелками для жидкого топлива или газа. Основными достоинствами котлов этой серии являются высокая степень полезно использованной тепловой энергии, низкие величины вредных выбросов в атмосферу при работе котлов (NOx<80 мг/кВт-ч для природного газа и NOx<120 мг/кВт-ч для жидкого топлива), специальные горелки.

Котлы изготавливаются из специального серого чугуна, обладающего следующими свойствами: стойкость к коррозии, высокая формовочная пластичность и теплопроводность. Серый чугун обязан своими свойствами прежде всего высокому содержанию углерода (графита). Последний содержится в разных видах в структуре материала:

- сферической формы (G-глобулярный). Достоинства: высокие механические свойства – высокая формовочная пластичность, прочность на растяжение и упругость;

- ламелярные формы (L-ламелярный). Достоинства: стойкость к коррозии со стороны кислотных частиц и конденсата. Улучшение механических свойств серого чугуна и достижение высоких показателей его эксплуатации достигается также способом ведения ионизационного процесса плавки с добавлением специальных присадок. Этим достигается гомогенность получаемой структуры чугуна, его высокая пластичность и прочность на растяжение и изгиб. Последующая обработка чугунных деталей (волочение, ковка, сварка и т.п.) не влияет на свойства полученного материала.

Конструкция камеры сгорания базируется на модульном принципе: типичный котел для отопления Buderus состоит из передней секции (ребра), нескольких средних секций и задней крышки котла (см. рис. 4.13). Числом средних секций тепловая мощность котла в моделях одной и той же серии может быть увеличена (от номинальной до двукратной). Различные размеры отопительных котлов отличаются только геометрией секций, основной конструкционный принцип остается постоянным.

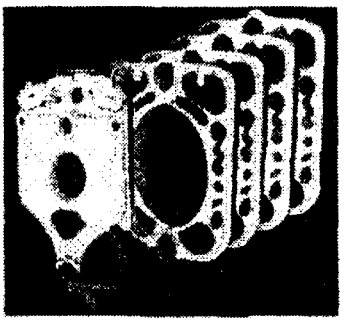


Рисунок 4.13. Теплообменные секции котлов G 305, G 405, G 505, G 605 (схема)

Каждая отдельная секция выполняет самостоятельную задачу:
- отбор теплоты от дымовых газов;
- передача теплоты нагреваемой воде для целей отопления.

Таблица 4.36

Основные данные для котлов G 305/G 305 U

Показатели	Типоразмер котла				
	70	95	115	130	140
Номинальная мощность, кВт	60–70	71–95	96–115	116–130	131–140
Общая масса, кг	465	542	619	696	773
Размер котла* L_G, мм:	887	1007	1127	1247	1367
Размер котла** L_G, мм:	1300	1540	1660	1780	1960

* Без вентиляторной горелки (G 305);
** С вентиляторной горелкой (G 305 U).

Для более полного использования излученной теплоты по бокам камеры сгорания размещены небольшие ребра. С противоположной стороны находятся большие ребра, которые связаны между собой последовательно и служат конвективной поверхностью нагрева. Горячие газы протекают вертикально через веерообразные ходы с турбулизирующими ребрами.

Таблица 4.37

Основные данные для котлов G 405/G 405 U

Показатели	Типоразмер котла					
	140	165	190	210	230	250
Номинальная мощность, кВт	140	165	190	210	230	250
Общая масса, кг	1030	1145	1260	1375	1490	1615
Размер котла * L_G, мм:	1120	1240	1360	1480	1600	1720
Размер котла** L_G, мм:	1760	1830	1950	2070	2280	2400

* Без вентиляторной горелки (G 405);
** С вентиляторной горелкой (G 405 U).

Каждая отдельная секция сконструирована таким образом, чтобы воспринимать постепенно термическое напряжение, возникающее вследствие разности температур (между камерой сгорания котла и окружающей средой разность температур равна примерно 1400°С). Тем самым получены промежуточные области с умеренной температурной разницей. Уплотнение швов и соединений котла при его монтаже и сборке из отдельных секций производится при помощи газонепроницаемого упругого уплотнительного шнура из бутил-каучука. Температура корпуса котла при его работе – не выше 40°С. КПД работы такого котла (средний за год) составляет 94%.

Котел хорошо сочетается с бойлером для подогрева воды на нужды горячего водоснабжения марки TBS Isocal этой же фирмы.

Котлы оснащены автоматической регулирующей системой или с микропроцессорным регулированием Ecomatic. Система позволяет определенным образом воздействия на процесс горения снизить стартовые эмиссии вредных веществ, автоматически диагностировать ошибки в работе котла, регулировать и контролировать:

- отопительный контур;
- температуру поступающей в котел воды;
- совместную работу нескольких параллельно установленных котлов;
- другие контрольные функции.

Таблица 4.38

Основные данные для котлов G 505

Показатели	Типоразмер котла							
	275	305	335	365	390	415	435	465
Номинальная мощность, кВт	275	305	335	365	390	415	435	465
Общая масса, кг	1507	1656	1803	1948	2102	2247	2392	2537
Размер котла L_G, мм	1370	1410	1650	1790	1930	2070	2210	2350

Если котел дополнительно имеет бойлер горячего водоснабжения, регулированию может подвергаться также температура подогрева воды.

Таблица 4.39

Основные данные для котлов G 605

Показатели	Типоразмер котла									
	530	600	670	740	810	880	950	1020	1100	1200
Номинальная мощность, кВт	530	600	670	740	810	880	950	1020	1100	1200
Общая масса, кг	2925	3210	3460	3735	4011	4386	4562	4837	5121	5403
Размер котла L_G,мм:	1905	2055	2205	2355	2515	2665	2825	2975	2975	3125

Отопительные котлы могут поставляться в виде секций или в полностью собранном виде. Чугунные отопительные котлы серии G305 – G605 рассчитаны на горение с избыточным давлением. По этой причине котлы являются весьма подходящими для монтажа в помещениях под крышами.

Котлы марки G 324, G 424, G 524. Газовые отопительные котлы с горелкой без вентилятора (атмосферные отопительные котлы); имеют достаточно простую конструкцию. Горелки работают на принципе инжектирования воздуха. Для работы котла требуется создание естественной тяги (не менее 3 Па) за счет дымовой трубы. Котел оборудован интегральным стабилизатором тяги, чем исключается обусловленное атмосферными условиями влияние обратного воздушного потока в дымовой трубе на процесс горения. Котельный блок состоит из прилегающих друг к другу теплообменных чугунных звеньев. Водоохлаждаемая камера сгорания котла расположена под отопительными поверхностями для дополнительного включения.

Котлы данной серии могут применяться для крышных источников теплоснабжения.

Электронная система Ecomatic, работающая на модульном принципе, согласована с отопительным котлом и защищена от радиопомех. Она позволяет регулировать работу котла в зависимости от ночного понижения температуры и автоматически переключать с летнего на зимний режимы работы при нагреве воды в котле для бытовых нужд. Котлы данной серии характеризуются низкими значениями эмиссии вредных веществ в результате внедрения горелок, реализующих в своей работе передовые технологии. Котел имеет теплоизоляцию поверхности корпуса. Нормированный коэффициент полезного действия котлов – не ниже 92%.

Отопительные котлы серии G 324 L могут поставляться:

- двухступенчатыми в вариантах G 324 LZ как одноблочные котлы с двойной горелкой;

- четырехступенчатыми в варианте G 324 LDN как двухблочные котлы с двойной горелкой на блок.

С целью достижения более высокого нормативного коэффициента полезного действия двухблочный котел Ecomatic-GE324 LDZ с одной двойной горелкой на блок будет приведен в действие двухступенчато. Многоступенчатым способом работы при соответствующем оборудовании регулирующей техникой мощность может быть оптимально приспособлена к соответствующей потребности в теплоте.

Отопительные котлы серии G 424 L могут быть выполнены в следующем исполнении:

- двухступенчатые как одноблочные котлы с двухступенчатой газовой горелкой (для сжиженного газа – одноступенчатые).

Отопительные котлы серии G 524 L:

- четырехступенчатые как двухблочные котлы с двухступенчатой горелкой в вариантах G 524 LDN (для сжиженного газа – двухступенчатые);

- четырехступенчатые как двухблочные котлы с двухступенчатой горелкой и регулирующей системой Ecomatic, обеспечивающей более высокий КПД и экономичный режим работы в вариантах GE 524 LDN;

- четырехступенчатые как двухблочные котлы с двухступенчатой горелкой в варианте GK 524 DNE (для сжиженного газа – двухступенчатые).

Многоступенчатый способ работы позволяет при соответствующем оборудовании котлов регулирующей техникой оптимально подобрать соответствующую требованиям объекта (или заказчика) тепловую мощность.

Котлы оснащены бесшумно работающими горелками без вентилятора для сжиженного и природного газа. Еще на заводе-изготовителе горелка настраивается на соответствующую тепловую мощность котла и вид газа. Применяемая высокоэффективная система охлаждения пламени «Lownox» уменьшает эмиссию вредных веществ NOx и CO (за исключением сжигания сжиженного газа). Горелки работают с электрическим розжигом. Автоматическая газовая горелка оборудована устройством ионизационного контроля горения. Горелки котлов могут по требованию дополнительно оборудоваться контрольным устройством для обнаружения утечки газа. Котел автоматически выключается из работы при недостаточном давлении газа.

Применение регулирующего устройства «Ecomatic» дает следующие преимущества:

- независимо от времени и температуры котел и циркуляционный насос могут автоматически выключиться при отсутствии потребности выработки теплоты;

- возможность включения котла на ускоренный режим разогрева до требуемой внутренней температуры в отапливаемых помещениях;

- одновременное управление несколькими отопительными цепями, например, для комбинированного радиаторного отопления и отопления полов;

- автоматическое переключение с летнего на зимний режим работы (и наоборот) в зависимости от произвольно заданной температуры наружного воздуха.

Котел может дополнительно комплектоваться:

- устройством регулирования температуры воды для бытовых нужд, которое посредством переключателя приоритетного включения создает требуемые комфортные условия;
- отдельными устройствами для регулировки отопительных контуров;
- регулирующим устройством для двухступенчатой или четырехступенчатой горелок;
- регулирующим устройством для работы нескольких параллельно включенных в работу котлов;
- дополнительными контрольными функциями.

Основные технические данные котлов марки G324, G 424, G 524 приведены в таб. 4.40–4.43.

Таблица 4.40

Основные данные для котлов G 324 LZ

Показатели	Типоразмер котла			
	73	92	116	128
Номинальная мощность, кВт	73	92	116	128
Ширина котла, мм	790	970	1150	1240
Диаметр отводящего газохода, мм	200	225	250	250
Общая масса, кг	344	422	496	530

Таблица 4.41

Основные данные для котлов 6 324 LDZ/LDN

Показатели	Типоразмер котла			
	73	184	232	256
Номинальная мощность, кВт	73	184	232	256
Ширина котла, мм	790	970	1150	1240
Диаметр отводящего газохода, мм	250	300	360	360
Общая масса, кг	688	844	992	1060

Таблица 4.42

Основные данные для котлов G 424 LZ

Показатели	Типоразмер котла															
	105	122	140	157	175	192	209	227	244	262	279	297	314	331	349	366
Номинальная мощность, кВт	105	122	140	157	175	192	209	227	244	262	279	297	314	331	349	366
Ширина котла, мм	780	880	980	1080	1180	1280	1380	1480	1580	1680	1780	1880	1980	2080	2180	2280
Диаметр отводящего газохода, мм	225	225	225	225	225	225	225	225	300	360	360	360	400	400	400	400
Общая масса, кг	660	747	827	918	1003	1091	1172	1255	1336	1425	1523	1604	1691	1774	1855	1939

Таблица 4.43

Основные данные для котлов G 524 LDN

Показатели	Типоразмер котла															
	210	244	280	314	350	384	418	454	488	524	558	594	628	662	698	732
Номинальная мощность, кВт	210	244	280	314	350	384	418	454	488	524	558	594	628	662	698	732
Ширина котла, мм	780	880	980	1080	1180	1280	1380	1480	1580	1680	1780	1880	1980	2080	2180	2280
Диаметр отводящего газохода, мм	360	360	360	360	360	400	400	400	400	450	450	450	450	500	500	500
Общая масса, кг	1346	1521	1681	1864	2027	2215	2377	2543	2707	2866	3083	3247	3410	3579	3740	3908

Изделия фирмы «Бурнхам» (США)

Котлы марки Р. Котлы работают только на газовом топливе и выпускаются двух типоразмеров по тепловой мощности:

- Р 205 А-31кВт;
- Р 210 А-68 кВт.

Изделия фирмы «ДеДитрих» (Франция)

Котлы GT. Котлы предназначены для работы на газовом и жидком топливе и снабжены горелкой с наддувом. Тепловая мощность котлов данного типа:

GT 113: 16–21 кВт;
GT 204: 35–45 кВт;
GT 205: 45–60 кВт;
GT 206: 60–80 кВт;
GT 207: 80–95 кВт;
GT 304: 55–80 кВт;
GT 305: 80–110 кВт;
GT 306: 110–140 кВт;
GT 3076 140–175 кВт;
GT 412: 425–485 кВт;
GT 414: 550–615 кВт;
GT 509: 415–460 кВт;
GT 511: 505–550 кВт;
GT 513: 595–640 кВт;
GT 515: 685–730 кВт.

Изделия фирмы «Ecoflam» (Италия)

Продукция фирмы «Ecoflam» характеризуется следующими показателями:

- наличие автоматики безопасности. Благодаря двум электромагнитным клапанам – рабочему и аварийному – осуществляется автоматический контроль отсутствия утечки газа в горелке. В случае исчезновения пламени автоматика позволяет также прекратить работу горелки (в течение двух секунд);

- горение происходит в герметичной камере сгорания при постоянно работающем вентиляторе: тем самым исключается возможность отравления продуктами сгорания;

- сезонный коэффициент полезного действия котлов «Ecoflam» – 90–93%. Он достигается за счет надежной работы системы автоматики котла. Отсутствие фитиля дополнительно уменьшает расход топлива;

- конструкция горелки позволяет поддерживать стабильное горение при изменяющихся атмосферных условиях и перепадах давления газа (при 60 мм вод. ст. и открытом клапане горелка в состоянии работать в стабильном режиме);

- горелки котлов «Ecoflam» работают 6–8 часов в сутки; при гашении горелки автоматическая заслонка предотвращает потери теплоты через газоход дымовых газов;

- котлы могут быть оснащены не только одноступенчатыми, но и двухступенчатыми горелками, а также горелками с непрерывным регулированием подачи топлива;

- котлы могут работать на природном или сжиженном газе, солярке, мазуте и других нефтепродуктах;

- в котлах приготавливается теплоноситель как для отопления, так и для горячего водоснабжения (в последнем случае они оснащаются емкостными бойлерами объемом от 30 до 5000 л). Магниевый анод защищает бойлер от электрохимической коррозии.

Отопительное оборудование может поставляться в трех вариантах по уровню автоматизации:

базовый уровень – только автоматический контроль температуры воды в котле;

второй уровень – дополнительно к базовому уровню котел оснащается термостатом помещения (комнатным датчиком температуры). С помощью этого термостата потребитель имеет возможность задавать режим работы горелки для соответствующего обеспечения помещения теплотой. Термостат помещения выпускается в трех модификациях: простой датчик температуры, датчик с возможностью программирования на одни сутки, датчик с возможностью программирования на период до двух недель;

третий уровень – котел дополнительно оборудован датчиком температуры наружного воздуха и устройством программирования, которое позволяет задавать программу работы системы отопления и бойлера.

Выпускаются различные модели отопительного оборудования «Ecoflam»:

- для помещений площадью более 1000 м^2 – напольные котлы «Дуомакс» мощностью от 120 до 2400 кВт с приготовлением горячей воды;

- для помещений площадью от 500 до 1000 м^2 – напольные котлы «Серениссима» мощностью от 50 до 100 кВт с приготовлением горячей воды;

- для помещений площадью более 640 м^2 – напольные экономичные котлы «Экомакс» номинальной мощностью от 60 до 1200 кВт, которые могут работать на пониженной тепловой мощности с более высоким КПД;

- для коттеджей площадью от 200 до 600 м^2 – напольные котлы «Серена» мощностью до 53 кВт с приготовлением горячей воды;

- для коттеджей площадью до 250 м^2, а также для устройства поквартирного отопления – настенные котлы мощностью до 27 кВт «Линда», «Дези», «Компакт», «Примакс GL/R–GL/CPR», «Примакс GA-GA/R» и терморобот «Блуэтт» с приготовлением горячей воды.

Котлы «Дуомакс». При конструировании котлов этой марки был применен принцип разбиения мощности на несколько ступеней (для одного факела горения) и на несколько факелов в каскаде (для нескольких многоступенчатых горелок). Этот принцип заключается в следующем.

Оценка экономичности работы теплогенератора может быть произведена на основании расчета годового коэффициента полезного действия, определяющего годовые расходы на энергоноситель источника теплоснабжения. Чем выше годовой КПД, тем экономичнее работает котел (теплогенератор). Для увеличения годового КПД котла необходимо повысить коэффициент его загрузки (отношение количества часов работы горелки к количеству часов работы котла). Другими словами, выгодным является вариант, когда горелка работает дольше, а котел – меньше. Держать дольше зажженной горелку – значит использовать многоступенчатые горелки или (предпочтительнее) применять горелки с плавной регулировкой. Держать менее продолжительно включенным котел – значит выключать его (полное выключение) каждый раз, когда системе отопления не требуется столько теплоты или (предпочтительнее) распределять тепловую нагрузку на несколько котлов, выключая их один за другим, по мере падения тепловой нагрузки системы.

Техника разбиения мощности отличается высокой экологичностью, потому что позволяет экономить расход и лучше организовать процесс горения топлива. Она значительно уменьшает число включений-выключений горелки, во время которых в дымовые газы поступает наибольшее количество вредных веществ. Для примера: за один год работы одна обычная горелка подвергается более чем 20000 включений-выключений. Таким образом, при непрерывной работе горелок общее количество выбросов является меньшим, чем при обычном режиме работы горелок с переключениями. Разбиение мощности на несколько факелов и несколько режимов горения решает также и проблему шумового загрязнения окружающей среды.

Котлы марки «Дуомакс» выпускаются двух типов: «Дуомакс НТ» (вертикальной компоновки) и «Дуомакс НР» (горизонтальной компоновки), отличающиеся вырабатываемой тепловой мощностью.

В табл. 4.44 и 4.45 приведены основные данные по котлам этих типов.

Таблица 4.44

Технические данные «Дуомакс НТ»

		120	140	170	200	240
Полезная тепловая мощность	кВт	125	150	180	210	250
	ккал/ч	107.500	129.000	154.800	180.600	215.000
Выработанная тепловая мощность	кВт	138,5	166	199	232	277
	ккал/ч	119.110	142.760	171.140	199.520	238.220
КПД	%	90,3	90,4	90,5	90,5	90,3
Полное выключение		+	+	+	+	+
Счетчик рабочих часов (режимы пламени)	–	2–4	2–4	2–4	2–4	2–4
Эконометры	–	2	2	2	2	2
NOx (отн. 0% в дым. газах), при нормальных условиях	Газ, ppm	<55	<55	<55	<55	<55
	Газ, мг/м^3	< 113	< 113	< 113	<113	< 113
	Газ, мг/м^3	<110	< 110	< 110	<110	< 110
	Дизтопливо, ppm	< 100	< 100	<100	<100	< 100
	Дизтопливо, мг/м^3	<205	<205	<205	<205	<205
	Дизтопливо, мг/м^3	<209	<209	<209	<209	<209
SO_2 (отн. 0% в дым. газах)	Дизтопливо, мг/м^3	<450	<450	<450	<450	<450
Емкость котла	литры	106+106	106+106	106+106	106+106	173+173
Макс. рабочее давление	бар	5	5	5	5	5
Регулировка аварийного клапана котла	бар	4	4	4	4	4
Потери напора (при Δt котла = 15°C)	метры вод. ст.	0,24	0,26	0,28	0,30	0,26
Установленная электрическая мощность, кВт	Газ	0,96	0,96	0,96	0,96	1,3
	Дизтопливо	0,88	0,96	0,96	1,04	1,04
Масса установки без воды	кг	610	614	620	680	686
Номинальное давление природного газа	мбар	20	20	20	20	20
Напряжение однофазное	В/Гц	~220–230/50				

Продолжение таблицы 4.44

Категория		II 2H3+				
		280	350	420	500	600
Полезная тепловая мощность	кВт	300	370	440	520	630
	ккал/ч	258.000	318.200	378.40	447.200	541.800
Выработанная тепловая мощность	кВт	332	409	485	573	696
	ккал/ч	285.520	351.740	417.100	492.780	597.700
КПД	%	90.4	90.5	90.7	90.8	90.8
Полное выключение		+	+	+	+	+
Счетчик рабочих часов (режимы пламени)	–	2–4	2–4	2–4	2–4	2–4
Эконометры	–	2	2	2	2	2
NOx (отн. 0% в дым. газах), при нормальных условиях	Газ, ppm	<55	<55	<55	<55	<55
	Газ, мг/м^3	<113	<113	<113	<113	<113
	Газ, мг/м^3	<110	<110	<110	<110	<110
	Дизтопливо, ppm	<100	<100	<100	<100	<100
	Дизтопливо, мг/м^3	<205	<205	<205	<205	<205
	Дизтопливо, мг/м^3	<209	<209	<209	<209	<209
SO_2 (отн. 0% в дым. газах)	Дизтопливо, мг/м^3	<450	<450	<450	<450	<450
Емкость котла	литры	173–173	173–173	214+214	268+268	268+268
Макс. рабочее давление	бар	5	5	5	5	5
Регулировка аварийного клапана котла	бар	4	4	4	4	4
Потери напора (при Δt котла =15°C)	метры вод. ст.	0.28	0.31	0.25	0.3	0.32
Установленная электрическая мощность, кВт	Газ	0.96	0.96	0.96	0.696	1.3
	Дизтопливо	1.04	1.12	1.12	1.12	2.2
Масса установки без воды	кг	810	814	940	1160	1170
Номинальное давление природного газа	мбар	20	20	20	20	20
Напряжение однофазное	В/Гц	~220–230/50				
Категория		II 2H3+				

Таблица 4.45

Технические данные «Дуомакс HP»

		700	800	900	1000
Полезная тепловая мощность	кВт	736	842	946	1054
	ккал/ч	632,914	724,130	813,479	906,383
Выработанная тепловая мощность	кВт	813,2	930,4	1045,2	1162
	ккал/ч	699,352	800,144	898,872	999,872
КПД	%	90,5	90,5	90,5	90,7
Полное выключение		+	+	+	+
Счетчик рабочих часов (режимы пламени)	–	2–4	2–4	2–4	2–4
Эконометры	–	2	2	2	2
NOx (отн. 0% в дым. газах), при нормальных условиях	Газ, ppm	<55	<85	<55	<55
	Газ, мг/м^3	< 113	< 113	< 113	<113
	Газ, мг/м^3	<110	< 110	< 110	<110
	Дизтопливо, ppt	< 100	< 100	<100	<100
	Дизтопливо, мг/м^3	<205	<205	<205	<205
	Дизтопливо, мг/м^3	<209	<209	<209	<209
SO_2 (отн. 0% в дым. газах)	Дизтопливо, мг/м^3	<450	<450	<450	<450
Емкость котла	литры	500+500	500+500	500+500	640+640
Макс. рабочее давление	бар	6	6	6	6
Потери напора (при $\Delta t_{котла}$ = 15°C)	метры вод. ст.	0,21	0,28	0,35	0,23
Установленная электрическая мощность, кВт	Газ	2,6	2,6	2,6	3,3
	Дизтопливо	2,6	2,6	3,3	3,3
Масса установки без воды	кг	1,730	1,745	1,750	2,015
Номинальное давление природного газа	мбар	20	20	20	20
Напряжение однофазное	В/Гц	~400/50			
Категория		I 2H tipo B23			

		1100	1200	1400	1600
Полезная тепловая мощность	кВт	1164	1260	1470	1692
	ккал/ч	1.001.078	1.083.600	1.264.200	1.455.120
Выработанная тепловая мощность	кВт	1283,4	1389,2	1616	1860
	ккал/ч	1.103.724	1.194.712	1.389.760	1.599.600

Продолжение таблицы 4.45

КПД	%	90,7	90,7	90,9	90,9
Полное выключение	–	+	+	+	+
Счетчик рабочих часов (режимы пламени)	–	2–4	2–4	2–4	2–4
Эконометры	–	2	2	2	2
NOx (отн. 0% в дым. газах), при нормальных условиях	Газ, ppm	<55	<55	<55	<55
	Газ, мг/м^3	<113	<113	<113	<113
	Газ, мг/м^3	<110	<110	<110	<110
	Дизтопливо, ppm	<100	<100	<100	<100
	Дизтопливо, мг/м^3	<205	<205	<205	<205
	Дизтопливо, мг/м^3	<209	<209	<209	<209
SO_2 (отн. 0% в дым. газах)	Дизтопливо, мг/м^3	<450	<450	<450	<450
Емкость котла	литры	640+640	640+640	890+890	890+890
Макс. рабочее давление	бар	6	6	5	5
Потери напора (при Δt котла = 15°C)	метры вод. ст.	0.29	0.38	0.36	0.39
Установленная электрическая мощность, кВт	Газ	3,3	3,3	8,8	8,8
	Дизтопливо	4,6	4,6	4,6	8,8
Масса установки без воды	кг	2,025	2,035	2,620	2,620
Номинальное давление природного газа	мбар	20	20	20	20
Напряжение однофазное		~400/50			
Категория		I 2H tipo B23			
		1800	2000	2200	2400
Полезная тепловая мощность	кВт	1908	2120	2340	2540
	ккал/ч	1.640.880	1.823.200	2.012.400	2.184.400
Выработанная тепловая мощность	кВт	2092	2324	2564	2782
	ккал/ч	1.799.120	1.998.640	2.205.040	2.392.520
КПД	%	91,2	91,2	91,2	91,3
Полное выключение	–	+	+	+	+
Счетчик рабочих часов (режимы пламени)	–	2–4	2–4	2–4	2–4

Продолжение таблицы 4.45

Эконометры	–	2	2	2	2
NOx (отн. 0% в дым. газах), при нормальных условиях	Газ, ppm	<55	<55	<55	<55
	Газ, мг/м^3	<113	<113	<113	<113
	Газ, мг/м^3	<110	<110	<110	<110
	Дизтопливо, ppm	<100	<100	<100	<100
	Дизтопливо, мг/м^3	<205	<205	<205	<205
	Дизтопливо, мг/м^3	<209	<209	<209	<209
SO_2 (отн. 0% в дым. газах)	Дизтопливо, мг/м^3	<450	<450	<450	<450
Емкость котла	литры	1240+1240	1240+1240	1430+1430	1430+1430
Макс. рабочее давление	бар	6	6	6	6
Потери напора (при Δt котла = 15°C)	метры вод. ст.	0,45	0,47	0,57	0,60
Установленная электрическая мощность, кВт	Газ	12,6	12,6	12,6	16
	Дизтопливо	8,8	12,6	16	16
Масса установки без воды	кг	3,620	3,620	4,120	4,120
Номинальное давление природного газа	мбар	20	20	20	20
Напряжение однофазное		~400/50			
Категория		I 2H tipo B23			

Котлы «Дуомакс» работают на газе или дизельном топливе с принудительной тягой. Котлы имеют герметичную камеру сгорания, изготовлены из толстостенной стали, с герметичными инверсионными трубами, оснащенными завихрителями и устройствами предотвращения конденсации. Водяные контуры раздельные и независимые. Каждая топка может быть оснащена устройством полного гашения. Корпус котла защищен тепло- и звукоизоляцией. Съемные кожухи для двух топок, укрывающие горелки, покрыты изнутри звукопоглощающим материалом и окрашены эмалевым напылением.

Одним из важнейших факторов энергосбережения является соответствие мощности котла тепловой нагрузке системы отопления. Расчетная тепловая мощность системы отопления, как известно, определяется по минимальной наружной температуре. В условиях климатической зоны с расчетной температурой минус 25°C котел работает на полную мощность лишь в течение нескольких месяцев. Остальную часть времени отопительного сезона котел недогружен. Практический опыт показывает, что мощности,

уменьшенной на 50%, вполне достаточно в те дни, когда наружная температура держится в пределах 0°С. (Во многих районах Поволжья и Южной России эта температура держится в среднем 90 дней при продолжительности отопительного периода в 182 дня). В связи с этим при разработке серии котлов «Дуомакс» было принято решение оснащать котлы горелками на газе или дизельном топливе с двумя или с четырьмя уровнями мощности. Это приводит, как было сказано выше, к увеличению продолжительности работы включенной горелки и снижению температуры уходящих газов. Два или четыре уровня мощности обеспечиваются тем обстоятельством, что мощность, получаемая непосредственно в топке, производится двумя горелками с одним или двумя режимами горения, вводимыми в работу последовательно в автоматическом режиме с помощью цифрового регулятора (соответственно два или четыре уровня мощности).

Газовые горелки объединены вместе по две и оснащены моноблочной газовой рампой в комплекте с фильтром и стабилизатором. Для дизельного топлива горелки также объединены по две и укомплектованы гибкими шлангами, фильтром и форсункой.

Котел «Сереniссима». Компактный интегрированный котел из толстостенной стали, вертикальной компоновки, с двумя топками (расположенными одна над другой), которые удваивают энергетическую эффективность котла и обеспечивают безопасность его эксплуатации. Котел работает на газе или дизельном топливе, с принудительной тягой; компактен (см. табл. 4.46). Котлы могут быть оборудованы одно- и двухступенчатыми горелками. В них также, как и в котлах «Дуомакс», применяется принцип разбиения мощности на несколько ступеней. В связи с этим в котлах могут быть реализованы два и четыре режима горения. Основные конструктивные характеристики для этого типа котлов и котлов «Дуомакс» одинаковы.

Все котлы «Сереniссима» имеют двойной водяной контур; для типоразмеров котла «Сереniссима-80» и «Сереniссима-100» водяные контуры независимые и раздельные.

Котлы «Сереniссима», также как и котлы «Дуомакс», поставляются в полностью собранном виде, что облегчает их монтаж.

Таблица 4.46

Технические данные «Сереniссима»

		50	60	НТ 80	НТ 100
Полезная тепловая мощность	кВт	52	62	84	105
	ккал/ч	44.720	53.320	72.240	90.300
Выработанная тепловая мощность	кВт	57,5	68,6	92.9	116
	ккал/ч	49,450	58.996	79,894	99.750
КПД	%	90,5	90,4	90,4	90,5
Полное выключение		+	+	+	+
Счетчик рабочих часов (режимы пламени)	–	2–4	2–4	2–4	2–4
Эконометры	–	2	2	2	2

Продолжение таблицы 4.46

NOx (отн. 0% в дым. газах), при нормальных условиях	Газ, ppm	< 55	< 55	< 55	< 55
	Газ, мг/м^3	< 113	< 113	< 113	< 113
	Газ, мг/м^3	< 110	< 110	< 110	< 110
	Дизтопливо, ppt	< 100	< 100	<100	<100
	Дизтопливо, мг/м^3	< 205	< 205	< 205	< 205
	Дизтопливо, мг/м^3	< 209	< 209	< 209	< 209
SO_2 (отн. 0% в дым. газах)	Дизтопливо, мг/м^3	< 450	< 450	< 450	< 450
Емкость котла	литры	22+22	22+22	36+36	36+36
Макс. рабочее давление	бар	4	4	4	4
Регулировка аварийного клапана котла	бар	3	3	3	3
Потери напора (при Δt котла = 15°C)	метры вод. ст.	0,24	0,26	0,26	0,28
Масса установки без воды	кг	203	203	255	255
Номинальное давление природного газа	мбар	20	20	20	20
Напряжение однофазное	В/Гц	~220–230/50			
Категория		II 2H3+			

Котлы «Экомакс». Герметичные стальные теплогенераторы, работающие на газе, дизельном топливе или на обоих видах топлива. Возможна также работа на водной эмульсии топочного мазута.

Тепловая мощность котлов этого типа – от 64 до 1270 кВт, основные характеристики приведены в табл. 4.47.

Таблица 4.47

Технические данные «Дуомакс HP»

		6	7	8	10	12
Топочная мощность	кВт	64,0	74,0	90,0	104,0	125,0
	ккал/ч	55.040	63.640	77.400	89.440	107.500
Полезная мощность	кВт	71,0	82,1	99,9	115,4	138,7
	ккал/ч	61.060	70.606	85.897	99.267	119.312
КПД	%	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1
Полное выключение	–	+	+	+	+	+
Счетчик рабочих часов (режимы пламени)	–	+	+	+	+	+
Эконометры	–	+	+	+	+	+
Возможность установки антикот.насоса	–	+	+	+	+	+

Продолжение таблицы 4.47

NOx (отн. 0% O_2), при нормальных условиях	Газ, ppm	< 55	< 55	< 55	< 55	< 55
	Газ, мг/м^3	< 113	< 113	< 113	< 113	< 113
	Газ, мг/м^3	<110	< 110	< 110	< 110	< 110
	Дизтопливо, ppt	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
	Дизтопливо, мг/м^3	< 308	< 205	< 205	< 205	< 205
	Дизтопливо, мг/м^3	< 209	< 209	< 209	< 209	< 209
SO_2 (отн. 0% O_2) при нормальных условиях	Дизтопливо, мг/м^3	< 450	< 450	< 450	< 450	< 450
Емкость котла	литры	120	120	135	135	135
Макс. рабочее давление	бар	6	6	6	6	6
Потери напора (при Δt котла = 15°C)	метры вод. ст.	0,11	0,11	0,12	0,15	0,18
Установленная электрическая мощность, кВт	Дизтопливо	® 0,5	® 0,5	® 0,5	® 0,52	® 0,52
	Газ	® 0,5	® 0,5	® 0,5	® 0,65	® 0,65
	Топочный мазут	–	–	* 3,5	* 3,5	* 3,5
	Смеш. газ/дизтоп.	* 0,55	* 0,55	* 0,76	* 0,76	* 0,87
Мин. давл. газа	мбар	20	20	20	20	20
Особенности работы	Газ	®	®	®	®	®
	Дизтопливо	®	®	®	®	®
Масса установки без воды	кг	233	233	308	308	350
Категория		II 2H 3 + тип B23				
T = 380V 50Hz трехфаз. ® = 1 или 2 режима горения * = 1 режим горения						

		14	17	21	25	30	33
Топочная мощность	кВт	150,0	185,0	220,0	260,0	315,0	349,0
	ккал/ч	129.00	159.10	189.2	223.80	270.90	300.112
Полезная мощность	кВт	166,5	205,3	243,4	287,6	348,5	385,8
	ккал/ч	143.19	176.58	209.29	247.34	299.88	331.616
КПД	%	90,1	90,1	90,1	90,4	90,4	90,5
Полное выключение	–	+	+	+	+	+	+
Счетчик рабочих часов (режимы пламени)	–	+	+	+	+	+	+
Эконометр	–	+	+	+	+	+	+
Возможность установки антикот. насоса	–	+	+	+	+	+	+

Продолжение таблицы 4.47

NOx (отн. 0% O_2), при нормальных условиях	Газ, ppm	< 55	< 55	< 55	< 55	< 55	< 55
	Газ, мг/м^3	< 113	< 113	< 113	< 113	< 113	< 113
	Газ, мг/м^3	< 110	< 110	< 110	< 110	< 110	< 110
	Дизтопливо, ppm	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
	Дизтопливо, мг/м^3	< 205	< 205	< 205	< 205	< 205	< 205
	Дизтопливо, мг/м^3	< 209	< 209	< 209	< 209	< 209	< 209
SO_2 (отн. 0% O_2) при нормальных условиях	Дизтопливо, мг/м^3	< 450	< 450	< 450	< 450	< 450	< 450
Емкость котла	литры	172	172	220	220	340	500
Макс. рабочее давление	бар	6	6	6	6	6	6
Потери напора (при Δt котла = 15°C)	метры вод. ст.	0,2	0,2	0,25	0,23	0,28	0,21
Установленная электрическая мощность, кВт	Дизтопливо	® 0,56	® 0,56	® 0,56	® 1,1	® 1,1	♦ 1,3T
	Газ	® 0,76	® 0,76	® 0,88	® 0,88	® 0,88	♦ 1,3T
	Топочный мазут	* 3,5	* 3,5	* 4T	♦♣ 4T	♦♣ 4T	♦♣ 4T
	Смеш. газ/дизтоп.	*0,87	®1	®1	®1	♦ 1,6	♦ 1,6
Мин. давл. газа	мбар	20	20	20	20	20	20
Особенности работы	Газ	®	®	®	® ◘	® ◘	♦ ◘
	Дизтопливо	®	®	®	®	®	♦
Масса установки без воды	кг	350	498	518	732	735	868
Категория		II 2H 3 + тип B23					

T = 380V 50Hz трехфаз. ® = 1 или 2 режима горения * = 1 режим горения
♦ = 2 режима горения ◘ = плавная регулировка ♣ = масловодяная эмульсия

		35	40	45	50	55	60
Топочная мощность	кВт	368,0	421,0	473,0	527,0	582,0	630,0
	ккал/ч	316.45	362.06	406.74	453.19	500.539	541.800
Полезная мощность	кВт	406,6	465,2	522,6	581,0	641,7	694,6
	ккал/ч	349.67	400.07	449.43	499.66	551.862	597.356
КПД	%	90,5	90,5	90,5	90,7	90,7	90,7
Полное выключение	–	+	+	+	+	+	+
Счетчик рабочих часов (режимы пламени)	–	+	+	+	+	+	+
Эконометр	–	+	+	+	+	+	+
Возможность установки антикот.насоса	–	+	+	+	+	+	+

Продолжение таблицы 4.47

NOx (отн. 0% O_2), при нормальных условиях	Газ, ppm	< 55	< 55	< 55	< 55	< 55	< 55
	Газ, мг/м^3	< 113	< 113	< 113	<113	< 113	< 113
	Газ, мг/м^3	<110	< 110	< 110	<110	< 110	< 110
	Дизтопливо, ppm	< 100	< 100	<100	<100	< 100	< 100
	Дизтопливо, мг/м^3	< 205	< 205	< 205	< 205	< 205	< 205
	Дизтопливо, . мг/м^3	< 209	< 209	< 209	< 209	< 209	< 209
SO_2 (отн. 0% O_2) при нормальных условиях	Дизтопливо, мг/м^3	< 450	< 450	< 450	< 450	< 450	< 450
Емкость котла	литры	500	500	500	640	640	640
Макс. рабочее давление	бар	6	6	6	6	6	6
Потери напора (при Δt котла = 15°C)	метры вод. ст.	0,21	0,28	0,35	0,23	0,29	0,38
Установленная электрическая мощность, кВт	Дизтопливо	♦ 1,3 T	♦ 1,3 T	♦ 1,3 T	♦ 1,3 T	♦ 1,3 T	♦ 1,3 T
	Газ	♦ 1,3 T	♦ 1,3 T	♦ 1,3 T	♦ 1,3 T	♦ 1,3 T	♦ 1,3 T
	Топочный мазут	♦♣ 7 T	♦♣ 7 T	♦♣ 7 T	♦♣ 7 T	♦♣ 7 T	♦♣ 7 T
	Смеш.газ/дизтоп.	♦ 1,6	♦ 1,95	♦ 1,95	♦ 1,95	♦ 1,95	♦ 2,8
Мин. давл. газа	мбар	20	20	20	20	20	20
Особенности работы	Газ	♦ ◘	♦ ◘	♦ ◘	♦ ◘	♦ ◘	♦ ◘
	Дизтопливо	♦	♦	♦	♦	♦	♦
Масса установки без воды	кг	868	872	875	1008	1012	1017
Категория		II 2H 3 + тип B23					
T = 380V 50Hz трехфаз. ® = 1 или 2 режима горения * = 1 режим горения ♦ = 2 режима горения ◘ = плавная регулировка ♣ = масловодяная змульсия							
		70	80	90	100	110	120
Топочная мощность	кВт	735,0	846,0	954,0	1060,0	1170,0	1270,0
	ккал/ч	632.10	727.56	820.44	911.60	1006.20	1092.20
Полезная мощность	кВт	808,0	930,0	1046,0	1182,0	1282,0	1391,0
	ккал/ч	694.88	799.88	899.56	999.32	1102.52	1196.26
КПД	%	91,0	91,0	91,2	91,2	91,3	91,3
Полное выключение	–	+	+	+	+	+	+
Счетчик рабочих часов (режимы пламени)	–	+	+	+	+	+	+
Эконометр	–	+	+	+	+	+	+
Возможность установки антикот. насоса	–	+	+	+	+	+	+

Продолжение таблицы 4.47

NOx (отн. 0% O_2), при нормальных условиях	Газ, ppm	< 55	< 55	< 55	< 55	< 55	< 55
	Газ, мг/м^3	< 113	< 113	< 113	<113	< 113	< 113
	Газ, мг/м^3	<110	< 110	< 110	<110	< 110	< 110
	Дизтопливо, ppm	< 100	< 100	<100	<100	< 100	< 100
	Дизтопливо, мг/м^3	< 205	< 205	< 205	< 205	< 205	< 205
	Дизтопливо, мг/м^3	< 209	< 209	< 209	< 209	< 209	< 209
SO_2 (отн. 0% O_2) при нормальных условиях	Дизтопливо, мг/м^3	< 450	< 450	< 450	< 450	< 450	< 450
Емкость котла	литры	890	890	1240	1240	1430	1430
Макс. рабочее давление	бар	6	6	6	6	6	6
Потери напора (при Δt котла = 15°C)	метры вод. ст.	0,36	0,39	0,46	0,47	0,57	0,60
Установленная электрическая мощность, кВт	Дизтопливо	♦ 2,3 T	♦ 4,4 T	♦ 4,4 T	♦ 6,3 T	♦ 8 T	♦ 8 T
	Газ	♦ 4,4 T	♦ 4,4 T	♦ 6,3 T	♦ 6,3 T	♦ 6,3 T	♦ 8 T
	Топочный мазут	♦♣ 9 T	♦♣ 9 T	♦♣ 12T	♦♣ 12T	♦♣ 12T	♦♣ 12T
	Смеш.газ/дизтоп.	♦ 2,8	♦ 5	♦5	♦ 7,3	♦ 7,3	♦ 9,3
Мин. давл. газа	мбар	20	20	20	20	20	20
Особенности работы	Газ	♦ □	♦ □	♦ □	♦ □	♦ □	♦ □
	Дизтопливо	♦	♦	♦	♦	♦	♦
Масса установки без воды	кг	1310	1310	1810	1810	2060	2060
Категория		II 2H 3 + тип B23					

T = 380V 50Hz трехфаз. ® = 1 или 2 режима горения * = 1 режим горения
♦ = 2 режима горения □ = плавная регулировка ♣ = масловодяная эмульсия

Примечание: Тепловая мощность при использовании топочного мазута – как у предыдущей модели.

Котлы данного типа оснащены устройством плавного регулирования мощности, что позволяет вести процесс горения с наибольшей экономией топлива. В их конструкцию входит также термометр для измерения температуры уходящих газов, при повышении которой срабатывает сигнализирующее показывающее устройство, сообщающее о необходимости вмешательства квалифицированного персонала или оператора. На котле установлен счетчик рабочих часов, оценивающий расход топлива в любой момент работы, как при одном режиме горения, так и при двух режимах (двойной счетчик). Котел может работать при «плавающей» температуре воды в нем в зависимости от температуры наружного воздуха посредством блока электронного управления (вариант HT электроник). В табл. 4.48, 4.49 представлены габаритные размеры разборных стальных герметичных котлов.

Таблица 4.48

Габаритные размеры разборных стальных герметичных котлов «Ecomax»

МОДЕЛЬ	A	B	C	D	E
ECOMAX 14–17	750	495	1010	450	405
ECOMAX 21–25	800	585	1210	450	415
ECOMAX 30–33	900	550	1510	550	450
ECOMAX 35–40	900	550	1610	561	450
ECOMAX 45	1000	680	1612	600	500
ECOMAX 50–55–60	1100	700	1714	670	550
ECOMAX 70–80	1250	825	2000	770	625
ECOMAX 90–100	1350	830	2250	810	670
ECOMAX 110–120	1400	855	2450	850	695

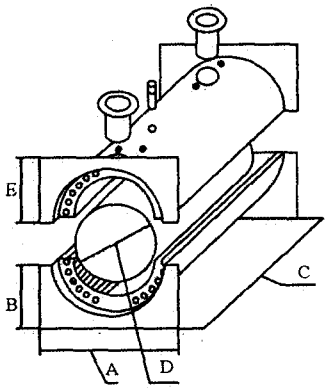


Рисунок 4.14. Схема к таблице 4.47

Котлы «Серена». Модульные теплогенераторы из высококачественной толстостенной стали с принудительной тягой для отопления и горячего водоснабжения. Контуры отопления и горячего водоснабжения полностью разделены и автономны, каждый из контуров имеет свой циркуляционный насос.

Таблица 4.49

Основные технические данные котлов «Ecomax»

Теплогенератор	Размеры в мм												
	A	B	C	E	F	G	H	11	12	13	14	L	M
ECO	690	1012	830	65	445	205	1000	1245	1245	1255	–	410	625
ECOMAX7	690	1012	830	65	445	205	1000	1245	1245	1255	–	410	625
ECOMAX9	750	1105	880	55	460	265	1045	1485	1460	1440	1580	500	730
ECOMAX10	750	1105	880	55	460	265	1045	1485	1460	1440	1580	500	730
ECOMAX12	750	1260	930	80	495	240	1095	1640	1620	1620	1700	530	340
ECOMAX14	750	1260	930	80	495	240	1095	1640	1620	1620	1700	530	840
ECOMAX17	800	1480	1030	160	585	240	1200	1860	1840	1840	1920	635	1035
ECOMAX21	800	1480	1030	160	585	240	1200	1860	1840	1840	1920	635	1035
ECOMAX25	900	1780	1030	75	550	240	1200	2160	2170	2160	2260	790	1340
ECOMAX30	900	1780	1030	75	550	240	1200	2160	2170	2160	2260	790	1340

Продолжение таблицы 4.49

ECOMAX 33	900	1780	1030	75	550	240	1200	2160	2170	2160	2260	790	1340
ECOMAX35	900	1780	1030	75	550	240	1200	2160	2170	2160	2260	790	1340
ECOMAX40	900	1780	1030	75	550	240	1200	2160	2170	2160	2260	790	1340
ECOMAX45	1000	1935	1170	110	645	260	1340	2655	2480	2655	2665	860	1460
ECOMAX50	1100	2010	1285	130	670	250	1445	2745	2575	2745	2800	900	1555
ECOMAX55	1100	2010	1285	130	670	250	1445	2745	2575	2745	2800	900	1555
ECOMAX60	1100	2010	1285	130	670	250	1445	2745	2575	2745	2800	900	1555
ECOMAX70	1250	2365	1480	135	825	290	1645	3255	2985	3455	3015	1000	1800
ECOMAX80	1250	2365	1480	135	825	290	1645	3255	2985	3455	3015	1000	1800
ECOMAX90	1350	2640	1530	95	830	325	1695	3530	3260	3730	3290	1110	2045
ECOMAX100	1350	2640	1530	95	830	325	1695	3530	3260	3730	3290	1110	2045
ECOMAX110	1400	2845	1585	95	855	330	1750	4435	3555	4345	3595	1210	2250
ECOMAX120	1400	2845	1585	95	855	330	1750	4435	3555	4345	3595	1210	2250

Теплогенератор	Подключения по воде			Присоединение дымохода D, мм	Масса котла, кг
	T1/T2 DN	T3 Ø	T4 Ø		
1	2	3	4	5	6
ECOMAX6	50	1»1"	¼»	180	247
ECOMAX7	50	1»1"	¼»	180	247
ECOMAX9	50	1»1/4·1"1/4	¼»	200	304
ECOMAX10	50	1»1/4·1"1/4	¼»	200	304
ECOMAX12	65	1»1/4·1"1/4	¼»	200	304
ECOMAX14	65	1»1/4·1"1/4	¼»	200	304
ECOMAX17	65	1»1/2·1"1/4	¼»	220	491
ECOMAX21	65	1»1/2·1"1/4	¼»	220	491
ECOMAX25	80	2»2"	¼»	250	653
ECOMAX30	80	2»2"	¼»	250	653
ECOMAX33	80	2»2"	¼»	250	653
ECOMAX36	80	2"	1/4"	250	653
ECOMAX40	80	2"	1/4"	250	653
ECOMAX45	80	DN50	1/4"	300	905
ECOMAX50	100	DN50	1/4"	350	1123
ECOMAX55	100	DN50	1/4"	350	1123
ECOMAX60	100	DN50	1/4"	350	1123
ECOMAX70	100	DN65	1"1/4	350	1310
ECOMAX80	100	DN65	1"1/4	350	1310
ECOMAX90	125	DN80	1"1/4	400	1810
ECOMAX100	125	ON80	1"1/4	400	1810
ECOMAX110	125	DN80	1"1/4	450	2060
ECOMAX120	125	DN80	1"1/4	450	2060

Корпус котла и бойлера имеет целостную термоизоляцию облегченного типа. Дверца топки изолирована формованной фибро-керамикой.

После окончания каждого простоя горелки установленный на котле термостат минимума температуры обеспечивает быстрый выход на режим в течение 30 с.

Для подготовки воды на горячее водоснабжение в нижней части котла имеется емкостный бойлер большой емкости. Поверхность бойлера покрыта эмалью увеличенной толщины, что позволяет повысить интенсивность теплообмена. Теплообменным элементом бойлера является съемный змеевик из луженой медной трубки большого диаметра. Змеевик гальванически изолирован.

Потери теплоты через газоход предупреждаются путем автоматического закрывания воздушной заслонки.

Существует три варианта выполнения котлов: «Серена», «Серена Дуофлам» и «Серена Дуофлам Электроник». «Серена Дуофлам» и «Серена Дуофлам Электроник», в отличие от котлов «Серена», отличаются возможностью работы на двух режимах мощности (см. выше). Котлы «Серена Дуофлам Электроник» дополнительно оборудованы автоматическим терморегулятором, позволяющим изменять температуру подогрева воды в зависимости от температуры наружного воздуха, микропроцессорным программированием поддержания температуры по двум каналам – отопление и горячее водоснабжение и управление режимами работы горелки, бойлера и циркуляционного насоса, работой антиконденсационного насоса и клапана-смесителя насоса контура подмешивания. Кроме того, для этой модификации котлов возможна цифровая индикация: недельной программы (два канала), температуры воды в котле, температуры наружного воздуха, температуры воды в бойлере, температуры контура клапана-смесителя (если он установлен), температуры обратной воды перед входом в котел, режимов работы горелки, насоса и клапана-смесителя (если они установлены).

Котел поставляется в полностью смонтированном виде. В табл. 4.50 показаны примеры монтажа котлов «Серена», в табл. 4.51 даны технические характеристики различных модификаций котлов.

Таблица 4.50

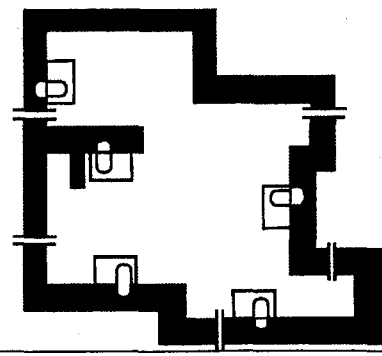
Примеры монтажа котлов «Серена»

ОБЫЧНЫЙ ВАРИАНТ

Отвод продуктов сгорания в дымоход и воздухозабор из помещения.

ГЕРМЕТИЧНАЯ ТОПКА

Этот вариант более предпочтителен, чем вариант №1, так как является более экологичным. Камера сгорания герметична, так как закрыта и не может ни в коем случае выбрасывать продукты сгорания в помещение.

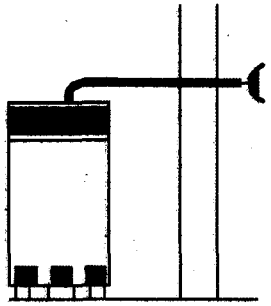


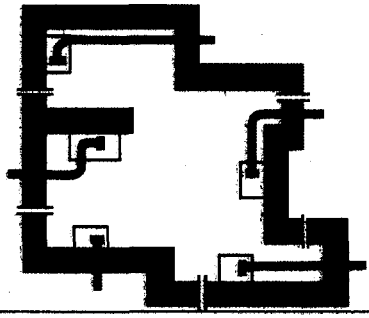
Продолжение таблицы 4.50

ОСОБЫЙ ВАРИАНТ №1

Отвод продуктов сгорания напрямую в атмосферу и воздухазабор из помещения.
ГЕРМЕТИЧНАЯ ТОПКА

Камера сгорания герметична, так как закрыта и не может ни в коем случае выбрасывать продукты сгорания в помещение.





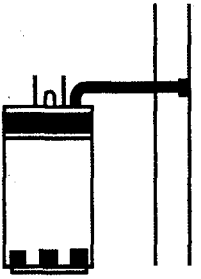
Отсутствие дымохода.

Продолжение таблицы 4.50

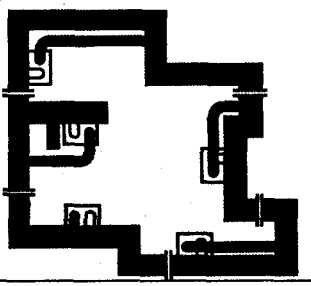
ОСОБЫЙ ВАРИАНТ №2

Отвод продуктов сгорания в дымоход и воздухозабор извне (система SNORKEL).
ГЕРМЕТИЧНОЕ СЖИГАНИЕ

Этот вариант более предпочтителен, чем вариант №3, так как является более экологичным.

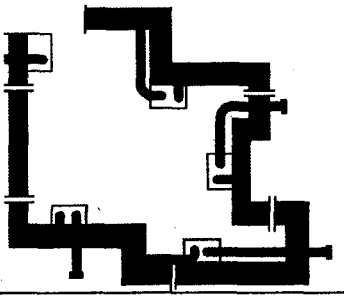


Недостаточная вентиляция.



ОСОБЫЙ ВАРИАНТ №3

Отвод продуктов сгорания напрямую в атмосферу и воздухозабор из помещения (система SNORKEL).
ГЕРМЕТИЧНОЕ СЖИГАНИЕ



Отсутствие дымохода и недостаточная вентиляция.

Котлы «Линда». Настенные стальные газовые котлы варьируемой тепловой мощности с электронным контролем, с открытой и герметичной камерой сгорания. Котел выполняется в двух вариантах: «Линда САИ» работает при естественной тяге, оснащен горелкой атмосферного типа; «Линда CS» работает с принудительной тягой, создаваемой вентилятором высокого давления. Обе модификации имеют электронное зажигание и оснащены ионизационным датчиком пламени.

Таблица 4.51

Технические характеристики котлов «Серена»

Серена; Серена Дуофлам; Серена Дуофлам Электроник		1	2	3	4	5
Тепловая мощность						
Мощность факела	КВт max	21	26	31	42	53
	кВт min	10,6	13	16	21	27
	ккал/ч max	18.060	22.360	26.660	36.120	45.580
	ккал/ч min	9.11	11.180	13.760	18.060	23.220
Полезная факела	КВт max	23,2	28,8	34,3	46,5	58.5
	кВт min	11,6	14,2	17,5	23	29.3
	ккал/ч max	19.952	24.725	29.498	39.947	50.310
	ккал/ч min	9.976	12.212	15.050	19.780	25.198
КПД	%	90,5	90,2	90,3	90,3	90,6
Выбросы оксидов азота (NO_X) 3% O_2 в газах						
Газ	ppm	< 55	< 55	< 55	< 55	< 55
Дизтопливо	ppm	< 100	< 100	<100	<100	< 100
Емкость расширительного бачка	литры	10	12	12	18	–
Предвар. давление в расширит. бачке	бар	1,5	1,5	1,5	1,5	–
Емкость котла	литры	18	22	22	32	36
Емкость бойлера	литры	65	85	85	100	150
Макс. давление в котле	бар	4	4	4	4	4
Макс. давление в бойлере	бар	6	6	6	6	6
Регулировка аварийного клапана котла	бар	3	3	3	3	3
Регулировка аварийного клапана бойлера	бар	6	6	6	6	6
Приготовление гор. воды ($\Delta T = 30°C$)	л/мин	10	12	14,5	16	20
Приготовление гор. воды($\Delta T = 30°C$)	л/ч	600	720	870	960	1200
Масса						
Масса котла с бойлером	кг	144	174	174	209	238
Масса котла без бойлера	кг	105	116	116	140	159
Расход топлива						
Расход природного газа при н.у.	$м^3$/ч	2,32	2,88	3,44	4,66	5,87
Расход сжиженного газа при н.у.	$м^3$/ч	0,88	1,1	1,3	1,77	2,23
Давление природного газа	мбар	20	20	20	20	20
Давление сжиженного газа	кг	105	116	116	140	159
Номинальное напряжение питания В 220–230 Гц 50 однофазное						

Основные общие характеристики, определяющие работу котлов этой марки:

- двухступенчатая горелка;
- управление работой котла от электронной платы низкого напряжения (24V);
- регулируемая мощность системы отопления; автоматический байпас;
- паяный пластинчатый теплообменник для целей горячего водоснабжения из нержавеющей стали с системой защиты от накипи (модель «Линда CPR»);
- емкостный бойлер объемом 45 л (модель «Линда CPA»);
- автоматическая диагностика со светодиодной индикацией;
- раздельные системы воздухозабора и удаления дымовых газов (модель «Линда CS»);
- электронный контроль температуры контуров отопления и горячего водоснабжения;
- степень защиты электрооборудования IP44;
- система предотвращения противотока входящих газов (модель «Линда CA»).

Технические характеристики выпускаемых типоразмеров котлов «Линда» приведены в табл. 4.52.

Таблица 4.52

Технические характеристики котлов «Линда»

МОДЕЛЬ		LINDA 23	LINDA 27
		II2H3+	II2H3+
Максимальная производительность по теплу	кВт	25,60	29,80
Минимальная производительность по теплу	кВт	11,00	12,00
Максимальная полезная тепловая мощность	кВт	23,1	27
Пониженная полезная тепловая мощность	кВт	9,1	10,1
КПД при номинальной производительности	%	90,2	90,6
Номинальный расход, газ метан G20 (15°C, 1013 мбар) сжиженный газ G30–G31	$м^3$/ч кг/ч	2,72 2,02–2,00	3,16 2,35–2,32
Располагаемый напор (1)	бар	0,24	0,3
Максимальная температура отопления	°C	82	82
Минимальная температура отопления	°C	42	42
Максимальная температура ГВС	°C	56	56
Минимальная температура ГВС	°C	36	36
Количество горячей воды при ΔT = 25°C (модель CPR)	л/мин	12,8	14,8
Количество горячей воды при ΔT = 35°C (модель CPR)	л/мин	9,1	10,8
Минимальный расход горячей воды	л/мин	2,6	2,6
Максимальное давление в контуре ГВС	бар	6	6
Минимальное давление в контуре ГВС	бар	0,2	0,2
Объем расширительного бачка	л	7	7
Максимальное давление в контуре отопления	бар	3	3
Номинальное давление газа метана (G20) Номинальное давление сжиженного газа (G3O–G31)	мбар мбар	20 30–37	20 30–37
Напряжение/частота энергоснабжения	В/Гц	230/50	230/50
Номинальная электрическая мощность	Вт	100	130
Степень защиты электрооборудования	IP	44	44

(1) – данные при расходе 1000 л/ч

Котлы «Дези». Настенные стальные газовые котлы с открытой камерой сгорания и естественной тягой. Котлы этой серии выпускаются двух модификаций: «Дези 23 SP» (только для целей отопления) и «Дези 23 CPR» (как для отопления, так и для горячего водоснабжения).

Общие технические характеристики для обеих модификаций этого типа котлов:

- тепловая мощность регулируется в диапазоне от 8000 до 20000 ккал/ч;
- пьезоэлектрическое зажигание;
- плавная регулировка на двух режимах мощности с помощью термостатов;
- автоматический трехходовой клапан и термостат температуры дымовых газов.

Кроме того, котлы модели «Дези 23 CPR» оснащены средствами контроля за температурой воды для горячего водоснабжения и отопления с помощью термостатов. В котлах этой модели горячая вода приготавливается в проточном теплообменнике из сварной и паяной нержавеющей стали.

Технические характеристики котлов этой марки приведены в табл. 4.53.

Таблица 4.53

Технические характеристики котлов «Дези»

МОДЕЛЬ		DESY 23 SP	DESY 23 CPR
Максимальная производительность по теплу	кВт	25,60	25,60
Минимальная производительность по теплу	кВт	11,00	11,00
Максимальная полезная тепловая мощность	кВт	23,1	23,1
Пониженная полезная тепловая мощность	кВт	9,2	9,2
КПД при номинальной производительности	%	90,2	90,2
Максимальная температура отопления	°С	82	82
Максимальное давление в контуре отопления	бар	3	3
Максимальное давление в контуре ГВС	бар	–	0.2
Минимальное давление в контуре ГВС	бар	–	6
Количество горячей воды при ΔТ= 25° С (модель CPR)	л/мин	–	12,8
Количество горячей воды при ΔТ= 35° С (модель CPR)	л/мин	–	9,1
Минимальное количество горячей воды	л/мин	–	2,6
Объем расширительного бачка	л	7	7
Напряжение/частота энергоснабжения	В/Гц	230/50	230/50
Номинальная электрическая мощность	Вт	200	200
Номинальное давление газа метана (G20)	мбар	20	20
Номинальное давление сжиженного газа (G30–G31)	мбар	30–37	30–37
Соединения			
Подающий/обратный трубопроводы отопления	Ø	3/4"	3/4"
Газопровод	Ø	3/4"	3/4"
Выход горячей воды	Ø	–	1/2"
Вход холодной воды	Ø	–	1/2"
Дымоход	Ø мм	130	130
Максимальная производительность по теплу	кВт	25,60	25,60

Котлы «Компакт». Автоматические напольные стальные теплогенераторы на дизельном топливе; характеризуются бесшумностью работы. Теплообменные поверхности в виде жаровых труб. Котлы предназначены для отопления и горячего водоснабжения. Основные характеристики котлов этой серии:

- корпус котла выполнен из специальной стали высокого качества, что обеспечивает надежность их работы;
- жаровые трубы снабжены спиральными турбуляторами для обеспечения высокой эффективности теплообмена;
- отвод продуктов сгорания осуществляется от задней стенки котла;
- корпус котла полностью покрыт плотным изоляционным материалом для сведения к минимуму потерь теплоты;
- малая водяная емкость позволяет быстро набрать оптимальную температуру воды на бытовые нужды.

Выпускаются три модификации котлов этой марки: 20SP, 24SP, 24 CPR. Обозначения:

SP – без приготовления горячей воды;

CP – с приготовлением горячей воды (емкостный скоростной теплообменик).

Таблица 4.54

Основные технические характеристики котлов «Компакт» (Ecoflam)

COMPACT/КОМПАКТ		20 SP	24 SP	24CPR
Мощность факела	ккал/ч	22.446	27.090	27.090
	кВт	26,1	31,5	31,5
Полезная мощность	ккал/ч	20.210	24.080	24.080
	кВт	23,5	28	28
Циркуляционный насос	–	DAV VA55 | 130	DAV VA55 | 13O	DAV VA55 | 130
Емкость котла	литры	34	34	36
Приготовление гор. воды (ΔT = 30°C)	л/мин	–	–	13,3
Емкость расширительного бачка	литры	8	8	8
Максимальное рабочее давление котла	бар	3	3	3
Масса	кг	95	95	99
Питание	В/Гц	230/50	230/50	230/50

Котлы «Примакс GA-GA/R». Автоматические чугунные напольные теплогенераторы, работающие на газовом топливе (природный или сжиженный газ). Выпускаются шесть типоразмеров котлов этой марки тепловой мощностью от 18 до 63 кВт (см. табл. 4.55). Котлы оснащены атмосферной горелкой для отопления, характеризуются низким уровнем шума при эксплуатации. Каждый из шести типоразмеров котла может выпускаться в одной из двух модификаций – только для отопления («Примакс GA») с циркуляционным насосом и расширительным баком («Примакс GA/R»).

«Примакс GA» в зависимости от мощности состоит из 3–8 элементов. «Примакс GA/R» – из 3–4 элементов.

Таблица 4.55

Технические данные котлов «PRIMAX GA»

PRIMAX GA-GA/R		3	4	5	6	7	8
Топочная мощность	кВт	20,2	29,4	40,2	49,8	60,1	70,7
Полезная мощность	кВт	18	29,4	40,2	49,8	60,1	70,7
Расширительный бачок	л	10*	10*	–	–	–	–
Объем воды	л	8	10	12	14	16	18
Макс. рабочее давление	бар	4	4	4	4	4	4
Масса	кг	84/90*	104/110*	128	148	176	196
Стоимость модели GA	долл. США	1150	1250	1500	1550	1700	1800
Стоимость модели GA/R	долл. США	1500	1650	–	–	–	–

* Модели GA/R

Котлы «Примакс GL/R–GL/CPR». Автоматические чугунные напольные теплогенераторы на дизельном топливе; выпускаются двух типоразмеров по тепловой мощности (см. табл. 4.56)

Таблица 4.56

Технические данные котлов «PRIMAX GL»

PRIM AX GUR – GUCPR		OL/R3	GL/CPR3	QL/R4	GL/CPR4
Топочная мощность	ккал	22.290		31.990	
	кВатт	26,7		37,2	
Полезная мощность	ккал	20.290		28.550	
	кВт	23,6		33,2	
Количество элементов	–	3		4	
Расширительный бачок	л	8		10	
Объем воды	л	15,5		18,4	
Потребляемая мощность	Вт	85		85	
Макс. рабочее давление	бар	4		4	
Транспортировочная масса	кг	128	137	148	157
Производительность ГВС(Δt=30°C)	л/мин	–	11,2	–	15,5
Минимальное давление воды	бар	–	0,2	–	0,2
Минимальный расход гор. воды	л/мин	–	2,2	–	2,2
Стоимость	долл. США	1800	2300	2000	2600

Чугунные котлы серии «Примакс» имеют трехходовую схему движения дымовых газов, что обеспечивает их высокую энергетическую эффективность. Несмотря на небольшие габаритные размеры, конструкция элементов котла обеспечивает оптимальное сгорание и высокий коэффициент

полезного действия. Внутренняя поверхность каждого элемента имеет оребрение, интенсифицирующее теплообмен. Модель «Примакс GL/R» – это теплогенератор с дизельной горелкой, циркуляционным насосом и расширительным бачком, который предназначается для отопления. Котлы «Примакс GL/CPR» с дизельной горелкой применяются для отопления и горячего водоснабжения. Они так же, как и «Примакс GL/R», оборудованы расширительным бачком и циркуляционным насосом.

Котлы имеют низкий уровень шума при эксплуатации.

Конденсационные котлы «Bluette». Технологический прогресс является постоянной движущей силой исследований, которые ведутся в лабораториях компании «Ecoflam».

Фирма «Bluette» предлагает конденсационные котлы «Bluette 107» серий CPR и SP/A последнего поколения с повышенным КПД за счет использования скрытой теплоты испарения водяных паров дымовых газов (см. табл. 4.57), а также напольные отопительные конденсационные модули «Bluette Multicondens» из трех или четырех котлов «Bluette» с газовыми горелками предварительного смешивания топлива с воздухом – табл. 4.58.

Таблица 4.57

Технические характеристики и габаритные размеры

		CPR	SP/A
Максимальная полезная площадь Q_{max} (80°/60°C)	кВт	28,0	28,0
Минимальная полезная площадь Q_{min} (80°/60°C)	кВт	5,6	5,6
Максимальная полезная мощность (50°/30°C)	кВт	29,7	29,7
Минимальная полезная мощность (50°/30°C)	кВт	6,1	6,1
Максимальная теплопроизводительность	кВт	28,7	28,7
Минимальная теплопроизводительность	кВт	5,7	5,7
КПД при $Q = Q_{max}$ (80°/60°C)	%	97,6	97,6
КПД при $Q = Q_{max}$ (50°/30°C)	%	103,5	103,5
КПД при $Q = 30\%\ Q_{max}$ ($T_{средн.} = 50°C$)	%	107,0	107,0
КПД при Q_{min} (80°/60°C)	%	98,2	98,2
КПД при Q_{min} (50°/30°C)	%	107,0	107,0
Потери в дымоходе при работающей горелке	%	2,1	2,1
Потери в дымоходе при выключенной горелке	%	< 0,1	< 0,1
Потери на кожух	%	0,3	0,3
Температура дымовых газов	°C	73,0	73,0
% CO_2 в сухих дымовых газах (метан)	об.%	9,8	9,8
% CO_2 в сухих дымовых газах (сжиж. газ)	об.%	11,5	11,5
Класс по содержанию NO_x (EN 483)	Cl.	5	5
КПД сгорания	%	97,9	97,9
Массовый расход дымовых газов при номинальной мощности	кг/час	43,5	43,5
Остаточный напор дымоудаления	Па	73	73
Расход метана (15°C, 1013 мбар)	$м^3$/час	3,0	3,0
Расход сжиженного газа (15°C, 1013 мбар)	$м^3$/час	1,17	1,17
Максимальный выход конденсата	л/час	2,4	2,4
Объем воды в котле	л	2,4	2,4
Располагаемый напор ($\Delta P = 20°C$)	кПа	28	28

Продолжение таблицы 4.57

Максимальное рабочее давление	бар	3	3
Объем расширительного бака	л	10	10
Давление инертного газа в расширительном баке	бар	1	1
Минимальный разбор ГВС	л/мин	2,3	2,3
Номинальное давление метана (P_{min} – 13mbar)	мбар	20	20
Номинальное давление сжиженного газа	мбар	30	30
Максимальная температура в контуре отопления	°C	90	90
Минимальная температура в контуре отопления	°C	20	20
Удельный расход ГВС ($\Delta t = 30°C$)	л/мин	13,4	–
Максимальное давление в контуре ГВС	бар	8	–
Максимальная температура в контуре ГВС	°C	60	–
Минимальная температура в контуре ГВС	°C	30	–
Электропитание	В/Гц	230/50	230/50
Максимальная потребляемая электрическая мощность	Вт	130	130
Класс защиты электрооборудования		IPX4D	IPX4D
Вес	кг	57,5	57,5
Габаритные размеры (ширина × высота × глубина)	мм	465×890×365	465×890×365
Уровень шума на расстоянии 1м при номинальной мощности	dB (A)	41,8	41,8

Таблица 4.58

Технические характеристики и габаритные размеры

BLUETTE MULTICONDENS				Модели 75	Модели 100
Полезная тепловая мощность	80°/60°C	ном.	кВт	84,4	112,5
			ккал/ч	72.580	96.750
		мин.	кВт	12,5	12,4
			ккал/ч	10.750	10.660
	50°/30°C	ном.	кВт	89,5	119,5
			ккал/ч	76.970	102.770
		мин.	кВт	13,6	13,6
			ккал/ч	11.700	11.700
	40°/30°C	ном.	кВт	90,5	120,5
			ккал/ч	77.830	103.630
		мин.	кВт	13,8	13,8
			ккал/ч	11.870	11.870
Теплопроизводительность		ном.	кВт	87	115,7
			ккал/ч	74.820	99.500
		мин.	кВт	13,0	13,0
			ккал/ч	11.180	11.180
Максимальная рабочая температура			°C	95	95
Мах. рабочее давление в отопительном контуре			бар	4	4
Объем воды в котле			л	24,0	31,4
Номинальный расход метана			$Нм^3$/час	9,2	12,24
Номинальный расход сжиженного газа			$Нм^3$/час	2,66	3,55

Продолжение таблицы 4.58

Выбросы окисей азота (NOx) (при 0% O_2 в дымовых газах) (средневзвешенное значение)*		ppm	< 31	< 31
		мг/кВт'ч	< 53	< 53
Выбросы окисей азота (NOx)		класс	5	5
CO_2	метан	об. %	9,4	9,4
	сжиж. газ		**	**
Остаточный напор дымовых газов		Па	70	65
Максимальная электрическая мощность		Вт	420	560
Вес котла без воды		кг	280	360
Электропитание		В/Гц	230/50	230/50
Давление газа	метан (G20)	мбар	20	20
	бутан (G30)	мбар	30	30
	пропан (G31)	мбар	30	30
Категория оборудования.			II 2H3B/P	II 2H3B/P
Тип агрегата			B23	B23
Класс защиты электрооборудования			IPX4D	IPX4D

* при сгорании природного газа;

** зависит от типа смеси сжиженного газа.

Изделия фирмы «Фриске» (Франция)

Котлы «Gasliner». Выпускаются в одноконтурном и двухконтурном исполнении и имеют тепловую мощность 23 кВт.

Котлы «Hydromotrix». Выпускаются также в одно- и двухконтурном исполнении и имеют два типоразмера по тепловой мощности:

- Hydromotrix 32 – 32 кВт;
- Hydromotrix 45 – 45 кВт.

Изделия фирмы «Körting AG» (Германия)

Котлы марки КЕ. Низкотемпературные водогрейные котлы для отопления и горячего водоснабжения жилой зоны; тепловая мощность семи выпускаемых типоразмеров котлов – от 14 до 44 кВт/с .

Котлы имеют камеру холодного предварительного сгорания, чем достигается снижение выбросов оксидов азота в дымовых газах котлов. Длительная безопасная эксплуатация горелки обеспечивается благодаря электронному регулятору режима работы котла. Котлы могут работать на газовом или жидком топливе. Для работы на жидком топливе котлы серийно оборудованы запорным устройством для жидкотопливных форсунок JET LESS, что позволяет избежать выделения вредных веществ в воздух помещения, где установлены котлы. Основные характеристики данного типа котлов приведены в табл. 4.59.

Таблица 4.59

Технические характеристики котлов фирмы «Körting AG»

Наименование показателя	Тип котла				
	KE 22E UNI-JET	KE 33E UNI-JET	KE 44E UNI-JET	KE 22G UNI-JET	KE 33G UNI-JET
Мощность, кВт	14–22	20–33	34–44	14–22	20–33
Вид топлива	жидкое	жидкое	жидкое	газ	газ
Расход топлива - жидкого, кг/ч - газа, $м^3$/ч	1,5–2,3	2,1–4,2	3,8–46	2.3–2,7	3,4–3,9
Обогреваемая площадь, $м^2$	140–220	200–330	340–440	140–220	200–330
Наименование показателя	Тип котла				
	KE 44G UNI-JET	KE 18N UNI-GAS	KE 22N UNI-GAS	KE 26N UNI-GAS	KE 30N UNI-GAS
Мощность, кВт	34–44	18	22	26	30
Вид топлива	газ	газ	газ	газ	газ
Расход топлива - жидкого, кг/ч - газа, $м^3$/ч	– 4,6–5,4	– 2,1	– 2,7	– 3,1	– 3,9
Обогреваемая площадь, $м^2$	340–440	до 180	до 220	до 260	до 300
Мощность, кВт	KE 44G UNI-JET	KE 18N UNI-GAS	KE 22N UNI-GAS	KE 26N UNI-GAS	KE 30N UNI-GAS

Изделия фирмы « SCHÄFER Heiztechnik GmbH»

Котлы марки «Domomax N». Жидкотопливный или газовый котел для диапазона температур от 55 до 90°С. Котел имеет обратную камеру сгорания и трехходовую схему потока газов сгорания. Он снабжен дополнительным теплообменником с подвижными регуляторами. Нагрев регулируется термостатом. Работает как при низких, так и при достаточно высоких температурах наружного воздуха. Конструкция камеры сгорания позволяет свести к минимуму содержание вредных выбросов в дымовых газах котлов. Оптимальный теплообмен достигается на всей поверхности камеры сгорания. Система управления этого котла – двухконтурная система регулирования горелкой типа Domotronic OEX3 в зависимости от температуры наружного воздуха. Основные характеристики котлов данного типа представлены в табл. 4.60.

Таблица 4.60

Технические данные по котлам «Domomax N»

Наименование показателя	Типоразмер котла «Domomax N»			
	78	100	127	163
Тепловая мощность, кВт	55–78	70–100	90–127	120–163
Размеры, мм: - длина - ширина - высота	 980 810 1227	 1140 810 1227	 1370 810 1227	 1400 810 1227
Масса (без воды), кг	275	310	340	375

Изделия фирмы «Vaillant»

Фирмой выпускаются двухступенчатые газовые котлы тепловой мощностью до 156 кВт для отопления и горячего водоснабжения жилых и промышленных объектов.

Для небольших индивидуальных домов и квартир применяются котлы VK 6 PREMIUM в диапазоне мощности от 16 до 47 кВт. Для большей потребной тепловой мощности или для промышленных объектов используются газовые двухступенчатые котлы VK 7 PREMIUM тепловой мощностью от 60 до 156 кВт. Котлы могут быть оснащены емкостными водонагревателями одной из девяти моделей VIH емкостью от 120 до 500 литров и регуляторами отопления. Последние позволяют воздействовать на вырабатываемую тепловую мощность котла в зависимости от наружной температуры воздуха и осуществлять режим эксплуатации со скользящей температурой воды в котле.

Котлы оборудованы двухступенчатыми атмосферными инжекционными газовыми горелками, изготовленными из легированной стали с охлаждающими керамическими стержнями. При использовании двухступенчатой техники частота включений/выключений горелки в течение отопительного периода сокращается примерно на 70%. Это увеличивает срок эксплуатации котла и снижает общий валовый выброс дымовых газов в атмосферу. Специальная конструкция горелки позволяет поддерживать низкий уровень выбросов вредных веществ в атмосферу в расчете на единицу вырабатываемой тепловой мощности (для котлов VK 6 PREMIUM: $NO_x \leq 60$ мг/(кВт·ч), для котлов VK 7 PREMIUM: $NO_x \leq 100$ мг/(кВт·ч)). Котлы этой фирмы отмечены немецким знаком «Голубой ангел», свидетельствующем об удовлетворении соответствующих норм по защите окружающей среды для источников теплоснабжения тепловой мощностью до 70 кВт.

Нормированный коэффициент использования котлов VK 6 PREMIUM равен 94%, для котлов VK 7 PREMIUM – 92%.

Нормированный коэффициент использования – величина, используемая независимыми тестирующими институтами и организациями в Германии в соответствии с нормами оценки энергоэффективности источников теплоты. Его величина численно равна среднему из пяти измеренных значений КПД при работе в диапазоне от 13 до 63% номинальной тепловой мощности, что имеет место в течение большей части отопительного периода. Он позволяет сопоставлять друг с другом потребление энергии различных источников теплоты, вне зависимости от вида энергии и отопительной техники, по отношению к реальному режиму эксплуатации.

Котел надежен в работе даже при низких значениях давления газа на входе за счет применения ионизационного принципа контроля за наличием пламени. Отсутствие вентилятора и каких-либо движущихся частей обусловливает минимальный расход потребляемой при эксплуатации котла электроэнергии. Секционный теплообменный блок выполнен из коррозионностойкого чугуна. Все электрические соединения между внутренними и внешними компонентами котла выполняются при помощи штекерных со-

единений (система PRO E), что значительно облегчает монтаж. Корпус котла имеет тепловую изоляцию и окрашен порошковым способом. Технические данные и размеры VK 6 PREMIUM приведены в табл. 4.61; для котлов VK 7 PPEMIUM – в табл. 4.62. Фирмой Vaillant выпускаются также котлы настенные газовые мощностью от 11 до 28 кВт, одно- и двухконтурные **Turbomax** и **Thermomax** для квартир и коттеджей, котлы на жидком топливе мощностью от 22 до 191 кВт **(VKO/GP)** и газовые котлы мощностью от 6 до 312 кВт **(VK/VKM).**

Таблица 4.61

Технические данные котлов VK 6 PREMIUM

VK 6 Premium		16/6-2 XE	21/6-2 XE	26/6-2 XE	31/6-2 XE	36/6-2 XE	42/6-2 XE	47/6-2 XE
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Номинальная полезная тепл. мощность 2-х ступеней	кВт	15,8	21,2	26,6	31,7	37,0	42,4	47,7
Номинальная тепловая нагрузка на 2-х ступенях	кВт	17,4	23,2	29,0	34,8	40,6	46,4	52,2
Номинальная полезная тепл. мощность 1-ступени	кВт	8,6	11,6	14,6	17,4	20,1	23,3	26,3
Номинальная тепловая нагрузка на 1-ступени	кВт	9,6	12,8	16,0	19,1	22,3	25,5	28,7
Количество секций	шт.	–	5	6	7	8	9	10
Необходимая тяга в дымоходе при								
работе на 2-й ступени	мбар	2,0	3,0	3,0	3,0	3,5	3,5	4,0
работе на 1-й ступени	мбар	2,0	2,0	2,0	2,5	2,5	2,5	2,5
Температура отходящих газов при								
работе на 2-й ступени	°C	96	104	104	104	104	118	123
работе на 1-й ступени	°C	64	65	65	65	65	71	75
Массовый поток отходящих газов при								
работе на 2-й ступени, кг/ч	кг/ч	54	62	78	93	109	118	123
работе на 1-й ступени кг/ч	кг/ч	45	53	66	79	92	112	99
Содержание CO_2 при								
работе на 2-й ступени	%	4,6	5,4	5,4	5,4	5,4	5,7	6,2
работе на 1-й ступени	%	3,0	3,4	3,4	3,4	3,4	3,2	4,1
Потери давления через котел при								
$\Delta T = 20°C$	мбар	2,1	4,3	9,3	17,4	25,6	31,2	39,8
$\Delta T = 10°C$	мбар	11,3	22,0	39,1	70,2	102,3	122,5	159,1

Продолжение таблицы 4.61

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Максимальное допус. избыточное давление	бар	3	3	3	3	3	3	3
Температура в подающей линии котла	°С	35–83	35–83	35–83	35–83	35–83	35–83	35–83
Нормированный коэффициент использования*	%	93,0	93,1	93,6	93,7	93,9	94,0	94,4
Параметры подключения:								
Расход природного, газа, $Q_н^р = 9,5$ Вт·ч/м^3	кг/ч	1,83	2,44	3,05	3,66	4,27	4,88	5,50
Природный газ, давление	мбар	20–25	20–25	20–25	20–25	20–25	20–25	20–25
Параметры электросети	В/Гц	230/50	230/50	230/50	230/50	230/50	230/50	230/50
Потребляемая электрическая мощность	Вт	<25	<25	<25	<25	<25	<25	<25
Падающая и обратная линия	диаметр	1"	1"	1"	1"	1"	1"	1"
Подключение газа	диаметр	3/4"	3/4"	3/4"	3/4"	3/4"	3/4"	3/4"
Подключение дымохода, диаметр	мм	110	130	130	150	150	160	160
Высота	мм	850	850	850	850	850	850	850
Ширина	мм	510	550	615	680	745	810	875
Глубина	мм	774	774	774	774	774	774	774
Собственная масса	кг	98	112	126	142	155	169	182
Масса воды в котле	кг	7	8	9	10	11	12	13
Эксплуатационная масса	кг	105	120	135	152	166	181	195

Примечание. * Нормированный коэффициент использования – среднее из 5-ти измеренных значений КПД при работе в диапазоне мощности от 13% до 63% от номинальной теплопроизводительности, что имеет место в течение большей части отопительного сезона. VK…/6-2XE; X – датчик тяги, E – природный газ.

Таблица 4.62

Технические данные котлов VK 7 PREMIUM

VK 6 Premium		60/7-2E	72/7-2E	84/7-2E	96/7-2E	108/7-2E	120/7-2E	132/7-2E	144/7-2E	156/7-2E
Номинальная полезная тепл. мощность 2-х ступеней	кВт	59,5	71,0	83,0	95,0	106,5	118,5	130,5	142,0	154,0
Номинальная тепловая нагрузка на 2-х ступенях	кВт	65	78	91	104	117	130	143	156	169
Номинальная полезная тепл. мощность 1-ступени	кВт	35,6	42,7	49,8	56,8	64,0	71,2	78,2	85,3	92,5

Продолжение таблицы 4.62

VK 6 Premium		60/7-2E	72/7-2E	84/7-2E	96/7-2E	108/7-2E	120/7-2E	132/7-2E	144/7-2E	156/7-2E
Номинальная тепловая нагрузка на 1-ступени	кВт	39,0	46,8	54,6	62,4	70,2	78,0	85,8	93,6	101,4
Количество секций	–	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Необходимая тяга в дымоходе при работе на										
2-й ступени	мбар	2–3	2–3	2–3	2–3	2–3	2–3	2–3	2–3	2–3
1-й ступени	мбар	2–3	2–3	2–3	2–3	2–3	2–3	2–3	2–3	2–3
Температура отходящих газов при работе на										
2-й ступени	°C	110	110	110	110	110	110	110	110	110
1-й ступени	°C	83 (74)*	83 (74)*	83 (74)*	83 (74)*	83 (74)*	83 (74)*	83 (74)*	83 (74)*	83 (74)*
Массовый поток отходящих газов при работе на										
2-й ступени	кг/ч	163	195	223	261	293	326	358	391	423
1-й ступени	кг/ч	132	159	185	211	238	264	291	317	344
Содержание CO_2 при работе на	%	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
2-й ступени		4	4	4	4	4	4	4	4	4
1-й ступени	%	(4,2)*	(4,2)*	(4,2)*	(4,2)*	(4,2)*	(4,2)*	(4,2)*	(4,2)*	(4,2)*
Потери давления через котел при	мбар	5,9	8,4	11,5	15,1	18,9	23,4	28,4	33,7	39,6
$\Delta t = 20°C$	мбар	23,6	33,7	46,0	60,3	75,6	93,8	113,7	134,7	158,4
$\Delta t = 10°C$										
Максимальное допус. избыточное давление	бар	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Температура в подающей линии котла	°C				35–83	35–83	35–83	35–83	35–83	35–83
Нормированный коэффициент использования**	%	92,3	92,2	92,2	92,2	92,2	92,1	92,0	92,0	91,9
Параметры подключения:										
Расход природного газа, Q^P_H=9,5 кВт·ч/м^3	кг/ч	5,1	6,1	7,1	8,1	9,1	10,2	11,2	12,2	13,2
Параметры электросети	В/Гц	230/50	230/50	230/50	230/50	230/50	230/50	230/50	230/50	230/50
Потребляемая электрич. мощность	Вт	50	50	50	50	50	50	50	50	50

Продолжение таблицы 4.62

VK 6 Premium		60/7-2E	72/7-2E	84/7-2E	96/7-2E	108/7-2E	120/7-2E	132/7-2E	144/7-2E	156/7-2E
Подающая и обратная линия	диаметр	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"
Подключение газа	диаметр	1"	1"	1"	1"	1"	1"	1"	1"	1"
Подключение дымохода	диаметр, мм	180	200	200	225	225	250	250	300	300
Высота	мм	960	960	960	960	960	960	960	960	960
Ширина	мм	830	930	1030	1130	1230	1330	1430	1530	1630
Глубина	мм	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070
Собственная масса	кг	310	350	390	430	470	510	555	605	655
Масса воды в котле	кг	44	50	56	62	68	74	80	86	92
Эксплуатационная масса	кг	354	400	446	492	538	584	635	691	747

Примечания.

*Цифры в скобках относятся к употреблению прилагающейся дроссельной пластины.

**Нормированный коэффициент использования – среднее из 5-ти измеренных значений КПД при работе в диапазоне мощности от 13% до 63% от номинальной теплолпроизводительности, что имеет место в течение большей части отопительного сезона VK.../6-2XE; X – датчик тяги, E – природный газ.

Изделия фирмы «Viessmann»

Преимущества котлов этой фирмы:

- сгорание топлива происходит с малым образованием вредных примесей благодаря низкой нагрузке камеры сгорания (≤1,2 МВт/м^3) и дополнительное снижение выброса окислов азота достигается благодаря трехходовой схеме движения дымовых газов;

- установка горелок с рециркуляцией дымовых газов обеспечивает чистоту воздушного бассейна района строительства источников теплоснабжения. Для этой цели в котлах устроена перепускная линия для отработанных дымовых газов и установлен соединительный штуцер для наддува этих газов;

- автоматическое управление всеми специфическими устройствами контроля и регулирования котла;

- использование теплоты конденсации в установленном экономайзере из легированной стали.

Котлы «Viessmann». Водогрейный котел высокого давления (до 16 бар) и большой тепловой мощности – до 10 МВт, температура горячей подаваемой в сеть воды – до 185°С. Котлы оборудованы системой автоматики – шкафами управления. Имеют теплообменник уходящих газов с использованием теплоты конденсации (или без использования). Поставляются в

полностью собранном виде. Монтаж котла можно осуществлять с помощью автокрана.

Котлы «Turbomat». Водогрейные котлы низкого давления мощностью 9300 кВт для режимов эксплуатации со скользящей и повышенной температурой котловой воды. Котлы «Turbomat» также оборудованы шкафами управления и экономайзером скрытой теплоты конденсации.

Изделия фирмы «YGNISAG» (Германия)

Котлы «NWPv-R». Низкотемпературные стальные котлы с тройной тягой и обратной камерой сгорания (см. табл. 4.63). Котлы могут комплектоваться газовыми или жидкотопливными горелками фирмы. Допустимые рабочие температуры воды – 120°С. Допустимое избыточное давление – 6 бар.

Таблица 4.63

Основные технические характеристики котлов «NWPy-R»

Типоразмер котла NWPy-R	Показатели				
	тепловая мощность, кВт	длина,мм	ширина,мм	высота, мм	масса, кг
400	400	2085	1022	1321	805
500	500	2198	1068	1369	960
600	600	2433	1196	1498	1230
800	800	2636	1302	1601	1650
1000	1000	2785	1374	1677	1900
1200	1200	2934	1423	1722	2145
1400	1400	3050	1516	1813	3150
1600	1600	3448	1516	1813	3520
1800	1800	3718	1597	1904	4530
2000	2000	3718	1597	1904	4610
2300	2300	3824	1698	2004	5160
2500	2500	3824	1698	2004	5240
2800	2800	3936	1790	2095	5920
3000	3000	3936	1790	2095	6010
3500	3500	4060	1902	2201	6920
3800	3800	4523	1902	2200	7680
4000	4000	4523	1902	2200	7760
4600	4600	4825	2004	2302	8810
5000	5000	4825	2004	2302	8920
6000	6000	4960	2126	2423	10200
7000	7000	5227	2237	2569	11700
8000	8000	5153	2323	2592	12200
9300	9300	5476	2566	2913	13200

Котлы «EMK-NTU». Водогрейные котлы на газовом топливе (см. табл. 4.64). Поставляются в полностью смонтированном виде. Котлы укомплектованы модулирующими газодувными горелками, позволяющими максимально снизить уровень вредных выбросов оксидов азота (57 ppm).

Таблица 4.64

Основные технические характеристики котлов «EMK-NTU»

Показатели	Типоразмер котла «EMK-NTU»					
	195	235	265	315	345	405
Тепловая мощность, кВт	195	235	265	315	345	405
Размеры, мм: длина	2430	2770	2790	3200	3200	3550
ширина	865	935	935	935	935	1120
высота	1175	1250	1250	1265	1265	1450
Масса (без воды), кг	710	915	920	1135	1140	1590

Изделия фирмы «Протерм» (Чехия)

При конструировании котлов этой фирмы используется основные узлы фирм Италии, Франции, Дании, Нидерландов, Германии, специализирующихся на изготовлении подобных агрегатов большими сериями. Так, атмосферные горелки котлов производит фирма Polidoro (Италия), изоляцию котлов выполняют из материала Kerlane (Франция), котлы комплектуются циркуляционными насосами марки Grundfos или WILO (Дания) и дымососами марки EBM (Германия). В качестве теплообменников применяются изделия фирмы Giannoni (Италия), арматура и система автоматического регулирования работы котла изготавливаются в Нидерландах фирмой Honewell и т.д.

Мощность котла может непрерывно изменяться в соответствии с действительной наружной температурой воздуха и реальными тепловыми потерями объекта; при этом температура воды в котле поддерживается постоянной. Ограничены температурные перепады в котле и отопительной системе.

Атмосферная горелка изготовлена из специальной высококачественной стали. Работа котла бесшумная. Система автоматики котла позволяет предохранять его от перегрева, производить оптимальную настройку мощности котла, устранять опасные колебания давлений в трубах, управлять пуском и эксплуатацией отдельных узлов котла (включением и выключением дымососа, проверкой наличия разрежения в вытяжной трубе, подачей газа в горелку, работой запального устройства, предохранением от замерзания элементов котла при его работе в условиях низких температур, контролем тяги дымохода, отключением подачи газа при нарушении нормальной эксплуатации котла). Коэффициент полезного действия котлов этого типа – 92%.

Котлы могут работать в автономном режиме без обслуживающего персонала. Экологические характеристики работы котла подтверждены охранным знаком «Экологически чистое изделие» международной выставки-ярмарки TEPLO OSTRAVA. Выпускаются различные модификации *стальных* котлов этой марки.

Котлы «Протерм 24», «Протерм 12». Газовые котлы настенные для автономного отопления и горячего водоснабжения (во встроенном проточном водонагревателе) квартир, коттеджей и других помещений площадью

до 400 кв. метров. Основные технические характеристики котла приведены в табл. 4.65. Баз зажигается электрической искрой (котел «Протерм KLO») или «вечным пламенем» (котел «Протерм PLO»).

Таблица 4.65

Технические характеристики котлов «Протерм 24», «Протерм 12» с проточным водонагревателем теплой технической воды (ТТВ)

Наименование показателя	Тип котла								
	24 KTV	24 KTO	12 KTO	24 KOV	24 KOO	12 KOO	24 POV	24 POO	12 POO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Приготовление ТТВ	да	нет	нет	да	нет	нет	да	нет	нет
Мощность отопления, кВт	12–24	12–24	6–12	12–24	12–24	6–12	12–24	12–24	6–12
Зажигание	электрическая искра						«вечное пламя»		
Отвод продуктов сжигания:	«Турбо»			в дымоход					
- диаметр воздуховода,мм	100	100	100	–	–	–	–	–	–
- диаметр газохода, мм	60	60	60	135	135	135	135	135	110
Состав продуктов сгорания, мг/м^3									
- CO	80	80	80	60	60	60	60	60	60
- NOx	125	125	125	170	170	170	170	170	170
Максимальное потребление:									
- природный газ, м^3/ч;	2,8	2,8	1,4	2,8	2,8	1,4	2,8	2,8	1,4
- сжиженный газ, кг/ч	2,1	2,1	1,05	2,1	2,1	1,05	2,1	2,1	1,05
Подача ТТВ, кг/мин									
- при ΔT = 25°C	12	–	–	12	–	–	12	–	–
- при ΔT = 35°C	9	–	–	9	–	–	9	–	–
Подключение:									
- технической воды;	G 1/2"	–	–	G 1/2"	–	–	G 1/2"	–	–
- отопительной воды;	G 3/4"								
- газа	G 1/2"								
Электрическое напряжение/ частота, В/Гц	230/50								
Потребляемая мощность, Вт	170	170	170	170	170	170	170	170	170
Электрическая защита	IP 41	IP 41	IP 41	IP 41	IP 41	IP 41	IP 41	IP41	IP 41

Продолжение таблицы 4.65

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Расширительная емкость, объем, л	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Размеры, мм:									
- высота	870	870	870	870	870	870	870	870	870
- ширина	440	440	440	440	440	440	440	440	440
- глубина	380	380	380	380	380	380	380	380	380
Масса (без воды), кг	до 35	до 35	до 35	до 35	до 35	до 35	до 35	до 35	до 35
КПД, %	92	92	92	92	92	92	92	92	92

Выпускаются также котлы марки «Протерм 24» и «Протерм 12» не с проточным, а с емкостным (емкость 30 л) водонагревателем. Для таких котлов технические характеристики приведены в табл. 4.66.

Таблица 4.66

Технические параметры котлов «Протерм KTZ», «Протерм KOZ» с емкостным водонагревателем

Наименование показателя	Тип котла			
	Протерм 24KTZ	Протерм 24 KOZ	Протерм 12KTZ	Протерм 12 KOZ
1	2	3	4	5
Установленная производительность, кВт	24	24	12	12
Способ отвода дымовых газов	«Турбо»	в дым. трубу	«Турбо»	в дым. трубу
Максимальное потребление: - природный газ, $м^3/ч$	2,8	2,8	1,4	1,4
- сжиженный газ, кг/ч	2,1	2,1	1,05	1,05
Давление на входе в котел: - природный газ, кПа	1,8	1,8	1,8	1,8
- сжиженный газ, кПа	3,0	3,0	3,0	3,0
КПД, %	92	92	92	92
Давление на выходе из циркуляц. насоса, кПа	40	40	40	40
Максим. раб. температура отопит. воды, °С	95	95	95	95
Объем закрытой расширительной емкости, л	6	6	6	6
Объем сборника ТТВ, л	30	30	30	30
Макс. давление на выходе технич. воды, кПа	600	600	600	600
Макс. статическое давление котла, кПа	250	250	250	250
Макс. давление на выходе технич. воды, кПа	20	20	20	20

Продолжение таблицы 4.66

1	2	3	4	5
Мин. статическое давление котла, кПа	100	100	100	100
Индекс электрической защиты	IP41	IP41	IP41	IP 41
Диаметр патрубка технич. воды	G1/2″	G1/2″	G1/2″	G1/2″
Диаметр патрубка отопительной воды	G3/4″	G3/4″	G3/4″	G3/4″
Диаметр подвода газа	G1/2″	G1/2″	G1/2″	G1/2″
Диаметр отвода дымовых газов, мм трубопровода	60	135	60	110
Диаметр трубопровода подачи воздуха, мм	100	с околокотельного пространства	100	с околокотельного пространства
Шум (на расстоянии 1 м от котла, на высоте 1,5 м), дБ	до 55	до 55	до 55	до 55
Размеры, мм: - высота	820	820	820	820
- ширина	440	440	440	440
- глубина	550	550	550	550
Масса (без воды), кг	до 50	до 50	до 50	до 50

Котлы «Протерм 50 SOO». Разработан и выпускается также специальный сдвоенный вариант конструкции котла (каскадный) мощностью 50 кВт, предназначенный для работы на газовом топливе. Он состоит из двух сертифицированных отопительных блоков типа «Протерм 24». Каждый из них может включаться в работу автономно, т. е. котел может работать на двух уровнях мощности (номинальном и половинном от номинального). Дымоходы от каждого из блоков котла объединены вне пределов котла в единый дымоход и выведены в дымовую трубу. Технические данные для такого сдвоенного варианта котлов «Протерм 50 SOO» приведены в табл. 4.67. Подогрев воды регулируется термостатом, помещенным в бойлере.

Кроме стальных теплообменников, в котлах марки «Протерм» могут быть установлены и чугунные. Изготовление котлов из чугуна повышает надежность их работы, обусловленную отсутствием низкотемпературной внутренней коррозии, что позволяет работать даже при очень низких температурах обратной воды в котле.

Таблица 4.67

Технические параметры котлов «Протерм 50 SOO»

Наименование показателя	Значение показателя для «Протерм 50 SOO»
Приготовление ТТВ Мощность – отопление, кВт	нет
Мощность – отопление, кВт	48
Зажигание	электрическая искра
Давление природного газа на выходе, кПа	1,8
Максим. потребление газа, $м^3$/ч	5,6
Максим. статическое давление котла, кПа	300
Миним. статическое давление котла, кПа	100
Электрическое напряжение, В	230
Частота, Гц	50
Потребляемая мощность, Вт	160–170
Шум (на расстоянии 1 м от котла, на высоте 1,5м), дБ	55
Отвод продуктов сжигания: - способ	в дымоход
- диаметр воздуховода, мм	–
- диаметр газохода, мм	2x135
Максимальное потребление сжиженного газа, кг/ч	4,2
Состав продуктов сгорания, мг/$м^3$: - CO	60
- NO_x	170
Диаметр подключения отопительной воды	G 1"
Диаметр подключения газопровода	G 3/4"
Индекс электрической защиты	IP 41
Размеры, мм - высота	1150
- ширина	440
- глубина	485
Масса без воды, кг	до 60
КПД,%	92

Низкотемпературные стационарные чугунные котлы «Протерм» производятся максимальной тепловой мощностью 20, 30, 40, 50, 80 кВт. Каждый из типоразмеров тепловой мощности отличается по виду установки зажигания пламени в котле: «вечное пламя» или электрическая искра (см. табл. 4.68). Эти котлы работают с использованием электрической энергии. Для отопления объектов, не располагающих электроэнергией, или в местах, где ее поставки являются не вполне надежными, могут быть применены чугунные котлы марки «Протерм TLO» тепловой мощностью от 17 до 77 кВт, являющиеся модификацией чугунных котлов «Протерм PLO». Газ здесь зажигается «вечным огоньком», который нагревает термоэлемент, размещенный на зажигающей горелке. С нагреванием элемента возникает напряжение 820 мВ, которое используется для управления главной катушкой газового вентиля. При неожиданном угасании пламени немедленно закрывается газовая запорная арматура, что обеспечивает безопасность экс-

плуатации котла. Котел оснащен системой контроля тяги дымовой трубы SKKT, который при недостаточной тяге (засорение, чрезвычайные климатические или атмосферные условия) немедленно выключает котел.

Таблица 4.68

Технические характеристики низкотемпературных чугунных котлов «Протерм PLO», «Протерм KLO «, «Протерм KLR «

Наименование показателя	Тип котла									
	Протерм 20		Протерм 30		Протерм 40		Протерм 50		Протерм 80	
Исполнение	PLO	KLO	PLO	KLO	PLO	KLO	PLO	KLO	PLO	KLO
Зажигание	Вечное пламя	Электр. искра	Вечное пламя	Электр. искра	Вечное пламя	Электр. искра	Вечное пламя	Электр. искра	Вечное пламя	Электр. искра
Номинальная мощность, кВт	10–18	10–18	15–28	15–28	20–37	20–37	28–47	28–47	38–77	38–77
Максимальная мощность, кВт	20		30		40		50		80	
Количество элементов, шт	3		4		5		6		7	
Максим. рабочая температура, °С	95		95		95		95		95	
Максим. рабочее давление, МПа	0,4		0,4		0,4		0,4		0,4	
Потеря давления, $\Delta t = 20°C$, кПа	0,28		0,42		0,58		0,72		нет данных	
КПД, %	92		92		93		93		93	
Размер, мм:										
- ширина	515		515		695		695		930	
- глубина	585		585		585		585		710	
- высота	900		900		900		900		900	
Масса, кг	90		110		136		164		256	
Площадь отопления, $м^2$	150–300		200–400		300–600		400–800		до 800	
Диаметр отвода дымовых газов, мм	130		130		145		180		нет данных	
Диаметр подвода газа, мм	$G^1/_2$ "		$G^1/_2$ "		$G^3/_4$ "		$G^3/_4$ "		нет данных	
Диаметр подвода воды на отопление, мм	G 1"		G 1"		G 1"		G 1"		нет данных	

Выпускаются также чугунные котлы «Протерм» высоких тепловых мощностей – от 150 до 550 кВт. Они оснащены газомазутной горелкой и могут эксплуатироваться как при сжигании газа среднего давления, так и при сжигании экстралегкой отопительной нефти (дизельного топлива) (см. табл. 4.69). В котле организована трехходовая схема движения дымовых газов. Он состоит из чугунных составных частей с рельефной обогревательной поверхностью. Рассчитанная специальным образом форма камеры

сгорания и применение современных горелок позволяют обеспечить высокий коэффициент полезного действия и низкие значения эмиссии вредных веществ в продуктах сгорания. Корпус котла имеет теплоизоляцию из минераловатных плиток и покрашен специальной краской для предохранения его от наружной коррозии.

Таблица 4.69

Технические параметры котлов «Протерм» высокой тепловой мощности и среднего давления

Наименование показателя	Тип котла								
	150 NL	195 NL	220 NL	240 NL	260 NL	330 NL	400 NL	470 NL	530 NL
Мощность, кВт	149	195	218	241	264	330	400	470	550
Количество составных элементов	7	9	10	11	12	10	11	12	13
Топливо	природный газ, легкое отопительное масло или нефть								
Расход горючего:									
- природный газ, $м^3/ч$	16,7	21,9	24,5	27,1	29,7	36,1	43,9	51,4	60,2
- дизельное топливо, кг/ч	13,8	18	20,1	22,2	24,3	30,2	36,8	43,1	50,5
Максим. рабочее давление, МПа	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Максим. рабочая температура, °С	115	115	115	115	115	90	90	90	90
Температура продуктов сгорания, °С	185	185	185	185	185	165–190	165–185	150–180	150–175
Диаметр отвода продуктов сгорания, мм	225	225	225	225	225	250	250	250	300
Размеры котла, мм:									
- высота	1355	1355	1355	1355	1355	1237	1237	1237	1237
- ширина	750	750	750	750	750	904	904	904	904
- глубина	957	1177	1287	1397	1507	1780	1930	2080	2230
Масса (без воды), кг	665	825	905	985	1065	1660	1815	1970	2125
Диаметр отверстия для горелки, мм	150	150	150	150	150	220	220	220	220
Присоединение отопительной воды (диаметр), мм	80	80	80	80	80	100	100	100	100

На переднем щите корпуса помещен пульт (коробка) управления, в которой находятся выключатели, регулирующие и предохранительные элементы котла и электрические клеммники. Система автоматического регулирования котла позволяет регулировать работу горелки и отдельных элементов защиты его работы от последствий аварийных ситуаций. Эксплуатационное состояние работы котла сигнализируется контрольными лампочками на панели пульта (коробки) управления. Технические показатели работы котлов (табл. 4.69) обеспечиваются только при их работе с горелками, рекомендованными производителями котлов.

4.7. Теплоснабжение на базе крышных источников теплоснабжения (крышных котельных)

Крышная котельная – котельная, размещаемая на покрытии зданий непосредственно или на специально устроенном основании над покрытием. Применение крышных котельных целесообразно при дефиците мощностей на централизованном источнике теплоснабжения, перегруженности существующих тепловых сетей и невозможности их реконструкции, при отсутствии свободных территорий для размещения централизованного источника теплоснабжения, для отдельно стоящих зданий при отсутствии тепловых сетей, при реконструкции зданий и пр. Вышесказанное приобретает еще большую значимость в условиях роста доли частного капитала, когда затруднительно осуществлять строительство крупных источников теплоснабжения и протяженных теплотрасс в расчете на перспективу. Наконец, они могут применяться как пиковые для отдельных домов в сочетании с централизованным теплоснабжением в том случае, когда имеется дефицит теплоты в виде недогрева теплоносителя в расчетных режимах и для снятия нагрузки горячего водоснабжения с централизованного источника.

В любом случае применение крышных котельных должно быть обосновано технико-экономическим расчетом и разрешено администрацией населенного пункта. Крышные, полностью автоматизированные газовые котельные предназначены для отопления и горячего водоснабжения жилых, общественных и производственных зданий при автономном (децентрализованном) теплоснабжении.

В соответствии с нормами СП 41-104-2000 «Проектирование автономных источников теплоснабжения» [62] при проектировании крышных котельных должны соблюдаться следующие требования:

1. Тепловая мощность встроенной, пристроенной и крышной котельной не должна превышать потребности в теплоте того здания, для теплоснабжения которого она предназначена.

2. В отдельных случаях при соответствующем технико-экономическом обосновании допускается возможность использования крышной автономной котельной для теплоснабжения нескольких зданий, если тепловая нагрузка дополнительных потребителей не превысит 100% тепловой нагрузки основного здания. Но при этом общая тепловая мощность котельной не должна превышать величин, указанных ниже в п.3 и п. 5.

3. Для производственных зданий промышленных предприятий допускается проектирование крышных котельных. Крышные котельные для производственных зданий промышленных предприятий допускается проектировать с применением котлов с давлением пара до 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2) и температурой воды до 115 °С. При этом тепловая мощность такой котельной не должна превышать потребности в теплоте здания, для теплоснабжения которого она предназначена.

4. Не допускается размещать крышные котельные над и под производственными помещениями и складами категорий А и Б по взрывопожарной и пожарной опасности.

5. Для жилых зданий допускается устройство крышных котельных. Указанные котельные допускается проектировать с применением водогрейных котлов с температурой воды до 115 °С. При этом тепловая мощность котельной не должна быть более 3,0 МВт.

6. Не допускается размещение крышных котельных непосредственно на перекрытиях жилых помещений (перекрытие жилого помещения не может служить основанием пола котельной), а также смежно с жилыми помещениями (стена здания, к которому пристраивается крышная котельная, не может служить стеной котельной).

7. Для общественных, административных и бытовых зданий допускается проектирование крышных котельных при применении:

- водогрейных котлов с температурой нагрева воды до 115 °С;
- паровых котлов с давлением насыщенного пара до 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2), удовлетворяющих условию $(t - 100)V \leq 100$ для каждого котла, где t - температура насыщенного пара при рабочем давлении, °С; V - водяной объем котла, м^3.

8. Возможность установки крышной котельной на зданиях любого назначения выше отметки 26,5 м должна согласовываться с местными органами Государственной противопожарной службы.

Крышные котельные располагаются, как правило, на кровле отапливаемого здания и могут поставляться в контейнерах полной заводской готовности, либо монтироваться на металлической раме с последующим размещением ее в конструкциях здания. Существуют следующие ограничения на их применение:

- общая тепловая мощность не более 3 МВт;
- температура воды на выходе из теплогенератора не более 115°С;
- давление воды не более 1,0 МПа;
- природный газ давлением до 5кПа (500 мм вод. ст. или жидкое топливо).

Не допускается размещать крышные котельные:

- на зданиях школ и детских дошкольных учреждений;
- на зданиях лечебных корпусов больниц и поликлиник с круглосуточным прибыванием больных и спальных корпусов, санаториев и учреждений отдыха;
- над помещениями общественных зданий с одновременным пребыванием в них более 50 чел.;
- над производственными помещениями и складами категории А и Б по взрывопожарной и пожарной безопасности;
- непосредственно на перекрытиях жилых помещений (перекрытие жилого помещения не может быть основанием пола котельной);
- смежно с жилыми помещениями.

Ограничение верхнего предела температуры теплоносителя 115°С делает малоэффективным использование котельной для вентиляции. Однако этот вопрос решается в каждом конкретном случае самостоятельно.

Проект котельной должен обязательно согласовываться с местной организацией, эксплуатирующей газовое хозяйство.

В последнее время в нашей стране все большее развитие получают децентрализованные (автономные) системы теплоснабжения, в том числе и от крышных котельных. При всем многообразии технических решений общим для них является экономическая целесообразность строительства.

Установлен ряд крышных котельных в Ростове-на-Дону и во Владимире, в Петрово-Дальнем, Красногорске, Серпухове (все – в Московской обл.), Доме приемов Газпрома, на Ленинградском проспекте (Москва), на второй Тверской-Ямской улице (Москва), в Нижнем Новгороде, в Оружейном переулке и на здании Мосгазпроекта (Москва), в Вологде и Санкт-Петербурге, на здании акционерного банка «Воронеж», на девятиэтажном жилом доме и на радиозаводе (Воронеж) и др. Имеющийся опыт проектирования крышных котельных весьма разнообразен и в основном определяется квалификацией проектировщиков.

В Ростове-на-Дону АООТ «ОЗОН» запроектирована такая котельная типа «ОЗОН-К-0,5Г» для отопления и горячего водоснабжения на базе теплогенераторов ТА-250 производства НПО Энергетического машиностроения Российского космического агентства (г. Химки, Московской обл.), которая характеризуется следующими показателями:

Номинальная мощность	0,5 МВт
Температура воды:	
- прямой	115°С
- обратной	70°С
- на горячее водоснабжение	60°С
Рабочее давление	0,6 МПа
Присоединительное давление газа	5–60 кПа
Расход газа при номинальной тепловой мощности (при н.у.)	54 $м^3$/ч
Расчетный КПД	92%
Содержание оксида углерода в сухих продуктах сгорания	0,05%
Удельный выброс оксидов азота	200 мг/$м^3$
Габаритные размеры котельной	3000х6000х3300 мм
Масса блока	10 т
Средний срок службы теплового агрегата	10 лет

Котельная оснащена двумя тепловыми агрегатами ТА-250. Система автоматически обеспечивает требуемую тепловую мощность котельной в зависимости от задаваемых потребителем условий. Система аварийной защиты обеспечивает автоматическое отключение горелки в аварийных ситуациях. Котельная оснащена установкой автоматической дозировки комплексонов для предотвращения накипи в контуре тепловых агрегатов.

4.8. Мобильные котельные для временного и аварийного теплоснабжения

Мобильные (передвижные) котельные предназначены для временного использования при аварийном теплоснабжении не только зданий, но и целых микрорайонов. Низкая стоимость монтажа, быстрый ввод в эксплуатацию, возможность перемещения и многократного применения могут способствовать широкому внедрению передвижных котельных для теплоснабжения населенных пунктов.

Мобильные котельные представляют собой малогабаритные автономные помещения с установленными в них котлами, вспомогательным оборудованием, системами автоматического управления, защиты и сигнализации. В последние годы мобильные котельные стали использовать при аварийном теплоснабжении отдельных зданий и микрорайонов, а также для постоянного теплоснабжения объектов, расположенных в удаленных или труднодоступных районах Крайнего Севера или Сибири (буровые, прииски и т.п.).

Для передвижной котельной лучшим топливом является газ или жидкое топливо, позволяющие автоматизировать топочные процессы. Наибольшее использование получило жидкое топливо, так как в некоторых районах газ отсутствует. Мобильные котельные в основном работают на газообразном или жидком топливе, и только небольшая их часть – на твердом топливе. В котельных вырабатывается теплоноситель – вода с параметрами 115–70°С (95–70°С), в отдельных случаях – с параметрами 130–70°С. Передвижные котельные с параметрами теплоносителя 150–70° не выпускаются.

В мобильных котельных принята закрытая четырехтрубная система теплоснабжения. Давление в подающем трубопроводе на выходе из котельной не более 0,6 МПа, в обратном трубопроводе, на вводе в котельную – 0,2 МПа. Исходной водой обычно является вода питьевого качества, с содержанием кислорода до 0,3 мг/кг.

Для расширения использования передвижных котельных в новом строительстве жилых или промышленных объектов целесообразны обобщение имеющегося опыта эксплуатации различных конструкций этих котельных с целью выбора оптимальных вариантов и составление предложений по совершенствованию их конструкций.

В табл. 4.71 приведены технические характеристики мобильных котельных на газе и жидком топливе. В качестве мобильной котельной может быть использован универсальный автоматизированный теплоцентр ТАУ-0,7.

Рассмотрим подробнее работу одной из них.

Таблица 4.71

Технические характеристики мобильных котельных на газе и жидком топливе

Марка	Д-163-Б	1-ТКМ-2	МК-2	ПАКУж
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	0,29 (0,25)	1,16(1,0)	2,32 (2,0)	3,72 (3,2)
Вид топлива	Жидкое: ТПБ, дизельное	Газообразное (ГОСТ 5542-78)	Жидкое: ТПБ, дизельное	Жидкое: ТПБ, дизельное, керосин, нефть
Тип топки (горелки, форсунки)	Жаротрубная	Камерная	Камерная	Камерная
Котел: тип	Дымогарно-жаротрубный	ОВД-1/13	ОВД-2/13	КАСВ-1,8Ж;ВК-21 2
КПД, %	не менее 75	77	75	на ТПБ-90
Максимальная температура воды, °С	95	95	95	115
Мощность токоприемников, кВт: установленная расчетная	4 –	13 –	30 –	115 66
Число блоков котельной,шт.	1	1	1	3
Габаритные размеры, мм: блока всей установки	5400х2030х 2100 –	6500х3000х 2950 –	2000х3120х 3200 –	13 150х3200х3900 13150х3200х3900
Масса, т, общая	–	11,2*	22	45**
Удельная материалоемкость, т/МВт	–	9,7	9,5	12,1
Тип водоподготовки	–	–	–	ВПУ-1К; ВДПУ-2
Марка	**Д-163-Б**	**1-ТКМ-2**	**МК-2**	**ПАКУж**
Организация-разработчик	НИИ Мосстрой	Институт «Мосгазпроект»	Институт «Мосгазпроект»	НИИСТ (г. Киев), ЦПКТБ Главмашэнергоремонта; Братский завод отопительного оборудования
Завод-изготовитель	Экспериментальный завод НИИ Мосстроя	Московский трубозаготовительный завод треста Мосгазсетьстрой	Московский трубозаготовительный завод треста Мосгазсетьстрой	Братский завод отопительного оборудования

Продолжение таблицы 4.71

Марка	ПАКУг	КАТж	КАТг	ПКУЖ	ПКУ-1М
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	3,72 (3,2)	3,72 (3,2)	3,72 (3,2)	0,8 (0,7)	1,16(1,0)
Вид топлива	Газообразное	Жидкое: ТПБ, дизельное, керосин, нефть	Газообразное	Жидкое: ТПБ, дизельное, керосин	Газообразное
Тип топки (горелки, форсунки)	Камерная	Камерная	Камерная	Камерная	Камерная
Котел: тип	КАСВ-1,8; ВК-21	КАСВ-1,8 ЖВК-21	КАСВ-1,8г; ВК-21	КСГМ-1	КСГМ-1
Число котлов КПД, %	2 90	2; на ТПБ не менее 92, на нефти – 87	2 90	1 81	1 до 90
Максимальная температура воды, °С	115	115	115	95	95
Мощность токоприемников, кВт: установленная расчетная	 87,5 60	 54 54	 53 53	 35 22	 13,5 13,5
Число блоков котельной, шт.	2	4	4	1	1
Габаритные размеры, мм: блока	13150x3200x x3900	6500x2700x x3050	6500x2700x x3050	5400x3000 x x4300***	5400x3000 x 3100
всей установки	13150x6400x x3900	11000x6500x x3050	11000x6500x x3050	–	–
Масса, т, общая	43,8**	33,0/27,9**	33,0/27,9**	5,3	5,1
Удельная материалоемкость, т/МВт	11,7	8.9/7,5	8,6/7,5	6,6	4,4
Марка	**ПАКУг**	**КАТж**	**КАТг**	**ПКУЖ**	**ПКУ-1М**
Тип водоподготовки	ВПУ-1К; ВДПУ-2	ВДПУ-3	ВДПУ-3	Электромагнитная	Электромагнитная
Организация-разработчик	НИИСТ (г. Киев), ЦПКТБ Главмашэнергоремонта;	НИИСТ (г. Киев), ЦПКТБ Главмашэнергоремонта;	НИИСТ (г. Киев), ЦПКТБ Главмашэнергоремонта;	УкрНИИинжпроект	УкрНИИинжлроект
Завод-изготовитель	Братский завод отопительного оборудования	Братский завод отопительного оборудования	Братский завод отопительного оборудования	Броварский завод коммунального оборудования ПО «Укркоммунмаш»	Броварский завод коммунального оборудования ПО «Укркоммунмаш»

Продолжение таблицы 4.71

Марка	ПКБ	КБК-2	КБК	Братск-1Г	ПКУ-2,32
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	1,16(1,0)	1,16(1,0)	2,32 (2,0)	1,97(1,7)	2,32 (2,0)
Вид топлива	Газообразное	Жидкое: ТПБ, дизельное	Газообразное	Газообразное	Газообразное
Тип топки (горелки, форсунки)	Камерная	Камерная, горелка ФАЖ	Камерная	Камерная, блок Л-1Н	Камерная
Котел: тип	КСГМ-1	КСЖ	КСГМ-09	Братск-1 Г	ВК-31
Число котлов КПД, %	1 до 90	2 87	2 87	2 90	2 90
Максимальная температура воды, °С	95	95	95	95	115
Мощность токоприемников, кВт: установленная расчетная	14	53,5	30,5	63,5	56,5 26,5
Число блоков котельной, шт.	1	1	1	2	1
Габаритные размеры, мм: блока	6200x3250x 3100	12260x3180 x3960	12260x3180 x3960	12000x 3200 x3700	9000x3200 x2600
Масса, т, общая	6,0	17	16	33,4	14
Марка	**ПКБ**	**КБК-2**	**КБК**	**Братск-1Г**	**ПКУ-2,32**
Удельная материалоемкость, т/МВт	5,2	10,6	8,2	17,1	6,1
Тип водоподготовки	Электромагнитная	ПМУ	ПМУ	ВПУ-1К; ВДПУ-2	–
Организация-разработчик	УкрНИИ-инжпроект	СПКБ «Пректнефтегазспецмотаж»	СПКБ «Пректнефтегазспецмотаж»	СПКБ «Проектнефтегаспецмотаж»	НИИСТ (г. Киев), ДК-1 Главкиевгорстроя
Завод-изготовитель	Броварский завод коммунального оборудования ПО «Укркоммунмаш»	Завод «Сантехдеталь» (г. Бугульма)	Завод «Сантехдеталь» (г. Бугульма)	Завод «Сантехдеталь» (г. Бугульма)	Броварский завод коммунального оборудования ПО «Укркоммунмаш»

Продолжение таблицы 4.71

Марка	БМКУ-2,32	БМКУ-5Ж	ТКУ-0,5г	Финская теплоцентраль ПСЛК
Мощность токоприемников, кВт: установленная расчетная	56,5 26,5	114,6 79,7	20 –	Газ 4,4–25 Жидкое 8,2–47
Число блоков котельной, шт.	5	5(4)	2	1
Габаритные размеры, мм: блока всей установки	6260x2660x3100 6260x13300x3100	6400x2700x2950 6400x13500x2950	9300x3960x3200	7600(9900)x2500x x3820(4000)
Масса, т, общая одного блока	– –	48** –	– 15	22,3 (0–2,5 МВт) –
Удельная материалоемкость, т/МВт	–	9,6	30	6,2–35,6
Тип водоподготовки	ВПУ-1К; ВДПУ-2	ВПУ-1К; ВДПУ-2	ВПУ-1 К; ВДПУ-2	Автоматическая ВПУ
Организация-разработчик	НИИСТ (г. Киев) Латвколхозпроект (г. Рига)	НИИСТ (г. Киев) Братский завод отопительного оборудования	НИИ сантехники, ЦПКТБ Главмашэнергоремонта	А/О «Реума Репола Витермо»
Марка	**БМКУ-2,32**	**БМКУ-5Ж**	**ТКУ-0,5г**	**Финская теплоцентраль ПСЛК**
Завод-изготовитель	Комбинат строительных материалов и конструкций «Ливаны» (Латвия)	Братский завод отопительного оборудования	Спецмеханизированное строительное объединение «Уралтрубопроводстрой» (г. Уфа)	Спецмеханизированное строительное объединение «Уралтрубопроводстрой» (г. Уфа)

*Без дымовой трубы.
**Без массы топливной емкости.
***С дымовой трубой.

Мобильная котельная 1-ТКМ-2. Котельная разработана институтом «Мосгазпроект» и позволяет одновременно снабжать теплотой 4–5 пятиэтажных 60-квартирных жилых домов или один-два многоэтажных дома [6]. К месту назначения котельную транспортируют с помощью автотранспорта. Монтаж котельной на объекте сводится к присоединению ее к внешним коммуникациям газа, водопровода и системе отопления. Котельная состоит из водогрейного котла марки ОВД-1/13 системы инженера Н.Г. Добрина тепловой мощностью 1,16 МВт, рамы с кабиной и котельно-

вспомогательного оборудования. Котел ОВД-1/13 работает на естественной тяге, создаваемой металлической дымовой трубой диаметром 600 мм и высотой 15 м, установленной над котлом. Дымовая труба состоит из трех секций, транспортируется в разобранном состоянии и монтируется на месте. Для сжигания природного газа котел оборудован смесительной горелкой низкого давления, расход газа при нормальных условиях 140 $м^3$/ч. Воздух, необходимый для горения, подается к горелке вентилятором типа ЭВР-4. Для циркуляции горячей воды в котельной установлены два сетевых насоса типа 3к-6а, один из которых является резервным. Для снижения уровня шума насосы и вентилятор установлены на резиновых прокладках. Вентилятор расположен в специальном звукопоглощающем капоте. Уровень шума, создаваемого работой котельной, должен соответствовать санитарным нормам и не превышать 85 дБ. В кабине котельной смонтированы газовый регулятор давления РДД-100 и ротационный газовый счетчик РС-250.

Котел оборудован автоматикой пропорционального регулирования. Потребляемая электрическая мощность котельной равна 13 кВт. Оборудование размещено в закрытой кабине, имеющей габаритные размеры, мм: длина 6500, ширина 3000, высота около 3000. Масса котельной без дымовой трубы – 11 т, с дымовой трубой – 13 т. Изготовитель передвижной котельной – Московский трубозаготовительный завод треста Мосгазсетьстрой.

Техническое обслуживание котельной заключается в проведении периодических осмотров, ревизии оборудования, электроаппаратуры и запорно-регулирующей арматуры, а также в проведении текущих и капитальных ремонтов. При техническом обслуживании необходимо строго соблюдать меры безопасности. Порядок технического обслуживания оборудования котельной указан в инструкциях по эксплуатации каждого вида оборудования. Инструкции по эксплуатации оборудования входят в комплект эксплуатационной документации, поставляемой с котельной.

Устройства автоматики осуществляют пуск и остановку котлоагрегата, двухпозиционное регулирование (в пределах 40 и 100%) его вырабатываемой тепловой мощности и обеспечивают защиту при нарушении заданного режима его работы. Техническое обслуживание систем автоматики котельной заключается в ежедневной проверке правильности работы автоматики котлоагрегатов по показывающим устройствам, еженедельном внешнем осмотре комплекта технических средств систем автоматики с целью определения чистоты содержания и проверки исправности электрических соединений (при включенном напряжении питания). Текущие и капитальные ремонты оборудования проводят по плану, разработанному руководством организации, эксплуатирующей котельную. Состав, количество и сменность обслуживающего персонала определяет руководство организации, эксплуатирующей котельную.

Фирма «Теплокомплект» (г.Саратов) и др. поставляет транспортабельные котельные установки марки ТКУ с постоянным обслуживающим персоналом (и без постоянного обслуживающего персонала) различной тепло-

вой мощности на базе котлов типа КС-Г или КВГ, с различной степенью автоматизации. Предусмотрена возможность осуществления горячего водоснабжения (или без него). Котельные работают на природном газе.

Транспортабельные блочные котельные установки (ТКУ) предназначены для отопления и горячего водоснабжения объектов производственного, административного, культурно-бытового назначения: школ, жилых домов, больниц, спортивных залов и т.д., имеющих закрытую систему отопления.

При необходимости возможно расширение функций котельной установки:

- работа на резервном топливе (дизельное топливо);
- работа на попутном нефтяном газе;
- работа на сжиженном газе;
- установка погодного регулятора температуры.

Возможны также различные варианты подготовки исходной воды.

Котельная имеет высокий КПД (см. табл.4.72 и 4.73) и автоматически обеспечивает оптимальный режим работы всего котельного оборудования, при этом она может производить ровно столько теплоты и горячей воды, сколько требуется потребителю в данный момент. Таким образом, достигается максимальная экономия топлива и рабочего ресурса котельной.

Котельные работают в автоматическом режиме, при котором не требуется постоянного присутствия дежурного персонала. Модуль "SIEMENS", установленный в котельных, информирует о причине перехода в аварийный режим, выдавая сообщение на экран дисплея на русском языке.

От несанкционированного доступа все котельные оборудованы охранной сигнализацией.

Котельные имеют полную заводскую готовность и комплектацию и могут транспортироваться автомобильным транспортом. Все технологическое оборудование размещено в блоке заводского изготовления. Корпус ТКУ – цельнометаллический, утепленный, пожаробезопасный; состоит из нескольких блоков.

Автоматика безопасности обеспечивает прекращение подачи топлива к горелкам при: погасании запальной горелки; повышении или понижении давления топлива перед горелкой; уменьшении разрежения в топке; загазованности помещения котельной; отключении электроэнергии; повышении температуры воды на выходе из котла; повышении давления воды на выходе из котла. Автоматика позволяет отследить нарушение любого параметра или режима работы, отключить неисправный котлоагрегат или котельную в целом.

Таблица 4.72

Технические характеристики транспортабельных котельных марки ТКУ мощностью 100-500 кВт*

Наименование показателей	ТКУ-100	ТКУ-200	ТКУ-300	ТКУ-400	ТКУ-500
Тепловая мощность, кВт, не более	100	200	300	400	500
Коэффициент полезного действия котлов, %	88	91	91	91	91
Максимальная температура воды на выходе, °С	95	95	95	95	95
Расчетная температура воды на входе, °С	50	50	50	50	50
Рабочее давление воды, МПа (кгс/см2), не более	0,3 (3)	0,3 (3)	0,3 (3)	0,3 (3)	0,3 (3)
Расчетный расход газа, $м^3$/ч (при теплоте сгорания 8000 ккал/$м^3$)	11,6	22	33	44	55
Присоединительное давление газа, Па (кгс/$см^2$)	1274 (0,013)				
Температура уходящих газов, °С	144				
Максимальные выбросы вредных веществ: оксид углерода, мг/$м^3$ оксид азота, мг/$м^3$	238 480	238 480	357 720	476 960	595 120О
Минимальное разрежение за котлом, Па	40	40	40	40	40
Масса, кг, не более	4000	4200	5000	5200	6000
Габаритные размеры, м, не более: длина х ширина х высота	5000 2500 2600	5000 2500 2600	6400 2500 2600	6800 2500 2600	7500 2500 2600

* Примечание. Комплектность данного котельного ряда: котел водогрейный; насос циркуляционный центробежный; насос подпиточный; клапан предохранительный Ду-50; клапан электромагнитный водяной типа 15кч892ПМ; счетчик газовый ротационный РГ-40; сигнализатор загазованности САОГ-50; электроконтактный манометр ЭКМ-1У; сигнализатор СО; быстродействующий клапан; электроосвещение; силовое электрическое оборудование; водоподготовка.

Таблица 4.73

Технические характеристики транспортабельных котельных марки ТКУ мощностью 700-6000 кВт*

Наименование показателей	ТКУ-700	ТКУ-1000	ТКУ-1500	ТКУ-2000	ТКУ-3000	ТКУ-4700	ТКУ-6000
Тепловая мощность, кВт, не более	700	1000	1500	2000	3000	4700	6000
Коэффициент полезного действия котлов, %, не менее	93	93	93	93	93	93	93
Максимальная температура воды на выходе, °С	115	115	115	115	115	115	115
Расчетная температура воды на входе, °С	70	70	70	70	70	70	70
Рабочее давление, МПа (кгс/см^2), не более	0,4	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Расчетный расход газа, м^3/ч (при теплоте сгорания 8000 ккал/м^3)	118	128,8	208,1	277,5	416,1	554,8	832,3
Масса, кг, не более	14000	14000	15000	30000	35000	38000	48000
Габаритные размеры, м, не более:					-	-	-
длина	8,0	8,0	8,0	10,0			
ширина	5,0	5,0	5,0	6,0			
высота	2.7	2,7	2,7	2,7			

* Примечание. Комплектность данного котельного ряда: узел учета расхода газа; подогреватель водоводяной секционный; система водоподготовки; устройство подпитки; насос сетевой; насос исходной воды; насос циркуляционный для горячего водоснабжения; клапан взрывобезопасности; грязевик; сигнализатор загазованности; сигнализатор загазованности на угарный газ; счетчик расхода газа; электрооборудование силовое.

Качество изготовления и безопасная эксплуатация котельных ТКУ, изготавливаемых по типовым проектам, подтверждается сертификатами соответствия и разрешениями Госгортехнадзора на изготовление и эксплуатацию на всей территории РФ.

ГЛАВА 5. ПРОКЛАДКА И ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКЦИЙ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Тепловые сети прокладывают как в земле, так и под землей. Тип прокладки зависит от особенностей данного района, места расположения трассы тепловой сети, назначения и диаметра магистралей, видов потребителей тепловой энергии, характеристики грунта, уровня грунтовых вод, эстетических требований, наличия сложных пересечений с подземными сооружениями и коммуникациями. Во всех случаях прокладка трубопроводов тепловых сетей при наименьших капитальных вложениях должна обеспечивать высокую надежность теплоснабжения, индустриальность монтажа, удобство эксплуатации, ремонта и реконструкции тепловых сетей. Капитальные вложения в строительство тепловых сетей, составляющие обычно более 50% общей стоимости систем централизованного теплоснабжения, определяются стоимостью строительно-монтажных работ, включая стоимость трубопроводов, оборудования и материалов. Эксплуатационные затраты обусловлены в основном затратами на обслуживание, компенсацию тепловых потерь и расходом ресурсов (электроэнергии, воды и т. д.). Наименьшие капитальные затраты на сооружение тепловых сетей требуются при надземной прокладке неизолированных теплопроводов, но это связано со значительными потерями тепловой энергии и коррозией наружной поверхности трубопроводов. Для сокращения тепловых потерь и повышения надежности на трубопроводы наносят противокоррозионное покрытие, а затем изолируют.

Подземная прокладка применяется двух типов: канальная (непроходная, полупроходная и проходная) и бесканальная (засыпная, сборная, сборно-литая, монолитная и литая). По характеру работы эти прокладки бывают с воздушным зазором и без воздушного зазора.

5.1. Способы прокладки трубопроводов тепловых сетей

Канальная прокладка удовлетворяет большинству требований, однако стоимость ее в зависимости от диаметра выше на 10–50% бесканальной. Каналы предохраняют трубопроводы от воздействия грунтовых, атмосферных и паводковых вод. Трубопроводы в них укладывают на подвижные и неподвижные опоры, при этом обеспечивается организованное тепловое удлинение.

Технологические размеры канала принимают исходя из минимального расстояния в свету между трубами и элементами конструкции, которое в зависимости от диаметра труб 25–1400 мм соответственно принимают равным: до стенки 70–120 мм; до перекрытия 50–100 мм; до поверхности изоляции соседнего трубопровода 100–250 мм. Глубину заложения канала

принимают исходя из минимального объема земляных работ и равномерного распределения сосредоточенных нагрузок от автотранспорта на перекрытие. В большинстве случаев толщина слоя грунта над перекрытием составляет 0,8–1,2 м, но не менее 0,5 м.

При централизованном теплоснабжении для прокладки тепловых сетей применяют непроходные, полупроходные или проходные каналы. Если глубина заложения превышает 3 м, то для возможности замены труб сооружают полупроходные или проходные каналы.

Непроходные каналы применяют для прокладки трубопроводов диаметром до 700 мм независимо от числа труб. Конструкция канала зависит от влажности грунта. В сухих грунтах чаще устраивают блочные каналы с бетонными или кирпичными стенками либо железобетонные одно- и многоячейковые. В слабых грунтах вначале выполняют бетонное основание, на которое устанавливают железобетонную плиту. При высоком уровне грунтовых вод для их отвода в основании канала прокладывают дренажный трубопровод. Тепловую сеть в непроходных каналах по возможности размещают вдоль газонов.

В настоящее время устраивают преимущественно каналы из сборных железобетонных лотковых элементов (независимо от диаметра прокладываемых трубопроводов) типов КЛ, КЛс, или стеновых панелей типов КС и др. Каналы перекрывают плоскими железобетонными плитами. Основания каналов всех типов выполняют из бетонных плит, тощего бетона или песчаной подготовки.

При необходимости замены труб, вышедших из строя, или при ремонте тепловой сети в непроходных каналах приходится разрывать грунт и разбирать канал. В некоторых случаях это сопровождается вскрытием мостового или асфальтного покрытия.

Полупроходные каналы. В сложных условиях пересечения трубопроводами тепловой сети существующих подземных коммуникаций, под проезжей частью, при высоком уровне стояния грунтовых вод вместо непроходных устраивают полупроходные каналы. Их применяют также при прокладке небольшого числа труб в тех местах, где по условиям эксплуатации вскрытие проезжей части исключено, а также при прокладке трубопроводов больших диаметров (800–1400 мм). Высоту полупроходного канала принимают не менее 1400 мм. Каналы выполняют из сборных железобетонных элементов – плиты днища, стенового блока и плиты перекрытия.

Проходные каналы. Иначе их называют коллекторами; они сооружаются при наличии большого числа трубопроводов. Их располагают под мостовыми крупных магистралей, на территории больших промышленных предприятий, на участках, прилегающих к зданиям теплоэлектроцентралей. Совместно с теплопроводами в этих каналах размещают и другие подземные коммуникации: электро- и телефонные кабели, водопровод, газопровод низкого давления и т. п. Для осмотра и ремонта в коллекторах обеспечивается свободный доступ обслуживающего персонала к трубопроводам и оборудованию.

Коллекторы выполняются из железобетонных ребристых плит, звеньев рамной конструкции, крупных блоков и объемных элементов. Они оборудуются освещением и естественной приточно-вытяжной вентиляцией с трехкратным воздухообменом, обеспечивающим температуру воздуха не более 30°С, и устройством для удаления воды. Входы в коллекторы предусматриваются через каждые 100–300 м. Для установки компенсирующих и запорных устройств на тепловой сети должны быть выполнены специальные ниши и дополнительные лазы.

Бесканальная прокладка. Для защиты трубопроводов от механических воздействий при этом способе прокладки устраивают усиленную тепловую изоляцию – оболочку. Достоинствами бесканальной прокладки теплопроводов являются сравнительно небольшая стоимость строительно-монтажных работ, небольшой объем земляных работ и сокращение сроков строительства. К ее недостаткам относится повышенная подверженность стальных труб наружной почвенной, химической и электрохимической коррозии.

При таком виде прокладки подвижные опоры не используют; трубы с тепловой изоляцией укладывают непосредственно на песчаную подушку, отсыпанную на предварительно выровненное дно траншеи. Неподвижные опоры при бесканальной прокладке труб, так же, как и при канальной, представляют собой железобетонные щитовые стенки, установленные перпендикулярно теплопроводам. Эти опоры при небольших диаметрах теплопроводов, как правило, применяют вне камер или в камерах с большим диаметром при больших осевых усилиях. Для компенсации тепловых удлинений труб применяют гнутые или сальниковые компенсаторы, расположенные в специальных нишах или камерах. На поворотах трассы во избежание зажатия труб в грунте и для обеспечения возможного их перемещения сооружают непроходные каналы.

При бесканальной прокладке применяют засыпные, сборные и монолитные типы изоляции. Широкое распространение получила монолитная оболочка из автоклавного армированного пенобетона.

Надземная прокладка. Этот тип прокладки является наиболее удобным в эксплуатации и ремонте и характеризуется минимальными тепловыми потерями и простотой обнаружения мест аварий. Несущими конструкциями для труб являются отдельно стоящие опоры или мачты, обеспечивающие расположение труб на нужном расстоянии от земли. При низких опорах расстояние в свету (между поверхностью изоляции и землей) при ширине группы труб до 1,5 м принимается 0,35 м и не менее 0,5 м при большей ширине. Опоры выполняют обычно из железобетонных блоков, мачты и эстакады – из стали и железобетона. Расстояние между опорами или мачтами при надземной прокладке труб диаметром 25–800 мм принимают равным 2–20 м. Иногда устраивают по одной или две промежуточные подвесные опоры с помощью растяжек, чтобы сократить число мачт и снизить капитальные вложения в тепловую сеть.

Для обслуживания арматуры и другого оборудования, установленного на трубопроводах тепловой сети, устраивают специальные площадки с ограждениями и лестницами: стационарные при высоте 2,5 м и более и передвижные – при меньшей высоте. В местах установки магистральных задвижек, спускных, дренажных и воздушных устройств предусматривают утепленные ящики, а также приспособления для подъема людей и арматуры.

5.2. Дренаж тепловых сетей

При подземной прокладке теплопроводов во избежание проникновения воды к тепловой изоляции предусматривают искусственное понижение уровня грунтовых вод. Для этой цели совместно с теплопроводами прокладывают дренажные трубопроводы ниже основания канала на 200 мм. Дренажное устройство состоит из дренажной трубы и фильтрационного материала обсыпки из песка и гравия. В зависимости от условий работы применяют различные дренажные трубы: для безнапорных дренажей – раструбные керамические, бетонные и асбестоцементные, для напорных – стальные и чугунные диаметром не менее 150 мм.

На поворотах и при перепадах заложений труб устраивают смотровые колодцы по типу канализационных. На прямолинейных участках такие колодцы предусматривают не менее чем через 50 м. Если отвод дренажной воды в водоемы, овраги или в канализацию самотеком невозможен, строят насосные станции, которые размещают вблизи колодцев на глубине, зависящей от отметки дренажных труб. Насосные станции строят, как правило, из железобетонных колец диаметром 3 м. Станция имеет два отсека – машинный зал и резервуар для приема дренажной воды.

5.3. Сооружения на тепловых сетях

Теплофикационные камеры предназначены для обслуживания оборудования, установленного на тепловых сетях при подземной прокладке. Размеры камеры определяются диаметром трубопроводов тепловой сети и габаритами оборудования. В камерах устанавливают запорную арматуру, сальниковые и дренажные устройства и др. Ширину проходов принимают не менее 600 мм, а высоту – не менее 2 м.

Теплофикационные камеры – сложные и дорогостоящие подземные сооружения, поэтому их предусматривают только в местах установки запорной арматуры и сальниковых компенсаторов. Минимальное расстояние от поверхности земли до верха перекрытия камеры принимают равным 300 мм.

В настоящее время широко применяются теплофикационные камеры из сборного железобетона. В некоторых местах камеры выполняют из кирпича или монолитного железобетона.

На теплопроводах диаметром 500 мм и выше применяют задвижки с электроприводом, имеющие высокий шпиндель, поэтому над заглубленной частью камеры сооружают надземный павильон высотой около 3 м.

Опоры. Для обеспечения организованного совместного перемещения трубы и изоляции при тепловых удлинениях применяют подвижные и неподвижные опоры.

Неподвижные опоры, предназначенные для закрепления трубопроводов тепловых сетей в характерных точках, используют при всех способах прокладки. Характерными точками на трассе тепловой сети принято считать места ответвлений, места установки задвижек, сальниковых компенсаторов, грязевиков и места установки неподвижных опор. Наибольшее распространение получили щитовые опоры, которые применяют как при бесканальной прокладке, так и при прокладке трубопроводов тепловых сетей в непроходных каналах.

Расстояния между неподвижными опорами определяют обычно расчетом труб на прочность у неподвижной опоры и в зависимости от величины компенсирующей способности принятых компенсаторов.

Подвижные опоры устанавливают при канальной и бесканальной прокладке трубопроводов тепловой сети. Существуют следующие типы различных конструкций подвижных опор: скользящие, катковые и подвесные. Скользящие опоры применяют при всех способах прокладки, кроме бесканальной. Катковые используют при надземной прокладке по стенам зданий, а также в коллекторах, на кронштейнах. Подвесные опоры устанавливают при надземной прокладке. В местах возможных вертикальных перемещений трубопровода используют пружинные опоры.

Расстояние между подвижными опорами принимают исходя из прогиба трубопроводов, который зависит от диаметра и толщины стенки труб: чем меньше диаметр трубы, тем меньше расстояние между опорами. При прокладке в каналах трубопроводов диаметром 25–900 мм расстояние между подвижными опорами принимается соответственно 1,7–15 м. При надземной прокладке, где допускается несколько больший прогиб труб, расстояние между опорами для тех же диаметров труб увеличивают до 2–20 м.

Компенсаторы применяют для снятия температурных напряжений, возникающих в трубопроводах при удлинении. Они могут быть гибкими П-образными или омега-образными, шарнирными или сальниковыми (осевыми). Кроме того, используют имеющиеся на трассе повороты трубопроводов под углом 90–120°, которые работают как компенсаторы (самокомпенсация). Установка компенсаторов сопряжена с дополнительными капитальными и эксплуатационными затратами. Минимальные затраты получаются при наличии участков самокомпенсации и применении гибких компенсаторов. При разработке проектов тепловых сетей принимают минимальное число осевых компенсаторов, максимально используя естественную компенсацию теплопроводов. Выбор типа компенсатора определяется конкретными условиями прокладки трубопроводов тепловых сетей, их диаметром и параметрами теплоносителя.

Противокоррозионное покрытие трубопроводов. Для защиты теплопроводов от наружной коррозии, вызываемой электрохимическими и химическими процессами под воздействием окружающей среды, применяют противокоррозионные покрытия. Высоким качеством обладают покрытия, выполненные в заводских условиях. Тип противокоррозионного покрытия зависит от температуры теплоносителя: битумная грунтовка, несколько слоев изола по изольной мастике, оберточная бумага или шпатлевка и эпоксидная эмаль.

Тепловая изоляция. Для тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей используют различные материалы: минеральную вату, пенобетон, армопенобетон, газобетон, перлит, асбестоцемент, совелит, керамзитобетон и др. При канальной прокладке широко применяют подвесную изоляцию из минеральной ваты, при бесканальной – из автоклавного армопенобетона, асфальтоизола, битумоперлита и пеностекла, а иногда и засыпную изоляцию.

Тепловая изоляция состоит, как правило, из трех слоев: теплоизоляционного, покровного и отделочного. Покровный слой предназначен для защиты изоляции от механических повреждений и попадания влаги, т. е. для сохранения теплотехнических свойств. Для устройства покровного слоя используют материалы, обладающие необходимой прочностью и влагонепроницаемостью: толь, пергамин, стеклоткань, фольгоизол, листовую сталь и дюралюминий.

В качестве покровного слоя при бесканальной прокладке теплопроводов в умеренно влажных песчаных грунтах применяют усиленную гидроизоляцию и асбестоцементную штукатурку по каркасу из проволочной сетки; при канальной прокладке – асбестоцементную штукатурку по каркасу из проволочной сетки; при надземной прокладке – асбестоцементные полуцилиндры, кожух из тонколистовой стали, оцинкованную или окрашенную алюминиевую краску.

Подвесная изоляция представляет собой цилиндрическую оболочку на поверхности трубы, изготовленную из минеральной ваты, формованных изделий (плит, скорлуп и сегментов) и автоклавного пенобетона.

Толщину слоя тепловой изоляции принимают согласно расчету. В качестве расчетной температуры теплоносителя принимают максимальную, если она не изменяется в течение рабочего периода сети (например, в паровых и конденсатных сетях и трубах горячего водоснабжения), и среднюю за год, если температура теплоносителя изменяется (например, в водяных сетях). Температуру окружающей среды в коллекторах принимают +40°С, грунта на оси труб – среднюю за год, температуру наружного воздуха при надземной прокладке – среднюю за год. В соответствии с нормами проектирования тепловых сетей предельная толщина тепловой изоляции принимается исходя из способа прокладки:

- при надземной прокладке и в коллекторах при диаметре труб 25–1400 мм толщина изоляции 70–200 мм;
- в каналах для паровых сетей – 70–200 мм;
- для водяных сетей – 60–120 мм.

Арматуру, фланцевые соединения и другие фасонные части тепловых сетей, так же, как и трубопроводы, покрывают слоем изоляции толщиной, равной 80% толщины изоляции трубы.

При бесканальной прокладке теплопроводов в грунтах с повышенной коррозионной активностью возникает опасность коррозии труб от блуждающих токов. Для защиты от электрокоррозии предусматривают мероприятия, исключающие проникание блуждающих токов к металлическим трубам, либо устраивают так называемый электрический дренаж или катодную защиту (станции катодной защиты).

Завод информационных технологий «ЛИТ» в г. Переславль-Залесский выпускает гибкие теплоизоляционные изделия из вспененного полиэтилена с закрытой поровой структурой «Энергофлекс». Они экологически безопасны, так как изготавливаются без применения хлорфторуглеродов (фреона). В процессе эксплуатации и при переработке материал не выделяет в окружающую среду токсичных веществ и не оказывает вредных воздействий на организм человека при непосредственном контакте. Работа с ним не требует специальных инструментов и повышенных мер безопасности.

«Энергофлекс» предназначен для теплоизоляции инженерных коммуникаций с температурой теплоносителя от минус 40 до плюс 100 °С.

Изделия «Энергофлекс» выпускаются в следующем виде:

- трубки 73 типоразмеров с внутренним диаметром от 6 до 160 мм и толщиной стенки от 6 до 20 мм;
- рулоны шириной 1 м и толщиной 10, 13 и 20 мм.

Коэффициент теплопроводности материала при 0°С равен 0,032Вт/(м·°С).

Минераловатные теплоизоляционные изделия производятся предприятиями АО «Термостепс» (г.г. Тверь, Омск, Пермь, Самара, Салават, Ярославль), АКСИ (г. Челябинск), АО «Тизол», Назаровским ЗТИ, заводом «Комат» (г. Ростов-на-Дону), ЗАО «Минеральная вата» (г. Железнодорожный Московской обл.) и др.

Применяются также импортные материалы фирм ROCKWOLL, Paroc, Izomat и др.

Эксплуатационные свойства волокнистых теплоизоляционных материалов зависят от состава используемого различными производителями исходного сырья и технологического оборудования и изменяются в достаточно широком диапазоне.

Техническая тепловая изоляция из минеральной ваты делится на два типа: высокотемпературная и низкотемпературная. Компанией ЗАО «Минеральная вата» выпускается тепловая изоляция «ROCKWOLL» в виде стекловолокнистых минераловатных плит и матов. Более 27% от всех производимых в России волокнистых теплоизоляционных материалов приходится на долю теплоизоляции URSA, выпускаемой ОАО «Флайдерер-Чудово». Эти изделия изготавливаются из штапельного стеклянного волокна и отличаются высокими теплотехническими и акустическими характеристиками. В зависимости от марки изделия коэффициент теплопроводности

такой изоляции колеблется от 0,035 до 0,041 Вт/(м·°С), при температуре 10°С. Изделия характеризуются высокими экологическими показателями; их можно применять, если температура теплоносителя находится в пределах от минус 60 до плюс 180°С.

ЗАО «Изоляционный завод» (г. Санкт-Петербург) выпускает изолированные трубы для теплосетей. В качестве изоляции здесь применяется армопенобетон, к преимуществам которого следует отнести:

- высокую предельную температуру применения (до 300°С);
- высокую прочность на сжатие (не менее 0,5 МПа);
- возможность применения при бесканальной прокладке на любой глубине заложения теплопроводов и во всех грунтовых условиях;
- наличие на изолируемой поверхности пассивирующей защитной пленки, возникающей при соприкосновении пенобетона с металлом трубы;
- изоляция является негорючей, что позволяет использовать ее при всех видах прокладки (надземно, подземно, канально или бесканально).

Коэффициент теплопроводности такой изоляции равен 0,05–0,06 Вт/(м·°С).

Одним из самых перспективных способов на сегодняшний день является применение предварительно изолированных трубопроводов бесканальной прокладки с пенополиуретановой (ППУ) изоляцией в полиэтиленовой оболочке. Применение трубопроводов типа «труба в трубе» является наиболее прогрессивным способом энергосбережения в строительстве тепловых сетей. В США и Западной Европе, особенно в северных регионах, эти конструкции применяются уже с середины 60-х г.г. В России – всего лишь с 90-х г.г.

Основные преимущества таких конструкций:

- повышение долговечности конструкций до 25–30 лет и более, т. е. в 2–3 раза;
- снижение тепловых потерь до 2–3 % по сравнению с существующими 20–40% (и более) в зависимости от региона;
- уменьшение эксплуатационных расходов в 9–10 раз;
- снижение расходов на ремонт теплотрасс не менее чем в 3 раза;
- снижение капитальных затрат при строительстве новых теплотрасс в 1,2–1,3 раза и значительное (в 2–3 раза) снижение сроков строительства;
- значительное повышение надежности теплотрасс, сооружаемых по новой технологии;
- возможность применения системы оперативного дистанционного контроля за увлажнением изоляции, что позволяет своевременно реагировать на нарушение целостности стальной трубы или полиэтиленового гидроизоляционного покрытия и заранее предотвращать утечки и аварии.

По инициативе Правительства Москвы, Госстроя России, РАО «ЕЭС России», ЗАО «МосФлоулайн», Корпорации «ТВЭЛ» (г. Санкт-Петербург) и ряда других организаций в 1999 г. была создана Ассоциация производителей и потребителей трубопроводов с индустриальной полимерной изоляцией.

ГЛАВА 6. КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА СТЕПЕНИ ЦЕНТРАЛИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

6.1. Предпосылки оптимизации проектных вариантов системы теплоснабжения населенного пункта по степени централизации источников теплоты

Как отмечалось выше, сложившаяся к середине 90-х г.г. XX в. система теплового хозяйства характеризовалась тенденцией последних десятилетий к централизации теплоснабжения (80% теплоты, потребляемой промышленностью и жилищно-коммунальным сектором, приходится на долю централизованного теплоснабжения). Основанием для формирования такой тенденции были преимущества централизованных систем, например, возможность эффективного сжигания низкосортного топлива с высоким КПД в котлах большой мощности, снижение числа обслуживающего персонала на единицу теплоты, эффективное использование автоматизации технологических процессов, снижение удельных капитальных вложений в источники теплоты, возможность организации эффективной очистки продуктов сгорания топлива от вредных веществ и др.

Однако эффективное развитие жилищного строительства в 70–80 гг. повлекло значительное увеличение протяженности тепловых сетей. В крупных городах России сформировались и эксплуатируются уникальные по масштабам тепловые сети с радиусом теплоснабжения до 30 км и более. К недостаткам централизации теплоснабжения относят необходимость применения многоступенчатого регулирования и, следовательно, сооружение специальных диспетчерских служб для учета сложной структуры тепловой нагрузки и компенсации изменений по различным сезонам и суточным графикам. Колебания наружного воздуха приводят к несоответствиям температуры сетевой воды расчетным значениям, а низкая гидравлическая устойчивость тепловых сетей приводит к отклонениям фактического распределения теплоносителя от расчетного, т. е. снижается надежность теплоснабжения. Каждая такая магистраль обеспечивает теплотой жилой массив с населением 250–500 тыс. чел., а общая протяженность сетей в одной системе измеряется сотнями километров. Это приводит к существенным сверхнормативным потерям топлива, доходящим до 20–30%, что резко снижает эффективность централизованного теплоснабжения.

Неудовлетворительное качество централизованного теплоснабжения при явной тенденции к повышению стоимости отпускаемой теплоты привело к возрастающему в последнее время интересу к системам автономного (децентрализованного) теплоснабжения. Системы децентрализованного теплоснабжения с источниками теплоты, работающими на одного потреби-

теля (без тепловых сетей), в настоящее время в России развиваются по традиционным схемам и находят применение при отсутствии централизованных систем теплоснабжения.

Для крупных потребителей наряду с системами централизованного теплоснабжения широкое применение имеют системы децентрализованного теплоснабжения на основе высокоэффективных автоматизированных теплогенераторов, обеспечивающих меньший расход топлива (на 10–20%), снижение металлоемкости в 2–5 раз, значительное сокращение сроков строительства по сравнению с централизованным теплоснабжением от котельных.

Теплогенераторы, предназначенные для автономного теплоснабжения, представляют собой функционально законченные газовые водогрейные аппараты, которые могут использоваться как в составе котельной для теплоснабжения группы потребителей, так и для централизованного теплоснабжения с установкой непосредственно на крыше или в чердачном помещении здания. Возможна установка модулей в подвальном помещении, пристройке к зданию или на техническом этаже. Система диспетчеризации обеспечивает бесперебойную работу котельной "на замке", т. е. без постоянного обслуживающего персонала. Опыт применения таких котельных в настоящее время изучается.

Практическое внедрение систем автономного теплоснабжения объясняется наличием следующих преимуществ:

- отсутствие системы трубопроводов, теплоизоляционных и строительных материалов в случае развития программы строительства и реконструкции традиционных систем теплоснабжения и увеличения ввода мощностей по источникам теплоты за счет производства на предприятиях, ранее не работающих для нужд жилищно-коммунального хозяйства;

- отсутствие отвода земельных площадей под сооружение котельных, ТЭЦ, тепловых сетей, что увеличивает экономическую эффективность;

- представляет собой одно из наиболее действенных мероприятий по экономии топливно-энергетических ресурсов, так как обеспечивает экономию топлива за счет высокого КПД автоматизации отпуска теплоты и организованному учету расхода теплоты (топлива);

- создает предпосылки для внедрения более совершенных организационных форм в жилищно-коммунальном хозяйстве (арендный подряд, сервисное обслуживание и др.), что особенно актуально в условиях альтернативных форм собственности и проведения коммунальной реформы;

- возможность дополнительного снижения затрат на внутридомовые системы отопления за счет использования труб меньшего диаметра, применения неметаллических материалов, пофасадного разделения систем и др.;

- совместимость с действующими системами централизованного теплоснабжения.

Многоблочность котельных и более низкая повреждаемость газовых сетей по сравнению с тепловыми сетями обусловливает более высокую надежность систем децентрализованного теплоснабжения. Применение таких

систем на данном этапе не предназначено для решения проблемы растущих тепловых нагрузок, но может дополнять развитие существующих систем при строительстве новых или реконструкции (с ростом тепловых нагрузок) старых зданий в районах, где по экологическим или другим ограничениям затруднено строительство крупных источников теплоты; при затруднениях в процессе перекладки теплотрасс; при обеспечении потребителей, не допускающих перерывов в снабжении теплотой и горячей водой (например, медицинских учреждений), испытывающих дефицит теплоты в связи с ростом тепловых нагрузок (например, расположенных в конце существующих тепломагистралей), в районах новостроек до ввода в действие тепломагистралей и источника централизованного теплоснабжения.

На основе вышесказанного развитие теплового хозяйства России представляется как отрасль народного хозяйства, предназначенная для обслуживания населения и удовлетворения потребностей в теплоте промышленных предприятий. Функционирование многих отраслей промышленности, потребляющих около 50% произведенной теплоты, тесно связано с тепловым хозяйством, а развитие теплоснабжения, в свою очередь, зависит от функционирования других отраслей: непосредственно от топливодобывающей промышленности, машиностроения, приборостроения и др., а также от многих других (в особенности от теплоемких) по принципу: спрос рождает предложение. В связи с этим при оценке существующего состояния и при разработке концепций программ развития теплового хозяйства страны, региона, территориального района или поселка возникает, в одном случае, задача учета и прогнозирования спроса на тепловую энергию со стороны потребителей (а именно – отраслей промышленности), а в другом – задача определения спроса в сфере теплоснабжения на продукцию смежных отраслей. Эти задачи приходится решать как на уровне конкретных энергоисточников, так и на уровне регионов: городов, микрорайонов и др. Кроме того, они должны решаться во временном разрезе как для текущего момента, так и при разработке перспективных программ развития регионов.

Зависимость качества жизни населения городов и поселков городского типа от бесперебойной работы систем, производящих и отпускающих теплоту, не вызывает сомнений. Однако эту зависимость надо рассматривать как двухстороннюю, потому что работу систем теплоснабжения обусловливает множество разнообразных факторов, в том числе темпы роста жилищного строительства, размещение производства в черте городов и поселков городского типа, развитие социальной инфраструктуры, формирование транспортных коммуникаций, плотность и площадь застройки, этажность жилых зданий и многое другое. Таким образом, оценивая состояние теплового хозяйства России, следует иметь в виду, что это сложный многопрофильный механизм взаимодействия, обладающий большим техническим парком оборудования. Состояние теплового хозяйства во многом зависит от общей экономической ситуации в стране и способно активно влиять на положение дел как в промышленности, так и в социальной сфере.

Анализ состояния дел в тепловом хозяйстве России показал массу насущных и перспективных проблем. Сложившаяся ситуация характеризуется технической, технологической и организационной отсталостью и, как следствие, низкой экономичностью теплоснабжения всех типов и мощностей; продолжается тенденция к снижению надежности теплоснабжающих систем, проявляющаяся в самых экстремальных ситуациях: несостоятельность действующих теплоснабжающих систем в создании условий для проживания населения, рост экологической напряженности, усугубляемой выбросами от источников тепловой энергии.

Эти недостатки могут особенно сильно проявиться в период, когда экономика и отрасли промышленности начнут выходить из кризиса. Если не будут вовремя разработаны и осуществлены мероприятия, ослабляющие кризисное состояние теплоснабжения, то оно усугубится и проявится в аварийных ситуациях, отказах и остановах оборудования.

Основные принципы формирования систем теплоснабжения ранжированы в следующей последовательности:

- системы теплоснабжения должны быть надежными;
- системы теплоснабжения должны удовлетворять требованиям экологии;
- выполнению первых двух условий предшествует выполнение условий экономичности.

Оценка результатов действия сформированной системы теплоснабжения должна учитывать перечисленные принципы и многообразие факторов, по-разному влияющих на формирование показателей рассматриваемого проекта. Наиболее эффективное воздействие на итоговые показатели возможно на стадии проектирования в процессе многовариантного проектного анализа. В условиях либерализации цен и проведения коммунальной реформы резко возросла необходимость в предварительной оценке экономической целесообразности осуществления в местных условиях мероприятий, связанных с энергопотреблением, включая потребление теплоты. Выбор оптимальной степени централизации системы теплоснабжения может служить инструментом формирования такой схемы теплоснабжения, которая может учитывать интересы всех участников инвестиционного проекта и условия эксплуатации выбранного проектного варианта.

6.2. Критерии выбора проектного варианта системы теплоснабжения населенного пункта по степени ее централизации

При сравнении экономической эффективности капитальных вложений выбор наилучшего варианта рекомендуется проводить одним из следующих методов [26]: вариантным, экстремальным (или их сочетанием), а также разностным методом и методом обобщенной разности приведенных затрат.

Вариантный метод заключается в определении затрат по каждому варианту и сопоставлении полученных значений.

Экстремальный метод состоит в нахождении минимума функции, отражающей в аналитической форме изменение затрат под влиянием искомо-

го параметра. Этот метод, позволяющий избежать перебора вариантов, обладает и определенными недостатками:

- повышенной трудоемкостью ввиду необходимости представления составляющих затрат в виде дифференцируемых функций;
- пониженной точностью ввиду необходимости усреднения экономических показателей при их представлении в аналитической форме;
- невозможностью определения изменения приведенных затрат при отклонении от «оптимальной точки». В то же время для множества задач кривая изменения приведенных затрат вблизи точки минимума имеет весьма пологий характер, т. е. проявляется устойчивость экономической характеристики. В этом случае желательно установить «оптимальную зону», в пределах которой с учетом натуральных показателей может быть выбран оптимальный вариант. Для ее установления целесообразным является сочетание вариантного и экстремального методов.

Разностный метод заключается в определении разности приведенных затрат по сравниваемым вариантам, учитывающий только те затраты, по которым отличаются варианты. Это позволяет упростить расчеты, использовать меньшее число экономических показателей (критериев).

При разработке новых конструкций агрегатов или схем безотходной технологии, когда отсутствует полная технико-экономическая информация, а известны лишь примерные соотношения показателей, может быть использован метод обобщенной разности затрат. По этому методу разность затрат по сравниваемым вариантам относится к специально выбранному показателю или сочетанию показателей, характерных для рассматриваемой задачи.

До недавнего времени при сопоставлении вариантов систем теплоснабжения наиболее целесообразным во всех случаях считали тот из них, при котором величина приведенных затрат на устройство и эксплуатацию системы $З_i$, являющихся суммой текущих (эксплуатационных) расходов $И_i$ и единовременных затрат (сметной стоимости) $К_i$, приведенных к одинаковой размерности в соответствии с нормативным коэффициентом сравнительной экономической эффективности $Е_н$, будет иметь минимальное значение (тыс. руб. в год):

$$З_i = И_i + Е_н К_i \rightarrow \min, \qquad (6.1)$$

где i – порядковый номер варианта.

Другая модификация формулы приведенных затрат имеет вид (тыс. руб.):

$$З_i = И_i Z_н + К_i \rightarrow \min, \qquad (6.2)$$

где $Z_н$ – нормативный срок окупаемости капитальных вложений, определяемый из выражения $Z_н = 1 / Е_н$.

Величины $Z_н$ и $Е_н$ устанавливают допустимую меру увеличения единовременных затрат при снижении текущих расходов и были установлены едиными для всей страны. Переход к частной форме собственности на средства производства, интеграция в мировую экономику, свободное цено-

образование, инфляционные процессы привели к необходимости изменения методов оценки проектных решений, в том числе систем теплоснабжения и энергосберегающих мероприятий.

Методологией оценки финансовых и экономических достоинств проектов, альтернативных путей использования ресурсов с учетом макро- и микроэкономических последствий стал проектный анализ.

Одним из важнейших принципов проектного анализа является рассмотрение различных аспектов проекта на всех стадиях его жизненного цикла. Понятие «инвестиционный проект» включает комплекс взаимосвязанных мероприятий, направленных на достижение поставленных целей в условиях ограниченных финансовых, временных и других ресурсов. Инвестиционный проект имеет жизненный цикл, включающий стадии формулировки проекта, проектного анализа, разработки проекта, оценки результатов проекта.

Проектный анализ включает технический, организационный, экологический, коммерческий, финансовый и экономический анализ.

Технический анализ проводится с целью исследования предполагаемого масштаба проекта, типов используемых процессов, материалов, оборудования, территориального месторасположения объекта, наличия ресурсов, методы реализации, эксплуатации и обслуживания проекта, график реализации проекта и поэтапного получения выгод.

Объектом технического анализа вариантов теплоснабжающих систем могут быть: системы, производящие, передающие и распределяющие тепловую энергию для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, общественных, административно-хозяйственных и промышленных зданий, а также для технологических целей. К ним относятся: районные, промышленные, групповые, домовые котельные; индивидуальные источники теплоты, паровые и водяные тепловые сети, конденсатопроводы и сетевые сооружения, приборы систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, а также другие установки, использующие электроэнергию и возобновляемые источники энергии для производства теплоты, теплопотребляющие установки промпредприятий.

Территориальное расположение теплоснабжающих систем представляет собой совокупность множества локальных систем централизованного и децентрализованного теплоснабжения, включая индивидуальные источники теплоты, рассредоточенные по всей территории населенного пункта.

Организационный анализ предназначен для оценки компетентности административного персонала, соответствия организационной структуры поставленной цели, разработки программ профессиональной подготовки.

Экологический анализ включает исследование влияния проекта на окружающую среду, существующих экологических условий, сопоставление экологической пригодности и выявление преимуществ альтернативных инвестиционных проектов в результате оценки капитальных затрат и текущих издержек по вариантам.

Коммерческий анализ предназначен для определения рынка использования продукции (услуг), выпускаемых по данному проекту.

Финансовый анализ позволяет выявить необходимые финансовые ресурсы конкретного предприятия для реализации проекта в установленный срок на основании данных отчета о прибылях и убытках.

Экономический анализ дает возможность определить ценность проекта с точки зрения задач и ограничений национальной экономики и расходования национальных ресурсов.

Экономический и финансовый анализ аналогичны, направлены на определение прибыли на вложенный капитал. Различие целей экономического и финансового анализа отражается в структуре и оценке затрат и выгод проекта.

На уровне энергетического хозяйства тепловое хозяйство имеет черты единой отрасли со своими экономическими и экологическими взаимосвязями и потребностями в топливе, оборудовании, материалах и инвестициях. Многоцелевое назначение теплового хозяйства проявляется в удовлетворении паром, водой разнородной тепловой нагрузки, разнообразных технологических процессов, отопления, вентиляции, горячего водоснабжения объектов промышленного и жилищно-коммунального назначения.

Многообразие связей и зависимостей теплового хозяйства требует определения его эффективности на основе комплексного анализа инвестиционных проектов теплоснабжающих систем и выбора экономически целесообразного решения.

Взамен используемой ранее в отечественной практике методики оценки эффективности капитальных вложений [38] в настоящее время получила распространение рекомендованная Центром промышленных исследований ЮНИДО (Организация объединенных наций по промышленному развитию) методика оценки промышленных инвестиций в странах с развивающейся рыночной экономикой. Данная методика реализована в «Методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования», утвержденных Госстроем России, Министерством экономики РФ, Министерством Финансов РФ, Госкомпромом России (№7-12/47 от 31.03.94 г.) [31]. Оценка инвестиций в проекты промышленных объектов по методике ЮНИДО выполняется на стадии технико-экономического обоснования проекта (ТЭО), или составления бизнес-плана, что обусловливает возможность ее использования для оценки степени централизации систем теплоснабжения.

В последнее время в России получили распространение несколько компьютерных имитирующих систем, используемых для оценки инвестиционных проектов с учетом подхода, предложенного в Методике [31]. К ним относятся пакеты COMFAR (Computer Model for Feasibility Analysis and Reporting) и PROPSPIN (Project Profile Screening and Pre-appraisal Information System), созданные в ЮНИДО, а также отечественные пакеты PROJECT EXPERT (автор Александр Идрисов) и «Альт-Инвест» фирмы «Альт» (г. Санкт-Петербург) и др. Несмотря на единые методические под-

ходы, перечисленные программные продукты для оценки инвестиционных проектов имеют ряд недостатков, основные из которых сформулированы в Методических рекомендациях [31] и сводятся к следующему:

- все перечисленные выше системы имеют ограниченную возможность учета влияния конкретных рисков, а в системах COMFAR и PROPSPIN этот вопрос не рассматривается вовсе;

- все указанные продукты являются расчетными моделями, не представляя ни одного алгоритма оптимизации. Между тем, в различных случаях возможно решение задачи, например, линейного программирования, при этом один из финансовых показателей является целевой функцией, а на остальные заданы ограничения;

- рассмотренные продукты не имеют ни визуальных (графических), ни аналитических средств сравнения различных проектов;

- пакеты не учитывают интересов пользователей, выдавая один и тот же набор выходных показателей для инвестора, реципиента или другого участника проекта;

- все системы являются «статическими», так как рассматривают заранее экзогенно заданные издержки, инвестиционные затраты, программу реализации и т. д. в отличие от «динамических» систем, допускающих автоматическую корректировку показателей на шаге t в зависимости от значений показателей (тех же или других) на предыдущих шагах.

Методика оценки инвестиций включает систему показателей для оценки эффективности проекта, которые отражают соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников. Различают следующие показатели эффективности инвестиционного проекта:

- коммерческая (финансовая эффективность), учитывающая финансовые последствия реализации проекта для его участников;

- бюджетная эффективность, отражающая финансовые последствия реализации проекта для федерального, регионального или местного бюджета;

- экономическая эффективность, учитывающая затраты и результаты по реализации проекта, выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников инвестиционного проекта и допускающие стоимостное измерение.

Показатели эффективности проекта определяют в пределах расчетного периода, продолжительность которого называют горизонтом расчета. Горизонт расчета состоит из шагов расчета. Расчетный период может быть равен:

- сроку жизненного цикла объекта, включая этапы проектирования, создания и эксплуатации;

- нормативному сроку службы оборудования;

- сроку достижения планируемой прибыли;

- сроку, соответствующему требованиям инвестора.

Шаг расчета в пределах расчетного периода может быть равен месяцу, кварталу, году.

При оценке эффективности вариантов инвестиционных проектов соизмерение разновременных показателей осуществляется путем приведения

(дисконтирования) их к уровню цен в начальном или другом фиксированном периоде. Для приведения разновременных затрат, результатов и эффектов используется норма дисконта E, равная норме дохода на капитал. Приведение затрат, результатов и эффектов базисного периода осуществляется умножением их на коэффициент дисконтирования a_t. Для постоянной нормы дисконта a_t равен значению:

$$a_t = 1/(1+E)^t. \qquad (6.3)$$

Если норма дисконта меняется во времени и на шаге расчета t равна E_t, то коэффициент дисконтирования рассчитывают по формуле:

$$a_t = 1/\prod_{k=1}^{t}(1+E)^t \text{ при } t>0. \qquad (6.4)$$

К основным количественным показателям, характеризующим экономическую и финансовую ценность проекта, относят (в скобках указаны возможные другие названия в соответствии с литературными источниками):

ЧДД – чистый дисконтированный доход (чистая приведенная стоимость-NPV-Net Present Value);

ИД – индекс доходности (индекс прибыльности – PI-Profitability Index);

ВНД – внутренняя норма доходности (внутренняя норма прибыли, рентабельности, возврата инвестиций – IRR-Internal Rate of Return).

Чистый дисконтированный доход – это сумма эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу, или превышение суммарных результатов над затратами. При расчетах (без учета инфляции) в базовых ценах для постоянной нормы дисконта показатель ***ЧДД*** определяют по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T}(R_t - З_t)\cdot 1/(1+E)^t, \qquad (6.5)$$

где R_t – результаты, достигаемые на шаге расчета t, руб.; $З_t$ – затраты, достигаемые на том же шаге, руб.; T – горизонт расчета, равный номеру шага расчета, на котором объект подлежит ликвидации.

Эффект $Э_t$, достигаемый на шаге t, определяют по формуле:

$$Э_t = R_t - З_t. \qquad (6.6)$$

Если значение ***ЧДД > 0***, то инвестиционный проект является эффективным. Чем выше значение ***ЧДД***, тем эффективнее проект.

Индекс доходности – это отношение суммы приведенных эффектов к величине капитальных вложение ***(ИД)***, определяется по формуле:

$$\text{ИД} = 1/K\cdot\sum_{t=0}^{T}(R_t - З_t)\cdot 1/(1+E)^t, \qquad 6.7)$$

где K – капитальные вложения, руб., на шаге t. Если ***ЧДД > 0***, то ***ИД > 1***, и наоборот. Проект считается эффективным, если ***ИД > 1***.

Внутренняя норма доходности – это норма дисконта $E_{ВН}$ – при которой величина приведенных затрат равна приведенным капиталовложениям. $E_{ВН}$ является решением уравнения:

$$\sum_{t=0}^{T}(R_t - З_t')/(1+E_{ВН}) = \sum_{t}^{T} K_t/(1+E_{ВН})^t, \qquad (6.8)$$

где $З_t'$ – затраты на шаге t без учета капитальных вложений, тыс. руб..

ВНД проекта определяют в процессе расчета и сравнивают с требуемой инвесторами нормой дохода на вложенный капитал. Если значение ***ВНД*** меньше требуемой инвесторами нормы дохода на капитал, то проект эффективен. В противном случае инвестиция в данный проект нецелесообразны. Если сравнение альтернативных инвестиционных проектов (вариантов проекта) по ***ЧДД*** и ***ВИД*** приводят к противоположным результатам, то предпочтительнее делать вывод по показателю ***ЧДД.***

Для оценки и выбора экономически целесообразного варианта системы теплоснабжения по степени централизации источников теплоты в данной работе предлагается исходить из показателя чистого дисконтированного дохода. Эта методика предназначена для проведения финансового анализа инвестиционных проектов, который выполняется путем сопоставления планируемых величин потоков (притоков и оттоков) денежных средств. Для учета временного фактора используются методы дисконтирования. Притоком денежных средств являются платежи потребителей за используемую теплоту R_t, имеющих место на шаге t. Оттоком денежных средств станут производственные затраты на выпуск теплоты для потребителей. Задача выбора проектного варианта системы теплоснабжения по степени централизации тепловых источников не включает рассмотрение механизма организации платежей за используемую теплоту. На эту величину можно воздействовать достаточно эффективно непосредственно на этапе ее формирования. При этом, с учетом монополизма ТЭКа страны, рост цен на потребляемую теплоту способствует росту эффективности инвестиционного проекта. Однако в условиях изменения масштаба цен, когда рост заработной платы потребителей отстает от темпов роста цен, в том числе и на энергоносители, особое внимание следует уделять формированию затрат, на величину которых можно воздействовать уже на ранних стадиях проектирования. Применяя механизмы снижения затрат, в том числе на ранних стадиях проектирования, можно добиться увеличения прибыли не только при постоянном уровне цен, но и найти резервы для их постепенного снижения, что предусматривает механизм свободного ценообразования в условиях рыночной экономики.

Вариантное проектирование систем теплоснабжения предполагает альтернативное распределение тепловых нагрузок между источниками теплоты, в результате чего образуются множества элементов систем, эксплуатационные затраты которых различаются по-разному в результате воздействия разнородных факторов. Поэтому для выбора лучшего из рассматривае-

мых иди оптимального в заданных условиях проектного решения в данной работе предлагается использовать функцию затрат, характеризующую поток оттоков денежных средств (в соответствии с терминологией Методических рекомендаций [31]).

Функция затрат на создание и эксплуатацию системы теплоснабжения для лучшего проектного варианта имеет минимальное значение и включает сумму затрат по следующим элементам системы

$$З = З_{ИТ} + З_{ТС} + З_{НС} + З_{ТП} + З_{ГС} + З_{ГРП} + З^{ТС}_{НАД} + З^{ГС}_{НАД} + З_{ЭК} + З_{ТЕР} + З_{КОР} \rightarrow \min, \quad (6.9)$$

где $З_{ИТ}$ – затраты на сооружение и эксплуатацию источников теплоснабжения, тыс. руб.; $З_{ТС}$ – затраты на создание и эксплуатацию тепловых сетей (магистральных, внутриквартальных, распределительных трубопроводов), тыс. руб.; $З_{НС}$ – затраты на сооружение и эксплуатацию насосных и дроссельных станций тепловых сетей, тыс. руб.; $З_{ТП}$ – затраты на сооружение и эксплуатацию центральных или групповых тепловых пунктов, тыс. руб.; $З_{ГС}$ – затраты на сооружение и эксплуатацию распределительной части системы газоснабжения, тыс. руб.; $З_{ГРП}$ – затраты на сооружение и эксплуатацию газораспределительных пунктов, тыс. руб.; $З^{ТС}_{НАД}$ – затраты, связанные с поддержанием заданного уровня надежности отпуска тепловой энергии, тыс. руб.; $З^{ГС}_{НАД}$ – затраты, связанные с поддержанием заданного уровня надежности газоснабжения, тыс. руб.; $З_{ЭК}$ – затраты, связанные с платежами за выбросы вредных веществ (в атмосферу и почву) и природоохранными мероприятиями, тыс. руб.; $З_{ТЭР}$ – затраты, связанные с платежами за занимаемую территорию источниками теплоснабжения, насосными и дроссельными станциями тепловой сети, станциями катодной защиты, тепловыми и газорегуляторными пунктами территории, тыс. руб.; $З_{КОР}$ – затраты на строительство и эксплуатацию сооружений для предотвращения коррозии металла подземных сооружений тепловой и газопроводной сетей, тыс. руб.

В результате практической реализации проектного варианта с минимальными затратами дополнительная величина чистого дисконтированного дохода при неизменной величине платежей (денежных потоков) может быть определена по формуле:

$$\Delta ЧДД = \sum_{t=0}^{t} (\Delta З'_{ig} - \Delta З''_{ig}) \cdot 1 \setminus (1+E)^t , \quad (6.10)$$

где $\Delta З'_{ig}$ – сумма положительных отклонений по видам затрат g проектных вариантов i от соответствующих значений базового варианта, тыс. руб.; $\Delta З''_{ig}$ – сумма отрицательных отклонений по видам затрат g проектных вариантов i от соответствующих значений базового варианта, тыс. руб.

6.3. Основы концепции оценки эффективности вариантов инвестиций на этапе разработки проекта системы теплоснабжения

Для оказания практической помощи специалистам, занимающимся вопросами развития систем теплоснабжения (СТС), в том числе в рамках бюджетных программ по энергосбережению, Некоммерческим партнерством Ассоциации инженеров по отоплению, вентиляции, кондиционированию воздуха, теплоснабжению и строительной теплофизике (АВОК, г.Москва) разработаны рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения [61]. Данный стандарт позволяет учесть:

- сроки службы и надежность оцениваемого оборудования, что весьма важно при сравнительной оценке вариантов технических средств;
- цену капитала инвестора и изменение ценности денег во времени, что характерно для рыночной экономики.

Стандарт опирается на сложившиеся в мировой практике основные принципы оценки эффективности инвестиционных проектов [31]:

- принцип сопоставления полезных результатов проекта, выраженных в стоимостной форме (доходов, прибыли), с другими альтернативными возможностями вложения инвестиций;
- принцип моделирования потоков продукции, ресурсов и денежных средств. Все потоки должны быть привязаны к конкретным временным периодам;
- принцип соизмеримости результатов путем дисконтирования будущих поступлений разновременных денежных средств. Реализация этого принципа обеспечивает соизмерение результатов и затрат, осуществляемых в различные моменты времени. Используемая при этом ставка дисконтирования выбирается исходя из конкретных альтернатив помещения капитала;
- принцип определения интегральных результатов и затрат предлагает учет всех положительных и отрицательных потоков денежных средств за расчетный период. Это означает, что при расчетах экономической эффективности определяется интегральный экономический эффект за весь период функционирования объекта (расчетный период). Аналогичным образом, в основе расчета экономической эффективности должны лежать полные затраты за расчетный период;
- принцип учета неопределенности и рисков, связанных с осуществлением проекта.

Для достижения максимальной эффективности варианта СТС необходимо произвести сравнение нескольких альтернативных вариантов проектов с точки зрения их экономической целесообразности. Эффективность СТС характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов варианта проекта применительно к интересам его участников.

Проекты можно оценивать с позиции пользы для страны, предприятия, отдельных участников проекта и т. д.

В связи с этим рассматриваются следующие показатели эффективности инвестиций в СТС:

- показатели коммерческой (финансовой) эффективности, учитывающие финансовые последствия реализации варианта проекта для его непосредственных участников;

- показатели экономической эффективности, учитывающие связанные с проектом затраты и результаты, выходящие за пределы прямых финансовых интересов его участников и допускающие стоимостное измерение. Для крупномасштабных (существенно затрагивающих интересы города, региона или всей России) проектов рекомендуется обязательно оценивать экономическую эффективность.

Перед проведением оценки эффективности экспертно определяется общественная значимость проекта. Общественно значимыми считаются крупномасштабные, народнохозяйственные и глобальные проекты. Далее оценка проводится в два этапа, как это ориентировочно иллюстрировано схемой на рис. 6.1.

На первом этапе рассчитываются показатели эффективности проекта в целом. Цель этого этапа - агрегированная экономическая оценка проектных решений и создание необходимых условий для поиска инвесторов.

Для локальных проектов оценивается только их коммерческая эффективность и, если она оказывается приемлемой, рекомендуется непосредственно переходить ко второму этапу оценки.

Для общественно значимых проектов оценивается в первую очередь их общественная эффективность. При неудовлетворительной общественной эффективности такие проекты не рекомендуются к реализации и не могут претендовать на государственную поддержку. Если же их общественная эффективность оказывается достаточной, оценивается их коммерческая эффективность.

При недостаточной коммерческой эффективности общественно значимого инвестиционного проекта рекомендуется рассмотреть возможность применения различных форм его поддержки, которые позволили бы повысить коммерческую эффективность инвестиционного проекта до приемлемого уровня.

Если источники и условия финансирования уже известны, оценку коммерческой эффективности проекта можно не производить.

Второй этап оценки осуществляется после выработки схемы финансирования. На этом этапе уточняется состав участников и определяются финансовая реализуемость и эффективность участия в проекте каждого из них, региональная и отраслевая эффективность, эффективность участия в проекте отдельных предприятий и акционеров, бюджетная эффективность и пр.). Для участников-кредиторов эффективность определяется процентом за кредит.

Для локальных проектов на втором этапе определяется эффективность участия в проекте отдельных предприятий-участников, эффективность инвестирования в акции таких акционерных предприятий и эффективность

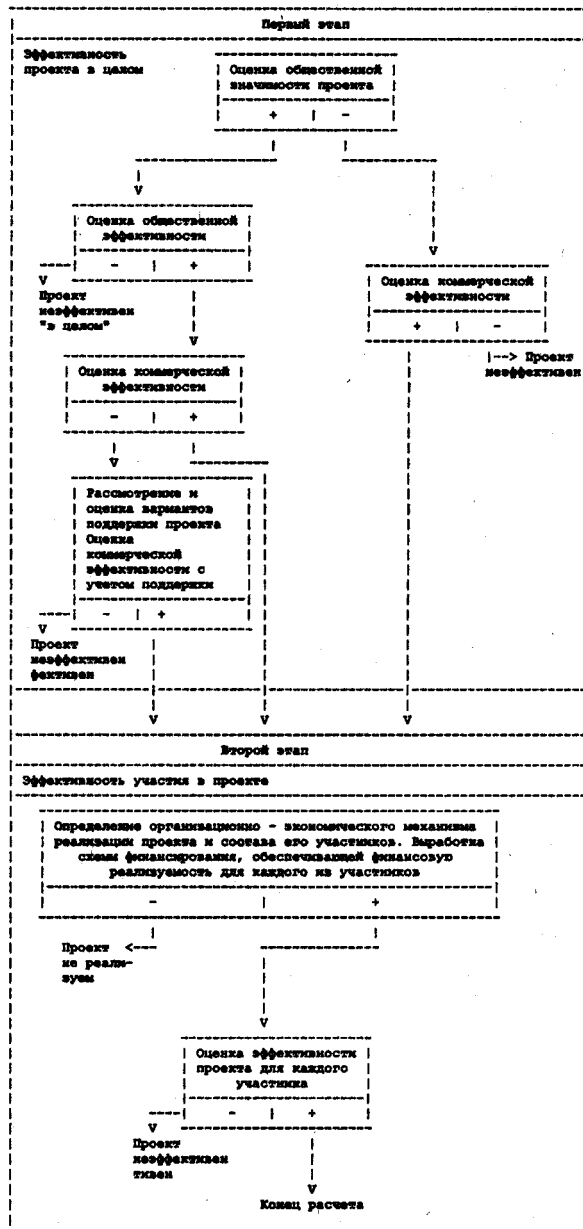


Рис. 6.1. Концептуальная схема оценки эффективности инвестиционного проекта

участия бюджета в реализации проекта (бюджетная эффективность). Для общественно значимых проектов на этом этапе в первую очередь определяется региональная эффективность и в случае, если она удовлетворительна,

дальнейший расчет производится так же, как и для локальных проектов. При необходимости на этом этапе может быть оценена также отраслевая эффективность проекта.

Расчет показателей общественной эффективности

При расчете показателей общественной эффективности:

- в денежных потоках отражается (при наличии информации) стоимостная оценка последствий осуществления данного проекта в других отраслях народного хозяйства, в социальной и экологической сферах;

- в составе оборотного капитала учитываются только запасы (материалы, незавершенная готовая продукция) и резервы денежных средств;

- из доходов и затрат по операционной и финансовой деятельности исключаются их составляющие, связанные с получением кредитов, выплатой процентов по ним и их погашением, предоставленными субсидиями, дотациями, налоговыми и другими трансфертными платежами, при которых финансовые ресурсы передаются от одного участника проекта (включая государство) другому. В тех случаях, когда связанный с проектом платеж трансфертного характера осуществляется за пределы системы инвестиционного проекта (например, для российского проекта имеет место выплата процентов по зарубежному кредиту), соответствующие затраты должны учитываться;

- производимая продукция (работы, услуги) и затрачиваемые ресурсы должны оцениваться в специальных экономических ценах:

а) стоимостная оценка товаров производится по-разному в зависимости от их роли во внешнеторговом обороте страны:

- продукция, предназначенная для экспорта, оценивается по реальной цене продажи на границе, т.е. цене фондовой биржи, за вычетом таможенных сборов, акцизов и расходов на доставку до границы;

- импортозамещающий выпуск и импортируемые оборудование и материалы оцениваются по цене замещаемой продукции плюс затраты на страховку и доставку;

- товары, предназначенные к реализации на внутреннем рынке, а также инфраструктурные услуги (расходы на электроэнергию, газ, воду, транспорт) оцениваются на основе рыночных цен с НДС, налогом на реализацию ГСМ, но без акцизов;

- новые (улучшенные) товары, реализуемые или приобретаемые на внутреннем рынке, но могущие экспортироваться, оцениваются по максимальной из двух величин: цене внутреннего рынка (с НДС, но без акцизов) и цене "на границе";

- цена отсутствующей или недоступной на внутреннем и внешнем рынке (в частности, новой, не имеющей аналогов) продукции устанавливается проектом с учетом результатов маркетинговых исследований или по согласованию с основными потребителями;

б) затраты труда оцениваются величиной заработной платы персонала (с установленными начислениями) исходя из средней годовой заработной

платы одного работника для РФ, для региона, в котором осуществляются затраты труда, или усредненной для данной отрасли производства. Рекомендуется при наличии информации учитывать среднюю зарплату (с начислениями) работников соответствующих профессионально-квалификационных групп;

в) используемые природные ресурсы (земельные участки, недра, лесные, водные ресурсы и др.) оцениваются в соответствии со ставками платежей, установленными законодательством РФ.

Денежные поступления от операционной деятельности рассчитываются по объему продаж тепловой энергии и текущим затратам.

Дополнительно в денежных потоках от операционной деятельности учитываются внешние эффекты, например, увеличение или уменьшение доходов сторонних организаций и населения, обусловленные последствиями реализации проекта.

При наличии соответствующей информации в состав затрат могут включаться ожидаемые потери от аварий и иных нештатных ситуаций.

В денежных потоках от инвестиционной деятельности учитываются:

- вложения в основные средства на всех шагах расчетного периода;
- затраты, связанные с прекращением проекта (например, на восстановление окружающей среды);
- вложения в прирост оборотного капитала;
- доходы от реализации имущества и нематериальных активов при прекращении инвестиционного проекта.

Для проектов, у которых влияние оборотного капитала мало, последний можно оценивать укрупненно, процентом от производственных затрат.

Оценка коммерческой эффективности инвестиционного проекта

Расчет показателей коммерческой эффективности ИП основывается на следующих принципах:

- используются предусмотренные проектом (рыночные) текущие или прогнозные цены на продукцию, услуги и материальные ресурсы;
- денежные потоки рассчитываются в тех же валютах, в которых проектом предусматриваются приобретение ресурсов и оплата продукции;
- заработная плата включается в состав операционных издержек в размерах, установленных проектом (с учетом отчислений);
- если проект предусматривает одновременно и производство и потребление некоторой продукции (например, производство и потребление комплектующих изделий или оборудования), в расчете учитываются только затраты на ее производство, но не расходы на ее приобретение;
- при расчете учитываются налоги, сборы, отчисления и т.п., предусмотренные законодательством, в частности, возмещение НДС за используемые ресурсы, установленные законом налоговые льготы и пр.;
- если проектом предусмотрено полное или частичное связывание денежных средств (депонирование, приобретение ценных бумаг и пр.), вложение соответствующих сумм учитывается (в виде затрат) в денежных по-

токах от инвестиционной деятельности, а получение (в виде доходов) - в денежных потоках от операционной деятельности;

- если проект предусматривает одновременное осуществление нескольких видов операционной деятельности, в расчете учитываются затраты по каждому из них.

В качестве выходных форм для расчета коммерческой эффективности проекта рекомендуются таблицы:

- отчета о прибылях и об убытках;
- денежных потоков с расчетом показателей эффективности.

Основным доходом в виде реальных денег от операционной деятельности является выручка от реализации продукции (тепловой энергии), определяемая по конечной (реализуемой на сторону) продукции, а также прочие и внереализационные доходы.

В денежный поток от инвестиционной деятельности входят:

А. Доходы (за вычетом налогов) от реализации имущества и нематериальных активов (в частности, при прекращении проекта), а также от возврата (в конце проекта) оборотных активов, уменьшение оборотного капитала на всех шагах расчетного периода.

Б. Вложения в основные средства на всех шагах расчетного периода, ликвидационные затраты, вложения средств на депозит и в ценные бумаги других хозяйствующих субъектов, в увеличение оборотного капитала, компенсации (в конце проекта) оборотных пассивов.

Изменение оборотного капитала определяется на основе расчетов текущих активов и текущих пассивов по состоянию на конец каждого шага. При этом влияние расчетов по займам на величину оборотного капитала не учитывается.

В предварительных расчетах и в проектах с малым объемом оборотных средств допускается приближенная оценка оборотного капитала как экспертно определяемой доли производственных издержек.

Оценка эффективности участия в проекте

Расчеты рекомендуется проводить в прогнозных ценах.

В случае если организационно-экономический механизм реализации проекта не сформирован или сформирован недостаточно детально, рекомендуется формировать и детализировать его в процессе выполнения расчетов.

При расчетах показателей эффективности участия предприятия в проекте принимается, что возможности использования денежных средств не зависят от того, что эти средства собой представляют (собственные, заемные, прибыль и т.д.).

В расчетах показателей эффективности участия предприятия в проекте принимаются во внимание денежные потоки от всех видов деятельности (инвестиционной, операционной и финансовой) и используется схема финансирования проекта. Заемные средства считаются доходами, платежи по займам - затратами. Выплаты дивидендов акционерам не учитываются в качестве оттока реальных денег.

В качестве выходных форм расчета эффективности участия предприятия в проекте рекомендуются таблицы:

- отчета о прибылях и затратах (о финансовых результатах) от реализации проекта;
- денежных потоков и показателей эффективности;
- финансового планирования для оценки финансовой реализуемости инвестиционного проекта;
- прогнозных финансовых показателей.

Оценка показателей эффективности инвестиционного проекта для акционеров производится за планируемый период существования проекта на основании индивидуальных денежных потоков для каждого типа акций (обыкновенные, привилегированные). Расчеты этих потоков носят ориентировочный характер, поскольку на стадии разработки проекта дивидендная политика неизвестна. Однако они могут оказаться полезными для оценки возможности привлечения потенциальных акционеров к участию в проекте.

Оценка бюджетной эффективности инвестиционных проектов

Бюджетная эффективность оценивается по требованию органов государственного и/или регионального управления. В соответствии с этими требованиями может определяться бюджетная эффективность для бюджетов различных уровней или консолидированного бюджета.

Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К доходам, учитываемым при расчете бюджетной эффективности инвестиционного проекта, в основном, относятся:

- доходы от налогов, акцизов, пошлин, сборов и отчислений во внебюджетные фонды, установленных действующим законодательством;
- доходы от лицензирования, конкурсов и тендеров на разведку, строительство и эксплуатацию объектов, предусмотренных проектом;
- платежи в погашение кредитов, выданных из соответствующего бюджета участникам проекта;
- платежи в погашение налоговых кредитов (при "налоговых каникулах");
- комиссионные платежи Минфину РФ за сопровождение иностранных кредитов (в доходах федерального бюджета);
- дивиденды по принадлежащим региону или государству акциям и другим ценным бумагам, выпущенным в связи с реализацией инвестиционного проекта.

К затратам бюджетных средств относятся:

- предоставление бюджетных (в частности, государственных) ресурсов на условиях закрепления в собственности соответствующего органа управления (в частности, в федеральной государственной собственности) части акций акционерного общества, создаваемого для осуществления инвестиционного проекта;

- предоставление бюджетных ресурсов в виде инвестиционного кредита;

- предоставление бюджетных средств на безвозмездной основе (субсидирование);

- бюджетные дотации, связанные с проведением определенной ценовой политики и обеспечением соблюдения определенных социальных приоритетов.

Отдельно рекомендуется учитывать:

- налоговые льготы, отражающиеся в уменьшении поступлений от налогов и сборов. В этом случае затрат также не возникает, но уменьшаются доходы;

- государственные гарантии займов и инвестиционных рисков. Затраты при этом отсутствуют. Дополнительным доходом служит плата за гарантии. При оценке эффективности проекта с учетом факторов неопределенности в затраты включаются выплаты по гарантиям при наступлении страховых случаев.

При оценке бюджетной эффективности проекта учитываются также изменения доходов и расходов бюджетных средств, обусловленные влиянием проекта на сторонние предприятия и население, если проект оказывает на них влияние, в том числе:

- прямое финансирование предприятий, участвующих в реализации инвестиционного проекта;

- изменение налоговых поступлений от предприятий, деятельность которых улучшается или ухудшается в результате реализации инвестиционного проекта;

- выплаты пособий лицам, остающимся без работы в связи с реализацией проекта (в том числе при использовании импортного оборудования и материалов вместо аналогичных отечественных);

- выделение из бюджета средств для переселения и трудоустройства граждан в случаях, предусмотренных проектом.

По проектам, предусматривающим создание новых рабочих мест в регионах с высоким уровнем безработицы, в доходной части бюджетных средств учитывается экономия капиталовложений из федерального бюджета или бюджета субъекта Федерации на выплату соответствующих пособий.

В качестве выходной формы рекомендуется таблица денежного потока бюджета с определением показателей бюджетной эффективности. Основным показателем бюджетной эффективности является чистый дисконтированный доход бюджета. При наличии бюджетных затрат возможно определение внутренней нормы доходности и индекса доходности бюджета. В случае предоставления государственных гарантий для анализа и отбора независимых проектов при заданной суммарной величине гарантий, наряду с чистым дисконтированным доходом бюджета существенную роль может играть также индекс доходности гарантий - отношение чистого дисконти-

рованного дохода бюджета к величине гарантий (в случае необходимости - дисконтированной).

Основой для расчета показателей бюджетной эффективности являются суммы налоговых поступлений в бюджет и выплат для бюджетов различных уровней, с добавлением подоходного налога на заработную плату.

На практике в большинстве случаев требуется оценка с позиции предприятия. Коммерческая оценка проектов с позиции предприятия выполняется при предположении, что их реализует один участник.

Проект оценивается или методом сопоставления капиталовложений с получаемым доходом, или методом сопоставления затрат по проекту с затратами базового варианта.

Оценка экономической эффективности варианта инвестиций производится в два этапа:

- этап 1 – сравнение различных вариантов СТС на основе расчета и сопоставления критериев экономической эффективности инвестиций; выбор наиболее эффективного в указанном смысле решения;

- этап 2 – сравнение вариантов инвестиций в СТС с другими возможностями использования денежных средств инвесторов (например, их использования в качестве «портфельных» инвестиций).

Перечисленные выше этапы относятся к проектам, осуществление которых приводит к снижению текущих издержек и приросту прибыли. Такие проекты связаны либо с установкой дополнительного энергосберегающего оборудования, либо с заменой старого оборудования на новое, менее энергоемкое, или с большим коэффициентом полезного действия, или более надежное.

Для проектов «затратного» характера, не предназначенных для получения прибыли, которые, как правило, представлены мероприятиями, необходимость выполнения которых обусловлена требованиями соответствующих нормативных и директивных документов (СНиП, ГОСТ, норм технологического проектирования и т. п.) выбор варианта инвестиций производится по принципу минимума приведенных затрат.

При определении экономической эффективности варианта инвестиций принимается, что инвестиции - единовременны (реализуются в течение одного года); норма дисконта r берется расчетной за срок эксплуатации $T_{сл}$.

Критерии экономической эффективности варианта инвестиций могут рассчитываться в двух вариантах [61]:

- при дисконтировании поступающих доходов за срок эксплуатации $T_{сл}$ – если полученные в результате инвестиций промежуточные доходы используются в качестве оборотных средств;

- при наращении (капитализации) указанных доходов – если полученные в результате инвестиций промежуточные доходы используются в виде «портфельных» инвестиций.

В зависимости от схемы использования получаемых промежуточных доходов критерии эффективности варианта инвестиций рассчитываются по разным формулам [61].

ГЛАВА 7. РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЮ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

7.1. Формирование вариантов источников теплоснабжения

Общая тепловая мощность системы теплоснабжения подлежит распределению по источникам теплоснабжения. Выбор источника теплоснабжения, определение количества и единичной производительности, параллельно работающих котлоагрегатов (теплогенераторов) следует осуществлять в соответствии с требованиями СНиП II-35-76* «Котельные установки».

При формировании вариантов систем теплоснабжения с разной степенью их централизации принято условие, в соответствии с которым в ИТ следует устанавливать однотипные котельные агрегаты одинаковой тепловой мощности [42].

Кроме того, в качестве исходных данных для проектных вариантов принимаются показатели типовых проектов ИТ, действующие на момент начала проектных работ. Если разрабатывается альтернативный проектный вариант, не имеющий аналога в перечне типовых проектов, то исходные данные при автоматизированном проектировании заполняются в диалоговом режиме.

Экономичность работы котельного агрегата зависит от его нагрузки. Максимальная экономичность его работы достигается при номинальной (проектной) нагрузке. Поэтому мощность и количество котельных агрегатов необходимо выбирать таким образом, чтобы в различных режимах отопительного периода они имели нагрузки, приближающиеся к номинальным.

Число работающих котлоагрегатов, установленных в ИТ, по режимам отопительного периода зависит от требуемой рабочей тепловой мощности ИТ. Тепловая мощность, отпускаемая на горячее водоснабжение, в течение года остается приблизительно постоянной, в то время как тепловая мощность на отопление и вентиляцию, расходуемая только в течение отопительного периода, является величиной переменной. Количество устанавливаемых на параллельную работу котельных агрегатов [30] определяется по формуле:

$$n = \frac{1}{(1-\alpha')}, \qquad (7.1)$$

где α – доля допустимого снижения тепловой мощности ИТ в режиме наиболее холодного месяца отопительного периода при аварии и выходе из строя одного котельного агрегата, определяется по формуле:

$$\alpha' = \frac{Q_{\text{пхм}}}{Q_{\text{ит}}}, \qquad (7.2)$$

где $Q_{\text{пхм}}$ – минимально допустимая мощность ИТ в режиме наиболее холодного месяца (см. табл. 7.1).

Таблица 7.1

Исходные значения величин n и a

n	2	3	4
α	0,5	0,67	0,75

Недостатком действующей системы проектирования представляется отсутствие учета изменений КПД котлоагрегата, происходящих в зависимости от его нагрузки, времени работы в течение года, затрат энергии на электропривод дымососов, насосов и вентиляторов. Это существенно влияет на экономичность использования топливно-энергетических ресурсов, то есть на величину эксплуатационных затрат.

При выборе основного состава оборудования котельной на стадии проектирования следует учитывать средний за отопительный период или за год КПД источника теплоснабжения, обратная величина которого пропорциональна удельному расходу топлива $B_{\text{уд ср}}$. Для котлоагрегатов, работающих параллельно на общий коллектор, количественное значение расхода топлива B, м^3/с, с учетом потребления электроэнергии на выработку теплоты Q (пересчет ведется по стоимостным показателям) предлагается определять из выражения, минимальное значение которого соответствует оптимальному составу оборудования:

$$B = \sum_{i=1}^{n} 1 / Q_H^P \left(Q_i / n_i + C_W / C_t \sum_{J=1}^{m} P_j\right) = \sum_{i=1}^{n} Q_i / Q_H^P \cdot \eta_{inp} \rightarrow \min. \qquad (7.3)$$

При граничных условиях $Q_i = 0$; $Q_{i\,min} \le Q_i \le Q_{i\,max}$;

$$Q = \sum_{i=1}^{m} Q_i ,$$

где Q_H^P – низшая теплота сгорания топлива, МВт/м^3; Q_i – тепловая мощность i -го котла, МВт; Q_{imin}, Q_i, $Q_{i\,max}$ – диапазон изменения тепловой мощности i-го котла, МВт; n – число параллельно работающих котлов; C_W , C_t – соответственно цена отпуска электроэнергии и тепловой энергии, р/(кВт·ч); B, Q – соответственно суммарные расходы топлива и суммарная тепловая мощность ИТ, м^3/с, МВт; P_i – потребление электрической мощности электроприводом электрооборудования, относящегося к одному котлу при нагрузке тепловой мощности последнего Q_i с учетом собственных нужд, МВт; η_i – КПД котла с учетом затрат на потребляемую электроэнергию (см. табл. 7.2).

Таблица 7.2

Показатели расчета расхода топлива и потребления электрической энергии котлами различных типов в зависимости от вырабатываемой тепловой мощности котлов

Доля выработки тепловой мощности от расчетной при $t_н = t_{р.о}$	Коэффициент полезного действия котла, %	Расход топлива, $м^3/ч$	Потребление электроэнергии		
			$Э_{дым}$, кВт	$Э_{дв}$, кВт	суммарное значение $Э=Э_{дым}+Э_{дв}$, кВт
1	2	3	4	5	6
КВ-ГМ-4-150					
1	93,90	493,84	20,51	2,52	23,03
0,9	93,64	445,69	15,54	2,33	17,87
0,8	93,38	397,26	10,94	2,16	13,10
0,7	93,14	348,52	7,34	1,99	9,33
0,6	92,87	299,59	4,34	1,84	6,18
0,5	92,61	250,85	2,36	1,71	4,07
0,4	92,35	200,84	1,11	1,58	2,69
0,3	92,10	151,05	1,04	1,47	2,51
КВ-ГМ-6,5-150					
1	94,10	801,18	31,75	4,85	41,6
0,9	93,84	723,06	30,12	4,49	34,61
0,8	93,58	644,50	21,20	4,15	25,31
0,7	93,33	565,47	14,14	3,85	17,99
0,6	93,07	486,03	8,32	3,56	11,88
0,5	92,81	406,15	6,16	3,30	9,46
0,4	92,55	325,82	2,92	3,05	5,97
0,3	92,30	245,05	1,13	2,82	3,95
КВ-ГМ-10-150					
1	92,01	1260,12	76,60	7,37	83,97
0,9	91,74	1137,78	58,03	6,82	64,85
0,8	91,48	1014,24	40,87	6,32	47,19
0,7	91,23	889,92	27,43	5,85	33,28
0,6	90,97	764,95	16,22	5,42	21,64
0,5	90,71	639,26	8,82	5,02	13,84
0,4	90,45	612,87	4,18	4,64	8,82
0,3	90,20	385,75	1,63	4,30	5,93
КВ-ГМ-20-150					
1	89,03	2610,11	208,84	21,41	230,25
0,9	88,74	2356,54	158,21	19,82	178,03

Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6
0,8	88,48	2100,85	111,42	18,35	129,77
0,7	88,23	1843,52	74,78	16,99	91,86
0,6	87,97	1584,79	44,25	15,74	59,99
0,5	87,71	1324,53	24,05	14,57	38,62
0,4	87,45	1062,75	11,40	13,49	24,89
0,3	87,20	799,42	4,43	12,49	16,92
КВ-ГМ-30-150					
1	89,00	3910,48	221,19	48,02	269,21
0,9	88,74	3529,75	167,57	44,46	212,03
0,8	88,48	3146,77	118,01	41,17	159,18
0,7	88,23	2761,32	79,20	38,11	117,31
0,6	87,97	2373,79	46,86	35,29	82,15
0,5	87,71	1983,95	25,47	32,68	58,15
0,4	87,45	1591,85	12,07	30,26	42,33
0,3	87,20	1197,42	4,70	28,02	32,73
КВ-ГМ-50-150					
1	92,5	6274,46	421,29	68,14	489,43
0,9	92,24	5662,93	319,16	63,09	382,25
0,8	91,98	5047,95	224,76	58,42	283,18
0,7	91,73	4429,14	150,85	54,09	204,94
0,6	91,47	3807,11	89,26	50,08	139,34
0,5	91,21	3181,53	48,51	46,37	94,88
0,4	90,95	2552,45	22,99	42,94	65,93
0,3	90,70	1919,73	8,94	39,76	48,70
КВ-ГМ-100-150					
1	93,04	12740,73	1116,23	173,18	1289,41
0,9	92,74	11255,13	845,63	160,35	1005,98
0,8	92,48	10032,68	595,51	148,47	743,98
0,7	92,24	8801,73	399,67	137,48	537,15
0,6	91,70	7566,32	158,72	127,29	286,01
0,5	91,71	6322,94	51,04	117,86	168,90
0,4	91,45	5072,62	24,19	109,13	133,32
0,3	91,20	3815,23	9,41	101,05	110,46
"Факел-Г"					
1	89,10	112,41	8,16	2,72	10,88
0,9	88,78	101,42	6,18	2,67	8,85
0,8	88,48	90,46	4,35	2,32	6,67

Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6
0,7	88,17	79,43	2,92	2,17	5,09
0,6	87,85	68,34	1,73	1,93	3,66
0,5	87,54	57,14	0,93	1,89	2,82
0,4	87,33	45,82	0,85	1,74	2,59
0,3	86,81	34,58	0,78	1,42	2,20

Задача распределения тепловой нагрузки между источниками теплоты решается в два этапа: на первом аппроксимируется функция расхода топлива каждым котлом в зависимости от тепловой мощности, при этом предусматривается хранение в памяти ЭВМ данных по аппроксимации для различных типов котлов; на втором решается задача оптимизации.

Основной исходной информацией для распределения тепловой мощности с помощью ЭВМ являются зависимости расхода топлива и электроэнергии от тепловой мощности каждого котла. Выходными показателями автоматизированного расчета являются значения тепловой мощности и расхода топлива по каждому котлоагрегату и суммарного расхода топлива источником теплоты.

Годовой расход топлива $B_{год}$, тыс. м^3, годовая выработка тепловой энергии $Q_{год}$, ГДж, и среднегодовой удельный расход топлива $B_{уд}^{БР}$, тыс.м^3/ГДж, определяется по формулам:

$$B_{год} = 3{,}6\sum_{t=1}^{t_{max}}(B \cdot Z_t), \qquad (7.4)$$

$$Q_{год} = \sum_{t=1}^{t_{max}}\sum_{i=1}^{n} Q_i \cdot Z_t\ ; \qquad (7.5)$$

$$B_{уд}^{БР} = B_{год}/Q_{год}, \qquad (7.6)$$

где Z_t – годовое число часов стояния температуры наружного воздуха $t_н$, ч.; t_{max} – максимальное значение индекса для $t_Н$.

В случае работы двух и более котлов нагрузка между ними распределяется поровну. Значение КПД ($\eta_i^{пр}$) с учетом затрат на потребляемую электроэнергию описывается уравнением [4]:

$$\eta_i^{ПР} = 1/(Q_i^2 - \beta Q_i + \gamma)\ ; \qquad (7.7)$$

при $\alpha > 0; \beta > 0; \beta^2 - 4^{\alpha\gamma} < 0,$

где α, β, γ – постоянные коэффициенты.

Максимальному значению КПД соответствует значение $Q^* = \beta/(2\alpha)$, и оптимальное решение (сколько котлов надо принять к установке в источнике теплоснабжения) достигается, когда $Q_i = Q/n \geq 2/3(Q^*)$. При $Qi<2/3Q^*$ оптимальное распределение следует искать на границах области работы котлоагрегатов.

7.2. Корреляционно-регрессионные модели расхода ресурсов при эксплуатации системы теплоснабжения

Разработка алгоритма формирования вариантов систем теплоснабжения населенных пунктов и расчета соответствующих затрат выполняется на основе анализа типовых проектов источников теплоснабжения (ИТ), центральных тепловых пунктов (ЦТП) и газораспределительных пунктов (ГРП), комбинация которых по мощности в совокупности с вариантами систем трубопроводов тепло- и/или газоснабжения образует множество проектных решений.

Показатели типовых проектов включают показатели сметной стоимости и расхода ресурсов (топлива, воды, электроэнергии, трудозатрат на обслуживание, количества канализационных стоков и др.) для котельных, обеспечивающих разную тепловую мощность системы, и представляют собой ресурсную часть планируемых затрат на эксплуатацию теплоснабжающих систем.

Для изучения структуры и структурных изменений сметной стоимости и эксплуатационных расходов источников теплоты, ЦТП и ГРП с различной мощностью следует учесть то обстоятельство, что условия инфляции исключают представление этих видов затрат в денежной форме. При этом следует исходить из методологии ценообразования в условиях рынка, в соответствии с которой наиболее приемлемым методом представляется ресурсный метод определения стоимостных показателей. Количество ресурсов выражается величиной, не зависящей от фактора времени, а стоимостная составляющая изменяется в соответствии с темпами инфляции. Следует учесть, что стоимостные составляющие по разным затратам изменяются с разными темпами, что может повлиять на структуру суммарных затрат независимо от постоянства ресурсной составляющей. Для изучения структуры и структурных изменений сметной стоимости и эксплуатационных расходов источников теплоты, ЦТП и ГРП в данной работе была проведена группировка показателей типовых проектов по показателю мощности, который лежит в основе формирования совокупности вариантов проектных решений систем теплоснабжения по степени централизации источников теплоты. Мощность представляет собой структурный признак группировки, при этом необходимо выявить количество групп и установить величины принятых интервалов.

Для анализа в данной работе рассмотрены показатели типовых проектов котельных и проектов, разработанных ГПИ "ГИПРОПРОМ". Типовые проекты источников теплоты представляют собой блок, включающий строительную часть здания, оборудование, позволяющее ему обеспечивать потребителя заданным количеством теплоты для условий базового района строительства. В соответствии с представленной мощностью типовых проектов было выделено две группы ИТ, характеризуемых качественными признаками: малой мощности и средней мощности. Группировка типовых проектов по мощности проделана относительно среднего значения $X = 36{,}27$ МВт.

Объектом исследования были приняты 14 типовых проектов ИТ, наиболее часто используемых в практике проектирования. Из них в соответствии с принятой группировкой по показателю мощности 64% составляют ИТ малой мощности (до 36 МВт), 36% – средней мощности (более 36 МВт).

Формирование вариантов проектных решений ИТ с наименьшими показателями эксплуатационных расходов требует использования централизованных систем теплоснабжения. Однако в зависимости от реального состояния обеспеченности населенного пункта теплотой возможна различная комбинация ИТ по мощности, что влечет изменение суммарных затрат по вариантам. Особое внимание в последние годы уделяется применению ИТ, не требующих дополнительных капитальных вложений на строительную часть или ограниченные капитальные вложения. Тем не менее, в условиях множества комбинаций и разнообразных условий обеспечения теплотой населенных районов России требуется обоснование их целесообразности.



Рисунок 7.1. Схема учета базовых характеристик экономико-математической модели развития систем теплоснабжения

Показатели расхода топливно-энергетических ресурсов на эксплуатацию ИТ позволяют сделать вывод о высокой доле (80–90%) затрат на топливо, независимо от уровня цен, так как абсолютное значение расхода в натуральных единицах значительно превышает другие аналогичные показатели, а цена на топливо превышает цены на другие ресурсы во всех рассматриваемых уровнях цен.

Факторы, влияющие на формирование затрат на системы теплоснабжения, можно выделить в четыре группы: конструктивно характеризующие степень централизации системы, природно-климатические условия районов обеспечения теплотой, технологические условия выработки и транспортировки теплоты, социально-экономические условия территориального района обеспечения теплотой. Каждая группа факторов в различной степени влияет на уровень затрат по созданию и эксплуатации системы теплоснабжения, а влияние факторов различно для каждой составляющей затрат.

Достоверному отбору факторов-аргументов способствует установление логической связи их с результативными признаками и учет особенностей, характерных для систем теплоснабжения. Такой особенностью представляется зависимость степени централизации системы от мощности локальных систем, образующих схему теплоснабжения жилого массива, населенного пункта, микрорайона или квартала.

Коэффициент множественной детерминации R^2 (см. табл. 7.3) показывает, на сколько процентов величина исследуемых затрат обусловлена влиянием учтенных и неучтенных факторов.

Таблица 7.3

Зависимости затрат ресурсов от мощности ИТ

Название зависимой переменной Y	Вид зависимости	R^2	Форма связи
1	2	3	4
Сметная стоимость оборудования ИТ, тыс. руб..*	$y = 2{,}5366x + 57{,}713$ $y = 0{,}0004x^3 - 0{,}108x^2 + 9{,}0677x$	0,7581 0,9432	Линейная Полиномиальная
Общая сметная стоимость ИТ, тыс. руб..*	$y = 11{,}45x + 170{,}89$ $y = 0{,}0015x^3 - 0{,}3357x^2 + 30{,}01x + 4{,}3088$	0,9184 0,9718	Линейная Полиномиальная
Сметная стоимость СМР ИТ, тыс. руб..*	$y = 8{,}9127x + 113{,}08$ $y = 0{,}001x^3 - 0{,}2076x^2 + 19{,}742x + 21{,}378$	0,9388 0,9667	Линейная Полиномиальная
Сметная стоимость ИТ с учетом привязки, тыс. руб..*	$y = 14{,}833x + 222{,}28$ $y = 0{,}002x^3 - 0{,}4368x^2 + 39{,}037x + 5{,}4843$	0,9182 0,9717	Линейная Полиномиальная
Годовой расход топлива (газа), тыс.куб.м	$y = 217{,}82x + 1205{,}5$ $y = (0{,}01x^3 - 1{,}8958x^2 + 301{,}8x + 672{,}95)$	0,9655 0,9687	Линейная Полиномиальная
Годовой расход холодной воды ИТ, тыс.куб.м	$y = 0{,}2013x + 1{,}1398$ $y = (-1E - 0{,}5x^3 + 0{,}0028x^2 + 0{,}0677x + 2{,}1719)$	0,9362 0,9443	Линейная Полиномиальная
Годовой расход горячей воды ИТ, тыс.куб.м	$y = 101{,}41x + 36{,}99$ $y = 167{,}82e^{0{,}22x}$ $y = 143{,}96x^{0{,}3125}$	0,9455 0,9816 0,9303	Линейная Экспоненциальная Степенная

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4
Годовой расход электроэнергии ИТ, МВт/ч	$y = 40{,}422x + 220{,}4$ $y = 0{,}0004x^3 - 0{,}13x^2 + 50{,}063x + 113{,}13$	0,986 0,9885	Линейная Полиномиальная
Годовая потребная мощность, кВт	$y = 9{,}371x + 11{,}032$ $y = -0{,}0007x^3 + 0{,}1353x^2 + 2{,}6498x + 64{,}908$	0,9876 0,9975	Линейная Полиномиальная
Площадь застройки ИТ, га	$y = 0{,}3865\ln(x) - 0{,}2971$ $y = 9E - 0{,}7x^3 - 0{,}0003x^2 + 0{,}0352x + 0{,}115$	0,9619 0,9714	Логарифмическая Полиномиальная
Штат ИТ, чел.	$y = 6{,}0393\ln(x) - 0{,}8075$	0,9173	Логарифмич.
Годовой объем канализационных стоков, тыс.куб.м	$y = -7E - 0{,}5x^3 + 0{,}0045x^2 + 2{,}2673x - 5{,}2178$ $y = 1{,}749x + 5{,}9161$	0,9448 0,9057	Полиномиальная Линейная

* В ценах 1991 года

Для практических расчетов в качестве аппроксимирующих могут быть использованы линейные, гиперболические, степенные и логарифмические функции, отражающие зависимость затрат ресурсов на создание и эксплуатацию ИТ от их мощности. Результаты выбора наилучшей аппроксимации приведены в табл. 7.3. Их графическое изображение представлено на рис.7.2–7.13.

Анализ разработанных моделей зависимости ресурсов ИТ от их мощности показал наличие сильной связи между независимыми переменными, так как значение коэффициента детерминации для всех представленных моделей имеет значение большее 0,9, которое показывает, что величина исследуемых затрат обусловлена влиянием мощности ИТ более чем на 75–99% и лишь на 1–25% – от неучтенных факторов.

На основе проделанного анализа следует вывод о возможности применения разработанных линейных моделей в оценочных расчетах. Для более точных расчетов следует использовать уравнения более высокого порядка.

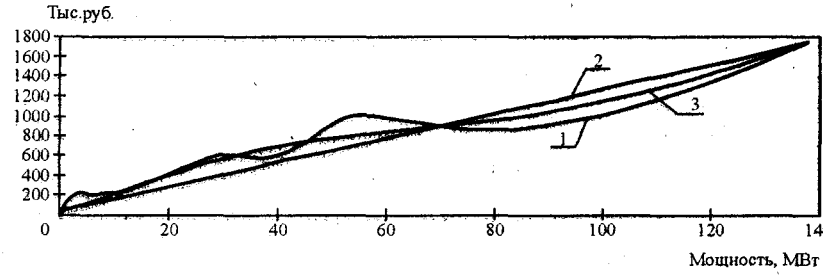


Рисунок 7.2. Зависимость общей сметной стоимости ИТ от тепловой мощности:
1 – проектные данные; 2 – линейная аппроксимация;
3 – полиномиальная аппроксимация

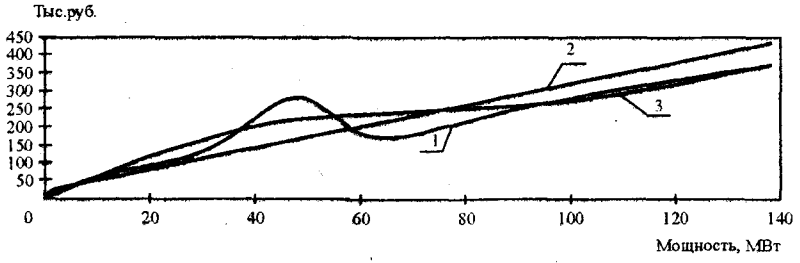


Рисунок 7.3. Зависимость сметной стоимости оборудования ИТ от тепловой мощности:
1 – проектные данные; 2 – линейная аппроксимация;
3 – полиномиальная аппроксимация

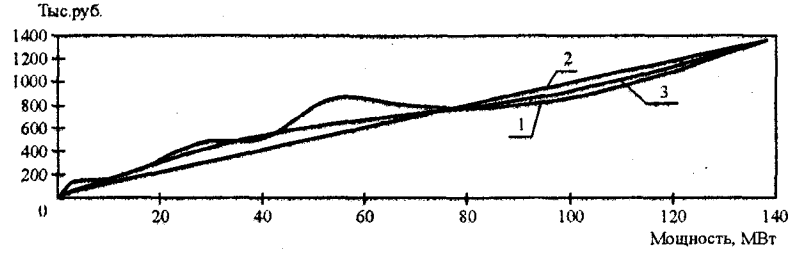


Рисунок 7.4. Зависимость сметной стоимости строительно-монтажных работ ИТ от тепловой мощности:
1 – проектные данные; 2 – линейная аппроксимация;
3 – полиномиальная аппроксимация

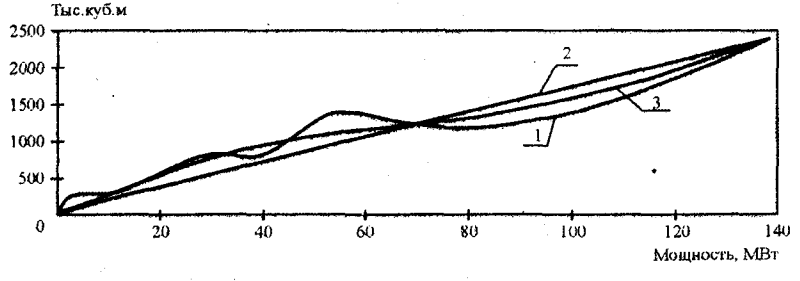


Рисунок 7.5. Зависимость сметной стоимости ИТ с учетом привязки от тепловой мощности:
1 – проектные данные; 2 – линейная аппроксимация;
3 – полиномиальная аппроксимация

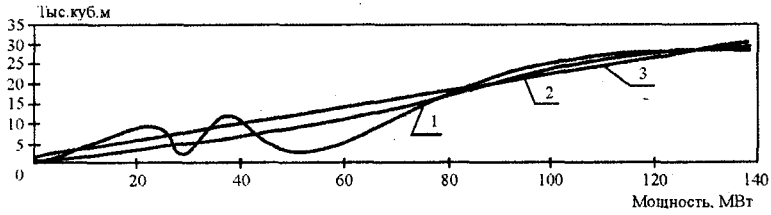


Рисунок 7.6. Зависимость годового расхода холодной воды ИТ от тепловой мощности:
1 – проектные данные; 2 – линейная аппроксимация;
3 – полиномиальная аппроксимация

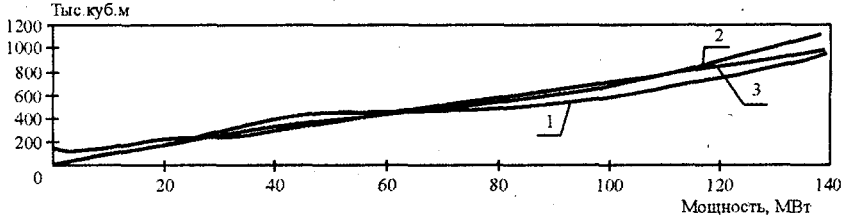


Рисунок 7.7. Зависимость годового расхода горячей воды ИТ от тепловой мощности:
1 – проектные данные; 2 – линейная аппроксимация;
3 – полиномиальная аппроксимация

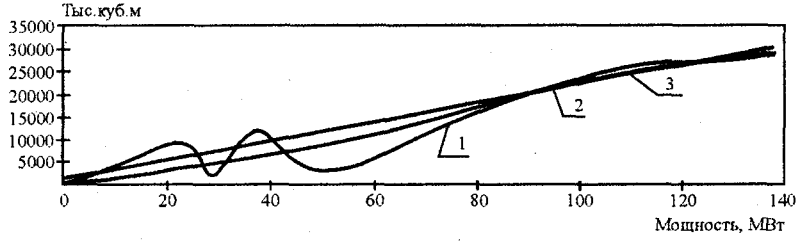


Рисунок 7.8. Зависимость годового расхода газа ИТ от тепловой мощности:
1– проектные данные; 2 – линейная аппроксимация;
3 – полиномиальная аппроксимация

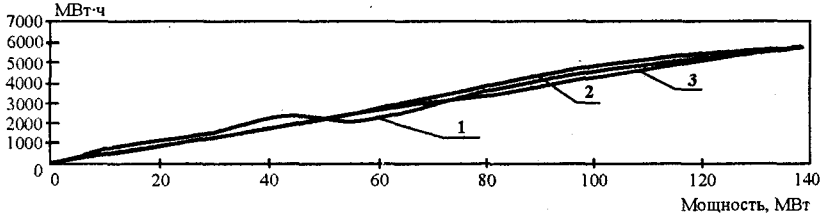


Рисунок 7.9. Зависимость годового расхода электроэнергии ИТ от тепловой мощности:
1 – проектные данные; 2 – линейная аппроксимация;
3 – полиномиальная аппроксимация

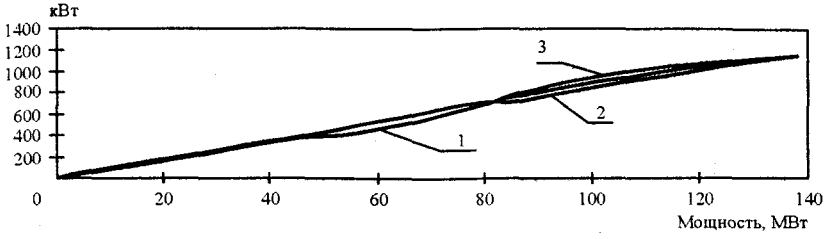


Рисунок 7.10. Зависимость годового расхода потребной электрической мощности ИТ от тепловой мощности:
1 – *проектные данные*; 2 – *линейная аппроксимация*;
3 – полиномиальная аппроксимация

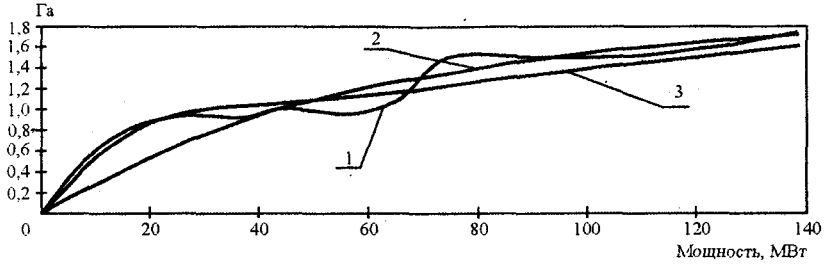


Рисунок 7.11. Зависимость площади застройки ИТ от тепловой мощности:
1 – проектные данные; 2 – полиномиальная аппроксимация;
3 – логарифмическая аппроксимация

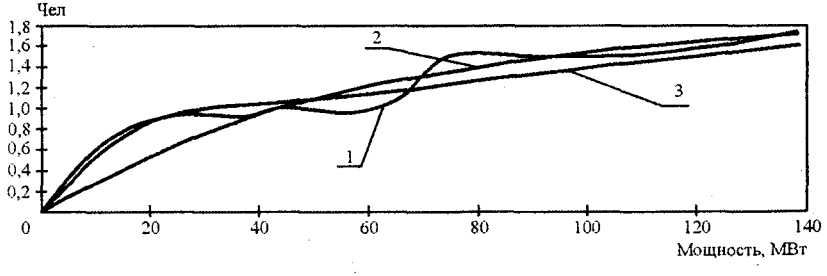


Рисунок 7.12. Зависимость численности обслуживающего персонала ИТ от тепловой мощности:
1 – проектные данные; 2 – полиномиальная аппроксимация;
3 – логарифмическая аппроксимация

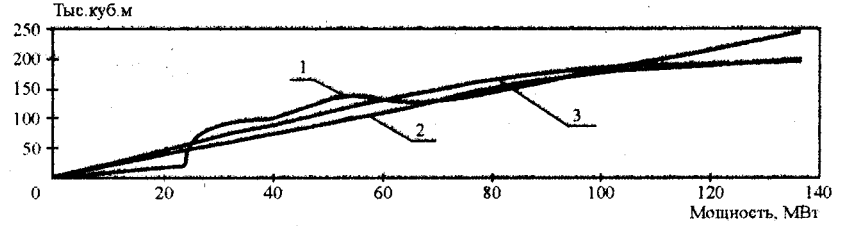


Рисунок 7.13. Зависимость годового объема канализационных стоков ИТ от тепловой мощности:
1 – проектные данные; 2 – линейная аппроксимация;
3 – полиномиальная аппроксимация

7.3. Методика расчета затрат на источники теплоснабжения

Затраты на сооружение и эксплуатацию источников теплоты за срок их службы, период окупаемости или другой установленный пользователем период времени представляют собой функцию факторов-аргументов, характеризующих количественные и качественные показатели их работы.

К основным количественным показателям работы источников теплоты относятся [30]:

1) выработка теплоты Q;

2) отпуск теплоты потребителям, $Q_{ит}$;

3) расход натурального топлива, B;

4) расход электроэнергии на собственные нужды, $W_{СН}$;

5) расход теплоты на собственные нужды, $Q_{СН}$;

6) расход добавочной воды (для чисто водогрейных котельных расход добавочной воды на восполнение потерь в тепловых сетях и ИТ), $G_{дв}$;

7) штатный состав обслуживающего персонала, N*;

8) количество канализационных стоков (дренажных, сбросных и т.п.), $G_{кс}$.

К основным качественным показателям работы источников теплоснабжения относятся:

1) годовое число часов использования установленной мощности, ч, определяется по формуле:

$$T = 1000/3600 \cdot Q_{год}/Q_{уст}, \qquad (7.8)$$

где $Q_{год}$ – годовая выработка тепловой энергии источником теплоснабжения, ГДж; $Q_{уст}$ – установленная тепловая мощность источника теплоснабжения, МВт;

2) коэффициенты использования установленной тепловой мощности и загрузки основного оборудования:

$$K_и = T / 8760; \quad K_З = Q_{max} / Q_{уст.}, \qquad (7.9, 7.10)$$

где Q_{max} – максимальная вырабатываемая источником теплоснабжения тепловая мощность на протяжении отопительного периода (как правило, при наружной температуре воздуха $t_{р.о.}$), МВт;

3) коэффициент расхода на собственные нужды:

$$K_{сн} = (Q_{год} - Q_{год}^{отп}) / B_{год} \cdot Q_Н^Р \cdot \eta_{ит}^{ср}, \qquad (7.11)$$

где $Q_{год}^{отп}$ – теплота, отпущенная потребителям за год, ГДж; $B_{год}$ – годовой расход топлива; $Q_{Н}^{Р}$ – теплотворная способность топлива; $\eta_{ит}^{ср}$ – средний за год коэффициент полезного действия ИТ;

4) экономический КПД брутто и нетто, %:

$$\eta_{бр} = Q_{год} \cdot (Q_{Н}^{Р} \cdot B_{год}) \cdot 100; \quad (7.12)$$

$$\eta_{нетто} = Q_{год}^{отп} / (Q_{Н} \cdot B_{год}) \cdot 100; \quad (7.13)$$

5) удельный расход условного топлива брутто, определяемый в тоннах условного топлива в расчете на 1 ГДж вырабатываемой теплоты:

$$B_{усл}^{бр} = 10^3 \cdot B_{год}^{усл} / Q_{год}; \quad (7.14)$$

$$B_{год}^{усл} = B_{год} \cdot Q_{Н}^{Р} / 29330. \quad (7.15)$$

6) удельный расход условного топлива нетто, выражаемый в тоннах условного топлива в расчете на 1 ГДж отпущенной потребителям теплоты:

$$B_{усл}^{нетто} = 10^3 \cdot B_{год}^{усл} / Q_{год}^{отп}; \quad (7.16)$$

7) удельный расход натурального топлива, брутто, $B_{уд}^{бр}$ (см. формулу 7.6);

8) удельный расход натурального топлива (природного газа), нетто:

$$B_{уд}^{нетто} = B_{год} / Q_{отп}; \quad (7.17)$$

9) штатный коэффициент, чел/МВт:

$$K_{шт} = N^* / Q_{уст}. \quad (7.18)$$

Одним из основных экономических показателей является себестоимость производства тепловой энергии. Это важнейший итоговый показатель работы предприятия, отражающий технический уровень и результат его производственно-хозяйственной деятельности. Годовые эксплуатационные затраты источников теплоснабжения (себестоимость производства тепловой энергии) подразделяются на постоянные и переменные. К постоянным относят амортизационные отчисления, содержание персонала, отчисления на текущий и капитальный ремонты, общехозяйственные и прочие расходы, не связанные непосредственно с объемом производства. К переменным затратам относят годовые эксплуатационные затраты на топливо, электроэнергию, воду или стоимость энергетических ресурсов. Переменные затраты зависят от объема выпуска продукции (теплоты) прямо пропорционально и являются одной из основных статей расходов на эксплуатацию ИТ (например, затраты на топливо составляют 60–80% в структуре эксплуатационных расходов ИТ).

Удельную себестоимость вырабатываемой теплоты в году t рассчитывают по формуле:

$$S_t = \sum_{j=1}^{j} Э_{jt} / 10^3 \cdot Q_{год}^{отп}, \quad (7.19)$$

где $\sum_{j=1}^{j} Э_{jt}$ – годовые эксплуатационные расходы в году, тыс. руб.уб.; $Q_{год}^{отп}$ – годовой отпуск теплоты потребителям, ГДж.

Затраты на сооружение и эксплуатацию источников теплоты для каждого сформированного варианта за период их учета приводятся к одному периоду времени и определяются по формуле:

$$З_{ит} = \sum_{h=1}^{H} \left[\begin{array}{l} \alpha_{kh} \sum_{e=1}^{E} \sum_{j=1}^{J} \sum_{i=1}^{I} k_{ejh} (Q_{ejih} - Q_{eji(h-1)}) + \\ + \alpha_{ch} \sum_{e=1}^{E} \sum_{j=1}^{J} \sum_{i=1}^{I} (\alpha_{eji} k_{eji} Q_{ejih} + C_{eji} Q_{ejih}) \end{array} \right] \quad (7.20)$$

где h = 1...H – интервал развития периода оптимизации (за шаг разбиения интервала принят один год); e – число узлов тепловой нагрузки рассматриваемого района теплоснабжения; j – число источников теплоснабжения, установленных в узле; i – число типов агрегатов выработки теплоты, установленных в источнике теплоснабжения; $к_{eji}$ – удельные капитальные вложения в строительство ИТ в текущем уровне цен, тыс. руб./МВт (принимаются по удельным укрупненным показателям сметной стоимости строительства в базисном уровне цен с пересчетом в текущий уровень цен по индексам, определяемым областными Центрами по Ценообразованию или по данным участников инвестиционного процесса. При отсутствии удельных показателей сметная стоимость источника теплоснабжения может быть определена в целом на основании данных экономико-математической модели (табл. 7.3); Q_{ejih} – установленная тепловая мощность, МВт; α_{kh} – коэффициент приведения разновременных затрат (капитальных вложений) к единому периоду; α_{ch} – коэффициент приведения разновременных затрат (годовых эксплуатационных расходов) к единому периоду; α_{eji} – норма годовых амортизационных отчислений; C_{eji} – удельные годовые эксплуатационные расходы на производство тепловой энергии, в том числе затраты на топливо, воду, электроэнергию, заработную плату персонала, тыс. руб..; затраты на топливо определяют как произведение расхода топлива на его цену в текущем уровне цен по данным Центра по Ценообразованию в строительстве или других источников; затраты на воду определяют как произведение расхода воды на текущую цену воды; затраты на электроэнергию определяют в соответствии с расчетными формулами [30] в соответствии с ценами текущего периода; затраты на оплату труда персонала определяют как произведение среднегодовой оплаты труда одного работника на численность штата в котельной и на коэффициент, учитывающий обязательные платежи в пенсионный фонд, фонды социального и медицинского страхования и др. (в соответствии с действующим законодательством). При этом могут быть использованы либо данные проектов ИТ, либо (при их отсутствии) – зависимости, представленные в табл. 7.3.

7.4. Формирование вариантов тепловых сетей

После формирования проектных вариантов источников теплоты требуется разработать варианты распределительных сетей теплоснабжения, которые должны удовлетворять условиям управляемости по обеспечению необходимого режима работы ИТ, возможности совместной работы нескольких ИТ, взаимного резервирования магистралей сети. Принципиальные схемы построения сетей теплоснабжения (в однолинейном изображении) представлены на рис. 7.14 и 7.15.

Первая схема (рис. 7.14) представляет собой сеть теплоснабжения с местными тепловыми пунктами, в которых трансформируется режим, необходимый для систем теплоиспользования потребителей. Такая сеть включает сотни и тысячи отдельных тепловых пунктов, расположенных в зданиях. Каждый из них рассчитан на параметры ИТ и должен иметь оборудование и приборы регулирования, защиты, контроля и учета, необходимые для удовлетворительного сочетания режима использования теплоты с режимом ИТ и сети теплоснабжения. С увеличением тепловой мощности ИТ увеличивается радиус действия сети теплоснабжения, возрастают различия в параметрах теплоносителя у потребителей, сложнее становятся схемы присоединения потребителей.

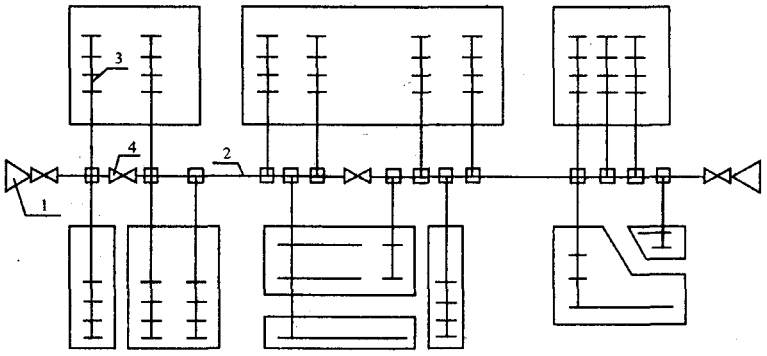


Рисунок 7.14. Принципиальная схема тепловых сетей с индивидуальными тепловыми пунктами:
1 – районная котельная (или ТЭЦ); 2 – тепловая магистраль; 3 – распределительные сети в микрорайонах; 4 – секционирующие задвижки в магистралях (задвижки на ответвлениях от магистралей условно не показаны)

Вторая схема (рис.7.15) включает групповой (микрорайонный) ЦТП и упрощенные местные тепловые пункты в зданиях. Возможный радиус действия такой сети может составлять до 600–800 м, что позволяет создать в них тепловую устойчивость и точность распределения циркулирующей сетевой воды в условиях отсутствия авторегуляторов гидравлической устойчивостью сети теплоснабжения в зависимости от соотношения давлений в начале и конце сети.

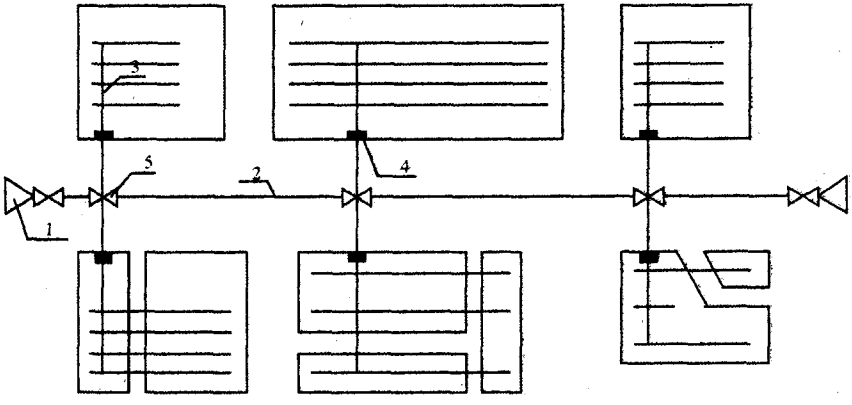


Рисунок 7.15. Принципиальная схема тепловых сетей с групповыми или центральными тепловыми пунктами (ГТП или ЦТП):
1 – районная котельная (или ТЭЦ); 2 – тепловая магистраль; 3 – распределительные сети в микрорайонах; 4 – групповые тепловые пункты;
5 – секционирующие задвижки в магистралях
(задвижки на ответвлениях от магистралей условно не показаны)

Отличительными особенностями схемы, представленной на рис. 7.15, являются наличие группового управления и уменьшение количества ответвлений от магистрали, что увеличивает надежность сетей без увеличения затрат. Для оптимальной структуры крупных сетей теплоснабжения необходимо устанавливать более мощные тепловые пункты. Сооружение тепловых пунктов мощностью 30–50 МВт полностью отделяет распределительные сети от магистралей и создает стройную иерархическую структуру: источник теплоснабжения ИТ – магистральные сети – тепловой пункт – распределительные сети – тепловые пункты в зданиях и местные системы зданий. Такая структура позволяет получить управляемую систему теплоснабжения при минимальных затратах на автоматизацию и телемеханизацию, т.е. обеспечить точное распределение циркулирующей воды в нормальном и аварийном режимах. При совместной работе нескольких ИТ возможно изменение режима работы сети в заданных пределах.

Тем не менее, однозначность вывода о блочном принципе проектирования сетей теплоснабжения должна быть обоснована технико-экономическими расчетами. Групповые ЦТП можно применять и в сетях средней мощности, когда функцию ИТ выполняют районные котельные, а также при объединении нескольких ИТ (котельных).

На рис. 7.16 представлен вариант сети теплоснабжения, объединяющей две районные и квартальную котельные. Через групповые ЦТП к ней присоединяются две распределительные сети и групповой ЦТП, объединяющий работу мелких местных котельных. Такой вариант совместной работы может обеспечить значительную экономию топлива и трудозатрат.

Выбор схемы распределительных сетей должен быть основан на расчетах, учитывающих местные условия строительства (количество, дислокацию размещения тепловых пунктов, их тепловую мощность, возможность получения необходимого оборудования и др.). Факторы, влияющие на затраты по сооружению и эксплуатации сетей теплоснабжения, можно объединить в следующие группы:

- топографические (данные о месторасположении ИТ и точек присоединения ответвлений (или квартальных вводов) к абонентам;
- расчетные тепловые характеристики (максимально часовые и годовые расчетные тепловые мощности каждого абонента и максимально возможный отпуск теплоты ИТ);
- расчетные температурные характеристики (максимально возможные температуры теплоносителя на выходе из ИТ в тепловые сети, минимальные значения требуемых температур воды на вводе у абонентов);
- стоимостные (цены на материалы и другие ресурсы, необходимые для строительства и эксплуатации сетей теплоснабжения).

Задача определения месторасположения ИТ может быть решена, например, с помощью программы "Структура". Для оценки проектных вариантов на ранних стадиях проектирования, когда нет рабочего проекта, достаточно знать показатели, характеризующие протяженность сети, металлоемкость, задать тип, количество и мощность тепловых пунктов, расчетное значение расхода сетевой воды и перепады давлений в сети.

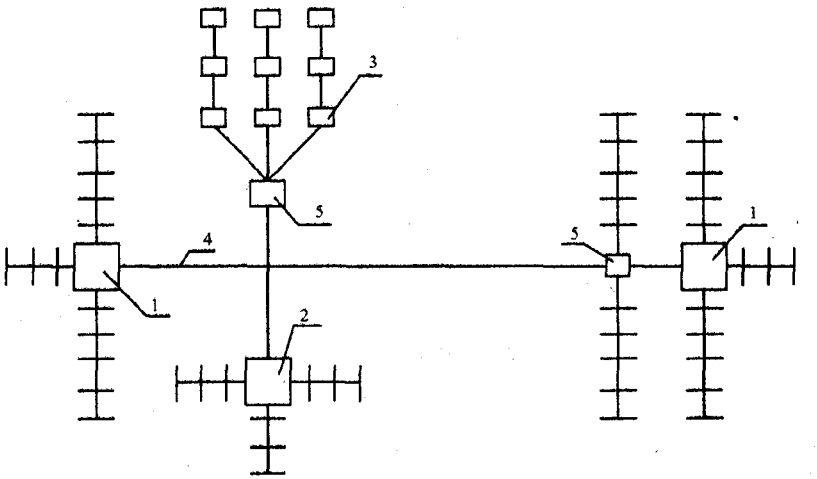


Рисунок 7.16. Схема объединения котельных принципиальная :
1 – районная котельная; 2 – квартальная котельная;
3 – куст местных (домовых) котельных; 4 – соединительная тепловая сеть;
5 – групповой или центральный тепловой пункт (ГТП или ЦТП)

Для определения протяженности и металлоемкости требуется оценка конфигурации сети. При этом расположение абонента относительно ИТ

может определять различную конфигурацию с соответствующей протяженностью сетей, а также варианты конфигурации с одинаковой их протяженностью.

Тип тепловых пунктов для каждого проектного варианта выбирается исходя из тепловой мощности ИТ. Для крупных ИТ принимаются групповые ЦТП, для мелких (включая домовые) котельных – тепловые пункты в отапливаемых зданиях. В зависимости от типа тепловых пунктов будет определена их единичная тепловая мощность в соответствии с данными типовых проектов ЦТП, а также количество ЦТП.

Значения перепадов температур сетевой воды позволят перейти от заданных значений тепловых мощностей, потребляемых абонентами, к расчетным расходам сетевой воды на эти цели.

Полная материальная характеристика М для разветвленных сетей может быть определена, если известны диаметры и длина труб по всем участкам сети. Для сравнения вариантов на ранних стадиях проектирования достаточно задания суммарной длины труб по сетям или суммарной длины трассы сетей. Для двухтрубных водяных сетей первая величина всегда вдвое больше второй. Для определения диаметров используется [57] средний диаметр труб по сетям ($d_{ср}$), определяемый по формуле:

$$d_{ср} = \sum_{m_i=1}^{m} d_m l_m \Big/ \sum_{m_i=1}^{m} l_m = M / L, \qquad (7.21)$$

где L – суммарная длина труб (или трассы) сетей по всем участкам, м; М – суммарная материальная характеристика, $м^2$; d_m, l_m – соответственно диаметр и длина труб (или трассы) сетей на каждом участке, м.

Материальная характеристика представляет собой наружную поверхность всех труб теплосети, разделенную на 2π (или π). Таким образом, для средней характеристики сетей теплоснабжения достаточно знать значения L и М или L и $d_{ср}$.

В табл. 7.4 приведены средние значения диаметров теплопроводов в зависимости от назначения сетей [58].

Кроме среднего диаметра труб, тип сетей характеризует протяженность труб (или трассы сетей) и значение суммарного расчетного максимально часового отпуска тепловой мощности по всей сети в целом $Q_{ит}$, МВт. Однако пределы колебаний значений L и $Q_{ит}$ применительно к сетям одного и того же типа намного больше, чем для значений $d_{ср}$, и поэтому их характеристика типа сетей менее точная. Пределы колебаний значений материальной характеристики М также велики.

Профессором С.Ф. Копьевым предложены удельные показатели: удельная материальная характеристика μ и удельная длина трассы сетей теплоснабжения λ, определяемые по формулам:

$$m = M / Q_{ит}, \qquad \lambda = L / Q_{ит}. \qquad (7.22, 7.23)$$

С уменьшением среднего диаметра $d_{ср}$ удельные показатели μ и λ растут, причем колебания значений удельной материальной характеристики меньше, чем удельной протяженности трассы. Эти колебания вызываются

двумя факторами: разветвленностью сетей, т.е. количеством вводов и ответвлений на 1 МВт присоединенного максимума тепловой мощности, и транзитом теплоты, то есть удаленностью источника теплоснабжения ИТ от основной массы потребителей теплоты. С ростом разветвленности и транзита теплоты значения показателей μ и λ растут, но определить влияние каждого из этих показателей в отдельности весьма затруднительно. Такая неопределенность связана с тем, что суммарная тепловая мощность сети теплоснабжения $Q_{ит}$ характеризует только масштабы отпуска теплоты, но не отражает фактор расположения абонентов относительно ИТ, который весьма существенно влияет на их удельные показатели, но не поддается воздействию при проектировании или эксплуатации сетей.

Таблица 7.4

Значения $d_{ср}$ в зависимости от назначения трубопровода сети теплоснабжения

Назначение трубопровода сети теплоснабжения	Средний диаметр трубопровода, мм	
	минимальный	максимальный
Внутриквартальные и для небольших поселков	50	80
Распределительные и межквартальные	80	300
Магистральные и районные	300	600

Для учета этого фактора предлагается использовать вместо понятия "теплоплотность района" (основанного на допущении равномерно распределенной тепловой мощности по территории района) другой показатель, основанный на представлении потребляемых тепловых мощностей в виде сосредоточенных нагрузок в точках их присоединения к тепловым сетям.

Таблица 7.5

Средняя дальность транспорта теплоты и удельный оборот теплоты по трассе сети теплоснабжения

Категория трубопровода сети теплоснабжения	Средняя дальность транспорта теплоты в сети $l_{ср}$, м		Средний удельный оборот теплоты по трассе сети $s_{ср}$, МВт	
	миним.	максим.	миним.	максим.
Внутриквартальные и для небольших поселков	50	250	0,6	1,2
Распределительные и межквартальные	250	1000	1,2	2,9
Магистральные и районные	1000	2500	100	230

При рассмотрении процесса транспортировки теплоты потребителям каждый i-й потребитель тепловой мощности характеризуется двумя величинами: расчетным максимумом Q_i и расстоянием точки присоединения этого потребителя от ИТ L_i. Произведение этих величин МВт·м или МВт·км в данной работе предлагается назвать, по аналогии с механикой, моментом тепловой нагрузки относительно ИТ. Чем больше значение этого момента,

тем, очевидно, должна быть больше и материальная характеристика трубопровода сети теплоснабжения, соединяющего ИТ с точкой присоединения потребителя тепловой мощности. Причем речь идет не о простой пропорциональности между величинами M и S, так как диаметры трубопроводов растут пропорционально не тепловой нагрузке Q, а этой нагрузке Q в степени 0,38. Для сетей с большим количеством абонентов n характерной является величина суммы моментов тепловых нагрузок (S_T), определяемая по формуле:

$$S_T = \sum_{i=1}^{n} S_i = \sum_{i=1}^{n} Q_i l_i . \qquad (7.24)$$

Величина S_T представляет собой теоретический оборот теплоты для заданного расположения абонентов относительно ИТ. Так как при подсчете оборота теплоты значения li измеряются длиной прямых, соединяющих ИТ с точкой присоединения каждого абонента, то величина теоретического оборота теплоты не зависит от выбранной трассы и конфигурации тепловой сети. Вместе с тем она отражает степень транзита теплоты, которая неизбежна при заданном расположении абонентов относительно ИТ. Значение величины оборота определяется двумя путями:

1) приходящейся на единицу расчетной мощности всех абонентов (lср), определяется по формуле:

$$l_{ср} = S_T / Q_{ИТ} = \sum_{i=1}^{n} Q_i l_i / \sum_{i=1}^{n} Q_i , \qquad (7.25)$$

$$S_T = l_{ср} Q_{ит}; \qquad (7.26)$$

2) приходящейся к суммарной длине всех прямых, соединяющих точки присоединения абонентов к ИТ, определяется по формуле

$$S_{ср} = S_T / \sum_{i=1}^{n} l_i = \sum_{i=1}^{n} Q_i l_i / \sum_{i=1}^{n} l_i , \qquad (7.27)$$

$$S_T = s_{ср} \sum_{i=1}^{n} l_j , \qquad (7.28)$$

где $l_{ср}$ – отношение оборота теплоты к суммарной расчетной тепловой мощности всех абонентов. Это отношение характеризует среднюю удаленность абонентов от ИТ или расстояние от ИТ до центра тяжести тепловых нагрузок всех абонентов сетей; $S_{ср}$ – отношение оборота теплоты к суммарной длине всех прямых, соединяющих точки присоединения абонентов к ИТ. Это отношение характеризует удельный оборот теплоты на единицу длины вышеуказанных прямых и имеет размерность тепловой мощности.

Все вышесказанное относится к случаю, когда трасса и конфигурация сетей теплоснабжения заранее неизвестны. После выбора трассы и конфигурации сетей оборот теплоты может быть подсчитан по трассе сетей. В этом случае величина l_i в формулах (7.24–7.28) будет равна расстоянию от данного абонента до ИТ, но уже по выбранной трассе тепловых сетей. Так

как это расстояние всегда больше, чем расстояние по прямой, соединяющей ИТ с данным абонентом, то оборот теплоты по трассе сетей S_c будет всегда больше теоретического оборота теплоты S_T для заданного расположения абонентов относительно ИТ.

Безразмерное отношение этих двух значений оборотов теплоты называется коэффициентом конфигурации сетей и имеет значение, большее единицы во всех случаях. Оно характеризует излишний транзит теплоты в сетях, связанный с выбором трассы, и определяется по формуле:

$$\xi = S_c / S_T = \sum_{i=1}^{n} Q_i l_{ic} / \sum_{i=1}^{n} Q_i l_{iT}. \qquad (7.29)$$

Чем выше значение коэффициента конфигурации ξ, тем в известных пределах больше материальная характеристика сетей по сравнению с теоретически необходимым минимумом. Таким образом, этот коэффициент характеризует «правильность» выбранной трассы и конфигурации сетей. Однако при приближении коэффициента конфигурации к единице, материальная характеристика может начать возрастать, так как для сетей с большим количеством абонентов, расположенных в разных направлениях от ИТ, сети, состоящие из большого количества лучей, соединяющих ИТ с каждым абонентом, будут иметь самый низкий коэффициент конфигурации (равный единице), но окажутся дороже сетей, в которых к одному лучу присоединено несколько близлежащих абонентов.

Значение коэффициента конфигурации для тепловых сетей жилых микрорайонов и районов городов колеблется в пределах от 1,2 до 2,0, а значения от 1,2 до 1,25 близки к самым выгодным, так как соответствуют минимальной материальной характеристике сетей. Значения, превышающие 1,4–1,5, свидетельствуют об излишнем транспорте теплоты в тепловых сетях, т.е. о неудачно выбранной трассе или конфигурации сетей.

В таком случае нет необходимости замерять расстояние от каждого абонента до ИТ по трассе сети теплоснабжения. Вместо суммирования оборотов теплоты по абонентам можно суммировать их по участкам сетей и определять оборот теплоты для сетей теплоснабжения по формуле:

$$S_C = \sum_{i=1}^{m} S_i^{уч} = \sum_{i=1}^{m} Q_i l_i, \qquad (7.30)$$

где Q_i – расчетная тепловая мощность каждого i-го участка сети; l_i – длина этого участка.

Расчет суммарного оборота теплоты по сети в целом не учитывает колебания между составляющими тепловой мощности (отопительная, вентиляционная, на горячее водоснабжение) и может проводиться по формуле:

$$Q_i = G_i^{max} / g = 1{,}16(t^p_{под} - t^p_{обр}) G_i^{max} / 1000, \qquad (7.31)$$

где G_i^{max} – расчетный расход сетевой воды на данном участке, т/ч; g – расчетный расход сетевой воды, отнесенный к 1 МДж теплоты, определяется по формуле:

$$g = \frac{1000}{1.16(t^{p}_{под} - t^{p}_{обр})}. \qquad (7.32)$$

Значение g зависит только от расчетных температурных перепадов для данной сети и соотношения между различными составляющими тепловой мощности. Значение величины g для городских водяных тепловых сетей колеблется в пределах от 3,5 до 4,5 т/МДж.

Используя формулу (7.32), суммарный оборот теплоты по сети предлагается определять по формуле:

$$S_c = (t^{p}_{под} - t^{p}_{обр})/1000 \cdot 1{,}16 \sum_{m=1}^{m} G_m^{max} l_m. \qquad (7.33)$$

Средняя дальность транспорта теплоты в сети теплоснабжения существенно влияет на затраты сетей и определяется по формулам (7.34, 7.35), а их значения возрастают по мере перехода от внутриквартальных сетей к распределительным и магистральным (табл. 7.5).

$$l_{ср} = S_c / Q_{ИТ}, \qquad (7.34)$$

$$s_{ср} = S_c / L. \qquad (7.35)$$

В дополнение к вышесказанному следует отметить, что сеть теплоснабжения с концентрированной вблизи ИТ крупной тепловой нагрузкой будет экономичнее при сооружении и эксплуатации, чем сеть с разбросанными на значительные расстояния от ИТ небольшими тепловыми нагрузками, даже если суммарный максимум нагрузок при этом для второй сети будет меньше, чем для первой. Поэтому при подсчете удельных показателей предпочтительнее относить абсолютные показатели не к суммарному отпуску тепловой мощности, а к суммарному обороту теплоты в сетях. В этом случае роль удельной протяженности трассы λ выполняет величина, обратная удельному обороту scp теплоты по трассе сетей:

$$1/s_{ср} = L / S_c ; \lambda = L / Q_{ИТ}. \qquad (7.36, 7.37)$$

Удельная материальная характеристика, отнесенная к обороту теплоты по трассе сети теплоснабжения (δ), получается из обычной удельной материальной характеристики (μ) в результате деления на среднюю дальность передачи теплоты в сетях теплоснабжения ($l_{ср}$):

$$\delta = M / S_c = \mu / l_{ср}. \qquad (7.38)$$

Ту же величину удельной материальной характеристики δ можно выразить через удельный оборот теплоты $s_{ср}$ и средний диаметр труб в сетях $d_{ср}$ следующим образом:

$$\delta = M / S_c = d_{ср} / s_{ср}. \qquad (7.39)$$

Показатели удельных оборотов теплоты, рассчитанные с учетом данных проектных организаций и научно-технической литературы, приведены в табл. 7.6.

Анализ показателей, представленных в табл. 7.4, 7.5 и 7.6, проведенный на основе минимаксных оценок [32] оборотов теплоты, удельных оборотов теплоты, средних диаметров труб сети теплоснабжения и средней дальности передачи теплоты позволили определить удельную материаль-

ную характеристику и удельную длину трассы (в расчете на единицу суммарной максимальной тепловой мощности всех абонентов сети теплоснабжения), значения которых содержатся в табл. 7.7.

7.5. Методика расчета затрат на тепловые сети

Анализ смет и сметных расчетов показал, что в затратах на сооружение сетей теплоснабжения основной статьей в составе прямых затрат являются затраты на прокладку трубопроводов – 30%; 15% приходится на долю изоляции; 45% затрат составляют стоимость каналов и колодцев; около 10% – земляные работы.

В свою очередь затраты на строительство сетей теплоснабжения складываются из линейных, т.е. определяемых диаметрами и протяженностью труб участков сетей теплоснабжения, и узловых, т.е. относящихся к определенным точкам (узлам) сети и не зависящих непосредственно от длины труб.

К узловым в сетях теплоснабжения относят затраты на сооружение камер, монтаж арматуры и компенсаторов, переходы под железными дорогами, трамвайными путями и магистральными проездами. Характерным для тепловых сетей (как и для газовых, водопроводных и т.п.) является преобладание линейных затрат при сравнительно малом удельном весе узловых затрат: в сетях теплоснабжения они составляют обычно 5–10% [58].

Таблица 7.6

Удельные обороты теплоты

Категория трубопровода сети теплоснабжения	Удельный оборот теплоты, МВт	
	минимальный	максимальный
Внутриквартальные и для небольших поселков	0,0421	0,2173
Межквартальные и распределительные	0,0283	0,2504
Магистральные и районные	0,013	0,006

Таблица 7.7

Удельная материальная характеристика и удельная длина трассы для различных категорий трубопроводов сетей теплоснабжения

Категория трубопровода сети теплоснабжения	Удельная материальная характеристика μ, $м^2$/МВт	Удельная длина трассы λ, м/МВт
Внутриквартальные и для небольших поселков	19,425	187,496
Распределительные и межквартальные	86,875	368,17
Магистральные и районные	6,388	12,555

Если по всей длине участка диаметр и тип прокладки остаются без изменения, то линейные капитальные затраты распределяются пропорционально длине этого участка. Такая пропорциональность имеет место для монтажных и изоляционных работ, а также для строительных работ по сооружению каналов. Для других видов работ имеет место отклонение от пропорциональной зависимости, особенно для земляных работ и работ по сооружению мостов. Эти отклонения могут быть учтены введением показателей средних глубин заложения, нормальных условий замощения для сетей данного типа и т.д. Поэтому отнесение линейных капитальных затрат на данном участке сетей к одному погонному метру трассы позволит определить удельные капитальные затраты, значения которых будут определяться диаметром труб и типом прокладки на участке. Для оценки затрат на сооружение сетей в данной работе предлагается принимать постоянное значение диаметра (среднего диаметра) в пределах трубопроводов сетей теплоснабжения одной и той же категории (внутриквартальные, распределительные или магистральные), а, следовательно, и сечений каналов для соответствующего типа укладки трубопроводов. Необходимо отметить, что по территории микрорайонов и районов городов принимается канальная прокладка сетей теплоснабжения.

Для проектных вариантов, характеризующихся определенным типом ИТ (типом устанавливаемого основного оборудования – котлов или их количеством), протяженность сетей теплоснабжения разной категории будет изменяться. Например, для малых домовых котельных характерно наличие только внутриквартальных сетей и отсутствие распределительных и магистральных сетей теплоснабжения. Для устанавливаемых на крыше теплоснабжаемого здания котельных индивидуального типа, которые находят все более широкое применение в последние годы, главной особенностью будет полное отсутствие трубопроводов сетей теплоснабжения. В этом случае теплопроводы, соединяющие расположенные на крыше здания ИТ и размещенный в подвале того же здания индивидуальный тепловой пункт, входят в состав самого ИТ. В этом случае затраты на сооружение теплопроводов и ИТП включены в общие затраты на сооружение этого ИТ. Согласно данным [21], котельные с тепловой мощностью 30–35 МВт характеризуются наличием одной магистрали с радиусом действия около 1 км и количеством обслуживаемых котельных 60–70. Для районной котельной характерна тепловая мощность 180–300 МВт, две-три магистрали с радиусом действия 2–3 км и количеством обслуживаемых зданий 200–250.

Таким образом, при сравнении вариантов следует принять во внимание, что для ИТ тепловой мощностью до 20 МВт надо принимать в расчет только внутриквартальные трубопроводы и соответствующие этой категории значения удельной материальной характеристики и удельной протяженности сети теплоснабжения (за исключением индивидуальных крышных домовых котельных, характеризующихся полным отсутствием сетей). Для ИТ тепловой мощностью 20–30 МВт в расчет должны приниматься как внутриквартальные, так и распределительные межквартальные трубопрово-

ды. И наконец, для ИТ тепловой мощностью более 30 МВт должны быть учтены все категории трубопроводов, в том числе и магистральные.

Затраты на сооружение сети теплоснабжения будут представлять собой сумму затрат на земляные работы, включая рытье и засыпку котлованов, на устройство каналов и оснований под них, затрат на монтаж плит перекрытий, прокладку трубопроводов, установку компенсационных устройств по трассе теплоснабжения, на изоляционные работы и покровный слой, включая стоимость материальных ресурсов, и т.п.

Затраты на устройство изоляции зависят от толщины изоляционного слоя трубопровода, оптимальное значение которого может быть определено в соответствии с известными методиками, например, [34].

Годовые эксплуатационные затраты по сетям теплоснабжения состоят из следующих элементов:

- отчисления на амортизацию сетей;
- расходы на обслуживание сетей, включая содержание обслуживающего персонала и затраты на ремонты;
- расходы на возмещение тепловых потерь в сетях;
- расходы на перекачку сетевой воды;
- расходы на подпитку тепловых сетей.

Годовые амортизационные отчисления определяются в соответствии с нормами амортизационных отчислений по формуле:

$$З_{ам} = h\,K / 100, \qquad (7.40)$$

где h – годовая норма амортизационных отчислений, %; K – капитальные вложения в текущем уровне цен, тыс. руб.

Анализ статистических данных о повреждениях в сетях теплоснабжения, приведенных в табл. 7.8, позволяет сделать следующие выводы.

Таблица 7.8

Удельная повреждаемость трубопроводов сети теплоснабжения в зависимости от срока службы

Срок службы теплосети, годы	Протяженность теплосети, км	Число повреждений за один год	Удельная повреждаемость, 1/км
До 5	471	1	0,002
5–10	89	16	0,180
10–15	127	47	0,370
15–20	60	78	1,300
20–25	31	117	3,730
25 и более	13	28	2,150

Теплопроводы в городах прокладываются, как правило, под землей. Условия эксплуатации подземных трубопроводов сети теплоснабжения гораздо сложнее, чем для других инженерных сетей: из-за транспортирова-

ния воды с высокой температурой трубопроводы подвержены перемещению вдоль оси и испытывают температурные напряжения. Особенно опасной по коррозионным условиям признается температура подающего трубопровода, которая составляет 70–85 °С в течение большей части года. Сложность прокладки в черте городской застройки дополняется резкой сменой типа грунта, необходимостью пересечения смежных подземных сооружений, коммуникаций и даже зданий.

Прямолинейность трассы, как правило, не соблюдается. Перечисленные условия создают предпосылки для высокой повреждаемости и частого выхода из строя тепловых сетей. Повреждаемость сетей теплоснабжения имеет особое значение потому, что, являясь одной из важнейших систем жизнеобеспечения, системы теплоснабжения должны создавать бесперебойное снабжение теплотой. Однако, в отличие от других городских коммуникаций (водопровода, газовых и электрических сетей), тепловые сети в городах прокладывают радиальными, тупиковыми, обычно без резервных связей. Аналогично терминологии, применяемой для электрических сетей, можно назвать сети теплоснабжения разомкнутыми.

При оценке годовых отчислений на обслуживание сетей теплоснабжения необходимо принимать во внимание все повреждения, выявленные за время эксплуатации и отраженные в отчетности предприятий, эксплуатирующих тепловые сети, а не только тех, которые в соответствии с данными [26] характеризуются как аварии или брак в работе. Большое влияние на повреждаемость трубопроводов тепловых сетей оказывают условия их прокладки (в частности, тип грунта). Различие в типах грунтов на примере районов Центрального Черноземья и Москвы показано в табл. 7.9.

Таблица 7.9

Грунтовые условия прокладки трубопроводов сети теплоснабжения по районам Центрального Черноземья

Тип грунта	Протяженность трассы, проложенной в данном грунте, в % от общей протяженности сети
По районам Центрального Черноземья	
чернозем, глина и суглинки	60
насыпные	20
песок	20
По водяным сетям теплоснабжения Москвы	
песок	50
глина и суглинки	30
насыпные	20

Повреждаемость сетей теплоснабжения возрастает с ростом срока службы теплосети (табл. 7.8), при этом она значительно выше, чем повреждаемость газовых и электрических кабельных сетей, и ниже, чем водопроводных.

В табл. 7.10–7.13 приведены данные о распределении повреждений по типам прокладок, по поврежденным элементам и по назначению трубопроводов. Основным повреждаемым элементом является подающий трубопровод, а наиболее частой причиной – наружная коррозия труб. Причем повреждаемость трубопроводов от наружной коррозии, например, по сетям Воронежэнерго, выше, чем по сетям Москвы, что объясняется преобладанием в Москве песчаных грунтов, удельное сопротивление протеканию электрических токов которых гораздо выше, чем для черноземных или глинистых грунтов. Величина коррозионного очага колеблется в значительных пределах, однако чаще всего составляет 2–3 м длины трубопровода. Осложняет процесс эксплуатации сетей теплоснабжения то обстоятельство, что такие коррозионные очаги располагаются не одиночно, а группами, и занимают довольно большие по протяженности участки трубопроводов.

Длина перекладываемых участков при ремонте таких повреждений зависит в основном от диаметров теплопроводов, что обусловлено различной толщиной стенки корродирующего участка. Средняя длина перекладываемых участков составляет примерно 20 м.

Таблица 7.10

Распределение повреждений трубопроводов тепловой сети по типам конструкций прокладки

Конструкция прокладки	Протяженность трассы, км	Количество повреждений за год		
		2000	1994	1992
Непроходные каналы и бесканальная прокладка	126,3	96	66	51
Проходной, полупроходной каналы, камеры	37,6	15	10	8
Всего:	163,9	111	76	59

Значение параметра потока отказов ω определяется по формуле:

$$\omega = \frac{n}{\left(t\sum L\right)}, \qquad (7.41)$$

где n – количество повреждений, зафиксированных на трубопроводах одинакового диаметра; t – время наблюдения за трубопроводами, год; L – суммарная длина подающего и обратного трубопроводов одинакового диаметра, км.

Таблица 7.11

Ориентировочное время восстановления трубопровода теплосети [26,27]

Диаметр трубопровода, мм	Время восстановления, ч
200	6,27
250	6,61
300	5,38–8,00
400	7,57–12,00
500	13,00
600	8,00–15,00

Продолжение таблицы 7.11

Диаметр трубопровода, мм	Время восстановления, ч
800	20,00
1000	25,00
1200	30,00
1400	35,00

В табл. 7.14 приведены данные по повреждаемости и сроку службы трубопроводов в зависимости от диаметра труб. Значения параметров потока отказов (табл. 7.15) основаны на информации с большим разбросом данных: протяженность трубопроводов диаметром 50–80 мм колеблется от 26,4 до 38,5 км; протяженность трубопроводов диаметром 80–300 мм – от 38,6 до 164,6 км; протяженность трубопроводов диаметром 300–600 мм – от 12,1 до 135,7 км. Повреждаемость трубопроводов зависит от срока службы трубопровода. В табл. 7.16–7.17 представлены наблюдения за трубопроводами с разными сроками службы. Подавляющее большинство трубопроводов, принятых к рассмотрению, имеет срок службы от 5 до 15 лет. Значения параметров потока отказов характеризуются данными, представленными в табл. 7.15.

Таблица 7.12

Распределение повреждений трубопроводов тепловой сети в зависимости от назначения труб

Трубы	Количество повреждений за год наблюдений		
	2000	1994	1992
Подающие	82	71	55
Обратные	7	5	4
Всего:	89	76	59

Зависимость ω от диаметра трубопровода не проявляется, что имеет теоретическое обоснование, так как частоту появления дефектов следует принимать пропорционально не длине труб, а площади ее поверхности; при этом зависимость от диаметра незначительна, поскольку появление нескольких повреждений по длине окружности трубы – событие маловероятное [26].

Таблица 7.13

Распределение повреждений трубопроводов тепловой сети по поврежденным элементам и причинам

Трубы	Количество повреждений за год наблюдений		
	2000	1994	1992
Подающие	82	71	55
Обратные	7	5	4
Всего:	89	76	59

Таблица 7.14

Повреждаемость трубопроводов тепловой сети в зависимости от его диаметра

Условный диаметр трубопровода, мм	Средняя длина сети по трассе, км	Количество повреждений	Параметр потока отказов, 10/км/год
50	26,4	14	0,54
80	38,5	37	0,95
100	75,1	50	0,66
125	43,4	24	0,55
150	158,6	80	0.50
Всего:	342	205	0,64 (среднее)
200	164,6	77	0,47
250	109,7	41	0,37
300	121,5	49	0,4
350	47,7	7	0,15
400	132,2	29	0,22
450	12,1	2	0,17
500	135,7	28	0,21
600	87,8	16	0,18
700	55,3	13	0,23
800	23,4	2	0,11
Всего:	890	264	0,25 (среднее)

Таблица 7.15

Значение параметра потока отказов трубопроводов сети теплоснабжения в зависимости от группы диаметров

Группа диаметров трубопровода, мм	Значение параметра потока отказов, 10/км/год
50–80	0,7635
80–300	0,5056
300–600	0,2443

Учитывая статистическую неоднородность показателей повреждаемости трубопроводов сети теплоснабжения, итоговые данные для каждого диаметра принимались по средней величине с учетом времени наблюдений и протяженности трубопроводов (чем больше время наблюдений и протяженность трубопроводов, тем представительнее значения рассчитанных параметров потока отказа для каждого диаметра).

Таблица 7.16

Средний срок службы теплопроводов сети теплоснабжения в зависимости от диаметра

Диаметр трубопровода, мм	Срок службы, лет
50–150	25
200–800	9
1000–1400	5

Таблица 7.17

Статистические данные по перекладке трубопроводов сети теплоснабжения в зависимости от диаметра

Диаметр труб, мм	Длина сети, км	Перекладка	
		км	в % к длине сети
50–150	165	22,8	14
200–800	650	39,5	6
1000–1400	60	0,7	1,1

Определение средних величин осуществляется с учетом «веса» каждого значения. В качестве «веса» принимается произведение времени наблюдения t на протяженность трубопроводов L каждого диаметра. В таком случае относительный вес определяется по формулам:

$$\gamma = (t\sum l)/(t\sum l)_{ср}, \qquad (7.42)$$

$$(t\sum l)_{ср} = \sum_{1}^{n}(t\sum l)_i / n, \qquad (7.43)$$

где $(t\sum l)_i$ – «вес» значения ω_i; $(t\sum l)_{ср}$ – среднее значение веса для каждого диаметра.

Значения параметра потока отказов в зависимости от диапазона диаметров приведены в табл. 7.15.

Результаты статистической обработки полученных рядов осредненных значений ω_i представлены в табл. 7.18.

Аппроксимацией данных, принимаемых к рассмотрению при составлении данных табл. 7.18, была установлена зависимость между средним значением параметра потока отказов (независимо от причин, вызвавших его) и сроком службы трубопровода тепловой сети, которая имеет следующий вид:

$$\omega_h = 1{,}85 \cdot 10 - 4\,(h)\,3{,}123. \qquad (7.44)$$

Таблица 7.18

Статистические показатели

Статистические показатели	Группа диаметров, мм		
	50–80	80–300	300–600
Оценка математического ожидания	0,0763	0,0506	0,0244
Дисперсия	0,0047	0,0023	0.0009
Коэффициент Стьюдента	4,3	2,45	2,57
Средняя квадратичная погрешность	0,0125	0,0058	0,0039

Из выражения (7.44) следует, что

$$\omega_{ср}/\omega_h = (h_{ср}/h)\,3{,}123 \quad \text{или} \quad \omega_h = \omega_{ср}\,(h/h_{ср})\,3{,}123, \qquad (7.45)$$

где h – средний срок службы элемента сети теплоснабжения (трубопровода, задвижки или сальникового компенсатора). Средний срок службы может

быть оценен в соответствии с данными [20]. Таким образом, можно сделать вывод, что h для трубопроводов будет равен 25 годам, для задвижек и сальниковых компенсаторов – 7,5 годам. При расчете эксплуатационных затрат на сеть теплоснабжении их можно дифференцировать по годам. Так, для трубопроводов сети теплоснабжения значение ω определяется по формуле:

$$\omega = \omega_{ср}\,(h/25)\,3{,}123; \qquad (7.46)$$

для задвижек и сальниковых компенсаторов:

$$\omega = \omega_{ср}\,(h/7{,}5)\,3{,}123. \qquad (7.47)$$

Годовые затраты на обслуживание сетей теплоснабжения, включающие затраты на текущие ремонты и содержание обслуживающего персонала, целесообразно дополнить затратами на ремонт и восстановление сети при аварийных ситуациях. Годовые затраты на эксплуатацию тепловых сетей следует считать пропорциональными длине трассы сети теплоснабжения.

Годовые расходы на тепловые потери в сетях теплоснабжения могут быть рассчитаны по формуле:

$$З = a_h \cdot Q_T^{год}, \qquad (7.48)$$

где $Q_T^{год}$ – потери тепловой энергии в сети за год; a_h – затраты на выработку 1 МДж тепловой энергии, тыс. руб../МДж, равные себестоимости ее выработки в конкретном узле или среднему тарифу на теплоту в энергосистеме в целом.

Для расчета значения $Q_T^{год}$ Е.П. Шубин и А.П. Сафонов предложили формулу:

$$Q_т^{год} = 2\pi\beta \cdot rz10^{\delta}[(t_{под}^{ср} + t_{обр}^{ср})/2 - t_0^{ср}] \cdot (M + \delta L), \qquad (7.49)$$

где r – коэффициент теплопередачи, Вт/м^2/град; δ – «двойная условная толщина изоляции», может быть принята равной 0,15 м; β – поправочный коэффициент на тепловые потери через опоры, арматуру и фланцевые соединения и т. п., который рекомендуется принять равным 1,25; z – продолжительность работы сети теплоснабжения в течение года, ч; $t_{под}^{ср}$ и $t_{обр}^{ср}$ – средние температуры сетевой воды в падающей и обратной магистрали за год, °С; $t_0^{ср}$ – средняя за год температура окружающей среды (при подземной прокладке грунта), °С. Значения средних температур сетевой воды в системах отопления в зависимости от относительной нагрузки ИТ приведены в [20] и могут быть использованы при проведении детальных расчетов с высокой точностью. Для расчетов на ранних стадиях проектирования можно использовать данные [14], где среднегодовую разность температур предлагается принимать равной 57 °С. Точность расчетов при этом составит 10%, что удовлетворяет требованиям проектирования.

С учетом сказанного формула (7.49) примет вид:

$$Q_T^{год} = 10{,}47(M+0{,}15L) = 10{,}475L(d_{ср}+0{,}15). \qquad (7.50)$$

Годовой расход электроэнергии на перекачку теплоносителя можно отнести к затратам на выработку теплоты для сети теплоснабжения и определить по формуле:

$$З_{пер} = Э \cdot V \cdot n \cdot Q_{год}^{отп}, \qquad (7.51)$$

где V – среднегодовой удельный расход электрической энергии на перекачку, кВт·ч/МДж; $(n\cdot Q_{год}^{отп})$ – годовой отпуск тепловой энергии, МДж/год, который определяется как произведение максимальной часовой тепловой мощности и числа часов использования максимума тепловой нагрузки в году. По мнению [58], значение V можно принять равным $41{,}9\cdot10^{-3}$ кВт·ч/МВт.

При закрытой системе теплоснабжения расходами на подпитку сетей можно пренебречь [14].

На основании вышеизложенного затраты на сооружение и эксплуатацию сетей теплоснабжения, приведенные к периоду учета, в данной работе предлагается определить по формуле:

$$
\begin{aligned}
З_{mc} = \sum_{h=1}^{H}\Bigg\{ & \alpha_{kh}\Bigg[\sum_{ee'}\cdot\sum_{m=1}^{m}\Big(K_{ee'm}^{СМР}\cdot\lambda_{ee'm}+K_{ee'm}^{ИЗР}\cdot\delta_{ee'm}\cdot\mu_{ee'm}\Big)\cdot\big(Q_{hee'm}- \\
& -Q(h-1)_{ee'm}+Q_{he'em}-Q_{(h-1)e'em}\big)\Bigg]+\alpha_{ch}\Bigg[\sum_{ee'}\sum_{m=1}^{m}\alpha_{ee'm}\cdot(K_{ee'm}^{СМР}\cdot\lambda_{ee'm}+ \\
& +K_{ee'm}^{ИЗР}\cdot\delta_{ee'm}\cdot\mu_{ee'm})\cdot(Q_{hee'm}+Q_{he'em})\Bigg]+ \\
& +\sum_{ee'}\sum_{m=1}^{m}\lambda_{ee'm}(\sigma_{ee'm}+0{,}001\sum_{x=1}^{x}C_{mx}\cdot W_{hee'mx})\cdot(Q_{hee'm}+Q_{he'em})+ \\
& +2\pi\beta\cdot rz\alpha_h10^{-6}\Big[(t_{под}^{ср}+t_{обр}^{ср})/2-t_0^{ср})\cdot(\mu_{ee'm}+2\delta_{ee'm}\lambda_{ee'm})\cdot \\
& \cdot(Q_{hee'm}+Q_{he'em})+Э_h\cdot V\cdot\sum_{ee'}T_{ee'}\sum_{m=1}^{m}(Q_{hee'm}+Q_{he'em})\Big]\Bigg\},
\end{aligned}
\qquad (7.52)
$$

где h – шаг расчета, принимается равным одному году; ee' – число узлов нагрузки; m – число групп объединенных диаметров в зависимости от категории трубопроводов; X – причина аварийной ситуации на трассе тепловой сети, вызвавшая необходимость проведения ремонтно-восстановительных работ; $K_{ee'm}^{смр}$ и $K_{ee'm}^{изр}$ – удельные капитальные вложения соответственно в строительно-монтажные работы и изоляционные работы, тыс. руб../м; α_{kh} – коэффициент приведения капитальных вложений к периоду учета; α_{ch} – коэффициент приведения годовых эксплуатационных расходов к периоду учета; $\alpha_{ee'm}$ – норма амортизационных отчислений; $\lambda_{ee'm}$ – норматив отчислений на текущий ремонт и содержание обслуживающего персонала сетей теплоснабжения; C_{mx} – средняя стоимость работ в m-группе объединенных диаметров по устранению x-й причины аварийной ситуации; α_h – затраты на выработку одного 1 МВт тепловой мощности; $\delta_{ee'm}$ – толщина изоляции трубопровода среднего диаметра в m-й группе; $w_{hee'mx}$ – среднее значение параметра потока отказов в группе объединенных диаметров вследствие x-й причины аварийной ситуации; $T_{ee'}$ – годовое число часов использования максимума тепловой мощности.

С целью обеспечения заданного уровня надежности теплоснабжения отдельные участки сети теплоснабжения или ИТ резервируются. Так как обычно в случае резервирования теплоснабжения в межузловых и межисточниковых участках-перемычках может меняться направление движения теплоносителя, то для каждого такого участка-перемычки вводятся два противоположно направленных потока $Q_{ee'h}$ и $Q_{e'eh}$. В оптимальном плане один из них равен нулю, что и обеспечивает оптимальность решения.

7.6. Формирование вариантов сетей газоснабжения

Системы газораспределительных сетей населенных пунктов состоят из газопроводов (включая переходы через различные препятствия, отключающие устройства и сооружения), газорегуляторных пунктов (ГРП) и объектов подсобного производственного и обслуживающего назначения (мастерские, теплицы, административные здания и т.п.). В зависимости от площади застройки, планировки, объема и структуры газопотребления газифицируемого населенного пункта применяют одно-, двух-, трех- или многоступенчатые системы распределения газа [25]. Для газоснабжения жилых массивов наиболее целесообразной представляется двухступенчатая схема газоснабжения.

В зависимости от давления в газопроводе сети газоснабжения подразделяют на газопроводы низкого, среднего и высокого давления. Газопроводы низкого давления (до 0,005 МПа) предназначены для снабжения газом жилых и общественных зданий, а также небольших коммунально-бытовых и промышленных потребителей (в том числе некоторых типов котлоагрегатов, устанавливаемых в домовых и крышных котельных). Использование газопроводов низкого давления обеспечивает минимальный расход газа, а в расчете на 1000 человек потребителей показатель расхода газа остается весьма стабильным для всех территориальных районов России [3].

Газопроводы среднего и высокого давления (до 0,6 МПа) служат для обеспечения газом промышленных и крупных коммунально-бытовых предприятий (например, котельных или банно-прачечных комбинатов), а также для питания газопроводов меньшего давления через ГРП.

7.6.1. Газораспределительные сети природного газа низкого давления

Варианты газораспределительных сетей низкого давления проектируются для отдельных микрорайонов или их групп, представляющих собой определенное планировочное единство. Основные технико-экономические показатели этих сетей зависят от ряда факторов, основными из которых являются характеристики планировки и застройки газоснабжаемого района, плотность газопотребления. При этом плотность газопотребления потребителями коммунально-бытового назначения находится в прямой зависимости от плотности населения, которая в свою очередь зависит от типа застройки.

Под газоснабжаемой территорией понимают охваченную системой газоснабжения часть селитебной территории городов и населенных пунктов. В

состав газоснабжаемой зоны не включаются отдельные крупные земельные участки, не имеющие газопроводных сетей (парки, стадионы), удельный вес которых в составе селитебной зоны ограничен и в соответствии с [50] составляет: для городов с населением свыше 500 тыс. чел. – 6–10, от 250 до 500 тыс. чел. – 4,5–8, от 50 до 100 тыс. чел. – 4–6, менее 50 тыс. чел. – 3,5–5%. Первая цифра дана на расчетный срок генерального плана развития городов (при жилой площади в расчете на одного человека – 12 м^2), вторая – на перспективу (при жилой площади в расчете на одного человека – 15 м^2).

Протяженность газораспределительных сетей зависит от особенностей архитектурно-планировочных решений обслуживаемых зон. Для районов так называемой старой застройки с небольшими кварталами характерна густая сеть прокладываемых по улицам распределительных газопроводов низкого давления. В районах застройки последних десятилетий газораспределительная сеть оказывается значительно более редкой, так как основной формой организации территорий районов нового строительства являются микрорайоны с населением 6–18 тыс. чел. и более (при норме жилой площади на одного человека 9–12 м^2), застраиваемые в виде укрупненных кварталов, по территории которых прокладывается сеть.

Проектирование сетей низкого давления с распределением по территории кварталов обеспечивает снижение протяженности газопроводов на 17%, капитальных вложений – на 14%, расхода труб на 13% и рекомендуется при формировании вариантов сети газоснабжения в данной работе.

Густота газораспределительных сетей зависит от этажности застройки. Для определенной планировки удельная протяженность газопроводов низкого давления, приходящаяся на 1000 жителей, определяется плотностью населения на 1 га газоснабжаемой территории. А плотность населения возрастает пропорционально показателю этажности застройки. При увеличении плотности населения (этажности застройки) уменьшается их удельная (в расчете на 1000 человек или на 1000 м^3 максимально-часового расхода газа) протяженность и увеличиваются диаметры трубопроводов.

Прокладка сетей в местах дорожных покрытий существенно влияет на стоимость строительства газопровода, так как на основании [3] вскрытие и восстановление асфальтовой мостовой на щебеночном основании при прокладке в сухих грунтах (для газопроводов условным диаметром до 100 мм) увеличивает их стоимость более чем на 100%.

Разработка вариантов сетей газоснабжения включает сооружения для ее активной (электрической) защиты от электрохимической коррозии, которые связаны со значительными затратами, определяемыми в соответствии с нормами Руководства по электрохимической защите.

С учетом изложенного технико-экономические показатели газораспределительных сетей низкого давления в расчете на 1000 снабжаемых газом жителей графически определены (см. рис. 7.17–7.25) как функция от плотности населения отдельно для старой и новой застройки различной этажности. Графики построены по проектным данным для природного газа с низшей теплотой сгорания 35715 кДж/м^3 при использовании газа на все ком-

мунально-бытовые нужды, кроме горячего водоснабжения и отопления. Средний годовой расход газа на одного человека составляет 134 м^3, в том числе по предприятиям и учреждениям, присоединяемым к сетям среднего давления в расчете на одного человека – 12 м^3 [3]. Среднее значение глубины заложения газопроводов до верха трубы в данной работе принимается равной 1,0 м в соответствии с [47].

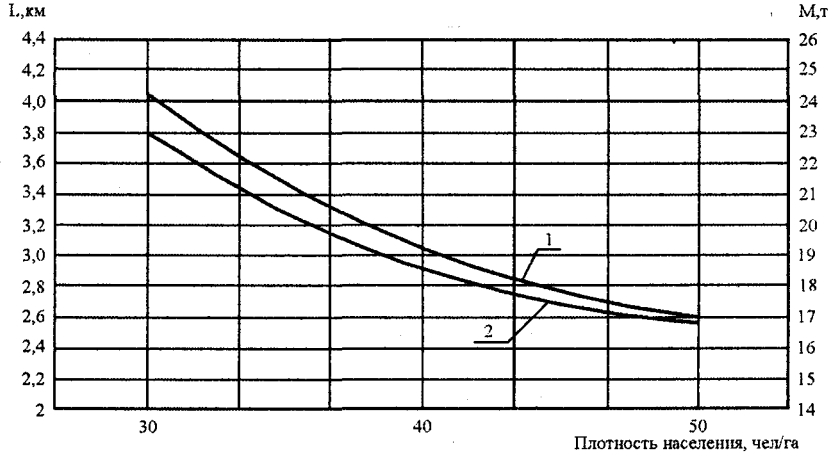


Рисунок 7.17. Протяженность и металлоемкость газопроводов низкого давления для старой усадебной застройки:
1 – протяженность, км; 2 – металлоемкость, т

Расчетный перепад давления в сетях принят равным 0.001 МПа.

Как видно из графиков, зависимость показателей от плотности населения носит гиперболический характер и может быть выражена для показателя протяженности газопроводов формулой (7.53), а для остальных показателей – формулой (7.54)

$$y = a/x, \qquad y = a/(x + b), \qquad (7.53, 7.54)$$

где y – искомое значение показателя в расчете на 1000 жителей, снабжаемых газом, определяемое для протяженности газопроводов – в метрах, а для расхода труб – в тоннах; x – плотность населения, чел /га; a, b – коэффициенты, изменяющиеся в зависимости от этажности застройки и характера планировки. Значения коэффициентов a и b для различных показателей по районам старой и новой застройки с различной этажностью приведены табл. 7.19.

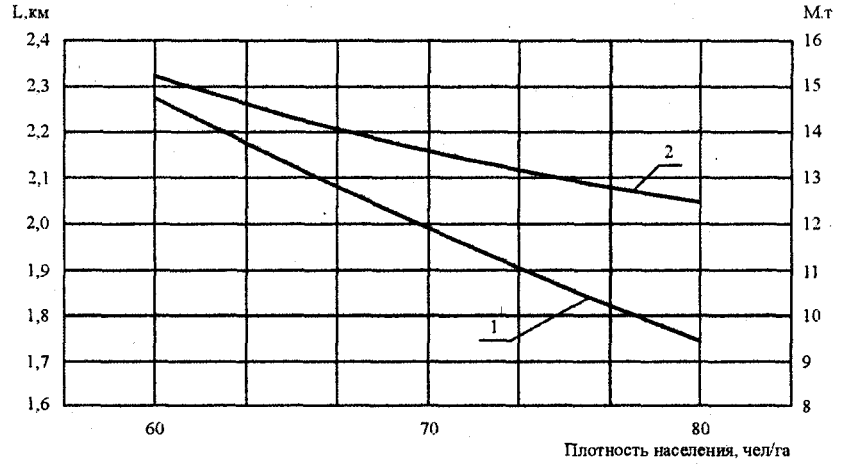


Рисунок 7.18. Протяженность и металлоемкость газопроводов низкого давления для старой 1–2-этажной застройки при жилой площади 6 м^2/чел.:
1 – протяженность, км; 2 – металлоемкость, т

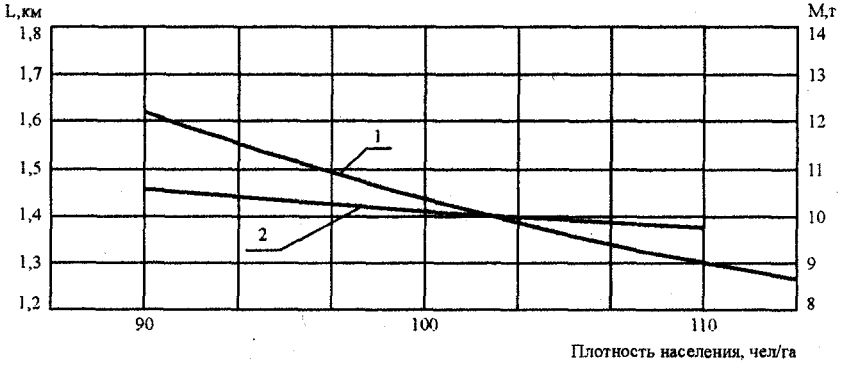


Рисунок 7.19. Протяженность и металлоемкость газопроводов низкого давления для старой 2–3-этажной застройки при жилой площади 6 м^2/чел.:
1 – протяженность, км; 2 – металлоемкость, т

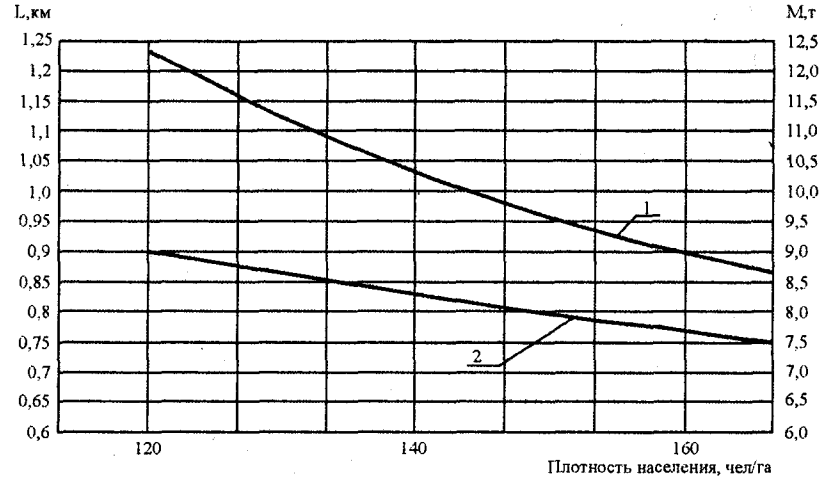


Рисунок 7.20. Протяженность и металлоемкость газопроводов низкого давления для старой застройки 4 и более этажей при жилой площади 9 м^2/чел.:
1 – протяженность, км; 2 – металлоемкость, т

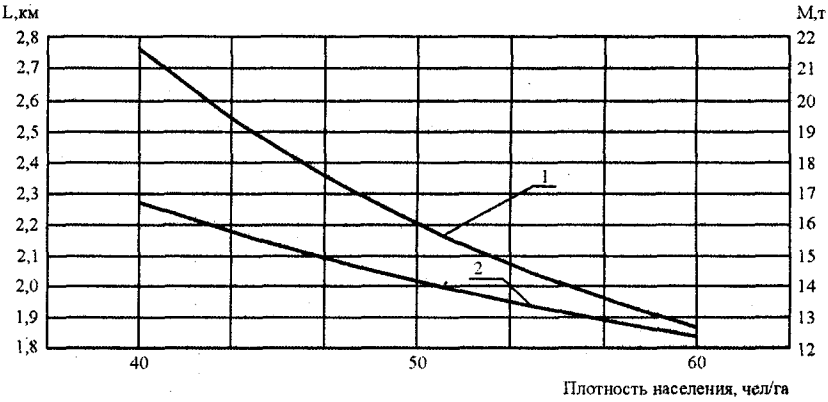


Рисунок 7.21. Протяженность и металлоемкость газопроводов низкого давления для новой застройки усадебного типа:
1 – протяженность, км; 2 – металлоемкость, т

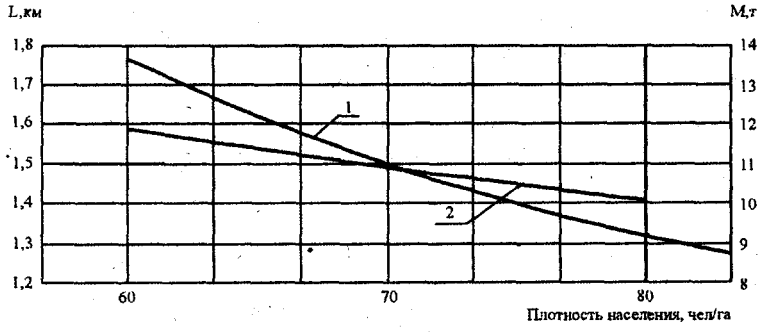


Рисунок 7.22. Протяженность и металлоемкость газопроводов низкого давления для новой коттеджной 1–2-этажной застройки:
1 – протяженность, км; 2 – металлоемкость, т

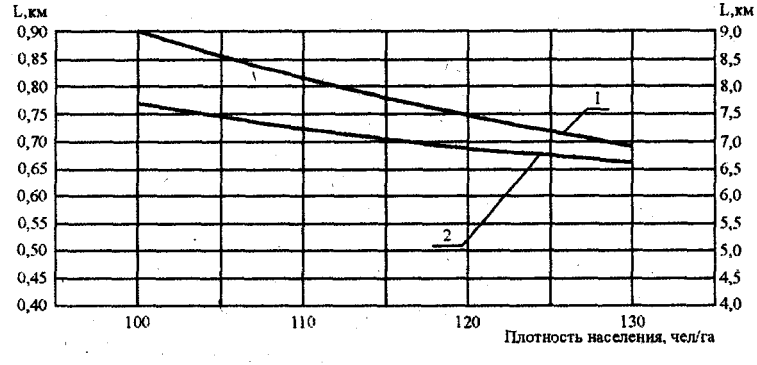


Рисунок 7.23. Протяженность и металлоемкость газопроводов низкого давления для новой коттеджной 2–3-этажной застройки:
1 – протяженность, км; 2 – металлоемкость, т

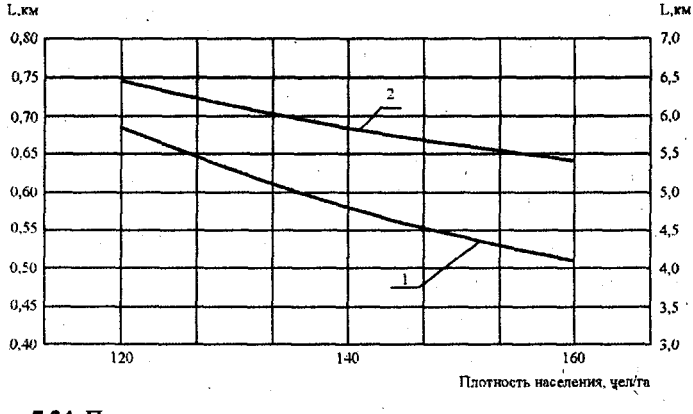


Рисунок 7.24. Протяженность и металлоемкость газопроводов низкого давления для новой 4–5-этажной застройки при жилой площади 12 м^2/чел.:
1 – протяженность, км; 2 – металлоемкость, т

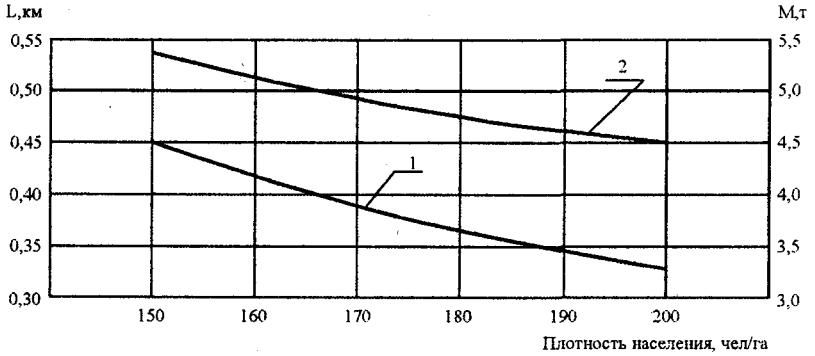


Рисунок 7.25. Протяженность и металлоемкость газопроводов низкого давления для новой 5–16-этажной застройки при жилой площади 12 м^2/чел.:
1 – протяженность, км; 2 – металлоемкость, т

Таблица 7.19

Коэффициенты для определения технико-экономических показателей газопроводов низкого давления [3]

Застройка	Протяженность	Коэффициенты	
	l	a	b
Старая:			
усадебная	122000	1002	13,3
1–2-этажная	140000	1428	34,0
2–3-этажная	143000	2080	105,0
4 и более этажей	145000	2120	134,0
Новая:			
усадебная	110000	930	16,0
1–2-этажная	106000	1320	51,0
2–3-этажная	90000	1350	74,0
4–5-этажная	82000	1365	93,0
от 5 до 16 этажей	75000	1726	145,0

Показатели на 1000 м^3 максимально-часового расхода газа могут быть получены путем умножения показателей, рассчитанных на 1000 человек, на коэффициент, равный частному от деления числа часов использования максимума на выраженный в кубометрах среднегодовой расход газа на одного человека. Технико-экономические показатели газораспределительных сетей низкого давления в целом по городу или другому населенному пункту определяются как средневзвешенные из показателей по зонам застройки.

Если известны только численность населения города и его распределение по зонам застройки, то можно воспользоваться усредненными значениями показателей для различных зон застройки по городам разных размеров, приведенными в табл. 7.20 (структура жилого фонда городов различных размеров по этажности и срокам строительства). При этом в соответствии с данными [50] под крупнейшими городами подразумевают города с населением более 500 тыс. человек, под крупными городами – от 250 до 500 тыс. человек, под большими – от 100 до 250 тыс. человек; под средними от 50 до 100 тыс. человек и под малыми – до 50 тыс. человек. Естественно, что подобные показатели будут обеспечивать меньшую точность расчетов, однако пользование ими обеспечивает, как это будет показано ниже, достаточную достоверность для перспективного и долгосрочного прогнозирования.

Для газопроводов, как и для всех городских инженерных сетей, характерно, что при увеличении плотности населения (этажности застройки) уменьшается их удельная (в расчете на 1000 человек или на 1000 $м^3$ максимально-часового расхода газа) протяженность и растут капитальные вложения за счет увеличения диаметра трубопроводов. Поэтому удельные металло- и капиталовложения в газопроводы снижаются медленнее, чем уменьшается протяженность сети.

Таблица 7.20

Усредненные характеристики учреждений и предприятий коммунально-бытового и культурного обслуживания

Учреждениям предприятий	Единица измерения	В расчете на 1000 чел			Удельный объем зданий, $м^3$
		при 9 $м^2$ жилплощади/чел	на расчетный срок	на перспективу 15 $м^2$/чел	
1	2	3	4	5	6
Детские учреждения:		Из расчета охвата 75% детей в возрасте от 2 мес. до 7 лет			
Детские сады и ясли	мест	70–90	80–95		25
Общеобразовательные школы	мест	180	180	180	20
Учреждения здравоохранения:	посещений /день				
Поликлиники	коек	26	30	33	23
Больницы		12	12,7	13,5	200
Культурно-просветительные учреждения:					
Дома культуры	мест в зрительном зале		12,5	15	40
Библиотеки	1000 книг	6	7	8	50
Кинотеатры	мест	28–42	35–45	50	20
Театры	мест	5–8	5–8	5–8	45

Продолжение таблицы 7.20

1	2	3	4	5	6
Предприятия торговли, общепита и бытового обслуживания:					
Магазины*	$м^2$ торговой площади	160	185	210	9,4
Общественное питание*					
Мощность	посадочных мест	28	34	40	30
Отпуск продукции	тысяч блюд/год	290	350	420	–

*Согласно Временным методическим указаниям по развитию и размещению сети предприятий торговли и общественного питания приведенные средние по стране нормы торговой площади и числа мест на предприятиях общественного питания на 1000 чел. рекомендуется дифференцировать по городам с различной численностью населения. Соответствующие поправочные коэффициенты таковы:

Численность населения городов, тыс. чел.	Торговая площадь			Число мест		
	норма 9$м^2$/чел	на расчетный срок	на перспективу	норма 9$м^2$/чел	на расчетный срок	на перспективу
До 50	0,90	0,90	0,90	0,72	0,76	0,80
50–100	0,97	0,96	0,95	0,80	0,85	0,90
100–250	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
250–500	1,10	1,08	1,07	1,14	1,14	1,15
500–1000	1,16	1,15	1,14	1,43	1,46	1,30

Затраты на дорожные работы, связанные с прокладкой газопроводов, практически не меняются в зависимости от диаметра газопроводов (до d_y = 500 мм). При прокладке труб больших диаметров затраты на дорожные работы меняются незначительно и могут не учитываться в прогнозных расчетах (см. табл. 7.21).

Таблица 7.21

Сравнительная пропускная способность и усредненная стоимость вскрытия и восстановления мостовой для газопроводов различных диаметров*
(в ценах на 1.01.91г.)

d_y, мм	Сравнительная пропускная способность	Усредненная стоимость вскрытия и восстановления мостовой, р./м				
		асфальт			булыжной или из камня	из мозаики
		по булыжнику	по бетону	по щебню		
1	2	3	4	5	6	7
50	0,25					
70	0,40					
80	0.64					
100	1,0					

Продолжение таблицы 7.21

1	2	3	4	5	6	7
125	1,8					
150	3.0					
200	6,5	7,92	12,05	8,64	3,55	11,12
250	12,0					
300	20,0					
350	30,0					
400	43,0					
500	79,0					
600	130,0	8,08	12,37	8,82	3,61	11,41
700	195,0	8,27	12,75	9,03	3,70	11,75
800	280,0	8,82	13,8,0	9,11	3,95	12,73

*За единицу принята пропускная способность газопровода $d_y = 100$ мм

Изменение диаметра газопровода не влияет на конструкцию активной (электрической) защиты от электрохимической коррозии. Таким образом, для расчета капитальных затрат по этим видам работ можно использовать формулу (7.54).

В табл. 7.22 приведены данные, характеризующие сравнительные показатели металлоемкости на строительство газопроводов для диаметров труб, наиболее часто используемых в практике городского газоснабжения. Эти данные могут быть использованы для оценки металлоемкости системы газоснабжения при любом возможном увеличении масштабов газопотребления и переходе от использования газа только на коммунально–бытовые нужды без горячего водоснабжения и отопления к другому реально возможному направлению использования газа.

Таблица 7.22

Сравнительная оценка металлоемкости газопроводов различных диаметров (в % к газопроводу предыдущего диаметра)

d_y, мм	$d_y^{пр} + \Delta d_y$	Расход металла	
		$M^{пр}+\Delta M$	$M/(\Delta d_y)\cdot 100^*$
1	2	3	4
50	–	–	–
70	140	136	90
80	114	118	128
100	125	122	89
125	125	123	98
150	120	135	175
200	133	155	170
250	125	139	156
300	120	143	215
350	117	129	171
400	114	168	480

Продолжение таблицы 7.22

1	2	3	4
500	125	98,5	80
600	120	119	95
700	117	130	177
800	114	142	300
900	113	135	268

*Без учета дорожных работ и электрозащиты

Значительные колебания нагрузок в сетях низкого давления, практически не несущих промышленной нагрузки, возможны только в районах одноэтажной усадебной и 1–2-этажной застройки (возможно, в будущем также и коттеджной застройки), где широко практикуется подача газа от сетей низкого давления на нужды горячего водоснабжения и отопления. Системы центрального отопления и горячего водоснабжения нового многоэтажного (как правило) и малоэтажного (в большинстве случаев) жилого фонда снабжаются теплотой и горячей водой от источников теплоты, подключенных к сетям газоснабжения среднего (высокого) давления. Это же относится и к старой многоэтажной застройке. Коэффициент пропорциональности прироста металлозатрат приросту среднего диаметра газораспределительных сетей низкого давления по данным [3] представлен в табл. 7.23.

Таблица 7.23

Коэффициент пропорциональности $A_н$

Тип застройки	Коэффициент
Усадебная	1,00
1–2 этажа	1,00
Малоэтажная (2–3 этажа)	1,05
Многоэтажная (4–5 этажей)	1,10
Смешанная повышенной этажности (до 16 этажей)	1,30

Как уже указывалось, при расчете показателей, характеризующих сеть газоснабжения, низшая теплота сгорания газа принята равной 35715 кДж/м^3. При использовании природного газа с другой теплотой сгорания показатели металлозатрат в газопроводные сети в расчете на снабжаемые газом 1000 человек могут быть откорректированы путем применения поправочного коэффициента $k'_н$ [3].

Значение коэффициентов меняется в зависимости от этажности застройки газифицируемой территории и определяется из выражения [3]:

$$k'_н = 1 + A_н\left[\left(35715 / Q_н'\right)^{0,37} - 1\right], \qquad (7.55)$$

где $Q_н'$ – фактическая низшая теплота сгорания 1 м^3 природного газа; $A_н$ – коэффициент пропорциональности (см. табл. 7.23) для газопроводов низкого давления.

В случаях, когда расход газа на индивидуальные и коммунальные нужды (без горячего водоснабжения и отопления) в расчете на одного жителя значительно отклоняется от принятого в наших расчетах среднего уровня (134 м^3), технико-экономические показатели газопроводных сетей низкого давления также следует подвергать корректировке. Коэффициенты для корректировки показателей в расчете на 1000 человек, снабжаемых газом, определяются по формуле:

$$k''_н = 1 + A_н [(Q_1 / Q)^{0,37} - 1], \qquad (7.56)$$

где Q – принятая в расчетах средняя годовая норма расхода на одного снабжаемого газом жителя; Q_1 – фактическая норма.

Таблица 7.24

Примерные технико-экономические показатели газопроводных сетей низкого и среднего давления по зонам городской застройки*

Показатель	На 1000 чел				На 1000 м^3 максимально-часового расхода			
	Старый жилой фонд		Новый жилой фонд		Старый жилой фонд		Новый жилой фонд	
	НД	СД	НД	СД	НД	СД	НД	СД
Усадебная застройка								
Протяженность газопровода, км	3,05	0,55	2,20	0,47	53,00	10,80	39,00	8,50
Масса труб, т	18,80	5,40	14,10	5,00	329,00	97,00	247,00	90,00
1–2-этажная застройка								
Протяженность газопровода, км	2,30	0,41	1,50	0,37	41,00	7,40	27,00	6,80
Масса труб, т	15,20	4,70	10,90	4,60	271,00	85,00	194,00	84,00
2–3-этажная застройка								
Протяженность газопровода, км	1,45	0,30	0,80	0,28	27,00	5,70	15,00	5,40
Масса труб, т	10,20	4,30	7,10	4,30	191,00	82,00	133,00	8,30
4–5-этажная застройка								
Протяженность газопровода, км	1,00	0,25	0,60	0,25	19,50	4,90	11,00	4,90
Масса труб, т	8,40	4,30	5,90	4,30	160,00	84,00	110,00	84,00
Смешанная 5–9-этажная застройка								
Протяженность газопровода, км	–	–	0,50	0,24	–	–	9.00	4,70
Масса труб, т	–	–	5,60	4,30	–	–	108,00	85,00
Смешанная застройка до 16 этажей								
Протяженность газопровода, км	–	–	0,45	0,23	–	–	8,50	4,60
Масса труб, т	–	–	5,40	4,35	–	–	105,00	86,50

*Норма жилой площади 12 м^2/чел; природный газ используется на коммунально-бытовые нужды без горячего водоснабжения и отопления. НД и СД – соответственно низкое и среднее давление газа.

Показатели на 1000 м^3 максимально-часового расхода газа могут быть получены путем умножения значений, рассчитанных на 1000 человек, на коэффициент, равный частному от деления числа часов использования максимума на среднегодовой расход газа на одного человека, м^3/чел [47].

7.6.2. Газораспределительные сети природного газа среднего и высокого давления

Газораспределительные сети среднего и высокого давления (в отличие от газопроводов низкого давления) проектируются не по отдельным микрорайонам или группам, а как единая, часто многократно закольцованная система, охватывающая весь город или населенный пункт. Исключения имеют место лишь в крупных городах, расчлененных различными естественными преградами, причем для газоснабжения каждой изолированной части города создается самостоятельная система распределения газа. Поэтому технико-экономическая характеристика газопроводных сетей среднего и высокого давления должна рассматриваться не по зонам застройки, а по городам (населенным пунктам) в целом.

Технико-экономические характеристики газопроводов среднего или высокого давления, в первую очередь их протяженность, стоимость и металлоемкость, при использовании газа только на коммунально-бытовые нужды (аналогично сетям низкого давления) находятся в определенной зависимости от плотности населения, хотя на них влияют размеры городской территории и особенности взаимного расположения ГРС магистральных газопроводов и жилых микрорайонов. Однако воздействие размеров города, а также размещения ГРС и жилых микрорайонов в крупных городах в значительной мере нейтрализуется строительством дополнительных ГРС.

Поэтому, хотя при рассмотрении технико-экономических показателей газопроводных сетей среднего (высокого) давления как функции от плотности газоснабжаемого населения выявился сравнительно большой разброс конкретных значений, в средних величинах показателей наблюдается вполне объяснимая закономерность, позволяющая рассматривать их как в достаточной мере достоверные для производства прогнозных и перспективных расчетов по городскому газоснабжению.

Протяженность газопроводов среднего (высокого) давления и их металлоемкость зависит от средней по городу или населенному пункту плотности населения на 1 га газоснабжаемой территории (при использовании газа на коммунально-бытовые нужды без учета горячего водоснабжения и отопления). Автором [3] определены показатели на 1000 снабжаемых газом жителей. Выявленная зависимость может быть описана следующими эмпирическими формулами:

удельная протяженность газопроводных сетей среднего давления, м:

$$L_{ср} = (16180 + 137x)/(x - 0{,}4); \qquad (7.57)$$

удельный расход металла для труб, т:

$$M_{ср} = 93/x + 0{,}00535x + 2{,}85, \qquad (7.58)$$

где x – плотность населения, чел/га.

Расчет показателей, приходящихся на 1000 м^3 максимально-часового расхода газа, и их корректировка в соответствии с изменениями теплоты сгорания и удельных норм расхода газа должны быть аналогичны расчетам для сетей низкого давления (см. выше).

Большое значение для правильного выбора зоны газоснабжения, определения направления использования газа и других расчетов имеют технико-экономические показатели газопроводных сетей среднего давления по районам с различной этажностью (табл. 7.24).

Показатели были получены по формулам (7.57, 7.58); в качестве аргумента x принималась плотность населения по зонам застройки различной этажности.

Размеры жилых кварталов и микрорайонов, особенности их внутренней планировки, густота уличной сети на газопроводы среднего давления, которые, как правило, лишь подводят газ к жилым микрорайонам, практически не оказывают влияния.

Возможность заменить в двух- и более ступенчатых системах среднее давление газа на высокое (до 0,6 МПа) обеспечивает значительную экономию капитальных вложений за счет снижения диаметров газопроводов. При этом протяженность их остается неизменной. По данным [3], при полном использовании максимально возможного перепада давления переход от среднего к высокому давлению (до 0,6 МПа) обеспечивает снижение металлоемкости газопроводов на 38–42%. Для расчетов можно принимать среднее значение экономии металла – 40%.

При отклонении теплоты сгорания и норм расхода газа от принятых в настоящей работе технико-экономические показатели газопроводных сетей среднего и высокого давления подлежат такой же корректировке, как и для сетей низкого давления (см. выше). Коэффициенты для корректировки в расчете на 1000 снабжаемых газом жителей равны:

при изменении теплоты сгорания [3]:

$$k_c' = 1 + A_c[(35715/Q_н')^{0,38} - 1], \qquad (7.59)$$

при изменении норм расхода газа:

$$k_c'' = 1 + A_c[(Q_1/Q)^{0,38} - 1]. \qquad (7.60)$$

Коэффициент пропорциональности между изменением металлоемкости в зависимости от диаметров газопроводов в усредненном значении равен 1,5. При прокладке газопроводов среднего давления для газоснабжения городских поселков и районов с застройкой низкой плотности (усадебной, коттеджной, 1–2-этажной) можно пользоваться [3] коэффициентом, равным 1.3.

7.7. Методика расчета затрат на сети газоснабжения

Газопроводная сеть является основным по металло- и капиталоемкости сооружением городской системы распределения газа. В зависимости от размеров города на ее сооружение затрачивается [3] от 70 до 90% всех капитальных вложений в строительство газораспределительной системы. На долю газопроводов низкого давления приходится от 65 до 80% общей про-

тяженности газопроводов, на долю среднего и высокого – только 20–35%. Распределительные газопроводы предназначаются для обслуживания всех потребителей сетевого газа, расположенных на территории населенного пункта (микрорайона, района).

Прямые эксплуатационные расходы по газопроводным сетям среднего (высокого) давления при нормально организованной службе эксплуатации могут быть определены по формуле:

$$З_{гс.с.} = D \cdot K + (E_1 + E_2) \cdot L, \qquad (7.61)$$

где К – капитальные вложения, тыс. руб..; D – коэффициент для определения амортизационных отчислений; E_1 и E_2 – коэффициенты для определения доли, приходящейся на заработную плату и прочие расходы (материалы и др.).

Ограничение потребления природного газа только на коммунально-бытовые нужды без учета расхода на нагрев воды и отопление в настоящее время может иметь место только в виде исключения. Как правило, газ используется и для нагрева воды на хозяйственно-бытовые нужды, и санитарно-гигиенические цели, и для отопления, и, во все более широких масштабах, для нужд промышленности и энергетики.

По данным [3], различные системы горячего водоснабжения и теплоснабжения жилищно-коммунального хозяйства по-разному влияют на металлозатраты и капиталовложения в газопроводные сети. Пропускная способность газопроводов с увеличением их диаметра растет во много раз быстрее, чем их металлоемкость и стоимость. На рис. 7.17–7.25 показаны зависимости среднего диаметра городских распределительных сетей низкого и среднего (высокого) давления от увеличения максимально-часового расхода газа за счет подключения к ним горячего водоснабжения, отопления жилых и общественных зданий и промышленных потребителей.

При значительном удельном весе концентрированных потребителей проектировщики стараются приблизить к ним источники питания газом. Стремление это мало сказывается на сетях низкого давления, где возможности изменения места расположения ГРП невелики и относительно мало ощутимы. Иначе обстоит дело с сетями среднего (высокого) давления, правильный выбор источников питания которых является важным средством оптимизации системы теплоснабжения.

С учетом рассмотренных выше особенностей воздействия на расход металла при строительстве газопроводных сетей, изменений их среднего диаметра определена зависимость металлоемкости газопроводных сетей низкого и среднего (высокого) давлений от увеличений максимально-часового расхода газа. Эти зависимости могут быть выражены эмпирическими формулами. Расход металла для трубопроводов по сетям низкого давления определяется по формуле:

$$M_H' = M_H \left\{ 1 + A_H \left[(Q_1 / Q)^{0,36} - 1 \right] \right\}; \qquad (7.62)$$

по сетям среднего (высокого) давления по формуле:

$$M_C' = M_C\left\{1 + A_C\left[(Q_1/Q)^{0,31} - 1\right]\right\}, \qquad (7.63)$$

где Q – максимально-часовой расход газа при отсутствии горячего водоснабжения, отопления и промышленной нагрузки (в расчете на 1000 человек), тыс. куб. м; Q_1 – фактический максимально-часовой расход газа тыс.куб.м; $M_н$ – металлоемкость сети низкого давления при отсутствии горячего водоснабжения, отопительной и промышленной нагрузки (в расчете на 1000 человек), т; M_c' – то же, по сетям среднего (высокого) давления, т; $M_н'$ – металлоемкость сети низкого давления при фактическом максимально-часовом расходе газа в расчете на 1000 человек, т; M_c' – то же, по сетям среднего (высокого) давления, т; $A_н$ – коэффициент пропорциональности для газопроводов низкого давления, принимаемый по данным таблицы в соответствии с характером застройки газифицируемой территории; A_C – коэффициент пропорциональности для газопроводов среднего (высокого) давления, принимаемый (см. выше) равным 1,5 или 1,3.

Показатели на 1000 м^3 максимально-часового расхода газа могут быть получены двумя способами:

- умножением показателей, рассчитанных на 1000 человек, на коэффициент, равный частному от деления числа часов использования максимума на среднегодовой расход газа в расчете на одного человека;
- непосредственной корректировкой базовых показателей металлозатрат и капиталовложений на 1000 м^3 максимально-часового расхода газа.

Анализ данных рис. 7.17–7.25 и табл. 7.20–7.24 позволил предложить следующие показатели для расчета проектных вариантов системы газоснабжения: при плотности населения 30–60 чел/га диаметры трубопроводов системы газоснабжения низкого давления лежат в пределах от 40 до 125 мм; при плотности населения 70–110 чел/га – от 50 до 150 мм; при плотности населения 120–160 чел./га – от 65 до 200 мм; при плотности населении 170–200 чел./га – от 100 до 300 мм (независимо от характера застройки).

Используя эти показатели совместно с предложенными Н. И. Берхманом данными по оценке протяженности трубопроводов системы газоснабжения низкого давления (рис. 7.17 – 7.25 и табл. 7.20 – 7.24) можно рассчитать затраты на сооружение и эксплуатацию системы газоснабжения низкого давления, считая, что вероятность распределения диаметров в каждой из приведенных групп плотностей населения подчиняется нормальному закону распределения Гаусса.

Аналогично была проведена оценка зависимости диаметров трубопроводов системы газоснабжения среднего (высокого) давления. На основании вышесказанного в данной работе предлагается определять функцию затрат на сооружение и эксплуатацию сети газоснабжения низкого и среднего (высокого) давления по формуле:

$$З_{гс} = \sum_{h=1}^{H} \left\{ \alpha_{kh} \left[\sum_{xy} (k_{НД} + k_c)_{xy} (N_{hxy} - N_{(h-1)xy}) \right] + \right.$$
$$\left. + \alpha_{ch} \left[\sum_{xy} \alpha_{xy} (k_{НД} + k_c) N_{hxy} + \sum_{xy} C_{xy} L_{xy} N_{hxy} \right] \right\}, \quad (7.64)$$

где $k_{НД}$ и k_c – удельные капитальные вложения в строительство сети газоснабжения низкого и среднего (высокого) давления, соответственно, тыс. р. /чел.; N_{hxy} – численность жителей, города (района, микрорайона}, чел.; α_{xy} – норма амортизационных отчислений; C_{xy} – приведенные эксплуатационные расходы на текущий ремонт и заработную плату обслуживающего персонала, тыс. руб../км/чел; l_{xy} – удельная протяженность сети газоснабжения низкого и среднего (высокого) давления, соответственно в расчете на 1000 жителей, км.

Схемно-структурное решение системы газоснабжения низкого давления можно считать неизменным в пределах всех е-тых проектных вариантов теплоснабжения, так как основными факторами, влияющими на удельную протяженность и диаметр газопроводов низкого давления, является характер планировки и застройки газоснабжаемого района. Схемно-структурное решение системы газоснабжения среднего (высокого) давления при изменении количества е-тых узлов нагрузки теплоснабжения претерпевает значительные изменения, которые проявляются в уменьшении значения среднего диаметра сети и увеличении при этом общей ее протяженности, при увеличении количества е -тых узлов нагрузки теплоснабжения. Расчеты показывают, что общая сумма затрат в систему газопроводов сети среднего (высокого) давления при этом изменяется столь незначительно, что эти изменения можно не учитывать (отклонения составляют ±0,6%). Совокупность схемно-структурных решений системы газоснабжения низкого и среднего (высокого) давления в формуле (7.64) обозначена нами через ху.

Исключение составляет только вариант, при котором теплоснабжение осуществляется от крышных котельных, работающих на газе низкого давления. Для оценки изменения диаметров системы газоснабжения низкого давления предлагается использовать данные табл. 7.22, а котельные рассматривать как сосредоточенную нагрузку, точкой подключения которой к сети является ГРП.

7.8. Формирование инженерных сооружений для вариантов систем теплоснабжения

Для каждого проектного варианта системы теплоснабжения, сформированного в результате указаний разделов 7.1–7.5 – определено количество источников теплоты, их максимальная тепловая мощность, тепловая и газовая сеть. Каждый источник теплоты связан с абонентами через сеть тепловых пунктов. К ним относятся крупные групповые (или центральные) тепловые пункты и местные (или индивидуальные) тепловые пункты (см. раздел 7.1).

Тепловая мощность тепловых пунктов в соответствии с данными типовых проектов может быть равной 1,4, 7, 12 и 20 МВт.

Тепловая мощность тепловых пунктов для каждого проектного варианта принимается одинаковой. При этом варианты с тепловыми пунктами различной единичной мощности различаются их количеством (как в пределах одного проектного варианта, так и в пределах одного узла). Определение количества тепловых пунктов для каждого проектного варианта, подлежащего сравнению, рекомендуется проводить по формуле

$$q_{\text{цтп к}} = Q_{\text{ит}}/Q_{\text{цтп к}}, \qquad (7.65)$$

где $Q_{\text{цтп к}}$ – тепловая мощность к-того теплового пункта согласно типовому проекту на его сооружение в узле i источников теплоснабжения. Если количество тепловых пунктов $q_{\text{цтп к}}$ окажется по расчету менее двух, то данный проектный вариант должен быть дополнен установкой местных (индивидуальных) тепловых пунктов, так как установка ЦТП (или ГТП) нецелесообразна.

Для увеличения располагаемого давления, повышения расхода теплоносителя и изменения давления в трубопроводах тепловых сетей предназначены насосные станции. Суммарная подача рабочих насосов $G_{\text{Н}}$ определяется по формуле:

$$G_{\text{Н}} = G_0 + G_{\text{в}} + aG_{\text{гв}}^{\text{ср}}, \qquad (7.66)$$

где G_0 – расчетный расход сетевой воды на отопление; $G_{\text{в}}$ – расчетный расход воды на вентиляцию; $G_{\text{гв}}^{\text{ср}}$ – среднечасовой расход воды на горячее водоснабжение; а – коэффициент, принимаемый в зависимости от типа системы (закрытая или открытая) и вида трубопроводов (подающий, обратный), на котором установлены подкачивающие насосы. Значение коэффициента а для закрытых систем принимается равным единице [21].

Для летнего периода времени суммарная подача перекачивающих насосов определяется по формуле:

$$G_{\text{н}}^{\text{л}} = \beta G_{\text{гв}}^{\text{м}}, \qquad (7.67)$$

где β – коэффициент, характеризующий снижение расходов сетевой воды на горячее водоснабжение в летний период (β=0,8) [21]; $G_{\text{гв}}^{\text{м}}$ – максимально-часовой расход воды на горячее водоснабжение.

Давление подкачивающей насосной станции определяется как разность давлений в подающей (или обратной) линии до и после насосной станции. При известном давлении насосной станции давление насосов определяется по формуле:

$$H_{\text{Н}} = H_{\text{пс}} + \Delta H_{\text{к}} + \sum H_{\text{р}}, \qquad (7.68)$$

где $\Delta H_{\text{к}}$ – потери давления в коммуникациях насосной станции; $\sum H_{\text{р}}$ – сумма потерь давления в полностью открытых регуляторах. Для укрупненной оценки принимают равным 0,10–0,15 МПа [14].

Тип насосной станции определяется соответствующим типовым проектом по показателю суммарного значения подачи перекачивающих насосов (формула 7.67) и требуемому давлению насосов (формула 7.68).

Давление подкачивающей насосной станции оценивается при расчете характеристик изменений давления воды в пределах циркуляционного контура сетей теплоснабжения. Для сетей, по которым известны показатели длины трубопроводов, диаметры и расходы сетевой воды по участкам, а

также рельеф местности прокладки сетей теплоснабжения, давление подкачивающей насосной станции можно определить с помощью пьезометрических графиков [14].

Определение давлений в различных точках сетей базируется на уравнениях Бернулли для течения вязких жидкостей в трубопроводах и уравнениях Дарси-Вейсбаха для перепадов давления на трение в трубопроводах, включая местные потери. Исходя из этих уравнений, суммарный перепад давления на трение для совокупности последовательно соединенных участков из труб различных диаметров и протяженности определяется по формуле [14]:

$$\Delta P_{тр}^{сум} = \sum_{i=1}(\Delta P_{тр} l_i + \Delta P_м) = 0{,}8106 \sum_{i=1}^{n} \lambda_{трi} (G_i)^2 l_i (1+\beta_{мi}) / \rho_в d_{внi}^5 , \quad (7.69)$$

где $\Delta P_{тр}$ – потери давления на трение; $\Delta P_м$ – потери давления в местных сопротивлениях; l_i – длина i-го участка сети теплоснабжения; $\beta_{мi}$ – коэффициент местных потерь (табл.7.25); $\rho_в$ – плотность сетевой воды; $d_{внi}$ – внутренний диаметр трубопровода i-го участка сети теплоснабжения; G_i – расход сетевой воды в i-том участке сети теплоснабжения; $\lambda_{трi}$ – коэффициент трения, зависящий как от числа Рейнольдса, так и от параметров шероховатости.

Таблица 7.25

Коэффициент местных потерь $\beta_м$ для различных категорий водяных тепловых сетей, типов компенсаторов и условных проходов труб

Типы компенсаторов	Условные проходы труб, Dy, мм	Магистральные и распределительные трубопроводы	Внутриквартальные сети теплоснабжения
Сальниковые	300–400	–	0,30
	400–1400	0,20	0,40
П-образные с гнутыми отводами	до 150	–	0,30
	175–200	–	0,40
	15–300	0,30	0,60
П-образные с крутоизогнутыми или сварными отводами	175–250	–	0,60
	300–350	0,50	0,80
	400–500	0,70	0,90
	600–1400	1,00	1,00

Для укрупненной оценки на ранних стадиях проектирования вся сеть теплоснабжения условно разбивается на зоны, соответствующие категории трубопровода (магистральные, распределительные или внутриквартальные), каждая из которых имеет постоянный диаметр. Для этих зон оценка значений числа Рейнольдса определяется по общеизвестной методике. Согласно данным [14], значение эквивалентной шероховатости стальных труб рекомендуется для всех водяных тепловых сетей принимать равным 0,0005 м, а для сетей горячего водоснабжения – 0,001 м.

Коэффициент гидравлического трения в области квадратичного закона сопротивления можно определить по формуле:

$$\lambda_{тр i} = (2\lg 7430 d_{вн i})^{-2}. \quad (7.70)$$

Изменениями значений плотностей воды, получаемыми в результате снижения ее температуры вдоль трассы сетей, обусловленного их потерями, можно пренебречь и исходить из значений средней плотности воды, соответствующей ее средней температуре в данном трубопроводе.

При наличии в ИТ одной группы сетевых насосов развиваемое ими давление должно быть ориентировано на тот тепловой пункт, для которого при расчетном режиме оказывается максимальным значение суммы, определяемой по формуле:

$$\Delta P_c^{сум} = (\Delta P_{с.под}^{сум} + \Delta P_{ТП} + \Delta P_{с.обр}^{сум}) \to \max, \quad (7.71)$$

где $\Delta P_{с.под}^{сум}$ и $\Delta P_{с.обр}^{сум}$ – давления, имеющие равные значения для закрытой системы. С достаточной точностью могут быть определены по единой средней для обоих трубопроводов температуре воды, определяемой по формуле:

$$t_в^{ср} = 0{,}5(t_{с.под}^{ср} + t_{с.обр}^{ср}). \quad (7.72)$$

Для соответствующего значения плотности $\rho_в$ формула принимает вид:

$$\Delta P_c^{сум} = 2\Delta P_{с.под}^{сум} + \Delta Pтп. \quad (7.73)$$

Перепад давлений сетевой воды в трубопроводах и оборудовании теплового пункта определяется по данным типовых проектов для тепловых пунктов. В соответствии с данными [19], определяющим является тепловой пункт, наиболее удаленный от ИТ по трассе сетей, а сумма значений потерь давления, определяемая по формуле (7.74), является максимальной.

Необходимый перепад давлений, обеспечиваемый работой сетевых насосов, определяется по формуле:

$$\Delta P_{с.н.} = 2\Delta P_{с.под}^{сум} + \Delta Pтп + \Delta P_{ит}^{сум}, \quad (7.74)$$

где $\Delta P_{ит}^{сум}$ – суммарные перепады давления в оборудовании и трубопроводах ИТ, принимаемые по данным типовых проектов.

Вычисленный по формуле (7.74) перепад давления сетевых насосов сравнивается с данными типового проекта ИТ. Если отклонение составляет более 10% [14], то по трассе сети теплоснабжения требуется установка подкачивающей насосной подстанции.

Следует отметить, что последнее замечание относится к трассам сетей теплоснабжения, проложенным по местности с достаточно ровным рельефом и обслуживающим районы с одинаковой этажностью застройки. В противном случае решение о дополнительной установке насосных подкачивающих подстанций и их количестве должно обосновываться исходя из пьезометрического графика.

Городские системы распределения природного газа имеют (наряду с газопроводными сетями) ГРП и ряд объектов подсобного производственно-

го и обслуживающего назначения. Количество ГРП определяют для каждого варианта трассы сети газоснабжения. Основным фактором, влияющим на затраты на ГРП, в работе [3] определена плотность газопотребления, которая, в свою очередь, зависит от плотности населения. Аналогичная зависимость используется при определении затрат на сооружение электрозащиты газопроводов от коррозии, включая затраты на сооружение станций катодной защиты, на приобретение и монтаж анодных заземлителей (электродов) и дренажных кабелей, а также на эксплуатацию этих сооружений.

Системы теплоснабжения оказывают воздействие на окружающую среду, так как выделяют вредность в атмосферу, почву и водоемы. Поэтому природоохранные мероприятия составляют неотъемлемую часть инженерного оборудования систем теплоснабжения и требуют оценки их эффективности в составе оценки затрат на систему теплоснабжения в целом.

В соответствии с действующим законодательством ущерб, причиняемый выбросами котельных, исчисляется исходя из дифференцированных ставок платы за загрязнение атмосферы, включающих в себя плату за выбросы в пределах ПДВ ($P_{пдв}$), плату за превышение выбросов над уровнем ПДВ (P_{lim}), но в пределах временно согласованных лимитов, и плату за превышение выбросов над уровнем временно согласованных лимитов ($P_{>lim}$) и определяется по формуле:

$$P = P_{пдв} + P_{lim} + P_{>lim} . \qquad (7.75)$$

Надежность теплоснабжения обеспечивается путем приведения всех вариантов к одинаковому уровню за счет ввода определенного числа единиц резервной тепловой мощности и дополнительных участков трубопроводов-перемычек.

В соответствии с [26] можно повысить надежность сети теплоснабжения без ее резервирования. Уменьшение длительности перерывов в теплоснабжении при авариях является главным средством повышения надежности нерезервированных систем, так как любые отказы приводят к отключению одного или группы потребителей, а единственный путь сокращения ущерба (материального и социального) при отключениях – это сокращение времени отключения. Оно должно находить свое отражение в обосновании схемы и ее структуры. Следовательно, возможны следующие решения, направленные на повышение надежности тепловых сетей:

- сокращение максимальных диаметров теплопроводов, например, за счет увеличения числа выводов из источника теплоты ИТ;
- уменьшение единичной тепловой мощности ЦТП с соответствующим увеличением их числа;
- уменьшение пути к наиболее удаленному потребителю путем выбора наиболее короткой трассы;
- размещение ИТ в центре тепловой нагрузки;
- установка минимального числа секционирующих и отключающих задвижек.

Одним из основных путей повышения надежности распределительных сетей теплоснабжения, кроме схемных решений, является улучшение орга-

низации эксплуатационной и аварийно-восстановительной служб, направленное на повышение качества профилактики систем в целях снижения числа возможных отказов и повышение оперативности выполнения аварийно-восстановительных работ.

Таким образом, можно с уверенностью сделать вывод о росте надежности системы теплоснабжения с увеличением количества ИТ и ЦТП, покрывающих тепловую нагрузку данного района (микрорайона, города), при одновременном снижении их единичной тепловой мощности. Преимущественным будет являться также и размещение ИТ в центре тепловых нагрузок (при этом самым выгодным с точки зрения надежности теплоснабжения будет являться вариант с домовыми и крышными котельными).

Для сравнения проектных вариантов сетей теплоснабжения по известной методике [26] выполняется расчет показателя надежности, который сравнивается с нормированным значением величины показателя надежности, после чего делается вывод о необходимости резервирования системы.

Следует различать два случая: тупиковые разветвленные сети каждого проектного варианта характеризуются разным количеством одинаковых ИТ, представляя собой самостоятельные системы теплоснабжения – в этом случае для повышения надежности сети ее схема должна быть зарезервирована за счет введения дополнительных трубопроводов-перемычек между соседними ИТ (таким образом резервируется верхний иерархический уровень). И второй случай – совокупность проектных вариантов с равным количеством одинаковых ИТ, отличающихся разным количеством ЦТП. В этом случае тупиковая сеть после ЦТП питается от него и входит как элемент в нерезервированную часть (нижний иерархический уровень) системы теплоснабжения в целом, характеризующейся двухступенчатым иерархическим построением сетей теплоснабжения. Чтобы повысить надежность, достаточно уменьшить мощности ЦТП и соответственно увеличить резервированную часть сети.

Для каждого проектного варианта на основании данных о количестве и типе источников теплоты, насосных станций, тепловых пунктов, станций катодной защиты, газорегуляторных пунктов в соответствии с типовыми проектами на их сооружение определяется суммарная площадь занимаемой этими сооружениями территории, по которой, в свою очередь, оцениваются затраты на платежи за занимаемую территорию в текущем уровне цен.

7.9. Методика расчета затрат и платежей на строительство и эксплуатацию инженерных сооружений вариантов системы теплоснабжения

В результате проектирования вариантов системы теплоснабжения и определения количества и мощности тепловых пунктов затраты на их сооружение и эксплуатацию в данной работе предлагается определять по формуле:

$$З_{mn} = \sum_{h=1}^{H} \left[\begin{array}{l} \alpha_{kh} \sum_{e=1}^{E} \sum_{k=1}^{K} \sum_{r=1}^{R} k_{erk} (Q_{herk} - Q_{(h-1)erk}) + \\ + \alpha_{ch} \sum_{e=1}^{E} \sum_{k=1}^{K} \sum_{r=1}^{R} (\alpha_{erk} k_{erk} Q_{herk} + C_{erk} Q_{herk} T_{hrk}) \end{array} \right], \quad (7.76)$$

где k_{erk} – удельные капитальные вложения в сооружение k-того теплового пункта e-го узла источника теплоснабжения; r – число типов водоподогревателей, установленных в k-том тепловом пункте; Q_{herk} – тепловая мощность k-того теплового пункта e-го узла источника теплоснабжения; α_{erk} – норма амортизационных отчислений; C_{erk} – удельные эксплуатационные расходы для k-того теплового пункта e-того узла источника теплоснабжения; T_{hrk} – число часов использования тепловой мощности теплового пункта.

Удельные капитальные вложения и эксплуатационные расходы в ЦТП определяются в зависимости от единичной тепловой мощности ЦТП и отношения $\rho = G_{гв}/G_{ов}$ по данным тепловых проектов ЦТП.

После подбора насосных станций на основании данных типовых проектов для определенного типа насосных станций определяют затраты на их сооружение и эксплуатацию. В соответствии с данными [14] капитальные вложения в насосные станции можно принять равными 1,5% от общих капитальных вложений в сети теплоснабжения. Таким образом, для укрупненных расчетов затраты на насосные станции можно определить по формуле:

$$З_{нс} = 0{,}015 \cdot З_{тс} . \quad (7.77)$$

После формирования вариантов сетей газоснабжения и подбора ГРП определяют затраты на их сооружение и эксплуатацию, исходя из условия, что удельный вес ГРП в стоимости строительства систем газораспределения составляет 1,5%, а объектов подсобного производственного и вспомогательного назначения – 6–20% [3]. Меньшее значение характеризует объекты децентрализованной системы теплоснабжения, большие – централизованной.

Затраты на сооружение электрозащиты газопроводов от коррозии включают затраты на сооружение станций катодной защиты, на приобретение и монтаж анодных заземлителей (электродов) и дренажных кабелей, а также на эксплуатацию этих сооружений. Перечисленные затраты являются функцией материальных характеристик системы газоснабжения – протяженности газопроводов и их диаметра. Поэтому можно говорить об основном факторе, влияющем на затраты в систему электрозащиты газопровода от коррозии – плотности газопотребления, а, следовательно, плотности населения и площади газифицируемой территории.

Вариантный расчет удельного экономического ущерба проводится с учетом данных [51] по нормативной плотности жилого фонда в зависимости от характера застройки (тип – городская или усадебная, этажность), а также пересчета массы выбросов по ПДК на концентрацию окиси углерода (без учета фоновых загрязнений) в расчете на 1 кВт установленной мощности. Годовой фонд времени работы котла, приведенный к номинальной те-

пловой мощности, принят по аналогии с типовыми проектами отопительных котельных в размере:

2550 ч (работа в режиме отопления);

4300 ч (работа в режиме отопления и горячего водоснабжения). Средняя обеспеченность населения жильем принималась в размере 9 м^2/чел. (современный уровень) и 15 м^2/чел. (перспективный уровень).

Затраты, связанные с платежами за сброс загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, определяются аналогично выбросам в атмосферу в соответствии с действующей законодательной и нормативной базой.

Проектные варианты в результате проведения анализа и схемно-структурных преобразований с целью повышения надежности теплоснабжения должны иметь показатели надежности, соответствующие нормативным требованиям. Дополнительные затраты (капитальные вложения и эксплуатационные расходы), которые позволяют достигнуть уровень показателя надежности для всех проектных вариантов, соответствующий нормативным требования, и будут составлять искомые затраты, связанные с поддержанием заданного уровня надежности $З_{над}$:

$$З_{над} = (Е + Е_0)К + И_{обсл} + И_{пот}, \qquad (7.78)$$

где К, Е, $Е_0$ – соответственно капитальные вложения, коэффициенты эффективности и нормы амортизации; $И_{обсл}$ – затраты на обслуживание резервных единиц оборудования или трубопроводов; $И_{пот}$ – затраты, обусловленные изменением потерь тепловой энергии.

Далее для каждого проектного варианта на основании данных о количестве и типе источников теплоты, насосных станций, тепловых пунктов, станций катодной защиты, газорегуляторными пунктами в соответствии с типовыми проектами на их сооружение определяется суммарная площадь занимаемой этими сооружениями территории, по которой, в свою очередь, оцениваются затраты на платежи за занимаемую территорию в текущем уровне цен.

7.10. Алгоритм формирования вариантов, расчета критерия и выбора оптимального варианта степени централизации системы теплоснабжения

Алгоритм выбора варианта системы теплоснабжения по степени ее централизации состоит из трех частей, выполняемых последовательно (см.рис.7.26):

1 – формирование совокупности проектных вариантов системы теплоснабжения;

2 – расчет дисконтированных затрат для каждого варианта;

3 – выбор оптимального варианта по критерию минимума дисконтированных затрат и расчет технико-экономических показателей.

Первая часть алгоритма включает четыре этапа:

1 этап – формирование вариантов источников теплоты (этап "ИТ");

2 этап – формирование вариантов сетей теплоснабжения для каждого варианта источника теплоты (этап «Сеть тепловая»);

3 этап – формирование вариантов сетей газоснабжения для каждого варианта источника теплоты (этап «Сеть газовая»);

4 этап – формирование и подбор центральных тепловых пунктов, газорегуляторных пунктов, насосных и дроссельных станций, станции катодной защиты и других элементов инженерного оборудования, сопутствующего вариантам источников теплоты, сетей тепло- и газоснабжения (этап «Сооружения, оборудование и платежи»).

Вторая часть алгоритма включает расчет суммы единовременных капитальных затрат на сооружение систем теплоснабжения по вариантам, сформированным в первой части алгоритма; текущих эксплуатационных расходов на содержание источников теплоты, сетей тепло- и газоснабжения, инженерного оборудования; платы за вредные выбросы в атмосферу, водоемы и почву; за занимаемую территорию и других платежей за период учета затрат, приведенном к первоначальному периоду по фактору времени (дисконтированием) в соответствии с формулами (7.20, 7.52, 7.64, 7.76, 7.77, 7.78).

Третья часть алгоритма предназначена для выбора экономически целесообразного проектного варианта системы теплоснабжения по степени ее централизации. В соответствии с указаниями раздела 2 данной работы, экономически целесообразный вариант соответствует критерию минимума дисконтированных затрат и учитывает период учета затрат, сроки службы составляющих элементов системы, тарифы и цены на момент проведения расчетов.

На основе этого алгоритма произведен выбор оптимального варианта системы теплоснабжения по степени ее централизации на примере северного жилого микрорайона г. Воронежа.

Северный жилой микрорайон характеризуется относительно равномерной плотностью застройки. В этом районе-новостройке расположены жилые дома (преимущественно 9-этажные). К жилым домам примыкают или расположены в отдельно стоящих зданиях магазины, кафе, школы, детские сады, ателье. Промышленные предприятия отсутствуют.

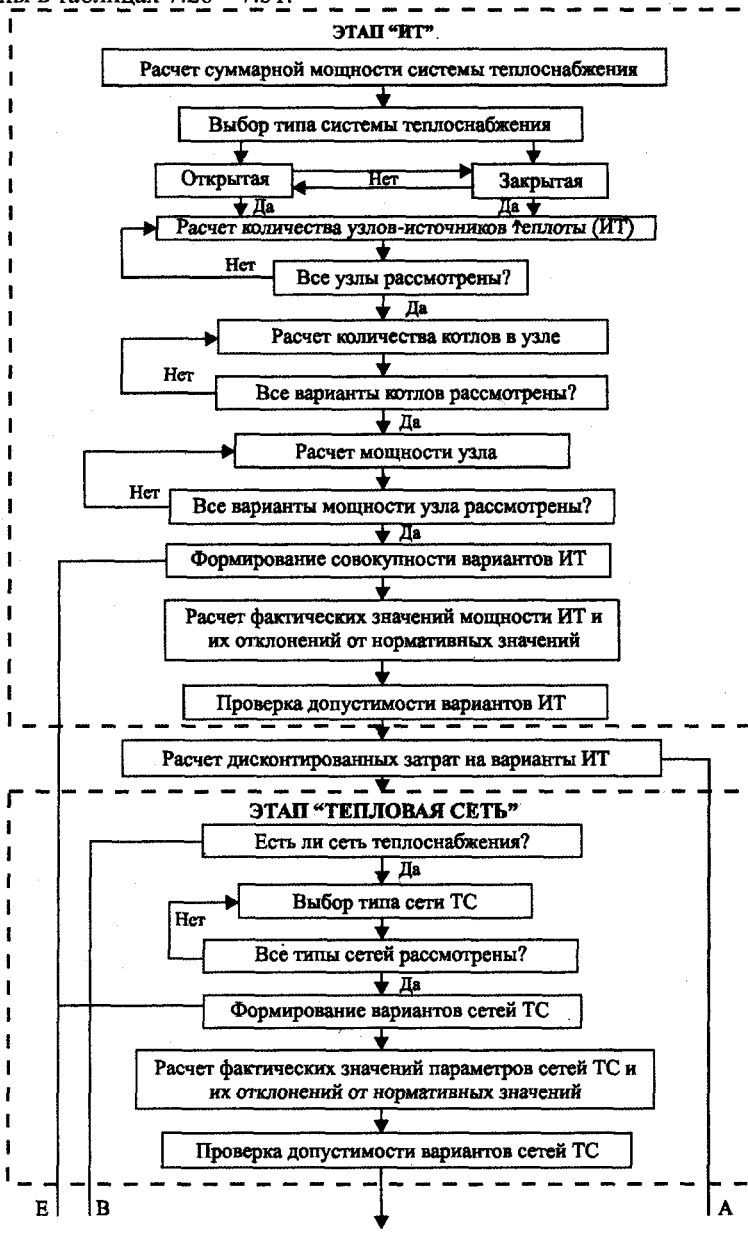
Требуемая общая тепловая мощность системы отопления для данного микрорайона на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения согласно расчету равна 212 МВт. Рельеф местности – ровный.

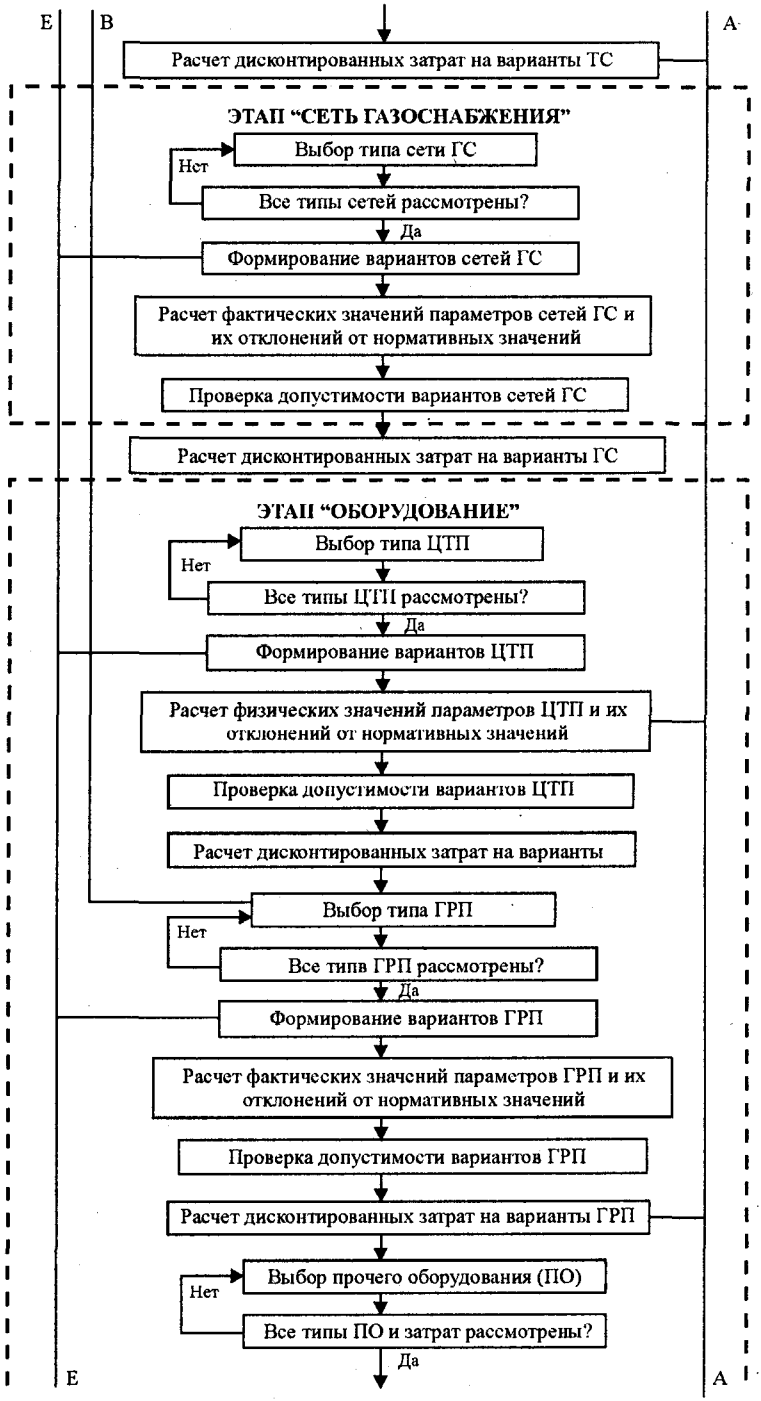
Вариантами расчета возможных систем теплоснабжения стали:

- вариант с одним источником теплоты (котельной), расположенным в центре тепловой нагрузки микрорайона;
- вариант с двумя источниками теплоты (котельными) примерно равной тепловой мощности, каждый из которых также расположен в центре своей тепловой нагрузки;
- вариант с тремя источниками теплоты (котельными) примерно равной тепловой мощности, каждый из которых расположен в центре тепловой нагрузки;
- вариант с 84 котельными единичной тепловой мощностью 1–6 МВт, которые равномерно расположены на территории микрорайона;

- вариант с крышными котельными единичной тепловой мощностью 1–2 МВт.

Технико-экономические показатели по сравниваемым вариантам приведены в таблицах 7.26 – 7.31.




E
B
A
Расчет дисконтированных затрат на варианты ТС
ЭТАП "СЕТЬ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ"
Выбор типа сети ГС
Нет
Все типы сетей рассмотрены?
Да
Формирование вариантов сетей ГС
Расчет фактических значений параметров сетей ГС и их отклонений от нормативных значений
Проверка допустимости вариантов сетей ГС
Расчет дисконтированных затрат на варианты ГС
ЭТАП "ОБОРУДОВАНИЕ"
Выбор типа ЦТП
Нет
Все типы ЦТП рассмотрены?
Да
Формирование вариантов ЦТП
Расчет физических значений параметров ЦТП и их отклонений от нормативных значений
Проверка допустимости вариантов ЦТП
Расчет дисконтированных затрат на варианты
Выбор типа ГРП
Нет
Все типы ГРП рассмотрены?
Да
Формирование вариантов ГРП
Расчет фактических значений параметров ГРП и их отклонений от нормативных значений
Проверка допустимости вариантов ГРП
Расчет дисконтированных затрат на варианты ГРП
Выбор прочего оборудования (ПО)
Нет
Все типы ПО и затрат рассмотрены?
Да
E
A

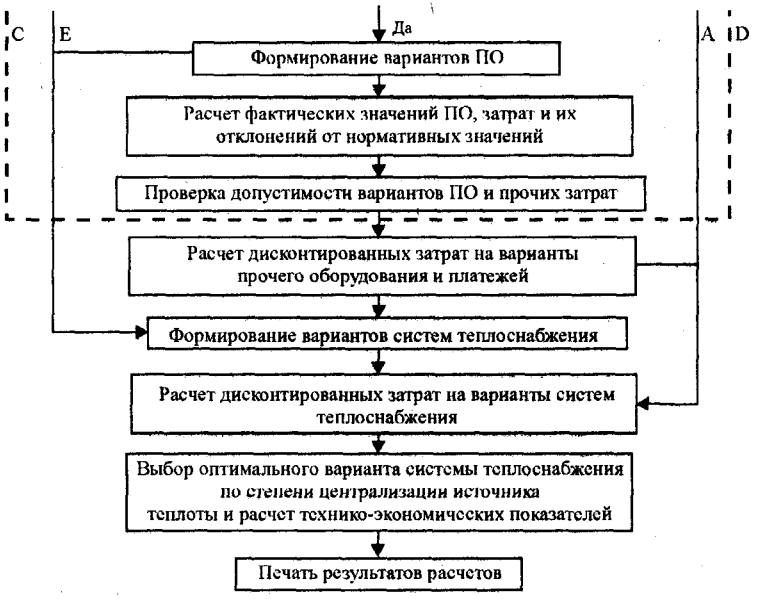


Рисунок 7.26. Алгоритм формирования вариантов, расчета технико-экономических показателей и выбора варианта системы теплоснабжения по степени ее централизации

Данные табл. 7.26 показывают, что объем капитальных вложений по вариантам (без НДС) включает показатели сметной стоимости по источникам теплоты (с учетом привязки), тепловых и газовых сетей, ЦТП, ГРП, насосных станций, электрозащиты, подсобного производства систем ГС для вариантов 1–4. Для пятого варианта затраты на тепловые сети, ЦТП, ГРП, насосные станции отсутствуют, а вместо ГРП установлены ШРП.

Сметная стоимость источников теплоты характеризуется изменением структуры (табл.7.27). Так, если для вариантов 1–3 стоимость оборудования составляет примерно 51% в объеме капитальных вложений, то для варианта 4–5 – до 84%. Структура капитальных вложений в целом по вариантам характеризуется увеличением доли общей сметной стоимости (с 33,5% в варианте 1 до 92,0% – в варианте 5). Но в денежном выражении (рис. 7.27) при увеличении количества источников теплоты (с 1 по 4 варианты) их сметная стоимость возрастает (с 133,5 до 966,5 млн руб.). В пятом варианте в результате отсутствия отдельно стоящих зданий котельной сметная стоимость источников теплоты снижается до 181,8 млн руб..

Доля стоимости тепловых сетей для вариантов 1–3 находится приблизительно на одном уровне и составляет от 33,5% до 36,7%, а для четвертого варианта значительно снижается и составляет 4,6%.

В денежном выражении (рис. 7.27) стоимость сооружения тепловых сетей снижается с 170,6 млн руб. в первом варианте до 51,7 млн руб. в чет-

вертом варианте. В пятом варианте магистральные и распределительные тепловые сети отсутствуют.

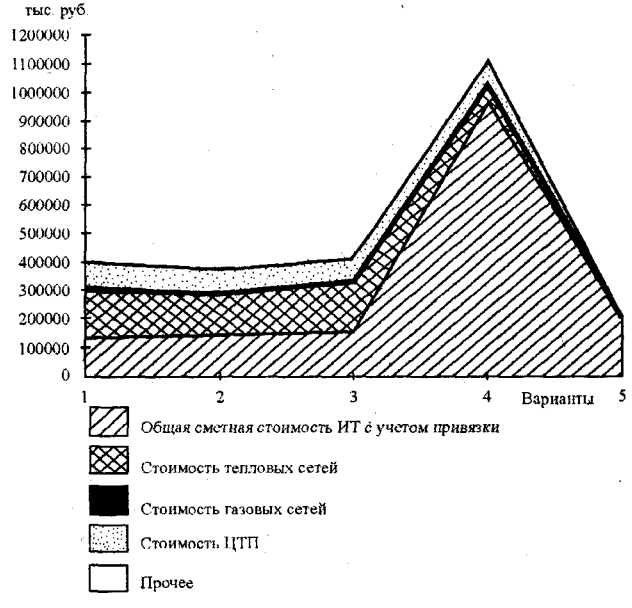


Рисунок 7.27. Диаграмма капитальных вложений по вариантам

Таблица 7.26

Капитальные вложения по вариантам, тыс. руб., в ценах ноября 2003 г.

Показатели	Варианты				
	1	2	3	4	5
Общая сметная стоимость ИТ с учетом привязки, тыс. руб.	133528,7	142344,2	151748,0	966459,0	181789,0
Стоимость тепловых сетей, тыс. руб.	170572,5	139523,0	169331,0	51703,4	–
Стоимость газовых сетей, тыс. руб.	16289,7	12989,0	13935,7	19733,0	14692,0
Стоимость ЦТП, тыс. руб.	74219,0	74219,0	74219,0	74219,0	–
Стоимость ГРП, тыс. руб.	576,8	460,0	493,0	262,0	–
Стоимость насосных станций, тыс. руб.	755,0	617,5	749,4	228,8	–
Стоимость электрозащиты, тыс. руб.	72,1	57,5	61,7	87,3	65,0
Подсобное производство ГС, тыс. руб.	2883,8	2299,4	2467,0	1048,0	780,3
Стоимость ШРП, тыс. руб.	–	–	–	–	195,1
ИТОГО капитальных вложений, тыс. руб.	398897,6	372509,6	413004,8	1113740,5	197521,3

Сметная стоимость ЦТП в денежном выражении для вариантов 1–4 имеет равные значения и составляет 74,2 млн руб., а для варианта 5 отсут-

ствуют. В структуре капитальных вложений доля ЦТП уменьшается с 18,6% до 6,7% (для 4-го варианта).

В денежном выражении сметная стоимость газовых сетей уменьшается с 16,3 млн руб. до 13 млн руб. для первого и второго вариантов, для третьего варианта имеет место увеличение до 13,9 млн руб., а для 4-го варианта до 19,7 млн руб.. В пятом варианте сметная стоимость газовых сетей уменьшается до 14,7 млн руб., так как отсутствуют газовые сети для отдельных ИТ. Соответственно снижается сметная стоимость на ГРП с 576,8 тыс. руб. в первом варианте до 262 тыс. руб. в четвертом варианте. В пятом варианте ГРП отсутствуют, а сметная стоимость ШРП составляет еще меньшее значение – 195,1 тыс. руб.. В структуре капитальных вложений по вариантам 1–4 стоимость ГРП составляет 0,2–0,02%, а в 5-м – 0,1%. Стоимость подсобного хозяйства системы газоснабжения в целом снижается при увеличении количества источников теплоты с 2883,8 тыс. руб.уб. (вариант 1) до 780,3 тыс. руб. (вариант 5). Доля сметной стоимости подсобных производств снижается с 0,72% в первом варианте до 0,1% в четвертом варианте, а в пятом имеет большее значение.

Таблица7.27

Капитальные вложения по вариантам, %, в ценах ноября 2003 г.

Показатели	Варианты				
	1	2	3	4	5
Общая сметная стоимость ИТ с учетом привязки, тыс. руб.	33,5%	38,2%	36,7%	86,8%	92,0%
Стоимость тепловых сетей, тыс. руб.	42,8%	37,5%	41,0%	4,6%	–
Стоимость газовых сетей, тыс. руб.	4,1%	3,5%	3,4%	1,8%	7,4%
Стоимость ЦТП, тыс. руб.	18,6%	19,9%	18,0%	6,7%	–
Стоимость ГРП, тыс. руб.	0,14%	0,12%	0,12%	0,02%	–
Стоимость насосных станций, тыс. руб.	0,19%	0,17%	0,18%	0,02%	–
Стоимость электрозащиты, тыс. руб.	0,018%	0,015%	0,015%	0,008%	0,033%
Подсобное производство ГС, тыс. руб.	0,72%	0,62%	0,6%	0,1%	0,4%
Стоимость ШРП, тыс. руб.	–	–	–	–	0,1%
ИТОГО капитальных вложений, тыс. руб.	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Стоимость насосных станций и электрозащиты составляет в структуре сметной стоимости величину менее 0,02% и не имеет существенного влияния на формирование капитальных затрат.

Таким образом, расчеты показали, что при возрастании количества источников теплоты увеличиваются единовременные затраты на их сооружение (*например, варианты* 1–4). *В структуре основную долю занимают* СМР, стоимость тепловых сетей, ЦТП и газовых сетей, а при увеличении количества ИТ основную долю в структуре затрат занимает общая сметная стоимость ИТ с учетом привязки. Поэтому, несмотря на то, что сметная стоимость ИТ для пятого варианта выше, чем для централизованных источни-

ков теплоты (варианты 1,2,3), капитальные вложения для пятого варианта меньше, чем для вариантов с центральными ИТ. В связи с тем, что в данном примере были использованы сметные цены, имеющие минимальные значения, для оборудования пятого варианта есть резерв для использования более дорогостоящего оборудования.

В структуре амортизационных отчислений (табл.7.28), которые определяются в процентах от капитальных вложений и являются составляющей текущих издержек по эксплуатации, аналогично структуре капитальных вложений в целом, основными составляющими являются амортизация оборудования, СМР, тепловых сетей, ЦТП и газовых сетей. При этом при возрастании количества источников теплоты возрастает доля амортизации оборудования, газовых сетей и снижается доля амортизации тепловых сетей.

Таблица7.28

Амортизационные отчисления по вариантам в ценах ноября 2003 г.

Показатели	Варианты				
	1	2	3	4	5
Источники теплоты:					
оборудование, тыс. руб.	1235,1	1316,7	1431,4	7151,8	5671,8
СМР, тыс. руб.	1201,8	1281,1	1365,7	9278	349
ИТОГО амортиз. отчислений по ИТ, тыс. руб.	2436,9	2597,8	2797,1	16429,8	6020,8
Сети и сооружения:					
тепловые сети, тыс. руб.	6822,9	5580,9	6773,2	2068,1	–
газовые сети, тыс. руб.	407,2	324,7	348,4	493,3	367,3
ЦТП, тыс. руб.	2226,6	2226,6	2226,6	2226,6	–
ГРП, тыс. руб.	17,3	13,8	14,8	7,9	–
насосные станции, тыс. руб.	15,1	12,4	15	4,6	–
электрозащита, тыс. руб.	2,2	1,7	1,9	2,6	1,95
подсобные сооружения, тыс. руб.	86,5	69	74	31,44	23,4
ШРП, тыс. руб.	–	–	–	–	5,9
ИТОГО амортиз. отчислений сетям, тыс. руб.	9577,8	8229,1	9453,9	4834,54	398,55
ИТОГО аморт. отчислений, тыс. руб.	12014,7	10826,9	12251	21264,3	6419,35

Амортизационные отчисления не представляют собой непосредственно затрат на выработку теплоты, поэтому в расчете дисконтированных суммарных затрат могут не учитываться. Амортизационные отчисления могут дополнить величину прибыли для расчета окупаемости и при определении тарифов.

Анализ годового расхода ресурсов по сравниваемым вариантам (табл.7.29) показал, что при увеличении количества источников теплоты возрастает расход газа, холодной воды, электроэнергии, возрастает штат

обслуживающего персонала, объем канализационных стоков для вариантов 1–4. Для варианта 5 перечисленные показатели превышают уровень 1–2 вариантов, но значительно меньше, чем для варианта 4.

Таблица 7.29

Годовой расход ресурсов на эксплуатацию систем теплоснабжения

Наименование ресурсов, ед. изм.	Варианты				
	1	2	3	4	5
Газ, тыс.м^3	47751	48966	50400	89231	62840
Холодная вода, м^3	53,8154	44,95	46,296	148,18	16,854
Электроэнергия, МВт·ч	8790	9010	9271	29044	18450
Штат, чел	32	55	79	180	0
Площадь, га	1,77	3,27	4,64	12,25	0
Выбросы азота диоксида, т в год	936,23	598	495	16,39	6,818
Выбросы углерода диоксида, т в год	682	1186	821,7	2628,6	2700,18

Выбросы азота диоксида в атмосферу снижаются с 936,23 т в год для варианта 1 до 6,818 т в год для варианта 5. Выбросы углерода диоксида, наоборот, возрастают с 682 т в год для первого варианта до 2700,18 т в год для 5 варианта. Графические диаграммы расхода ресурсов по вариантам представлены на рис.7.28–7.31.

Тарифы за пользование ресурсами, по состоянию на ноябрь 2003 г., представлены в табл.7.30.

Таблица 7.30

Тарифы на пользование ресурсами, водой и канализацией по состоянию на ноябрь 2003 г.

Наименование ресурса	Тариф
Газ, руб./тыс.м^3	912
Холодная вода, руб./м^3	14,81
Электроэнергия, руб./кВт·ч	1,18
Оплата труда за год, руб./чел	57600
Канализационные стоки, руб./м^3	7,61

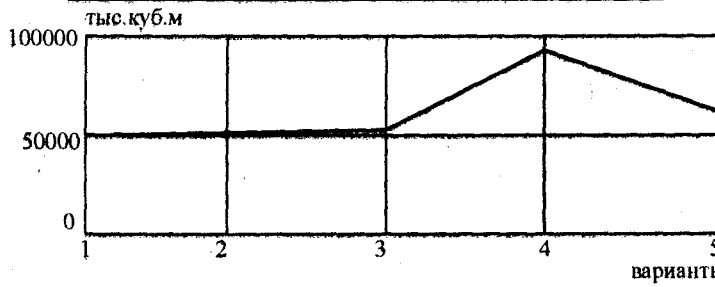


Рисунок 7.28. Годовой расход газа по вариантам

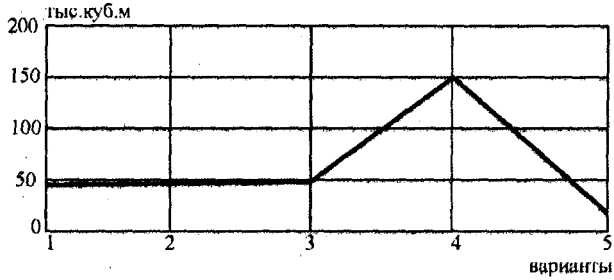


Рисунок 7.29. Годовой расход воды по вариантам, тыс.м^3

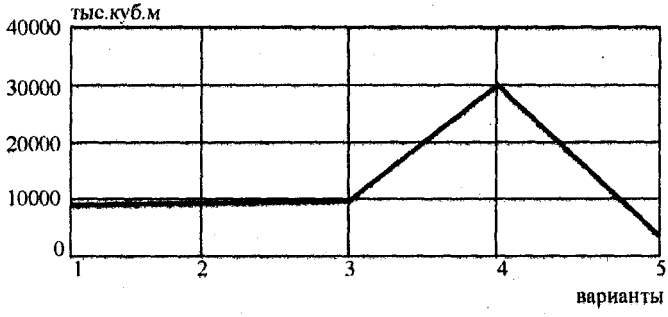


Рисунок 7.30. Годовой расход электроэнергии по вариантам, МВт·ч, тыс.м^3

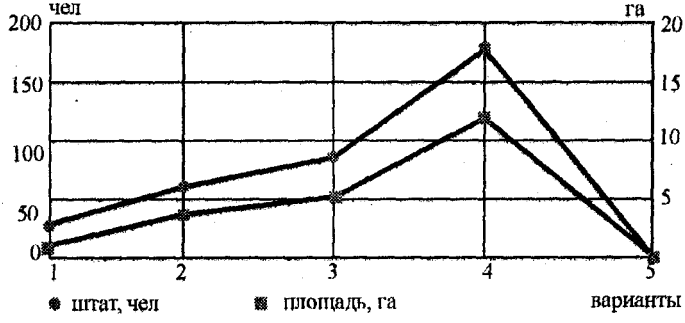


Рисунок 7.31. Штат сотрудников ИТ, чел, и площадь застройки ИТ, га

Анализ годовых эксплуатационных расходов по вариантам 1–5 (табл.7.35) показал, что затраты на газ увеличиваются для 1–4 вариантов, а для варианта 5 находятся почти на уровне первого варианта. Расход холодной воды, электроэнергии, штат обслуживающего персонала возрастает для вариантов 1–4, а для пятого варианта показатели по холодной воде – ниже, чем для вариантов 1–4, по электроэнергии – ниже, чем в четвертом варианте, но выше, чем в вариантах 1–3.

Таблица 7.31

Технико-экономические показатели эксплуатационных расходов по вариантам

Показатели	Варианты				
	1	2	3	4	5
ИТОГО аморт. отчислений, тыс. руб.	12014,7	10826,9	12251	21264,34	6419,35
Газ, тыс. руб.	43548,9	44657	45964,8	81378,7	57310,1
Холодная вода, тыс. руб.	648,9	665,7	685,2	2194,8	249,5
Электроэнергия, тыс. руб.	10372,2	10631,8	10939,8	34271,9	21771
Штат, тыс. руб.	1843,2	3168	4550,4	10368	–
Канализационные стоки, тыс. руб.	2866,7	2911,6	2970,2	7249,3	3959,5
Плата за выбросы, тыс. руб.	88,37	57,25	47,22	4,37	3,55
ИТОГО экспл. расходов по ИТ	59368,27	62091,35	65157,62	135467,1	83293,65
Эксплуатация тепловых сетей, тыс. руб.	8147,1	6664,1	8087,8	2469,5	–
Эксплуатация газовых сетей, тыс. руб.	1343,4	1204,9	1228,7	1461,4	1468,4
Электроэнергия на ЦТП, тыс. руб.	4055,7	4055,7	4055,7	4055,7	–
Электроэнергия на перекачку, тыс. руб.	1245,9	1245,9	1245,9	1245,9	–
Эксплуатация ЦТП, тыс. руб.	7055,4	5771,1	7004	2138,6	–
Эксплуатация ГРП и ШРП, тыс. руб.	105	83,75	56,16	47,71	35,53
Эксплуатация насосных станций, тыс. руб.	122,25	99,96	121,32	37,04	–
ИТОГО экспл. расходов по сетям, тыс. руб.	22074,75	19125,41	21799,58	11455,85	1503,93
ИТОГО экспл. расходов	93457,72	92043,66	99208,2	168187,3	91216,93
ИТОГО экспл. расходов без амортизации	81443,02	81216,76	86957,2	146922,9	84797,58
ИТОГО себестоимость 1 МВт	440,8383	434,1682	467,9632	793,3361	430,2685

В целом эксплуатационные расходы на источники теплоты возрастают при увеличении их количества по вариантам 1–4, а для пятого варианта снижаются и находятся на уровне третьего варианта (рис.7.32).

Структура годовых эксплуатационных расходов на 60–80% состоит из затрат на газ и имеет минимальную долю (60 %) для четвертого варианта. Но соответственно большую долю в четвертом варианте составляют затраты на электроэнергию (около 30%). Прочие составляющие эксплуатационных расходов по ИТ составляют меньше 10% и не оказывают существенного влияния на их величину.

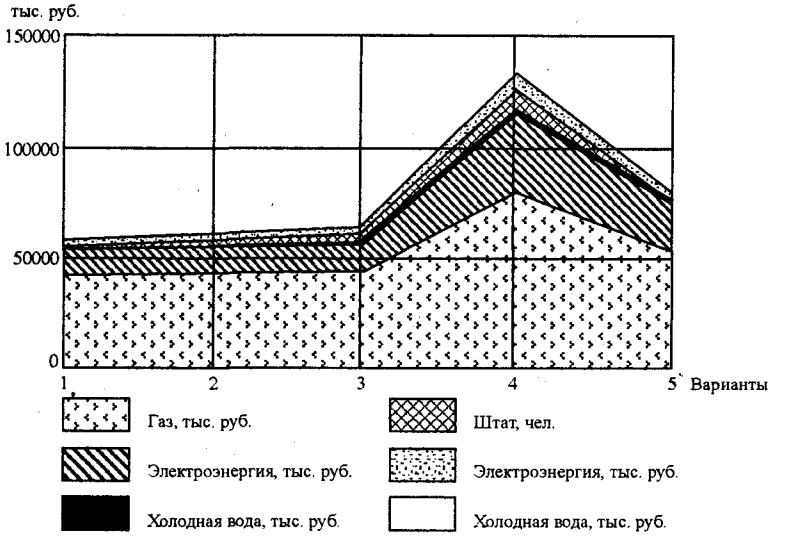


Рисунок 7.32. Годовые эксплуатационые расходы по ИТ, тыс. руб.

Анализ годовых эксплуатационных расходов по сетям и сооружениям показал, что затраты на эксплуатацию тепловых сетей, ЦТП, электроэнергии на ЦТП, насосных станций и перекачку теплоносителя имеют место только для вариантов 1–4 и возрастают для затрат на эксплуатацию тепловых сетей и ЦТП, остаются на одном уровне для затрат на электроэнергию и перекачку теплоносителя и ЦТП, снижаются для насосных станций. Затраты на эксплуатацию газовых сетей, ГРП (ШРП для пятого варианта) и плата за выбросы в атмосферу имеют место для всех вариантов и по эксплуатации газовых сетей в целом имеют тенденцию к возрастанию; по эксплуатации ГРП (ШРП) и платы за выбросы – к снижению, что наглядно представлено на рис 7.33. Расчет выбросов по вариантам 1–5 проведен по программе «Эколог».

В целом годовые эксплуатационные расходы по сетям и сооружениям изменяются в сторону уменьшения, особенно для пятого варианта, так как их структура включает лишь затраты на эксплуатацию газовых сетей (на 98%) и ШРП (около 2%).

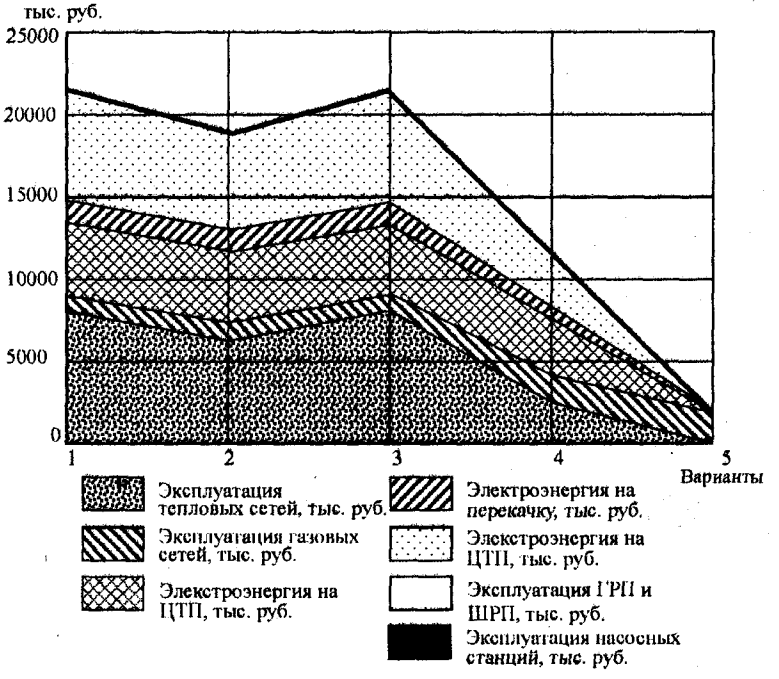


Рисунок 7.33. Годовые эксплуатационные расходы по сетям, тыс. руб.

Годовые эксплуатационные расходы в целом на систему по вариантам в основном состоят из затрат на эксплуатацию источников теплоты (от 60% до 95%, рис. 7.34).

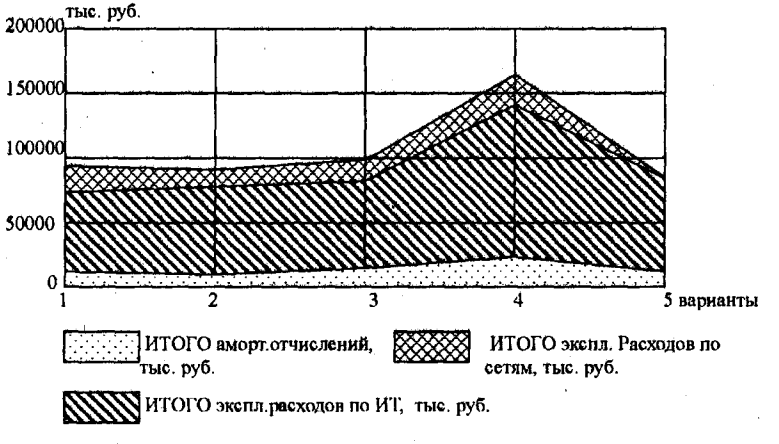


Рисунок 7.34. Годовые эксплуатационные расходы по вариантам, тыс. руб.

Список литературы

1. Авдолимов Е. М., Шальнов А. П. Водяные тепловые сети - М.: Стройиздат. 1984. – 288 с.: ил.

2. Басин Г. Л. Конденсационные отопительные котлы //Водоснабжение и санитарная техника. - 1987. - № 10. – С. 34–36.

3. Берхман Е. И. Экономика систем газоснабжения. - Л.: Недра. 1975. – 375 с: ил.

4. Богуславский Л. Д. Определение эффективности вариантов теплоснабжения и вентиляции зданий // Водоснабжение и санитарная техника. - 1993. - № 1. – С. 3–6.

5. Богуславский Л. Д., Богуславский В. Л. Энергосбережение должнобыть экономически целесообразным // Промышленная энергетика. - 1994. -№ 1. – С. 4–7.

6. Борщов Д. Я. Мобильные котельные для временного и аварийного теплоснабжения: Справочное пособие. - М.: Стройиздат. 1993. – 192 с.: ил.

7. Братенков В. Н., Хаванов П. А. Многофакторное сравнение вариантов теплоснабжения//Водоснабжение и санитарная техника. - 1990. -№ 9. –С. 16–18.

8. Бушуев В. В. и др. Энергосбережение как основа новой энергетической политики России / Бушуев В. В., Макаров А. А., Чупятов В. П. // Бушуев В. В. и др. Энергетическое строительство. - 1993. -№7. – С. 19–23.

9. Бухаркин Е. Н., Соснин Ю. П. Отопление и горячее водоснабжение индивидуального дома: Справочное пособие - М.: Стройиздат, 1993. –384 с.: ил.

10. Венецкий И. Г., Венецкая В. И. Основные математико-статические понятия и формулы в экономическом анализе: Справочник - 2-е изд., перераб, и доп. - М: Статистика. 1979. – 447 с.: ил.

11. Верст И., Ревентлоу П. Экономика фирмы: Учебник / Пер. с датского АН. Чеканского, О.В. Рождественского. - М.: Высшая школа. 1994. –232 с.: ил.

12. Витальев В. П. и др. Эксплуатация тепловых пунктов систем теплоснабжения. - М.: Стройиздат, 1985. – 366 с.: ил.

13. Витальев В. П., Сельдин Н. Н. Эксплуатационная надежность оборудования тепловых пунктов // Водоснабжение и санитарная техника. - 1980. -№5. – С. 14–16.

14. Водяные тепловые сети: Справочное пособие / Под ред. Н. К. Громова., Е. П. Шубина. - М: Энергоатомиздат, 1988. – 376 с.: ил.

15. Волконский В. А., Кузовкин А.И. Критерии оценки эффективности проектов, финансируемых с привлечением иностранных кредитов и инвестиций, в отраслях ТЭКа // Энергетическое строительство. - 1995. - № 4. – С. 6–8.

16. Вяткин М. А. Энергослужба промышленного предприятия в условиях рынка // Промышленная энергетика. - 1992. - № 7. – С. 14–16.

17. Вяткин М. А. Источник дохода промышленных энергетиков – энергосбережение // Промышленная энергетика. - 1994. - № 5,6. – С. 18–21, 22–24.

18. Головкин Б. Н. и др. Прогноз электропотребления промышленных предприятий в условиях нестабильной экономики / Головкин Б. Н., Пирогов В. Н., Старцев А. П. // Головкин Б. Н. и др. Промышленная энергетика - 1996. -№ 2. – С. 8–12.

19. ГОСТ 10617-83 «Котельные отопительные производительностью от 0,1 до 3,15 МВт. Общие технические условия» - М . 1982. – 44 с.

20. Громов Н. К. Абонентские установки водяных тепловых сетей -М.: Энергия, 1968. – 313 с.: ил.

21. Громов Н. К. Городские теплофикационные системы. - М : Энергия, 1974. – 256 с.: ил.

22. Дунаевский Н.И. Технико-экономические основы теплофикации. - М.-Л.: Госэнергоиздат, 1952. – 370 с.: ил.

23. Закон «Об энергосбережении» // Российская газета - 1996. - 10 апр.

24. Инженерное оборудование зданий и сооружений: Энциклопедия / Под ред. С. В. Яковлева. - М: Стройиздат. 1994. – 512 с.: ил.

25. Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от электрохимической коррозии. - М.: Стройиздат. 1982. – 56 с.

26. Ионин А. А. Надежность систем тепловых сетей. - М.: Стройиздат. 1989. – 268 с.: ил.

27. Ионин А. А. Многокритериальная оценка надежности системы тепловых сетей // Водоснабжение и санитарная техника. - 1994. - № 3 – С. 8–9.

28. Кащеев В. В. Опыт освоения новых котлов ПТВМ-60, ПТВМ-120, КВ-ГМ-120 в ГУП «Мостеплоэнерго»//Энергосбережение. – 2003. - №1. – С. 10–13.

29. Копцев Л. А. Нормирование и прогнозирование потребления электроэнергии в зависимости от объемов производства // Промышленная энергетика. - 1996. - № 3. – С. 6.

30. Лебедев В. И. и др. Расчет и проектирование теплогенерирующих установок систем теплоснабжения / Лебедев В. И., Пермяков Б. А., Хаванов П. А. - М.: Стройиздат, 1992. –360 с.: ил.

31. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования / Утв. Минвом экономики РФ, Мин-вом финансов РФ, Госкомпромом России, Госстроем России 31.03.94. - № 7–12 / 47, М.: 1994. – 80 с.

32. Молодюк В. В., Пузин Г. Н. Сравнительная экономическая эффективность развития ТЭК в условиях роста цен на органическое топливо //Энергетическое строительство. - 1993. - № 8. – С. 60–62.

33. Национальный доклад «Теплоснабжение Российской Федерации. Пути выхода из кризиса». Книга 1. – М.: Мин.пром. науки и технологии РФ. – 2002.

34. Нечаев Г. А. Новые способы изоляции теплопроводов подземной прокладки. - Л.: Энергия. 1988. – 288 с.: ил.

35. Павлов И. И., Федоров М. Н. Котельные установки и тепловые сети. - М.: Стройиздат, 1986. – 232 с.: ил.

36. Скоров Б. М. Технико-экономические основы проектирования жилых, общественных, промышленных зданий и населенных мест. - М.: Высшая школа. 1972. – 316 с.: ил.

37. СН 531-80: Инструкция о составе, порядке разработки и утверждения схем теплоснабжения населенных пунктов с суммарной тепловой нагрузкой до 116 МВт. - М., Стройиздат. 1982. – 121 с.: ил.

38. СН 423-71: Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в строительстве : Утв. Гос.строит. ком. СССР 31 05.71. - Изд. офиц. - М.. 1972. – 113 с.

39. СНиП II-58-75: Строительные нормы и правила: Электростанции тепловые: Утв. Гос. строит. ком. СССР: Срок введ в действие 1976. - Изд. офиц. - М . 1984. – 48 с.

40. СНиП 41-01-2003: Строительные нормы и правила: Отопление, вентиляция и кондиционирование : Утв. Гос. строит.ком. РФ: Срок введ. в действие 2004. - Изд. офиц. - М., 2004. – 51 с.

41. СНиП 2.07.01-89*: Строительные нормы и правила: Градостроительство, планировка и застройка городских и сельских поселений: Утв. Гос. ком. СССР: Взамен СНиП II-60-75: Срок введ. в действие 1990. - Изд. офиц. - М., 1994. – 52 с.

42. СНиП II-35-76* : Строительные нормы и правила: Котельные установки: Утв. Гос. строит. ком. СССР: Срок введ. в действие 1978. - Изд офиц. - М., 1977. – 46 с.

43. СНиП 23-01-99*: Строительные нормы и правила: Строительная климатология: Утв. Гос. строит. ком. РФ: Срок введ. в действие 2000. - Изд. офиц. - М., 2003. – 84 с.

44. СНиП 2.04.02-84*: Строительные нормы и правила: Водоснабжение. Наружные сети и сооружения: Утв. Гос. строит. ком. РФ: Срок введ. в действие 1985. - Изд. офиц. - М. 1985. – 54 с.

45. СНиП 2.04.01-85*: Строительные нормы и правила: Внутренний водопровод и канализация зданий: Утв. Гос. строит. Ком. РФ. Срок введ. в действие 1986. - Изд. офиц. - М., 1997. – 56 с.

46. СНиП 2.08.02-89*: Строительные нормы и правила: Общественные здания и сооружения: Утв. Гос. строит. ком. СССР: Срок введ. в действие 1990. - Изд. офиц. - М., 1999. – 57 с.

47. СНиП 42-01-2002: Строительные нормы и правила. Газораспределительные системы: Утв. Гос. строит ком. РФ: Взамен СНиП 2.04.08-87: Срок введ. в действие 2003. - Изд. офиц. - М., 2003. – 85 с.

48. СНиП 41-03-2003. Строительные нормы и правила: Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов:Утв. Госстроем РФ. Срок введ. в действие 2003. - Изд. офиц. - М., 2004. – 80 с.

49. СНиП 41-02-2003. Строительные нормы и правила: Тепловые сети: Утв. Госстроем РФ: Срок введ. В действие 2003. - Изд. офиц. - М., 2004. – 43 с.

50. СНиП 3.05.03-85. Строительные нормы и правила: Тепловые сети: Утв. Гос. строит.ком. СССР: Срок введ. в действие 1988. - Изд. офиц. - М., 1989. – 49 с.

51. Хаванов П. А., Барынин К. П. Особенности применения водногликолиевых теплоносителей в автономных системах теплоснабжения//АВОК. - 2003. - № 7. – С. 66–68.

52. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети - 5-е изд. - М.: Энергоиздат, 1982. – 411 с.: ил.

53. Сотникова О. А. Децентрализованное теплоснабжение - Воронеж, 1999. – 124 с.: ил.

54. Теплоснабжение на базе крышных котельных. Принципиальные технические решения. - М., ЦНИИЭП инженерного оборудования. 1997. – 29 с.

55. Хаванов П. А. Проблемы теплоснабжения малых населенных пунктов // Водоснабжение и санитарная техника. - 1990. - № 8. – С. 13–16.

56. Чистяков Н. Н. и др. Повышение эффективности работы систем горячего водоснабжения / Чистяков Н. Н., Грудзинский М. М., Ливчак В. И., Прохоров Е. И. - М.: Стройиздат, 1980. – 387 с.: ил.

57. Шубин Е. П. Основные вопросы проектирования систем теплоснабжения городов. - М.: Энергия, 1979. – 359 с.: ил.

58. Шубин Е. П. Проектирование городских тепловых сетей. Ч.1. Основные принципы проектирования и расчет теплового потребления. - М.: Изд-во Минкомхоза РСФСР, 1952. – 469 с.: ил

59. Яновский Ф. Б., Михайлова С. А. Энергетическая стратегия и развитие теплоснабжения в России//Энергосбережение. – 2003. - № 6 – С. 26–32.

60. Дмитриев А.Н., Табунщиков Ю.А., Ковалев И.Н., Шилкин Н.В. Руководство по оценке экономической эффективности инвестиций в энергосберегающие мероприятия. – М.: АВОК-ПРЕСС, 2005.

61. Р НП «АВОК» 5-2006. Рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения. – М.,2006.

62. СП 41-104-2000. Проектирование автономных источников теплоснабжения.

63. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения – Утв. Госстроем России 12.08.2003.

64. Национальный доклад «Теплоснабжение Российской Федерации. Пути выхода из кризиса». Книга 2. – 2001.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3
1. СОСТОЯНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА СТРАНЫ 5
1.1. Энергетический кризис в России: причины возникновения и основные пути преодоления 5
1.2. Основные направления инвестиционной политики ТЭК России 18
1.3. Ценообразование и ценовая политика в ТЭК России 20
1.4. Технико-экономические показатели эффективности работы ТЭК России 23
1.5. Энергосбережение как основа энергетической политики России 33
2. ПОТРЕБИТЕЛИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 36
2.1. Климатические показатели и классификация потребителей тепловой энергии 36
2.2. Тепловая мощность системы отопления 39
2.3. Тепловая мощность системы вентиляции 46
2.4. Тепловая мощность системы горячего водоснабжения 51
2.5. Тепловая мощность технологических систем 58
2.6. Общая тепловая мощность объекта 59
3. СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 63
3.1. Классификация систем теплоснабжения 63
3.2. Основные принципы проектирования систем теплоснабжения 68
4. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОТЫ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 82
4.1. Централизованное теплоснабжение от электростанций (теплофикация) 82
4.2. Централизованное теплоснабжение от районных котельных 85
4.3. Автономное и местное теплоснабжение 86
4.4. Теплогенераторы 87
4.5. Теплогенераторы для централизованного теплоснабжения 103
4.6. Теплогенераторы для автономного (децентрализованного) теплоснабжения 111
4.7. Теплоснабжение на базе крышных источников теплоснабжения (крышных котельных) 178
4.8. Мобильные котельные для временного и аварийного теплоснабжения 181

5. ПРОКЛАДКА И ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКЦИЙ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 190
5.1. Способы прокладки трубопроводов тепловых сетей 190
5.2. Дренаж тепловых сетей 193
5.3. Сооружения на тепловых сетях 193
6. КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА СТЕПЕНИ ЦЕНТРАЛИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ... 198
6.1. Предпосылки оптимизации проектных вариантов системы теплоснабжения населенного пункта по степени централизации источников теплоты 198
6.2. Критерии выбора проектного варианта системы теплоснабжения населенного пункта по степени ее централизации 201
6.3. Основы концепции оценки эффективности вариантов инвестиций на этапе разработке проекта системы теплоснабжения 209
7. РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЮ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 218
7.1. Формирование вариантов источников теплоснабжения .. 218
7.2. Корреляционно-регрессионные модели расхода ресурсов при эксплуатации системы теплоснабжения 223
7.3. Методика расчета затрат на источники теплоснабжения 230
7.4. Формирование вариантов тепловых сетей 233
7.5. Методика расчета затрат на тепловые сети 241
7.6. Формирование вариантов сетей газоснабжения 251
7.6.1. Газораспределительные сети природного газа низкого давления 251
7.6.2. Газораспределительные сети природного газа среднего и высокого давления 263
7.7. Методика расчета затрат на сети газоснабжения 264
7.8. Формирование инженерных сооружений для вариантов систем газоснабжения 267
7.9. Методика расчета затрат и платежей на строительство и эксплуатацию инженерных сооружений вариантов системы теплоснабжения 272
7.10. Алгоритм формирования вариантов, расчета критерия и выбора оптимального варианта степени централизации системы теплоснабжения 274
Список литературы 287

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК

Учебное пособие

Ольга Анатольевна Сотникова
Виктор Нарбенович Мелькумов

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Компьютерная верстка: *С.А. Устинов*
Корректор: *Н.С. Седова*

Лицензия ЛР № 0716188 от 01.04.98.
Подписано к печати 08.06.08. Формат 60x90/16
Гарнитура Таймс. Печать офсетная. Бумага газ.

Усл. 18,5 п. л. Заказ № 840.III завод 1000 экз.

Издательство Ассоциации строительных вузов (АСВ)
129337, Москва, Ярославское шоссе, 26, оф. 348 (КМК)
тел./факс: (499)183-56-83; e-mail: iasv@mgsu.ru, http://www.iasv.ru

Отпечатано с готового оригинал-макета в ООО ПК «Зауралье».
640022, г. Курган, ул. К. Маркса, 106.
E-mail: zpress@zaural.ru