

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

**Л.И. Молодежникова**

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ  
В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ  
И ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЯХ**

*Рекомендовано в качестве учебного пособия  
Редакционно-издательским советом  
Томского политехнического университета*

Издательство  
Томского политехнического университета  
2011

УДК 620.9:658.5(075.8)

ББК 31.19я73

М75

**Молодежникова Л.И.**

М75 Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебное пособие / Л.И. Молодежникова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 205 с.

В пособии в краткой форме изложены теоретические вопросы по энергосбережению у потребителей и на источниках теплоснабжения, отражены актуальные проблемы развития нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. По каждой теме представлены примеры решения задач, вопросы для контроля знаний, включен справочный материал.

Предназначено для студентов, обучающихся по специальности «Промышленная теплоэнергетика».

УДК 620.9:658.5(075.8)

ББК 31.19я73

*Рецензенты*

Кандидат технических наук  
главный инженер ООО «Сибхолод-Сервис»

*Е.Я. Макаров*

Кандидат технических наук, председатель комитета  
по газификации департамента энергетики Томской области

*Л.С. Симанин*

Кандидат технических наук, доцент ТПУ

*Ю.Я. Раков*

© ФГБОУ ВПО НИ ТПУ, 2011

© Молодежникова Л.И., 2011

© Обложка. Издательство Томского  
политехнического университета, 2011

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
ТЕРМИНЫ И ПОНЯТИЯ .....	8
1. ЗАКОНОДАТЕЛЬНАЯ БАЗА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ .....	11
1.1. Нормативно-правовая база энергосбережения .....	15
1.2. Оценка экономической эффективности энергосберегающих мероприятий .....	20
1.2.1. Виды учета ТЭР .....	22
1.2.2. Состав показателей энергосбережения .....	22
1.2.3. Классификация показателей энергетической эффективности .....	25
1.2.4. Энергетическое обследование .....	26
1.2.5. Энергетический паспорт предприятия .....	32
1.2.6. Энергобаланс промышленного предприятия .....	33
1.3. Энергосбережение и экология .....	38
2. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ИСТОЧНИКЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	43
2.1. Выработка энергопредприятиями электрической и тепловой энергии .....	43
2.1.1. Раздельная выработка тепла и электроэнергии .....	43
2.1.2. Комбинированная выработка тепла и электроэнергии .....	48
2.2. Применение утилизаторов тепла отходящих газов .....	51
2.2.1. Водяные экономайзеры .....	52
2.2.2. Воздухоподогреватели .....	56
2.3. Использование теплоты парового конденсата .....	61
2.3.1. Составление пароконденсатного баланса .....	61
2.3.2. Теплота парового конденсата .....	62
2.4. Углеаэрозольное топливо .....	63
2.5. Использование газотурбинных технологий .....	65
2.6. Применение аккумуляторов теплоты .....	67
2.7. Рациональное снижение давления газа и пара .....	71
2.7.1. Использование детандер-генераторных агрегатов .....	71

2.7.2. Использование повышенного давления пара .....	79
2.7.3. Производство холода за счет дросселирования давления природного газа.....	82
2.7.4. Турбогенераторы для производственных и производственно-отопительных котельных .....	84
2.7.5. Применение мини-ТЭЦ.....	86
<b>3. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПОТРЕБЛЕНИИ ЭНЕРГИИ .....</b>	<b>90</b>
3.1. Энергосбережение на предприятии .....	90
3.1.1. Утилизация вторичных энергоресурсов (ВЭР).....	95
3.1.2. Получение теплоты при сжигании твердых бытовых отходов.....	105
3.1.3. Электрические печи.....	109
3.2. Энергосбережение в строительстве и ЖКХ.....	113
3.2.1. Объемы потребления тепловой энергии в зданиях.....	113
3.2.2. Тепловая защита здания. Тепловой баланс .....	115
3.2.3. Пути снижения потребления энергии зданиями .....	117
3.2.4. Реконструкция систем отопления .....	121
3.2.5. Вентиляционные установки.....	124
3.2.6. Энергосбережение в системах освещения .....	125
3.2.7. Энергетический паспорт здания.....	129
3.3. Энергосбережение в различных отраслях промышленности .....	136
3.3.1. Энергосбережение в машиностроении.....	136
3.3.2. Энергосбережение в пищевой промышленности.....	138
3.3.3. Энергосбережение в нефтеперерабатывающей промышленности .....	139
3.4. Энергосбережение при работе теплообменного оборудования.....	140
3.4.1. Выпарные установки .....	140
3.4.2. Ректификационные установки.....	141
3.4.3. Сушильные установки.....	143
<b>4. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ .....</b>	<b>147</b>
4.1. Насосные установки .....	147

4.2. Энергосберегающая технология «Транссоник» .....	149
4.3. Системы снабжения потребителей сжатым воздухом.....	153
4.4. Применение новых теплоизоляционных материалов .....	163
4.5. Реконструкция тепловых сетей и тепловых пунктов.....	174
4.5.1. Регулирование отпуска тепла с применением частотно- регулируемых приводов.....	174
<b>5. НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ .....</b>	<b>177</b>
5.1. Использование солнечной энергии в России.....	178
5.2. Утилизация теплоты вентиляционного воздуха.....	187
5.2.1. Здания с низким потреблением энергии .....	189
5.3. Тепловые насосы.....	192
5.3.1. Эффективность использования низкопотенциального тепла с помощью ТНУ .....	192
5.3.2. Тепловые насосы за рубежом .....	195
5.3.3. Тепловые насосы в России.....	195
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....</b>	<b>197</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ .....</b>	<b>198</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Одна из заметных особенностей современной жизни в России – это формирование определенной системы и структуры по рациональному снабжению и потреблению энергии, которую можно назвать также проблемой энергосбережения.

Обычно под энергосбережением понимают реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное (рациональное) использование (и экономное расходование) топливно-энергетических ресурсов и вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии (на основе закона РФ «Об энергосбережении»).

Меры могут носить пассивный (например, теплоизоляция), активный (утилизация сбросной теплоты) или организационный (замена одного вида энергоносителя другим более эффективным) характер.

Такая проблема была всегда, но она на протяжении десятилетий оставалась инициативной и периодически директивной. В настоящее время ситуация изменилась коренным образом.

Во-первых, Государственной Думой 13 марта 1996 года принят Федеральный закон № 28-ФЗ «Об энергосбережении», который ставит своей целью регулирование отношений, возникающих в процессе деятельности в области энергосбережения, в целях создания экономических и организационных условий для эффективного использования энергетических ресурсов.

Во-вторых, Россия оказалась не готовой по своим показателям энергоэффективности быть достойным конкурентом в едином мировом энергетическом пространстве.

В-третьих, проблема энергосбережения стала остро актуальной в коммунальной сфере, где энергетические затраты, выраженные в денежной форме, оказались особенно обременительными для российского бюджета.

В немалой степени это вызвано тем, что население оплачивает только 25–40 % всех своих коммунальных расходов. Например, холодную воду мы оплачиваем по цене в 8–10 раз меньшей, чем ее стоимость. То есть, население должно научиться управлять снижением спроса на энергию.

В этой ситуации проблема энергосбережения, сохраняя свои передовые позиции в промышленном производстве – определяя в немалой степени и конкурентоспособность нашей продукции, и устойчивость всей экономики – становится ежедневной и ежечасной бытовой заботой каждого из нас.

Иначе говоря, жизнь заставляет нас жить по правилу – расходовать можно меньше энергии, используя ее рационально и эффективно.

В-четвертых, за последние два-три года принято большое количество самых различных нормативных актов, напрямую или косвенно связанных с энергосбережением, накоплен определенный опыт, сложилось несколько конкретных направлений формирования энергосберегающей политики на региональном уровне и др.

Все это требует подготовки с регулярной периодичностью изданий по проблемам энергосбережения, в которых бы рассматривались законодательные и нормативные положения по рациональному использованию энергии, отражалась бы практика энергосбережения, предлагались конкретные рекомендации.

## ТЕРМИНЫ И ПОНЯТИЯ

**Энергоноситель** – вещество в различных агрегатных состояниях (твердое, жидкое, газообразное) либо иные формы материи (плазма, поле, излучение и т. д.), запасенная энергия которых может быть использована для целей энергоснабжения.

Энергоносители подразделяются:

1. **Природный энергоноситель** – энергоноситель, образовавшийся в результате природных процессов.

2. **Произведенный энергоноситель** – полученный как продукт производственного технологического процесса.

**Топливо** – вещества, которые могут быть использованы в хозяйственной деятельности для получения тепловой энергии, выделяющейся при его сгорании.

**Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР)** – совокупность природных и производственных энергоносителей, запасенная энергия которых при существующем уровне развития техники и технологии доступна для использования в хозяйственной деятельности.

**Вторичные топливо-энергетические ресурсы (ВЭР)** – топливо-энергетические ресурсы, полученные как отходы или побочные продукты (сбросы и выбросы) производственного технологического процесса.

**Первичная энергия** – энергия, заключенная в ТЭР.

**Полезная энергия** – энергия, теоретически необходимая (в идеализированных условиях) для осуществления заданных операций, технологических процессов или выполнения работы и оказания услуг.

**Возобновляемые топливо-энергетические ресурсы** – природные энергоносители, постоянно пополняемые в результате естественных (природных) процессов.

**Энергоустановка** – комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенных для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии (ГОСТ 19431).

**Рациональное использование ТЭР** – использование топливо-энергетических ресурсов, обеспечивающее достижение максимальной при существующем уровне развития техники и технологии эффективности, с учетом ограниченности их запасов и соблюдения требований снижения техногенного воздействия на окружающую среду и других требований общества (ГОСТ 30166).

Рациональное использование ТЭР включает:

1. Выбор оптимальной структуры энергоносителей, то есть оптимальное соотношение различных видов энергоносителей для того или иного процесса;
2. Комплексное использование топлива, в том числе использование топлива в качестве вторичного энергоносителя;
3. Комплексное использование гидроресурсов вод и водоемов;
4. Учет возможности использования органического топлива для промышленности в качестве сырья;
5. Комплексное использование экспортно-импортных возможностей и других структурных организаций.

**Экономия ТЭР** – сравнительное в сопоставлении с базовым, эталонным значением сокращение потребления ТЭР на производство продукции, выполнение работ и оказание услуг установленного качества без нарушения экологических и других ограничений в соответствии с требованиями общества.

**Непроизводственный расход ТЭР** – потребление ТЭР, обусловленное несоблюдением или нарушением требований, установленных государственными стандартами, иными нормативными актами, нормативными и методическими документами.

**Энергосберегающая политика** – комплексное системное проведение на государственном уровне программы мер, направленных на создание необходимых условий организационного, материального, финансового и другого характера для рационального использования и экономного расходования ТЭР.

**Энергетическое обследование** – обследование потребителей ТЭР с целью установления показателей эффективности их использования и выработки экономически обоснованных мер по их повышению.

**Топливо-энергетический баланс** – система показателей, отражающая полное количественное соответствие между приходом и расходом (включая потери и остаток) ТЭР в хозяйстве в целом или на отдельных его участках (отрасль, регион, предприятие, цех, процесс, установка) за выбранный интервал времени.

**Энергетический паспорт промышленного потребителя ТЭР** – нормативный документ, отражающий баланс потребления и показатели эффективности использования ТЭР в процессе хозяйственной деятельности объектом производственного назначения и могущий содержать энергосберегающие мероприятия.

**Энергетический паспорт гражданского здания** – документ, содержащий геометрические, энергетические и теплотехнические характеристики зданий и проектов зданий, ограждающих конструкций и устанавливающий соответствие их требованиям нормативных документов.

**Энергосберегающая технология** – новый или усовершенствованный технологический процесс, характеризующийся более высоким коэффициентом полезного использования ТЭР.

**Сертификация энергопотребляющей продукции** – подтверждение соответствия продукции нормативным, техническим, технологическим, методическим и иным документам в части потребления энергоресурсов топливо- и энергопотребляющим оборудованием.

Показатели эффективности использования топливно-энергетических ресурсов:

1. **Показатель энергетической эффективности** – абсолютная, удельная или относительная величина потребления или потерь энергетических ресурсов для продукции любого назначения или технологического процесса.

2. **Коэффициент полезного использования энергии** – отношение всей полезно используемой в хозяйстве (на установленном участке, энергоустановке и т. п.) энергии к суммарному количеству израсходованной энергии в пересчете ее на первичную.

3. **Коэффициент полезного действия** – величина, характеризующая совершенство процессов превращения, преобразования или передачи энергии, являющаяся отношением полезной энергии к подведенной.

4. **Потеря энергии** – разность между количеством подведенной (первичной) и потребляемой (полезной) энергии.

5. **Полная энергоемкость продукции** – величина расхода энергии и(или) топлива на изготовление продукции, включая расход на добычу, транспортирование, переработку полезных ископаемых и производство сырья, материалов, деталей с учетом коэффициента использования сырья и материалов.

6. **Энергоемкость производства продукции** – величина потребления энергии и (или) топлива на основные и вспомогательные технологические процессы изготовления продукции, выполнение работ, оказание услуг на базе заданной технологической системы.

7. **Показатель экономичности энергопотребления изделия** – количественная характеристика эксплуатационных свойств изделия, отражающих его техническое совершенство, определяемое совершенством конструкции и качеством изготовления, уровнем или степенью потребления им энергии и (или) топлива при использовании этого изделия по прямому функциональному назначению.

## 1. ЗАКОНОДАТЕЛЬНАЯ БАЗА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Задачи энергосбережения, определенные в Законе РФ «Об энергосбережении», предполагают реализацию правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии.

В поддержку мероприятий по обеспечению энергосбережения на федеральном и региональном уровнях принято несколько десятков нормативных актов и методических документов, основное назначение – системно упорядочить активно развивающиеся процессы нормативно-методического обеспечения энергосбережения на федеральном, региональном (субъектов Российской Федерации), ведомственном и локальном уровнях с использованием принципов, учитывающих рыночные условия хозяйствования.

Целями нормативно-методического обеспечения энергосбережения являются констатация в отечественных государственных стандартах, технологических регламентах:

- требований эффективного использования и сокращения потерь ТЭР при их добыче, производстве, переработке, транспортировании, хранении, потреблении, утилизации;
- нормативных значений показателей энергетической эффективности энергопотребляющих объектов и процессов, ограничивающих образование загрязняющих окружающую среду загрязнителей (твердых отходов, жидких сбросов, газообразных выбросов, шламов, смесей; шумов, полей, излучений), как результат использования ТЭР;
- правил проверки соответствия (в т. ч. путем сертификации) энергопотребляющих объектов и процессов нормативным показателям энергетической эффективности;
- порядка осуществления государственного надзора за эффективным использованием ТЭР путем проведения энергетических обследований потребителей ТЭР;
- требований обеспечения точности и единства измерений при учете ТЭР на стадиях добычи, производства, переработки, транспортирования, хранения и потребления;
- правил обеспечения соответствия стандартов, норм и нормативов в области энергосбережения и энергетической эффективности международным, межгосударственным, региональным, зарубежным стандартам, признанным в России;

- ограничений и (или) недопущений разработки, производства, закупки и применения энергопотребляющих объектов с расходами энергоресурсов, превышающими установленные стандартами и регламентами нормы;
- совершенствование федерального и регионального законодательства по обеспечению энергосбережения;
- разработки программ энергосбережения, планирования и реализации энергосберегающих проектов, организация работ по энергосбережению при создании энергопотребляющих объектов и реализации процессов;
- разработки и утверждения общетехнических стандартов, иных нормативных и методических документов по энергосбережению в развитие нормативно-правовых актов и программ;
- проведения энергетических обследований и энергетической паспортизации потребителей ТЭР;
- порядка и правил оценки соответствия (сертификации) методов испытаний объектов, потребляющих ТЭР, на соответствие нормативным показателям энергетической эффективности;
- норм точности: методов измерений и обеспечения единства измерений – метрологического контроля и надзора за добычей, производством, переработкой, транспортированием и потреблением ТЭР;
- разработки стандартов на возобновляемые, новые источники энергии, вторичные энергоресурсы и альтернативные виды топлива.

Стандартизация в области энергосбережения базируется на восьми основных принципах, учитываемых в правовых, организационных и нормативно-методических документах:

**Принцип энергетической системности:** все виды энергетических объектов имеют тенденцию к объединению во взаимосвязанные системы, служащие для обеспечения хозяйства страны всеми видами энергии, топлива и способные выступать как единое и сложное целое, результат функционирования которого не равен сумме результатов функционирования отдельных объектов системы.

Принцип охватывает как уровни иерархии (разукрупнения) систем и объектов, включаемых в энергетическое хозяйство, так и уровни управления этими системами и объектами в рамках действующего законодательства (закон «Об энергосбережении», другие правовые акты и директивные документы), опираясь на прогнозы, планы, программы (в том числе ФЦП «Энергосбережение России» (1998–2005 г.)), стандарты и другие нормативные и методические документы, содержащие в себе конкретные нормативы отечественного (ГОСТР), регионального и меж-

государственного (ГОСТ) происхождения в обеспечении энергосбережения.

**Принцип стадийной комплектности:** все виды энергодобывающих, энергопроизводящих, энергопреобразующих, энергоиспользующих и энергосберегающих процессов базируются на создании и эксплуатации энерготехнологического оборудования, установок, приборов и других объектов, являющихся результатом организованной, регулируемой и установленной в нормативно-методической документации последовательности действий определенного рода, охватываемых стандартами нормативно-методических, технологических документов.

Принцип предполагает установление в документации по стадиям жизненного цикла объектов (от маркетинга до ликвидации-утилизации или удаления) гибких, информативных, достоверных, качественных и количественных требований и показателей энергосбережения.

**Принцип рациональности стратегических ограничений на использование ТЭР:** нормативно-методическое обеспечение процессов производства, преобразования, транспортирования, хранения, утилизации ТЭР должно быть направлено на предотвращение истощения природных топливно-энергетических ресурсов с учетом их разведанных запасов, рационализации способов добычи, вовлечения вторичных энергоресурсов, а также развития технологий по обеспечению заданных уровней качества продукции, процессов, работ и услуг в рамках обязательных стратегических ограничений при воздействии дополнительных регуляторов эффективности деятельности по энергообеспечению и энергосбережению.

Принцип является центральным среди других, предполагая охват нормативно-методическим обеспечением четырех обязательных (для реализации и гармонизации деятельности) групп аспектных стратегий: ресурсных, производственно-технологических, экологических и социальных, четырех видов дополнительных факторов-регуляторов: энерго-транспортных, финансово-экономических (товарных), нормативно-метрологических, информационно-управляющих (в том числе ориентирующих).

**Принцип функциональной взаимосвязанности:** стандартизация требований энергосбережения неотделима от общих проблем нормативно-методического обеспечения ресурсопотребления и ресурсосбережения, а также от упорядочения (путем стандартизации) усложняющихся энергообъектов распределения, использования, утилизации.

Принцип устанавливает порядок, в соответствии с которым требования и показатели энергосбережения, приведенные в нормативно-методических документах ведомствами, организациями и другими,

должны соответствовать основополагающим государственным стандартам комплекса «Энергосбережение».

**Принцип неразрывности деятельности:** прогнозирование, планирование, реализация, регулирование и оценка (надзор, контроль) результатов нормативно-методического обеспечения требований энергопотребления и энергосбережения должны осуществляться постоянно (в непрерывном или дискретном режимах, обусловленных спецификой функционирования энергоисточников, энергопередатчиков и энергопользователей-потребителей) на стадиях жизненного цикла энергообъектов.

Принцип положен в основу при формировании структуры комплекса документов «Энергосбережение» и может быть использован при стандартизации на региональных, локальных уровнях деятельности.

**Принцип рыночной конъюнктурности:** ценовая политика, кредитные и страховые преимущества, налоговые льготы и санкции, другие формы, уровни стимулирования и поддержки энергосберегающих мероприятий должны отражать в совокупности динамическую структуру информационных потоков о запасах ТЭР, возможностях повторного (вторичного) их использования, возможностях получения энергообеспечивающих и энергосберегающих объектов, технологий, нормативно-методических, иных документов из других регионов и стран, о приоритетах развития техники и технологиях энергосбережения, об экологических ограничениях, а также требования безопасности.

Принцип ориентирует на учет стандартизации стратегических (целеполагающих (таргетинговых), продукта продвигающих (маркетинговых)) и директивных решений различных уровней, прямо и косвенно стимулирующих процессы энергосбережения в рыночных условиях хозяйствования.

**Принцип обязательности требований:** обязательными при нормативно-методическом обеспечении являются стратегические ограничения и положительная динамика уровней, требований, показателей энергосбережения, закладываемых в конструкторско-технологические решения и проявляемых в процессах использования потребляющих ТЭР энергообъектов.

Принцип устанавливает тенденцию развития хозяйства в сторону энергосбережения с учетом того, что статус конкретных показателей энергосбережения определяют в соответствии с действующим техническим законодательством, нормативно-методическими документами, учитываемыми при заключении договоров на поставку, контрактов между производителями (поставщиками) и потребителями ТЭР.

**Принцип паритетности:** требования и показатели в нормативно-методических документах по энергосбережению не должны предоставлять односторонних преимуществ отдельным субъектам деятельности и объектам федерального, регионального, локального значений независимо от форм собственности, если они связаны внутри страны, региона единой системой добычи, переработки, транспортирования, хранения, производства.

Применительно к конкретным энергопотребляющим, энергосберегающим объектам принципы могут быть развиты и выражены дополнительно в аналитической, табличной, графической и других формах с учетом обеспечения информативности в условиях применения средств и методов вычислительной техники.

### **1.1. Нормативно-правовая база энергосбережения**

Основные направления энергетической политики разработаны Правительством РФ и утверждены Указом Президента РФ № 472 от 07.05.95. В соответствии с этим Указом Правительству РФ поручено разработать и утвердить в установленном порядке Федеральную целевую программу «Топливо и энергия».

Приоритеты энергетической политики РФ:

- устойчивое обеспечение страны энергоносителями;
- повышение эффективности использования ТЭР и создание необходимых условий для перевода экономики на энергосберегающий путь развития;
- создание надежной сырьевой базы и обеспечение устойчивого развития топливно-энергетического комплекса в условиях формирования рыночных отношений;
- уменьшение негативного воздействия энергетики на окружающую природную среду;
- поддержание экспортного потенциала топливно-энергетического комплекса и расширение экспорта его продукции;
- сохранение энергетической независимости и обеспечение безопасности Российской Федерации.

Главной целью энергетической политики России является определение путей и формирование условий наиболее эффективного использования энергетических ресурсов и производственного потенциала топливно-энергетического комплекса (ТЭК) для подъема благосостояния граждан и социально-экономического возрождения страны. Главной задачей энергетической политики на этапе до 2020 года является струк-

турная перестройка отраслей топливно-энергетического комплекса, предусматривающая:

- увеличение доли природного газа в суммарном производстве энергетических ресурсов и расширение его использования в экологически неблагоприятных промышленных центрах и для газификации села;
- дальнейшее развитие электрификации, в том числе за счет экономически и экологически обоснованного использования атомных и гидроэлектростанций, нетрадиционных возобновляемых источников энергии;
- стабилизацию добычи нефти в Западной Сибири и других регионах, создание условий для формирования новых нефтегазодобывающих регионов;
- увеличение производства высококачественных светлых нефтепродуктов за счет повышения эффективности переработки нефти;
- обеспечение необходимых объемов добычи угля с учетом экономических, социальных и экологических факторов, дальнейшее развитие углеобогащения и комплексной переработки угля с целью получения экологически приемлемых и конкурентоспособных продуктов, в том числе высококачественного бытового топлива;
- расширение использования местных топливно-энергетических ресурсов, включая нетрадиционные возобновляемые источники энергии;
- реализацию потенциала энергосбережения за счет создания и внедрения высокоэффективного топливо- и энергопотребляющего оборудования, теплоизоляционных материалов и строительных конструкций.

Новая региональная энергетическая политика сочетает естественное стремление регионов к самоуправлению и самообеспечению конечными энергоносителями с сохранением единства ТЭК России как важнейшего фактора хозяйственной и политической интеграции страны.

Интересы регионов будут удовлетворяться путем расширения их доли собственности в основных фондах энергетических объектов федерального значения и прав в экономическом управлении этими объектами при сохранении единства технологического управления.

Региональная энергетическая политика будет учитывать принципиальные различия условий энергоснабжения и структуры топливно-энергетического баланса различных зон страны – северные, южные, центральные районы европейской части России, Урал, Сибирь, Дальний Восток и районы Крайнего Севера.

Энергосбережение – начальный этап структурной перестройки всех отраслей хозяйства страны. Необходимо создать такие условия, которые

бы определяли интерес к энергосбережению всех участников процесса – органов власти, энергоснабжающих организаций, потребителей, финансовых структур и т. д.

Для этого требуется нормативно-законодательная основа деятельности, которая имеет следующий иерархический вид:

- Конституция Российской Федерации;
- Гражданский Кодекс Российской Федерации и Кодекс РСФСР об административных правонарушениях;
- Федеральные законы, принимаемые Государственной Думой РФ;
- указы Президента РФ;
- постановления и решения Правительства РФ;
- региональные законы и постановления (решения) администрации регионов;
- постановления и решения муниципальных образований;
- приказы и распоряжения руководителей предприятий и организаций всех форм собственности.

Конституция Российской Федерации, принятая 12 декабря 1993 года, разделила полномочия между федеральными и иными органами власти. К местному самоуправлению относится ведение, использование и распоряжение муниципальной собственностью, право устанавливать местные налоги и сборы.

В соответствии со ст. 73 и 76, вне пределов ведения Российской Федерации и полномочий Российской Федерации по предметам совместного ведения Российской Федерации и субъектов Российской Федерации, субъекты Российской Федерации обладают всей полнотой государственной власти, включая правовое регулирование, принятие законов и иных нормативных актов. Важно, чтобы все эти акты не противоречили федеральным законам. Это обстоятельство отдает вопросы регулирования в области электроэнергетики на уровне АО-ЭНЕРГО и ниже в ведение субъектов Федерации.

Гражданский Кодекс Российской Федерации рассматривает правила заключения договора энергоснабжения, в том числе с населением, правила изменения и расторжения такого договора; методы учета качества поданной потребителю энергии; необходимость поддержания стандартов качества электрической энергии; обязанности покупателя по содержанию эксплуатации сетей, приборов и оборудования; ответственность по договору энергоснабжения. Впервые в Гражданском кодексе РФ косвенно отражена реальная экономическая ответственность энергоснабжающей организации за ущерб, нанесенный потребителю в результате перерывов в энергоснабжении.

Кодекс РСФСР об административных правонарушениях (ст. 90) устанавливает ответственность руководителей предприятий, учреждений, организаций за расточительное расходование электрической и тепловой энергии.

В настоящее время на федеральном уровне приняты два закона:

- Федеральный Закон «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14.04.95г. № 41-ФЗ;

- Федеральный Закон «Об энергосбережении» от 03.04.96г. № 28-ФЗ.

Федеральный Закон «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» определил:

- сущность государственного регулирования тарифов (государственное установление тарифов на электрическую и тепловую энергию для всех поставщиков независимо от их организационно-правовых форм);

- цели государственного регулирования тарифов, в т. ч. защиту потребителей, согласование интересов поставщиков и их потребителей энергии, стимулирование энергосбережения, обеспечение права выхода на оптовый рынок всем производителям электрической энергии, усиление конкурентных начал в электроэнергетике;

- принципы государственного регулирования тарифов, в том числе экономическую обоснованность затрат и прибыли поставщиков энергии, открытость экономической информации в области производства и транспорта энергии, создание условий для привлечения отечественных и иностранных инвестиций;

- полномочия Правительства России и органов исполнительной власти субъектов федерации в области регулирования тарифов (за федеральными органами закрепляется нормативно-методическая база деятельности органов, регулирующих тарифы, регулирование тарифов на оптовом рынке, а за региональными органами – регулирование тарифов на розничном рынке, т. е. непосредственно для потребителей).

В Законе в качестве его целей провозглашены:

- создание механизма соблюдения интересов производителей и потребителей электрической и тепловой энергии;

- создание экономических стимулов, обеспечивающих использование энергосберегающих технологий в производственных процессах.

Кроме того, в Законе о регулировании тарифов прописана нормативно-методическая основа деятельности органов государственного регулирования; вопросы формирования федерально-энергетической комиссии (ФЭК) и регионально-энергетической комиссии (РЭК); право-

вой статус ФЭК как самостоятельного юридического лица; полномочия ФЭК и РЭК; порядок разрешения разногласий и споров, возникающих при государственном регулировании тарифов и др.

Вместе с тем в Законе ничего не сказано о дифференцированных тарифах, которые являются мощным рычагом энергосбережения, и ничего нет об учете в тарифах принципов и результатов использования тарифной политики для энергосбережения.

Федеральный закон «Об энергосбережении» провозглашает основные принципы энергосберегающей политики государства, рыночно-ориентированные механизмы ее осуществления: экономические и финансовые механизмы энергосбережения, стандартизацию и сертификацию оборудования, требования к энергетическим обследованиям и к учету потребляемых энергоресурсов, а также льготы, связанные с осуществлением энергосберегающих мероприятий. К сожалению, Закон «Об энергосбережении» носит в основном декларативный характер. Он не имеет прямого действия.

В Указе Президента РФ «О необходимых мерах по государственному регулированию естественных монополий в Российской Федерации» № 220 от 28.02.95 г. устанавливается необходимость образования федеральных органов исполнительной власти по регулированию естественных монополий, в том числе – в сфере производства и передачи тепловой энергии. Здесь дается поручение Правительству представить предложения о создании Федеральной службы по регулированию естественных монополий в топливно-энергетическом комплексе.

Указом Президента РФ «О федеральной энергетической комиссии Российской Федерации» от 29.11.95 г. № 1194 установлен новый статус ФЭК. Ей предоставлен ряд прав, которыми располагает Минтопэнерго России, в том числе: участие в разработке и проведении энергетической политики Правительства, формирование и утверждение балансов мощности и энергии по регионам России, разработка экономических стимулов, обеспечивающих использование энергосберегающих технологий.

За последние 3–4 года вышел ряд постановлений Правительства России, связанных с электроэнергетикой и энергосбережением. Далее краткие комментарии по наиболее интересные из них.

Ответственность за политику в области энергосбережения этим Постановлением возложена на Минтопэнерго России.

Постановление Правительства РФ «О государственной поддержке создания в Российской Федерации энергоэффективных демонстрационных зон» от 02.10.95 г. № 998. Постановление достаточно конкретно, хотя и не свободно от некоторых недостатков.

Постановление Правительства РФ «О Федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности) от 12.07.96 г. № 793. Постановлением утверждены основные принципы функционирования и развития федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности). Они определяют методические, организационные и правовые вопросы работы рынка, порядок взаимоотношений его субъектов в период становления конъюнктивного рынка электрической энергии. Основные положения этого документа предназначены для органов исполнительной власти и коммерческих организаций, деятельность которых связана с функционированием и развитием федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности).

Постановление Правительства РФ «Об основах ценообразования и порядке государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию» от 04.02.97 г. № 121. Этот законодательный акт точно определил субъектов оптового и розничного рынка и их обязанности:

Для реализации энергосберегающей политики в регионах создается региональная нормативно-правовая база по энергосбережению.

Государственной Думой Томской области принят пакет документов нормативно-правовой базы по энергосбережению, в том числе Закон Томской области «Об основах энергосбережения на территории Томской области» от 28.01.97 г. № 400 и Закон Томской области «Об обеспечении электрической и тепловой энергией потребителей Томской области» от 02.07.98 г. № 03.

Принят пакет документов и Администрацией Томской области. Некоторые нормативные акты находятся в процессе рассмотрения или разработки.

## **1.2. Оценка экономической эффективности энергосберегающих мероприятий**

Капиталовложения в энергосберегающие мероприятия окупаются экономией топлива, реализуемой в самые короткие сроки.

При разработке энергосберегающих установок могут решаться три типа технико-экономических задач:

1. Имеется только один вариант энергосберегающего решения и его сопоставляют с точки зрения экономической эффективности с «базовым» вариантом, не предусматривающим энергосберегающих мероприятий.

2. Может быть применено несколько энергосберегающих мероприятий (или одно, но с различным количеством сберегаемой энергии при разных режимах работы). Все они сопоставляются по величине достигаемого экономического эффекта между собой «базовым» вариантом; применению подлежат экономически наиболее целесообразные мероприятия.

3. Выявляют экономически оптимальный вариант решения, т. е. лучший из всех возможных в принятых условиях. Экономическую целесообразность применения вариантов энергосберегающих решений определяют, исходя из сравнительной экономической эффективности капитальных вложений, необходимых для их осуществления, т. е. сопоставляют затраты и результаты, полученные при этих затратах. Экономически наиболее целесообразным является вариант решения, при котором минимальны приведенные затраты  $\Pi$ , руб./год, являющиеся суммой эксплуатационных затрат  $\mathcal{E}$  и капитальных вложений  $K$ , приведенных к одинаковой размерности в соответствии с нормативным коэффициентом сравнительной эффективности капитальных вложений  $E_H$ :

$$\Pi_i = \mathcal{E}_i + E_H \cdot K_i \rightarrow \min, \quad (1.2.1)$$

где  $i$  – порядковый номер варианта проектного решения;

$E_H$  – нормативный срок окупаемости требуемых капитальных вложений за счет уменьшения эксплуатационных затрат (в настоящее время  $E_H$  принимают равным 8,33 года).

Эксплуатационные затраты, руб./год, на энергосберегающие мероприятия определяют по формуле:

$$\mathcal{E} = T + \mathcal{E}_L + B + P_K + P_T + Z + Y, \quad (1.2.2)$$

где  $T$  – затрата на топливо или тепловую энергию, получаемую от ТЭЦ;

$\mathcal{E}_L$  – затраты на электроэнергию, расходуемую при осуществлении соответствующих энергосберегающих мероприятий;

$B$  – отчисления на восстановление соответствующих основных фондов;

$P_K, P_T$  – затраты на капитальный и текущий ремонты и межремонтное обслуживание;

$Z$  – заработная плата обслуживающего персонала;

$Y$  – затраты на управление, технику безопасности, охрану труда и др.

При оценке эффективности использования ТЭР рассчитываются значения приведенных затрат применительно к определенным схемам энергосбережения, энергетической установке, агрегату. При расчете экономичности различных вариантов рассматривают лишь изменения

приведенных затрат на тех участках сравниваемых схем, которые возникают при переходе от одной схемы энергосбережения к другой.

### **1.2.1. Виды учета ТЭР**

1. Коммерческий учет – для финансовых отчетов между энерго-снабжающими и энергопотребляющими организациями (газ, дизельное топливо, пар, горячая и холодная вода, мазут). Для электроэнергии коммерческий учет называют расчетный учет.

2. Хозрасчетный учет (технический учет). Цель: контроль режима энергопотребления (гидравлический режим); анализ эффективности использования энергоресурсов. Этот вид учета дополняет коммерческий учет и устанавливается на вводе каждого производства или цеха.

3. Внутрипроизводственный учет, ставят внутри производственного корпуса.

4. Оперативный учет – это ежемесячный сбор информации, обработка данных по энергопотреблению, их анализ и планирование потребления на следующий месяц. Современный уровень оперативного учета – получение данных в течение суток и ежесуточно.

### **1.2.2. Состав показателей энергосбережения**

Показатели энергосбережения характеризуют деятельность (научную, производственную, организационную, экономическую, техническую) юридических и физических лиц по реализации мер, направленных на эффективное использование и экономное расходование ТЭР на всех стадиях их жизненного цикла (ГОСТ Р 51541–99).

Показатели энергосбережения используют при:

- планировании и оценке эффективности работ по энергосбережению;
- проведении энергетических обследований (энергетического аудита) потребителей энергоресурсов;
- формировании статистической отчетности по эффективности энергоиспользования.

Показатели энергосбережения различают по уровню интегрированности рассматриваемого объекта деятельности. Объектом деятельности по энергосбережению может быть определенная продукция, технологический процесс, участок, цех, производство, предприятие – потребитель энергоресурсов, регион, субъект федерации, Российская Федерация в целом.

Организационную, техническую, научную, экономическую деятельность в области энергосбережения характеризуют показателями:

- **фактическая экономия ТЭР**, в том числе за счет нормирования энергопотребления на основе технологических регламентов и стандартов (отраслевых, региональных, предприятий); экономического стимулирования (отраслей, регионов, предприятий, персонала);

- **снижение потерь ТЭР**, в том числе за счет оптимизации режимных параметров энергопотребления; проведения не требующих значительных инвестиций энергосберегающих мероприятий по результатам энергетических обследований; внедрения приборов и систем учета ТЭР; подготовки кадров; проведения рекламных и информационных кампаний;

- **снижение энергоемкости производства продукции** (на предприятии валового внутреннего продукта (в регионе, в стране), в том числе за счет внедрения элементов структурной перестройки энергопотребления, связанной с освоением менее энергоемких схем энергообеспечения, вовлечением в энергетический баланс нетрадиционных возобновляемых источников энергии, местных видов топлива, вторичных энергоресурсов; реализации проектов и программ энергосбережения, энергосберегающих технологий, оборудования, отвечающего мировому уровню, и т. п.

Производственную (хозяйственную) деятельность в области энергосбережения характеризуют сравнительными показателями энергопотребления и энергоемкости производства продукции в отчетном году в сравнении с базовым годом в сопоставимых условиях при приведении к равным объемам и структуре производства продукции.

Производственную (хозяйственную) деятельность в области энергосбережения характеризуют также абсолютными, удельными и относительными показателями энергопотребления, потерь энергетических ресурсов в ходе хозяйственной деятельности за определенный промежуток времени.

Применительно к изделиям, оборудованию, материалам, ТЭР (далее – продукция) и технологическим процессам для характеристики энергосбережения используют показатели их энергетической эффективности.

Различают следующие основные показатели энергетической эффективности:

- **экономичность потребления ТЭР** (для продукции при ее использовании по прямому функциональному назначению);

- **энергетическая эффективность передачи (хранения) ТЭР** (для продукции и процессов);

- **энергоёмкость производства продукции** (для процессов).

Показатели экономичности энергопотребления продукции и энергетической эффективности при передаче, хранении ТЭР характеризуют техническое совершенство продукции и качество ее изготовления и определяются качеством конструкторской и технологической проработки изделий.

Показатели экономичности энергопотребления и энергетической эффективности передачи (хранения) ТЭР:

- устанавливают в нормативных документах по стандартизации на продукцию в виде нормативных значений, определяемых в регламентированных условиях;
- вводят в техническую (проектную, конструкторскую, технологическую, эксплуатационную) документацию на продукцию в виде:
  - нормативов потерь (расхода) энергии (энергоносителей), определяемых в регламентированных условиях использования продукции;
  - норм потерь (расхода) энергетических ресурсов (энергоносителей) для конкретных условий использования продукции (реализации технологического процесса).

Показатели энергоёмкости производства продукции вводят в нормативную и техническую документацию на материалы, изделия, технологические процессы.

Нормативные показатели энергетической эффективности, устанавливаемые в нормативных документах по стандартизации, разрабатывают на основе:

- достижения экономически оправданной эффективности использования энергетических ресурсов при существующем мировом уровне развития техники и технологий;
- соблюдения нормативных требований по охране окружающей среды;
- использования имеющегося опыта нормирования показателей энергоэффективности и обоснования принимаемых значений соответствующими расчетами, экспериментами, испытаниями;
- гармонизации с международными, региональными, зарубежными национальными стандартами.

Нормативные показатели энергоэффективности продукции устанавливают с указанием требований к допустимому изменению нормируемых значений показателей за период нормальной эксплуатации данной продукции. Подтверждение соответствия показателей энергоэффективности продукции установленным стандартами нормативам осуществляют с учетом ГОСТ Р 51380.

### 1.2.3. Классификация показателей энергетической эффективности

Показатели энергоэффективности продукции классифицируют:

а) по группам однородной продукции.

Примеры: показатели энергоэффективности электродвигателей, паровых турбин, холодильников;

б) по виду используемых энергоресурсов (энергоносителей). Примеры: показатели энергоэффективности использования электроэнергии, топлива (котельно-печное, моторное), тепловой энергии (горячая вода, водяной пар, хладагенты), сжатого газа, воды, находящейся под давлением, энергии физических полей (электромагнитное, акустическое, радиационное) и т. п.;

в) по методам определения показателей:

- *расчетно-аналитический,*
- *опытно-экспериментальный,*
- *статистический,*
- *приборный,*
- *смешанный.*

**Расчетно-аналитический метод** основывается на использовании методик определения расчетных значений показателей при проектировании изделий.

**Опытно-экспериментальный метод** основывается на данных специально организованных экспериментов с опытными образцами энергопотребляющей продукции с проведением специальных измерений характеристик для оценки показателей энергоэффективности.

**Статистический метод** основывается на подборе и обработке статистических данных по показателям энергоэффективности продукции, выбранным в качестве прототипов исследуемого образца.

**Приборный метод** основывается на проведении специальных испытаний промышленных образцов продукции и измерений фактических значений показателей энергоэффективности.

**Смешанный метод** представляет собой комбинацию двух или большего числа вышеперечисленных методов.

г) области использования:

- *прогнозируемые показатели,*
- *планируемые показатели,*
- *фактические показатели;*

д) уровню интегрированности рассматриваемого объекта,

*Примеры.* Показатели энергоэффективности станка, производственного технологического комплекса, системы энергоснабжения предприятия, региона и т. п.

#### **1.2.4. Энергетическое обследование**

Для определения эффективности энергоиспользования и возможных путей энергосбережения проводится обследование предприятий (энергоаудит).

##### **Цели и задачи энергетических обследований**

В соответствии с ГОСТом Р51387 энергетическое обследование – обследование потребителей ТЭР, с целью установления показателей энергоэффективности их использования и выработки экономически обоснованных мер по их повышению.

Технология энергетического обследования определяется задачами, которые перед ними ставятся:

- 1) анализ энергоемкости производства продукции;
- 2) определение энергопотребности производства;
- 3) энергетические балансовые испытания установок и технологических процессов;
- 4) экспертиза энергетической эффективности продукции предприятия (сертификация);
- 5) энергетическая экспертиза проектов;
- 6) анализ договоров с энергоснабжающими организациями и субабонентами;
- 7) анализ чувствительности производства к режимам энергоснабжения и качеству получаемых энергоресурсов;
- 8) анализ деятельности промышленного предприятия по энергосбережению;
- 9) разработка плана и мероприятий, направленных на повышение эффективности использования ТЭР.

##### **Организация энергетического обследования**

Право на проведение энергетического обследования предоставляется энергоаудиторам, аккредитованных по энергостандарту.

Общее руководство и координацию работ осуществляют надзорные организации России и их территориальные органы на территории России. При обследовании руководствуются действующими законами, актами и т. п.

Разработана универсальная схема содержания энергетического обследования.

Предварительно осуществляется выбор организации, осуществляющей обследование. Затем составляется договор на энергетическое обследование и составляется техническое задание.

Техническое задание составляется совместно и должно быть согласовано.

Особое значение имеет система расчета энергетической эффективности. Показатели энергоемкости произведенной продукции должны быть обязательно зафиксированы в техническом документе на предприятии.

При проведении анализов необходимо ориентироваться на значения расходов ТЭР, установленных соответствующими нормами.

В результате энергетического обследования составляется реестр потерь энергии.

### **Права и обязанности обследуемых организаций**

*Обследуемые организации имеют право:*

- 1) выбирать энергоаудитора среди аккредитованных;
- 2) согласовывать содержание технического задания с энергоаудиторами;
- 3) согласовывать заключение и рекомендации по энергосбережению;
- 4) заключать договора на проведение энергетического обследования;
- 5) могут определять время проведения энергетического обследования.

*Обследуемые организации обязаны:*

- 1) обеспечить доступ экспертов к исследуемым объектам;
- 2) предоставить персонал для содействия энергетическому обследованию;
- 3) предоставить всю необходимую техническую документацию;
- 4) предоставить данные о хозяйственно-финансовой деятельности предприятия;
- 5) предоставить энергетический паспорт предприятия;
- 6) оплатить в соответствии с договором выполнение энергетического обследования.

### **Виды энергетических обследований**

Энергетическому обследованию обязательно подлежат предприятия и организации, в которых суммарное потребление ТЭР или отдель-

ных его видов составляет больше 6 тыс. т у.т./год или более 1 тыс. т моторного топлива/год, а также обследованию подвергаются предприятия, финансируемые из госбюджета.

Энергетическое обследование проводится не реже одного раза в пять лет. В Томской области – 1 раз в три года.

Предприятия, у которых потребление ТЭР меньше 6 тыс. т у.т., подлежат энергетическому обследованию по решению исполнительной власти, либо по инициативе самого предприятия.

Принято различать пять видов энергетического обследования:

1. **Первичное.** При первичном обследовании производится оценка эффективности использования ТЭР т. е. проверяется эффективность работы оборудования, состояние учета использования ТЭР, отчетность по их использованию, анализ затрат на топливно-энергетическое обеспечение. Оценка эффективности проводится за предшествующий период. Результаты заносятся в энергетический паспорт потребителей ТЭР. Если на период первичного обследования паспорт отсутствует у потребителя, то он создается после обследования. По результатам исследования выдаются рекомендации.

2. **Периодическое (повторное).** При периодическом обследовании определяется выполнение ранее выданных рекомендаций, оценивается динамика потребления ТЭР и их удельных расходов энергии на выпуск продукции, заново анализируется энергоемкость и материальные затраты. По результатам составляется отчет, и вносятся изменения в энергетический паспорт, выдаются рекомендации на дальнейшую работу.

3. **Внеочередное.** Внеочередное обследование проводится по инициативе территориального органа Главгосэнергонадзора или по инициативе администрации субъекта РФ. Это бывает в случае, если по ряду косвенных признаков возникли предположения о резком снижении эффективности использования ТЭР. Обследование может проводиться в том случае, если результаты предыдущего обследования вызывают сомнения в достоверности. Также проводится в случае обращения потребителя ТЭР за предоставлением льгот. Проводится по желанию предприятия.

4. **Локальное.** Локальное обследование носит ограниченный по объему и времени проведения характер.

5. **Экспресс-обследование.** Согласно правилам можно проводить экспресс обследование только одного ресурса или одной установки, оборудования. Носит ограниченный по времени проведения характер.

## Методы энергетических обследований

1. Расчетно-аналитический метод включает в себя 2 основных вида анализа:

а) физический анализ, при котором оперируют натуральными величинами. Цель: определение характеристик энергоиспользования. Он включает: определение расчетного и фактического расхода ТЭР; расчет показателей энергоэффективности; анализ нормативных расходов ТЭР; определение потерь ТЭР; составление баланса ТЭР по различным видам и т. д.

б) финансово-экономический анализ.

Цель: оценка энергоиспользования в стоимостном выражении. Он включает: общие затраты на выпуск продукции; себестоимость единицы продукции; тарифы на энергоресурсы; прямые потери; затраты на сырье.

2. Инструментальный метод, применяется в случае отсутствия расчетно-аналитической или документальной информации или для подтверждения достоверности расчетно-аналитического метода. В зависимости от задачи проводят следующие методы измерения:

- *однократные измерения* – измерение одной величины в процессе исследования отдельного объекта при работе в определенном режиме. Для снижения погрешностей, возникающих от действия случайных факторов, следует проводить не менее трех измерений и находить конечный результат как среднеарифметическое значение.

- *балансовые измерения* – применяются при составлении баланса распределения, какого-либо ресурса между отдельными потребителями. Предварительно должны быть составлены схемы распределения энергоносителя и план замеров; для проведения данных измерений необходимо иметь несколько приборов для одновременных замеров в отдельных точках.

- *регистрация параметров* – определение изменения, какого-либо параметра во времени (снятие суточного графика нагрузки). Для данного вида измерения необходимо использовать приборы с устройствами записи и хранения данных и возможностью передачи их на ЭВМ.

## Примерные объекты энергоаудита

№	Наименование объекта	Измеряемые параметры/ анализируемые характеристики/ ответственные места	Возможные рекомендации по энергосбережению
1	2	3	4
1	Распределительные пункты и трансформаторы	Измеряются суточные и недельные графики напряжений, токов, активной и реактивной мощности по отдельным трансформаторам и фидерам, температуры контактов и проводников. Анализируется пиковая мощность, коэффициент загрузки трансформаторов и кабелей, несимметрия фаз, cos φ, нестабильность напряжения, гармонические искажения	Выравнивание графика нагрузки, более полная загрузка трансформаторов, установка фильтров, стабилизаторов и компенсаторов реактивной мощности, установка диспетчерских систем. Симметрирование фаз.
2	Электропривод	Измеряются суточные и недельные графики напряжений, токов, активной и реактивной мощности, коэффициенты гармоник, скоростей вращения, крутящий момент. Анализируется пиковая мощность, cos φ, нагрузки и мощность двигателя, время холостого хода.	Установка двигателей соответствующей мощности, двигателей повышенной экономичности. Применение контроллеров мягкого пуска, частотно регулируемого привода, таймеров холостого хода, статических компенсаторов реактивной мощности и фильтров.
3	Котельные установки	Измеряются режимные параметры: состав дымовых газов в различных точках тракта, давление в топке и тракте котла, температура воды в различных точках, температура воздуха, параметры пара, качество питательной и продувочной воды, температуры наружных поверхностей по всему тракту, характеристики электропривода насосов, вентиляторов и дымососов (см. 2). Анализируется избыток воздуха, КПД, состояние изоляции и потери излучением, потери с дымовыми газами и продувочной водой, общий тепловой баланс, присосы воздуха по тракту, уровень выбросов в атмосферу.	Настройка режимов котла, применение автоматических регуляторов, теплоизоляция наружных и поверхностей, уплотнение клапанов и тракта, забор воздуха из помещения котельной, внедрение непрерывной автоматической продувки, утилизация тепла дымовых газов и продувочной воды, модернизация электропривода насосов, вентиляторов и дымососов (см. 2). Для котельной – оптимизация графика работы котлов, применение антинакипинов.
4	Бойлеры, теплообменники	Входная и выходная температуры теплоносителей, расходы и перепады давления, наружная температура поверхности, состояние изоляции, КПД, потери тепла.	Промывка теплообменника, изоляция трубопроводов и наружных поверхностей. Применение антинакипинов. Установка пластинчатых теплообменников.

1	2	3	4
5	Печи	Для газовых печей измеряются режимные параметры, состав дымовых газов в различных точках, давление в топке и тракте печи. Определяется температурный режим печи. Для электрических печей измеряется график активной нагрузки, для индуктивных и дуговых печей – дополнительно реактивная нагрузка и параметры качества электроэнергии. Измеряются масса, теплоемкость, скорость или частота загрузки, температура наружных поверхностей по всему тракту, расход и температуры охлаждающей воды на входе и выходе, характеристики электропривода вытяжных вентиляторов и дымососов (см. 2). Анализируется избыток воздуха, КПД, состояние изоляции и потери с излучением, потери с дымовыми газами, общий тепловой баланс, присосы по тракту, уровень атмосферных выбросов.	Настройка топочных режимов, применение автоматических регуляторов, теплоизоляция наружных поверхностей, уплотнение заслонок и тракта, забор воздуха из помещения цеха, утилизация тепла дымовых газов. Установка регенераторов и регенеративных горелок. Предварительный подогрев шихты за счет утилизируемого тепла. Для электропечей – установка фильтров и компенсаторов реактивной мощности. Оптимизация графика работы, сокращение времени и нагрузки при простое. Сокращение расхода охлаждающей воды. Установка регулятора. Модернизация электропривода вытяжных вентиляторов и дымососов (см.2).
6	Паровые системы	Температура и давление пара, наличие и состояние конденсатоотводчиков, состояние изоляции, утечки, наличие воздуха и неконденсируемых газов, пролетный пар, возврат конденсата.	Теплоизоляция и устранение утечек. Установка конденсатоотводчиков, исключение острого пара, сбор и возврат конденсата, утилизация тепла конденсата, замена пара на воду.
7	Сжатый воздух	Характеристики электропривода (см.2), загрузка компрессоров, системы регулирования давления, соответствие диаметров воздухопроводов расходу воздуха, наличие конденсата, утечки, давление у потребителя. Система охлаждения: расход и температуры охлаждающей воды на входе и выходе, состояние градирен, объем подпитки, утечки.	Устранение утечек, осушение воздуха, оптимизация системы распределения воздуха. Установка систем регулирования давлений секционирование компрессоров, межступенчатое охлаждение, ограничений расхода охлаждающей воды. Применение тепловых насосов. Модернизация электропривода (см.2). Применение экономичных компрессоров.
8	Отопление, вентиляция, кондиционирование.	Расход теплоносителя, характеристики электропривода насосов и вентиляторов (см.2) прямая и обратная температуры, системы регулирования, теплообменники (см.4), температура и влажность воздуха в помещениях и снаружи, инфильтрация, кратность воздухообмена, рециркуляция.	Теплоизоляция трубопроводов, теплообменников и арматуры, устранение утечек. Применение антинакипинов, тепловых насосов. Внедрение центральных и индивидуальных регуляторов, рекуперации вентиляционного тепла. Системы газового отопления, радиационное отопление.

1	2	3	4
9	Освещение	Соответствие уровня освещенности категории помещения и рабочему месту, состояние окон и осветительных приборов.	Использование естественного и местного освещения, замена ламп накаливания на экономичные типы ламп, системы регулирования, детекторы присутствия, таймеры, секционирование осветительных сетей.
10	Водоснабжение	Утечки и непроизводительные потери, соответствие качества воды технологическим требованиям. Характеристики электропривода насосов (см.2).	Устранение утечек, применение экономичной арматуры. Замена на более дешевую воду (техническую, артезианскую, оборотную). Применение сухих градирен. Модернизация электропривода насосов (см.2).
11	Здания	Качество изоляции ограждающих конструкций, остекление, уплотнение дверных и оконных проемов. Комплексно исследуются системы отопления, вентиляции и кондиционирования (см.8), освещения (см.9) и водоснабжения (см.10).	Дополнительная изоляция стен и перекрытий, тройное и вакуумное остекление, теплоизоляционные пленки. Модернизация систем отопления, вентиляции и кондиционирования (см.8), освещения (см.9) и водоснабжения (см.10). Установка интегрированных систем управления оборудованием зданий.

### 1.2.5. Энергетический паспорт предприятия

На основе проведенного первичного энергетического обследования составляется энергетический паспорт предприятия, который предназначен для системного представления энергетического хозяйства предприятия и уровня его эксплуатации. В нем отражаются результаты проведенных энергетических обследований, а также проводимых работ по энергосбережению. Если основная задача – это проведение энергетического обследования, то паспорт составляется с использованием данных энергетического обследования. Если основная задача это составление энергетического паспорта, то для этого проводится энергетическое обследование в рамках разработки паспорта.

Данный паспорт должен периодически заполняться или корректироваться персоналом энергетической службы предприятия и передаваться в территориальные органы Госэнергонадзора. Типовой энергетический паспорт предприятия содержит следующие разделы:

- Общие сведения о предприятии.
- Сведения об электрическом хозяйстве предприятия.
- Сведения о тепловом хозяйстве предприятия.

- Сведения об электропотреблении за несколько лет.
- Структура электропотребления предприятия.

Разработанный паспорт рекомендуется дополнять приложениями, в которых указывается дополнительная информация и дополнительные схемы. Основные таблицы, которые содержит энергетический паспорт:

- 1) сведения о видах и объёмах производства продукции;
- 2) общее потребление энергоресурсов (параметры потребляемой энергии);
- 3) сведения о трансформаторных подстанциях;
- 4) установленная мощность потребителей электроэнергии;
- 5) сведения о компрессорном оборудовании;
- 6) характеристики холодильного оборудования;
- 7) сведения о составе и раб оборудования ТЭС;
- 8) баланс потребления энергии (представлен по статьям:
- 9) приход (источник поступления энергии):
  - расход (по направлению использования);
  - субабоненты и сторонние потребители;
  - потери эксплуатационно-неизбежные;
  - нерациональные потери;
- 10) сведения о составе оборудования и работе котельной;
- 11) характеристика технологического оборудования, потребляющего тепловую энергию;
- 12) расчет нормативного потребления тепловой энергии;
- 13) баланс потребления тепловой энергии;
- 14) характеристика топливо-использующего оборудования;
- 15) баланс потребления топлива;
- 16) характеристика использования моторного топлива;
- 17) баланс потребления моторного топлива;
- 18) сведения об использовании вторичных энергетических ресурсов, а также альтернативных возобновляемых источников энергии;
- 19) удельные расходы ТЭР на выпускаемую продукцию;
- 20) перечень рекомендуемых энергосберегающих мероприятий.

### **1.2.6. Энергобаланс промышленного предприятия**

Разработка и анализ энергетических балансов направлены на решение следующих основных задач:

- оценка фактического состояния энергоиспользования на предприятии, выявление причин возникновения и определение значений потерь топливно-энергетических ресурсов;
- разработка плана мероприятий, направленных на снижение потерь топливно-энергетических ресурсов;
- выявление и оценка резервов экономии топлива и энергии;
- совершенствование нормирования и разработка научно обоснованных норм расхода топлива и энергии на производство продукции;
- определение рациональных размеров энергопотребления в производственных процессах и установках;
- определение требований к организации и совершенствованию учета и контроля расхода энергоносителей;
- получение исходной информации для решения вопросов создания нового оборудования и совершенствования технологических процессов с целью снижения энергетических затрат, оптимизация структуры энергетического баланса предприятия путем выбора оптимальных способов и размеров использования подведенных и вторичных энерго-ресурсов, совершенствования внутри производственного хозяйственного расчета и системы стимулирования экономии топливно-энергетических ресурсов.

### **Виды и области применения энергетических балансов**

1. В зависимости от назначения энергетические балансы промышленного предприятия могут быть квалифицированы по следующим признакам:

- время разработки,
- объект энергопотребления,
- целевое назначение,
- совокупность видов анализируемых энергетических потоков,
- способ разработки,
- форма составления.

2. В зависимости от времени разработки энергобалансы разделяют на:

- *проектный*, составляемый во время разработки соответствующего проекта;
- *плановый*, составляемый на ближайший планируемый период с учетом заданий по снижению норм расхода энергии;
- *отчетный* (фактический), составляемый по отчетным (фактическим) данным за прошлый период;
- *перспективный*, составляемый на прогнозируемый период с учетом коренных изменений в технологии, организации про-

изводства продукции и энергетическом хозяйстве предприятия.

3. По объектам энергопотребления составляют энергетические балансы предприятия, производства, цеха, участка, агрегата, установки и т. п.

4. В зависимости от целевого назначения разрабатывают энергобалансы технологические, отопления и вентиляции, освещения и пр.

5. Исходя из совокупности видов анализируемых энергетических потоков, составляют:

- *частные* энергобалансы по отдельным видам и параметрам потребляемых энергоносителей;
- *сводный* энергобаланс по суммарному потреблению топливно-энергетических ресурсов и направлению их использования.

6. По способу разработки энергобалансы разделяют на:

- *опытный*, составленный по фактическим замерам параметров и расходов энергетических потоков;
- *расчетный*, составленный на основании расчета энергопотребления рассматриваемого производства;
- *опытно-расчетный*, составленный с использованием, как фактических замеров, так и расчетов.

7. По форме составления энергобалансы разделяют на:

- *синтетический*, показывающий распределение подведенных и производственных энергоносителей внутри предприятия или отдельных его элементов;
- *аналитический*, определяющий глубину и характер использования энергоносителей и составляемый с разделением общего расхода энергоносителя на полезный расход (полезная энергия) и потери энергии.

При составлении частных энергетических балансов количественное измерение энергоносителей производится в гигакалориях, киловатт часах и тоннах условного топлива. При составлении сводного энергетического баланса измерение различных энергоносителей производится в тоннах условного топлива. Пересчет различных видов энергоносителей в условное топливо осуществляется по удельным расходам топлива на их производство на предприятии или в соответствующей региональной энергосистеме при внешнем энергоснабжении.

## **Состав первичной информации по разработке и анализу энергетических балансов промышленных предприятий**

К первичной информации по разработке и анализу энергетических балансов промышленных предприятий относят:

- общие сведения о предприятии;
- проектные и отчетные (фактические) данные по энергоиспользованию;
- технические и энергетические характеристики технологических процессов и установок;
- технико-экономические характеристики энергоносителей.

Общие сведения о предприятии должны включать показатели хозяйственной деятельности предприятия.

В качестве проектных и отчетных (фактических) данных по энергоиспользованию принимают:

- *проектную документацию* (паспорт предприятия, энергетический паспорт предприятия, технико-экономическое обоснование и пр.);
- *действующие формы статистической отчетности.*

Технические и энергетические характеристики технологических процессов и установок являются основой для разработки аналитических энергетических балансов и должны содержать необходимые данные для оценок эффективности использования энергоносителей, в том числе:

- *материальные потоки* (материальный баланс);
- *расходы и параметры сырья, топлива и энергии, отходов;*
- *конструктивные особенности установок* (габаритные размеры, изоляция, наличие установок по утилизации вторичных энергоресурсов, наличие контрольно-измерительных приборов и автоматики и т. п.);
- *режимы работы оборудования* (периодичность использования, продолжительность нахождения в «горячем резерве» и т. п.).

Технические и энергетические характеристики выявляют для наиболее энергоемкого энергоиспользующего оборудования.

Технико-экономические характеристики энергоносителей включают:

- *стоимость энергоносителей;*
- *параметры энергоносителей* (для электроэнергии-напряжение, частота; для тепловой энергии-давление, температура, теплоемкость; для топлива-низшая теплота сгорания, зольность, влажность, сернистость (фактические));

- *график годового и суточного потребления энергоносителей* (для наиболее характерных дней летнего и зимнего периодов).

### **Анализ энергетических балансов**

Анализ энергетических балансов установок, технологических процессов и предприятия в целом проводится с целью качественной и количественной оценки состояния энергетического хозяйства и энергоиспользования в следующих направлениях:

- исследование структуры поступления и потребления топливно-энергетических ресурсов на предприятии;
- определение показателей эффективности энергоиспользования;
- расчет обобщенных показателей состояния энергетического хозяйства предприятия;
- исследование влияния качества энергоносителей на рациональное их использование;
- решение задач оптимизации структуры энергетического баланса предприятия.

Исходя из анализа структуры приходной и расходной частей энергетического баланса, определяется специфика энергопотребления на предприятии, выявляется различие в уровнях энергопотребления и эффективности энергоиспользования по сравнению с аналогичными предприятиями и намечаются пути совершенствования структуры энергетического баланса.

В результате исследования аналитических энергетических балансов определяется фактическое состояние энергоиспользования в отдельных элементах предприятия и на предприятии в целом. При проведении анализа все элементы предприятия или элементы, подлежащие обследованию, классифицируются на группы процессов и установок, однородных по виду используемых энергоносителей и сходных по методике анализа энергоиспользования.

Анализ использования энергоносителей заключается в сравнении фактических показателей энергоиспользования с нормативными, фактическими за прошлый год, перспективными, аналогичными на других предприятиях и т. п. При этом необходимым условием сравнения показателей является обеспечение условий сопоставимости.

Основными показателями эффективности энергоиспользования являются:

- коэффициент полезного действия, энергетической установки;
- коэффициент полезного использования энергии;

- коэффициент полезного использования энергии по отдельным видам и параметрам энергоносителей;
- удельный (фактический) расход энергоносителя.

В ходе анализа энергоиспользования на предприятии определяются и сопоставляются с аналогичными данными однородных предприятий обобщенные показатели состояния и развития энергетического хозяйства, в том числе: коэффициент электрификации, теплоэлектрический коэффициент, электротопливный коэффициент, энергоемкость продукции, электроемкость продукции и теплоемкость продукции.

Анализ энергетических балансов должен выявить исходную информацию, необходимую для решения отдельных задач оптимизации структуры энергетического баланса предприятия, касающихся вопросов возможности замены в технологических процессах и установках одного энергоносителя другим, использования в качестве замещающего энергоносителя вторичных энергетических ресурсов, имеющихся на рассматриваемом предприятии и вне его.

В результате составления и анализа энергетических балансов должны быть сформулированы конкретные направления экономии топлива и энергии на предприятии и количественные показатели резервов экономии.

В соответствии с выбранными направлениями намечаются конкретные мероприятия по экономии топлива и энергии.

### **1.3. Энергосбережение и экология**

В современных условиях рыночных отношений энергосбережение и экология признаны главными приоритетами стратегии России.

Производство тепловой энергии и пара для нужд ЖКХ базируется на сжигании твердых, жидких и газообразных топлив в котельных и печах, в результате чего в воздух поступают значительные количества твердых и газообразных выбросов.

Объем вредных веществ, образующихся при сжигании топлива, зависит от его вида, количества и способа сжигания.

При использовании в котельной твердого топлива образуется пыль, объем которой зависит от вида топки и способа подготовки топлива, от химического и механического недожога, от зольности топлива и содержания горючего в уносе.

Если котельная работает на жидком топливе, то основным выбросом будет сернистый ангидрид, количество которого зависит от содержания серы в топливе.

Образование оксида углерода и диоксида азота для всех видов топлива зависит от химической неполноты и низшей теплоты сгорания топлива в рабочем состоянии.

Для котлов, работающих на мазуте, возможен выброс пятиоксида ванадия, объем которого определяется его содержанием в топливе. Поэтому любое снижение количества использованного топлива при соблюдении норм теплотребления снижает нагрузку на атмосферу с заметным экологическим эффектом (табл. 1.3.1).

Продукты сгорания органических топлив содержат в своем составе различные количества загрязняющих веществ, каждое из которых обладает различной токсичностью.

Суммарный показатель вредности  $\Pi^{\Sigma}$  энергетических топлив и продуктов их сгорания можно выразить суммой частных показателей вредности:

$$\Pi^{\Sigma} = \sum \Pi_i, \quad (1.3.1)$$

где  $\Pi_i$  – значения частных показателей вредности, характеризующих удельное количество вредного вещества и его относительную токсичность.

Эти показатели должны быть приведены к безразмерному виду, в количественном отношении – пересчитаны на условное топливо, а их токсичность – выражена как отношение ПДК данной примеси к ПДК золы.

Частные показатели вредности для топлива с золой определяются по формуле:

$$\Pi_i = \frac{0,35 \cdot \Gamma_i \cdot F \cdot (100 - \eta) \cdot M_r}{Q_H^p \cdot \text{ПДК}_I \cdot M_m}, \quad (1.3.2)$$

где  $\Gamma_i$  – масса примеси в рабочем топливе, %;

$\eta$  – степень удаления данной примеси из дымовых газов перед их выбросом в атмосферу, %;

$F$  – безразмерный коэффициент, изменяющийся для твердых частиц в пределах от 2 до 3;

$M_m, M_r$  – относительные молекулярные массы примеси в топливе и продуктах его сгорания;

$\text{ПДК}_I$  – предельно допустимая концентрация примеси в приземном слое атмосферного воздуха, мг/м<sup>3</sup>.

Частные показатели вредности при образовании газообразных выбросов определяются по формуле:

$$\Pi_i = \frac{3,5 \cdot C_i \cdot V^r \cdot (100 - \eta)}{Q_H^p \cdot \text{ПДК}_i}, \quad (1.3.3)$$

где  $C_i$  – концентрация данной примеси в  $1 \text{ м}^3$  дымовых газов при нормальных условиях,  $\text{г}/\text{м}^3$ ;

$V^r$  – объем дымовых газов, получающихся при сжигании  $1 \text{ кг}$  топлива при нормальных условиях,  $\text{м}^3/\text{кг}$ ;

$Q_H^p$  – низшая теплота сгорания топлива,  $\text{ккал}/\text{кг}$ ;

$\eta$  – степень очистки дымовых газов от данной примеси перед выбросом газов в атмосферу.

По формулам (1.3.1–1.3.3) выполнены расчеты суммарного показателя вредности для трех видов топлива  $\Pi^\Sigma$  и продуктов их сгорания.

Топливо	$\Pi^\Sigma$	$\Pi_{\text{SO}_2}$	$\Pi_{\text{NO}_2}$	$\Pi_3$	$\Pi_{\text{V}_2\text{O}_5}$
Кузнецкий 1СС	0,6843	0,0074	0,0569	0,45	0,17
Мазут $S^p = 1,5\%$	0,0842	0,0221	0,044	0,0015	0,0166
Природный газ	0,0378	–	0,0378	–	–

$\Pi_{\text{SO}_2}$  – показатель вредности по сернистому ангидриду;

$\Pi_{\text{NO}_2}$  – показатель вредности по диоксиду азота;

$\Pi_3$  – показатель вредности по золе;

$\Pi_{\text{V}_2\text{O}_5}$  – показатель вредности по ванадию.

Чем больше  $\Pi^\Sigma$ , тем выше затраты по защите окружающей среды и тем меньше выигрыш от энергосбережения.

Кроме того, за счет снижения расхода теплоносителя возможно уменьшение расхода электроэнергии на его перегонку.

Таким образом, при определении приоритетных направлений ресурсо- и энергосбережения и их иерархии выбираются те направления, которые одновременно способствуют рациональному использованию природных ресурсов, улучшению экологической ситуации, обеспечению качества среды жизнедеятельности, в том числе за счет улучшения микроклимата в жилых, общественных и производственных помещениях.

Таблица 1.3.1

Энергоэкологическая эффективность снижения выбросов загрязняющих веществ при сжигании органического топлива в котлах

Метод, технология	Снижение выбросов, %						Удорожание
	NO <sub>x</sub>	SO <sub>x</sub>	Твердые частицы	Сажа	CO	Бенз(а)пирен	
Повышение КПД котла на 1% при $N_k = 1$ МВт	1,4	1,4	1,4	Более 1,5 раз			Экономия
То же, при $N_k = 10$ МВт	1,1	1,1	1,1	1,3 раз			То же
Оборудование котлов и котельной КИП	4,7	4,7	4,7	Более 7 раз			Нет
Автоматизация поточных процессов	11-14	4-7	11-14	Более 14 раз			Нет
Оптимизация подачи воздуха	20	4-7	–	5-10 раз			Нет
Ступенчатый подвод окислителя (только для газа)	20-50	–	–	–	–	–	Нет
Оптимизация режима работы котла	10-15	–	10	1,5-2 раз		Данных нет	Нет
Своевременная и качественная наладка оборудования	10-15	0	10-20	Более 20		Тоже	Нет
Применение современных ТГУ	20-25	0	10-40	20-40		1,5 раз	Нет
Рециркуляция продуктов сгорания (на 1% рециркулянта)	1-3 (газ) (мазут)	80-90	–	Возможно увеличение выбросов		Данных нет	10-30
Перевод на газовое топливо с жидкого	20-25	–	99	5-10 раз	2-3 раза	2-10 раз	Нет
Использование искусственных видов топлива из угля и отходов	10-15	100	90	2-7 раз		–	70-110
Сжигание смеси из жидких видов топлива	15-20	3-5 раз	5-7 раз			–	Нет
Использование присадок к мазуту	15-20	20-25	20-40	1,5-2,0			10-25
Сжигание ВМЭ	30	50-80	50	50		–	Нет

## Контрольные вопросы

1. Основная цель нормативно-методического обеспечения энергосбережения.
2. Назовите и охарактеризуйте основные принципы стандартизации в области энергосбережения.
3. Каковы основные положения закона «Об энергосбережении»?
4. С помощью чего осуществляется формирование энергетического рынка, контролируемого государством?
5. Перечислите основные нормативные документы по энергосбережению в РФ.
6. Какие задачи могут решаться при разработке энергосберегающих установок?
7. Из чего складываются эксплуатационные затраты?
8. Перечислите и охарактеризуйте виды учета ТЭР.
9. Чем характеризуют производственную (хозяйственную) деятельность в области энергосбережения?
10. Какие различают основные показатели энергетической эффективности?
11. Охарактеризуйте показатели энергоэффективности продукции.
12. Что такое энергетический паспорт? Какую информацию он должен содержать?
13. Каковы цели и задачи энергетических обследований?
14. Каким образом осуществляется организация энергетического обследования?
15. Назовите права и обязанности обследуемых организаций.
16. Какие предприятия подлежат энергетическому обследованию?
17. Перечислите и охарактеризуйте виды энергетического обследования.
18. Какой метод энергетического обследования используется в случае отсутствия расчетно-аналитической или документальной информации?
19. Укажите сущность энергетических балансов.
20. В каких единицах производится количественное измерение энергоносителей при составлении частных энергетических балансов?
21. Что относится к первичной информации по разработке и анализу энергетических балансов промышленных предприятий?
22. В чём заключается анализ использования энергоносителей?
23. Из каких частных показателей складывается суммарный показатель вредности?
24. От чего зависит эффективность энергосбережения?

## 2. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ИСТОЧНИКЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

### 2.1. Выработка энергопредприятиями электрической и тепловой энергии

#### 2.1.1. Раздельная выработка тепла и электроэнергии

Как известно из термодинамики раздельная выработка тепловой и электрической энергии осуществляется с помощью паросиловых установок (ПСУ). На рис. 2.1.1 приведена условная схема ПСУ и теоретический цикл Ренкина в диаграмме  $p-v$ .

Пар из парового котла ПК поступает в пароперегреватель ПП, откуда он направляется в турбину Т и далее в конденсатор К. В конденсаторе с помощью охлаждающей воды, подаваемой циркуляционным насосом ЦН, от пара отводится тепло, и он конденсируется. Образовавшийся конденсат питательным насосом ПН подается в котел, и цикл повторяется вновь.

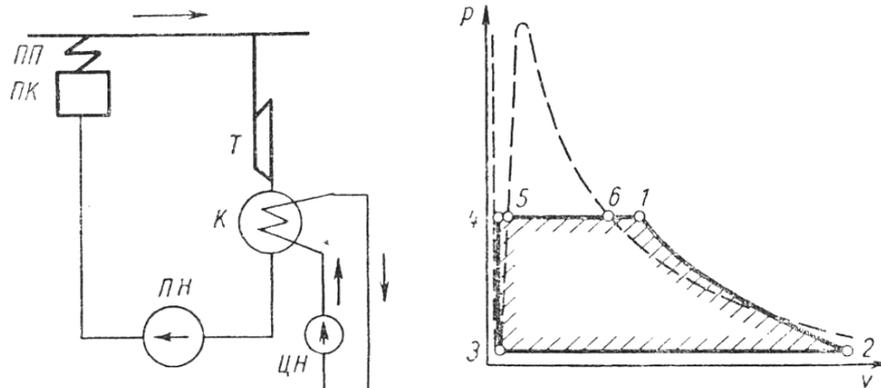


Рис. 2.1.1. Условная схема и теоретический цикл ПСУ

Этот же цикл в диаграмме  $Ts$  показан на рис. 2.1.2.

Точка 3 характеризует состояние воды на выходе из конденсатора. Кривая 3-4 изображает нагревание воды в паровом котле. Точка 4 соответствует температуре кипящей воды при давлении  $p_1$  в котле. Площадь, лежащая под кривой 3-4, измеряет количество тепла, подведенного к воде при ее нагреве до точки кипения. Прямая 4-5 изображает процесс парообразования в паровом котле. Точка 5 соответствует состоянию сухого насыщенного пара. Площадь 4-5-8-7-4 соответствует теплоте парообразования  $r$ . Кривая 5-1 изображает процесс перегрева пара в пароперегревателе, а точка 1 — состояние перегретого пара после пароперегре-

вателя. Площадь 5-1-9-8-5, лежащая под кривой 5-1, соответствует теплоте перегрева.

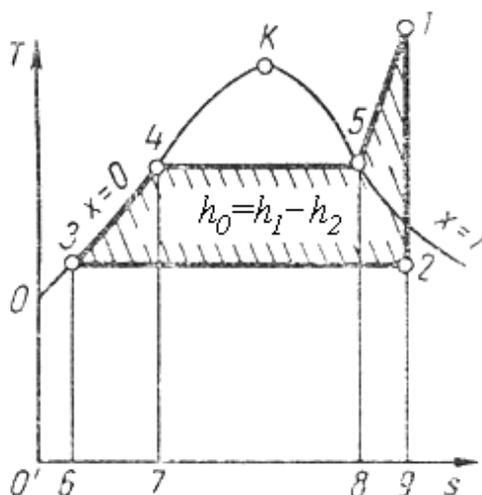


Рис. 2.1.2. Цикл ПСУ в диаграмме  $Ts$

Для получения 1 кг пара в котле затрачивается  $h_1 - h_2'$  единиц тепла (площадь 3-4-5-1-9-6-3).

Прямая 1-2 изображает адиабатное расширение пара в турбине. Точка 2 соответствует состоянию отработавшего пара при давлении  $p_2$ . Прямая 2-3 изображает процесс конденсации пара, причем площадь 2-3-6-9-2, лежащая под прямой 2-3, соответствует количеству тепла, отнимаемого от 1 кг пара в конденсаторе, т. е. площадь 2-3-6-9-2 =  $h_2 - h_2'$ .

Таким образом, количество тепла, подведенного к 1 кг пара в этом цикле, равно  $h_1 - h_2'$ .

Количество же тепла, отведенного от 1 кг пара, равно  $h_2 - h_2'$  следовательно, количество тепла, затраченного на производство работы и отнесенного к 1 кг пара, составляет  $h_1 - h_2 = l_0$  и изображается площадью 3-4-5-1-2-3.

Термический КПД цикла Ренкина есть отношение полезно использованного тепла ко всему затраченному, т. е.:

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_2'}, \quad (2.1.1)$$

где  $h_1$  и  $h_2$  – начальное и конечное значения энтальпии пара в адиабатном процессе расширения его в турбине;

$h_2'$  – энтальпия кипящей жидкости (конденсата) при давлении  $p_2$ .

Величины, входящие в формулу (2.1.1), могут быть определены при помощи диаграммы  $hs$ . Для перегретого пара начальное состояние находится в пересечении изобары  $p_1$  и изотермы  $t_1$  (рис. 2.1.3): для

влажного – в пересечении изобары  $p_1$  и линии сухости  $x_1$ ; для сухого насыщенного – в пересечении изобары  $p_1$  и верхней пограничной кривой.

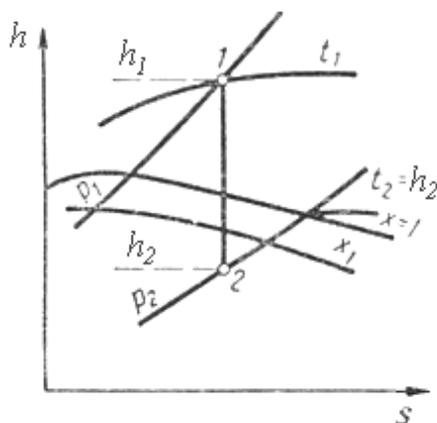


Рис. 2.1.3. Процесс в  $hs$  – диаграмме

Проектируя точку 1, изображающую начальное состояние пара, на ось ординат, находим энтальпию пара  $h_1$ , а проведя из нее адиабату расширения (прямую, параллельную оси ординат) до конечной изобары, получаем точку 2, характеризующую состояние отработавшего пара. По этой точке находим энтальпию пара в конечном состоянии  $h_2$ . Отрезок 1-2 в определенном масштабе дает значение величины  $h_1 - h_2$ .

Энтальпию конденсата  $h_2'$  находят по температуре  $t_H$ , соответствующей конечному давлению  $p_2$ . Для этого по изобаре  $p_2$  надо подняться до верхней пограничной кривой.

По значению изотермы, проходящей через точку пересечения изобары  $p_2$  с верхней пограничной кривой, получим  $t_2 \approx h_2'$ . Более точно значение  $h_2'$  определяют по таблицам насыщенного пара.

Подробное исследование термического КПД цикла Ренкина при изменении параметров начального и конечного состояния рабочего тела приводит к выводу, что термический КПД этого цикла повышается с увеличением начального давления и начальной температуры и с уменьшением давления  $p_2$  в конденсаторе.

Удельный расход пара и тепла при осуществлении идеального цикла Ренкина определяется следующим образом:

$$d_0 = \frac{3600}{h_1 - h_2} = \frac{3600}{h_0}, \text{ кг}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}), \quad (2.1.2)$$

если значения  $h$  взяты в кДж/кг;

$$d_0 = \frac{860}{h_1 - h_2} = \frac{860}{h_0}, \text{ кг}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}), \quad (2.1.3)$$

если значения  $h$  взяты в ккал/кг.



Отношение

$$\frac{l_1}{l_0} = \frac{h_1 - h_{2\partial}}{h_1 - h_2} = \eta_{0i} \quad (2.1.6)$$

называют *относительным внутренним КПД*. Этот коэффициент характеризует степень совершенства действительного процесса в сравнении с идеальным.

*Абсолютный внутренний КПД* представляет собой отношение полезно использованного тепла в действительном процессе к затраченному теплу:

$$\eta_0 = \frac{h_1 - h_{2\partial}}{h_1 - h'_2}. \quad (2.1.7)$$

Из сопоставления формул (2.1.1), (2.1.6) и (2.1.7) получаем

$$\eta_i = \eta_t \cdot \eta_{0i}. \quad (2.1.8)$$

Из формулы (2.1.6) получаем:

$$h_{2\partial} = h_1 - (h_1 - h_2)\eta_{0i} = h_1 - h_0 \cdot \eta_{0i}. \quad (2.1.9)$$

Это уравнение позволяет по заданному  $\eta_{0i}$  найти точку 2д.

Для этого нужно (рис. 2.1.6) из начальной точки 1 провести адиабату 1-2, затем от точки 2 отложить вверх отрезок 2-А и через точку А провести горизонталь. Пересечение ее с конечной изобарой  $p_2$  даст точку 2д.

Внутренняя работа, произведенная турбиной, не может быть полностью использована. Часть ее расходуется на механические потери в трущихся частях двигателя. Поэтому работа, полученная на валу турбины, или эффективная работа  $l_e$  меньше внутренней работы  $l_i$ .

Отношение

$$\frac{l_e}{l_i} = \eta_m \quad (2.1.10)$$

есть *механический КПД* турбины.

Так как преобразование механической энергии в электрическую связано с потерями в генераторе, то вводят еще понятие *КПД генератора*:

$$\eta_{\Gamma} = \frac{l_{\text{э}}}{l_e}, \quad (2.1.11)$$

где  $l_{\text{э}}$  – работа 1 кг пара, превращенная в электрическую энергию.

Для оценки экономичности ПСУ в целом необходимо еще знать *КПД котельной установки*  $\eta_{\text{к.у.}}$ , представляющий собой отношение полезно использованного тепла топлива к теплоте сгорания топлива, а так же *КПД паропровода*  $\eta_{\text{п.}}$ , учитывающий потери, обусловленные теплообменом пара с окружающей средой.

Таким образом, экономический КПД электростанции:

$$\eta_{\text{ст}} = \eta_{\text{к.у.}} \cdot \eta_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{0\text{i}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}}. \quad (2.1.12)$$

Для повышения КПД можно применять схемы с регенерацией теплоты.

### 2.1.2. Комбинированная выработка тепла и электроэнергии

В так называемых *конденсационных установках*, которые вырабатывают только механическую (или электрическую) энергию, весь отработавший пар конденсируется охлаждающей циркуляционной водой. Последняя нагревается обычно до 15–30 °С и уносит с собой огромное количество тепла, которое не может быть использовано вследствие низкой температуры воды. Эти потери с охлаждающей водой составляют в конденсационных установках до 60 % тепла, выделяющегося при сгорании топлива.

Стремление к использованию тепла, уносимого циркуляционной (охлаждающей) водой, привело к мысли значительно повысить ее температуру за счет повышения давления отработавшего пара и использовать ее для отопления зданий, технологических процессов самых разнообразных производств, сушки, варки и т. п.

Таким образом, осуществляется комбинированная выработка электрической и тепловой энергии. Такие установки называются *теплофикационными* или *теплоэлектроцентралями (ТЭЦ)*.

Повышение противодавления (конечного давления пара) приводит к уменьшению выработки механической или электрической энергии, но общее использование тепла при этом значительно повышается.

Из рис. 2.1.5 можно видеть, что все тепло  $q_2$ , представляющее собой в конденсационных установках неизбежную потерю, в случае идеального теплофикационного цикла будет полностью использовано.

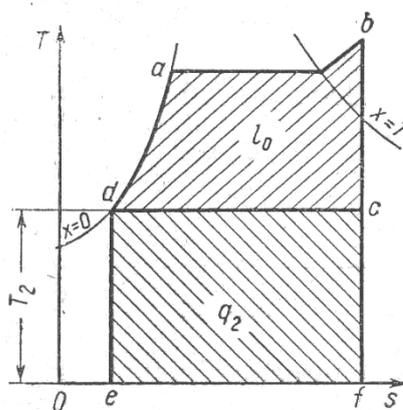


Рис. 2.1.5. Теплофикационный цикл

В действительных условиях часть тепла теряется, и экономичность теплофикационных установок достигает 70–75 %.

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии является основой *теплофикации*, получившей особое развитие, как наиболее передовой и совершенный метод производства тепловой и электрической энергии.

**Пример 2.1.1.** На заводской ТЭЦ установлены две паровые турбины с противодавлением мощностью 4000 кВт каждая. Весь пар из турбины направляется на производство, откуда он возвращается обратно в котельную в виде конденсата при температуре насыщения. Турбины работают с полной нагрузкой при следующих параметрах пара:  $p_1 = 35$  бар;  $t_1 = 435$  °С;  $p_2 = 1,2$  бар.

Принимая, что установка работает по циклу Ренкина, определить часовой расход топлива, если КПД котельной равен 0,84, а теплота сгорания топлива  $Q_H^p = 28\,470$  кДж/кг.

**Решение:**

По диаграмме  $hs$  находим:  $h_1 = 3302$  кДж/кг;  $h_2 = 2538$  кДж/кг;  $h_2' = 439,4$  кДж/кг.

Удельный расход пара определяем по формуле (2.1.2):

$$d_0 = \frac{3600}{h_1 - h_2} = \frac{3600}{3302 - 2538} = 4,71, \text{ кг}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}).$$

Часовой расход пара, потребляемого турбинами:

$$D_0 = N \cdot d_0 = 8000 \cdot 4,71 = 37\,680, \text{ кг/ч.}$$

Так как все это количество пара направляется на производство, то количество потребляемого им тепла будет равно:

$$Q_{\text{пр}} = D_0 \cdot (h_2 - h_2') = 37\,680 \cdot (2538 - 439,4) = 79,075 \cdot 10^6, \text{ кДж/ч.}$$

Количество тепла, сообщенного пару в котельной:

$$Q = D_0 \cdot (h_1 - h_2') = 37\,680 \cdot (3302 - 439,4) = 107,9 \cdot 10^6, \text{ кДж/ч.}$$

Расход топлива в котельной определяется из уравнения:

$$Q = B \cdot Q_H^p \cdot \eta_{\text{к.у.}}$$

Следовательно, часовой расход топлива:

$$B = \frac{Q}{Q_H^p \cdot \eta_{\text{к.у.}}} = \frac{107,9 \cdot 10^6}{28470 \cdot 0,84} = 4511, \text{ кг/ч.}$$

**Пример 2.1.2.** Для условий предыдущей задачи рассчитать расход топлива в случае, если вместо комбинированной выработки электриче-

ской и тепловой энергии на теплоэлектростанции будет осуществлена раздельная выработка электроэнергии в конденсационной установке и тепловой энергии в котельной низкого давления.

Конечное давление пара в конденсационной установке принять  $p_2 = 0,04$  бар. КПД котельной низкого давления принять тот же, что для котельной высокого давления.

Определить для обоих случаев коэффициент использования тепла.

**Решение:**

По диаграмме  $hs$  находим:  $h_1 = 3302$  кДж/кг;  $h_2 = 2092$  кДж/кг;  $h_2' = 121,4$  кДж/кг.

Удельный расход пара на турбину:

$$d_0 = \frac{3600}{h_1 - h_2} = \frac{3600}{3302 - 2092} = 2,97, \text{ кг/(кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Полный расход пара на турбину:

$$D_0 = N \cdot d_0 = 8000 \cdot 2,97 = 23\,760, \text{ кг/ч}.$$

Количество тепла, сообщенного пару в котельной:

$$Q = D_0 \cdot (h_1 - h_2') = 23\,760 \cdot (3302 - 121,4) = 75,57 \cdot 10^6, \text{ кДж/ч}.$$

Расход топлива  $B_1$  в котельной высокого давления определяется из уравнения:

$$Q = B_1 \cdot Q_H^p \cdot \eta_{к.у}.$$

Следовательно:

$$B_1 = \frac{Q}{Q_H^p \cdot \eta_{к.у}} = \frac{75,57 \cdot 10^6}{28470 \cdot 0,84} = 3160, \text{ кг/ч}.$$

Количество тепла, потребляемого производством, а, следовательно, сообщенного пару в котельной низкого давления, по-прежнему:

$$Q_{пр} = 79,075 \cdot 10^6 \text{ кДж/ч}.$$

Расход топлива  $B_2$  в котельной низкого давления определится из уравнения:

$$Q_{пр} = B_2 \cdot Q_H^p \cdot \eta_{к.у}.$$

Следовательно:

$$B_2 = \frac{Q_{пр}}{Q_H^p \cdot \eta_{к.у}} = \frac{79,075 \cdot 10^6}{28470 \cdot 0,84} = 3306, \text{ кг/ч}.$$

Суммарный расход топлива в обеих котельных установках:

$$B_{\Sigma} = B_1 + B_2 = 3160 + 3306 = 6466, \text{ кг/ч}.$$

Экономия топлива на ТЭЦ в сравнении с раздельной выработкой электрической и тепловой энергии:

$$\frac{(6466 - 4511) \cdot 100}{6466} = 30,3\%.$$

Коэффициент использования тепла топлива определяется как отношение всего полезно использованного тепла ко всему затраченному. Следовательно, в случае комбинированной выработки электрической и тепловой энергии:

$$k = \frac{3600 \cdot N + Q_{\text{пр}}}{B \cdot Q_{\text{н}}} = \frac{3600 \cdot 8000 + 79,075 \cdot 10^6}{4511 \cdot 28470} = 0,84.$$

В случае же отдельной выработки обоих видов энергии:

$$k = \frac{3600 \cdot 8000 + 79,075 \cdot 10^6}{6466 \cdot 28470} = 0,586.$$

## 2.2. Применение утилизаторов тепла отходящих газов

Экономайзеры для нагрева питательной воды и воздухоподогреватели для нагрева дутьевого воздуха находятся в конце конвективного газохода и омываются газами с низкой температурой, поэтому их часто называют низкотемпературными или хвостовыми поверхностями. Из всех поверхностей нагрева котла, находящихся под давлением, в экономайзере температура металла труб имеет наименьшее значение. Установка воздухоподогревателя увеличивает экономичность котла главным образом за счет снижения потерь с уходящими газами, а также позволяет значительно улучшить процесс горения топлива, особенно при сжигании низкокачественных и мало реакционных топлив, снизив потери в топке  $q_3$  и  $q_4$  и увеличив передачу теплоты радиацией по сравнению с менее эффективной теплоотдачей – конвекцией.

Предварительный нагрев воздуха, подаваемого в топку для горения, позволяет повысить теоретическую температуру сгорания топлива. Обычно увеличение температуры нагрева воздуха на 100 °С повышает температуру горения примерно на 35–40 °С. Снижение температуры уходящих газов на каждые 10 °С за счет установки хвостовых поверхностей нагрева повышает КПД парогенератора примерно на 0,5 %. Общий низкий уровень температур металла стенок труб хвостовых поверхностей нагрева делает вероятными их коррозионные повреждения вследствие конденсации влаги из дымовых газов и соединения с SO. Кроме того, экономайзер и воздухоподогреватель больше чем другие поверхности котла, страдают от золового износа и отложений летучей золы на трубах. Характерным для хвостовых поверхностей нагрева является также низкий температурный напор, особенно на входе в эконо-

майзер и на выходе из холодной части воздухоподогревателя. Поэтому основной задачей при разработке конструкций хвостовых поверхностей нагрева являются: интенсификация теплообмена и создание компактных малогабаритных элементов с умеренной затратой металла, которые бы подвергались минимальному золовому износу, загрязнению и коррозии.

### 2.2.1. Водяные экономайзеры

Водяной экономайзер располагается за паровым котлом по ходу топочных газов и предназначается для нагрева питательной воды перед поступлением ее в котел; при этом дополнительно используется тепло отходящих газов, что повышает экономичность котлоагрегата. В современных котельных установках применяют в основном два типа экономайзеров: чугунные ребристые и стальные змеевиковые.

Чугунные ребристые экономайзеры системы ВТИ устанавливаются на котлах с рабочим давлением до 22 ати. Они состоят из отдельных чугунных ребристых труб, внутренний диаметр которых равен 60 мм и длин приблизительно 2 м. Ребра на трубах служат для увеличения поверхности нагрева и лучшей передачи тепла от горячих газов к воде. На конце каждой ребристой трубы имеется крепежный фланец.

На рис. 2.2.1 представлен общий вид водяного экономайзера с ребристыми чугунными трубами 1, которые соединяются между собой при помощи горизонтальных и вертикальных калачей 2, чем обеспечивают проход воды последовательно через все трубы экономайзера.

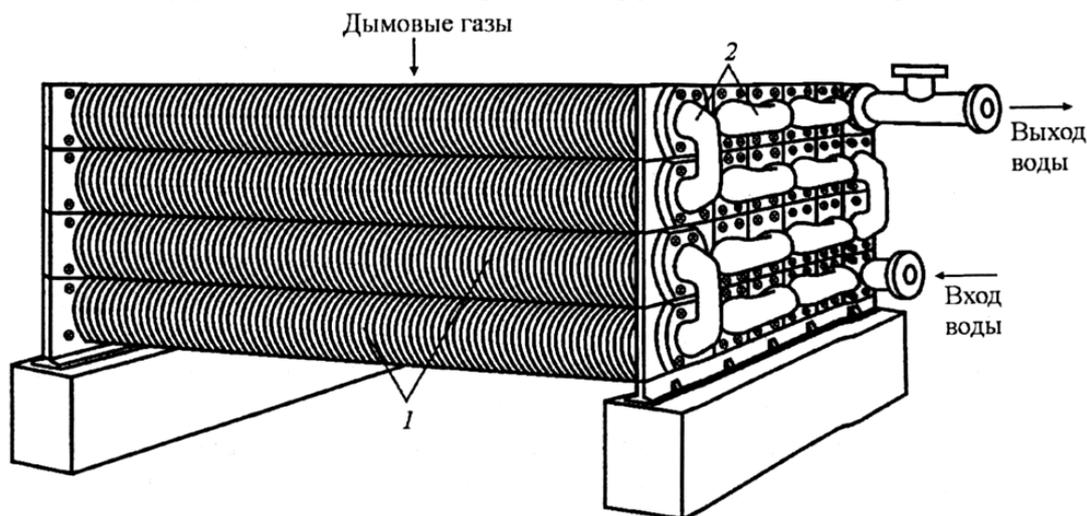


Рис. 2.2.1. Чугунный ребристый экономайзер:  
1 – ребристые трубы; 2 – соединительные калачи

Движение воды в нем должно быть направлено снизу вверх для удаления воздуха во избежание гидравлических ударов. При этом вода сначала проходит последовательно через все трубы нижнего ряда, затем переходит по вертикальному калачу в следующий горизонтальный ряд и т. д. Поверхность нагрева экономайзера набирается из отдельных стандартных труб, количество которых определяется тепловым расчетом.

Чугунные экономайзеры, изготовленные из специального высококачественного чугуна, применяются на давление до 60 атм.

Достоинство чугунных экономайзеров заключается в том, что они более устойчивы по сравнению с остальными в отношении внутренней и наружной коррозии. Кроме того, при ремонте калачи могут сниматься и трубы сравнительно легко очищаются от шлама.

Недостатками чугунных водяных экономайзеров являются большие габариты и относительно небольшой коэффициент теплопередачи, вызванный значительными диаметрами труб и малыми скоростями газов, а также недостаточная устойчивость чугуна в случае появления гидравлических ударов. Температура питательной воды в чугунных экономайзерах должна быть всегда на 40–50 °С ниже температуры котловой воды в барабане.

Совершенно не допускается вскипание воды в экономайзере, при котором могут появиться гидравлические удары. Поэтому при растопке котла, когда расхода воды в экономайзере нет, во избежание ее вскипания необходимо отводить воду из экономайзера через так называемую сгонную линию. В питательный или дренажный бак.

По этой же причине котлоагрегаты с чугунными экономайзерами оборудуются обходными газоходами, через которые пропускаются газы при растопке котлов.

Стальные змеевиковые экономайзеры применяются для котлов среднего и высокого давления. Они бывают двух типов: экономайзеры кипящего типа, в которых происходит частичное испарение воды (до 15–25 %), и экономайзеры некипящего типа.

Кипящие экономайзеры составляют как бы часть поверхности нагрева котла. Они не отключаются ни по водяной, ни по газовой стороне. Поэтому между ними и котлом не ставится никакой арматуры. Запорный вентиль и обратный клапан на питательной линии крепится на входе в водяной экономайзер. Температура питательной воды в экономайзерах некипящего типа так же, как и в чугунных, должна быть на 40–50 °С ниже температуры котловой воды в барабане.

На рис. 2.2.2 представлена схема устройства водяного стального змеевикового экономайзера. Конструкция его аналогична конструкции пароперегревателя. Он состоит из водяных камер (коллекторов) 1, змее-

виков 2 и из стальных труб 3 наружным диаметром 38–51 мм и толщиной стенок 3–5 мм, в зависимости от давления. Концы змеевиков ввальцовываются в отверстия коллекторов или привариваются к штуцерам, сваренным в камеры. Трубы большого диаметра, по которым вода подводится к экономайзеру и отводится из него, присоединяются к коллекторам посредством сварки. Змеевики экономайзера обычно располагаются в шахматном порядке. В зависимости от размера экономайзера по высоте он делится на отдельные пакеты (группы), которые устанавливают на некотором расстоянии друг от друга. Пространство между пакетами используется для ремонта экономайзера и для очистки его от золы. Кроме того, такое разделение способствует лучшему перемешиванию газов и равномерному распределению их по сечению газохода.

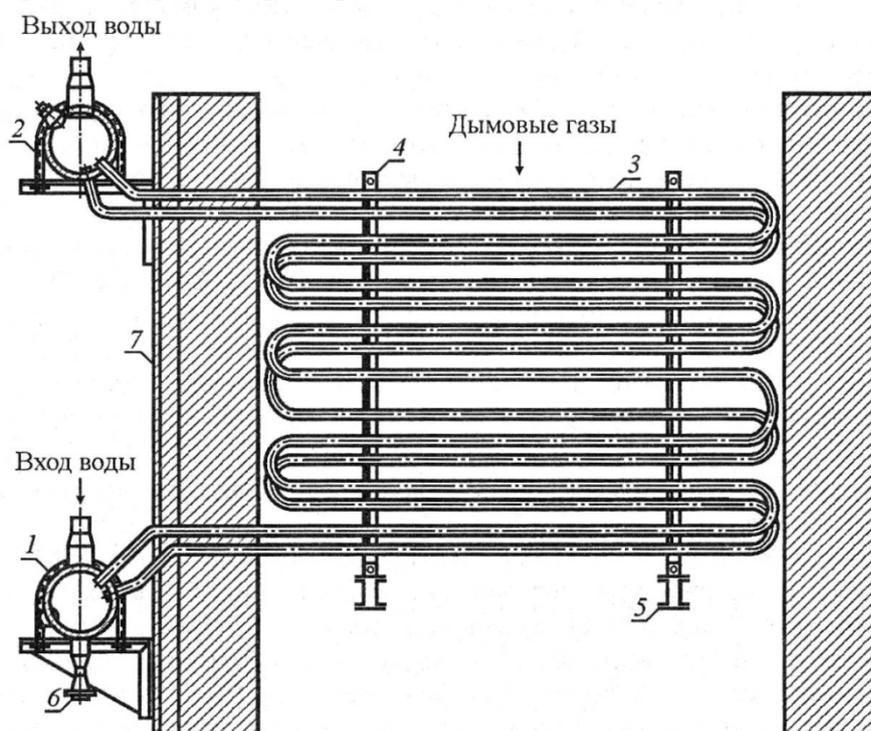


Рис. 2.2.2. Водяной экономайзер змеевиковый:

- 1 – нижний входной коллектор; 2 – верхний входной коллектор; 3 – змеевики;  
 4 – опорные стойки змеевиков; 5 – опорная балка с воздушным охлаждением;  
 6 – спуск воды; 7 – обмуровка

Змеевики экономайзера в газоходе располагаются горизонтально. Они крепятся при помощи опорных стоек, опирающихся на пустотелые блоки, охлаждаемые воздухом. Для предохранения блока от высоких температур они покрываются снаружи тепловой изоляцией (торкретом).

Неравномерное распределение воды в отдельных змеевиках экономайзера может привести к неполадкам и авариям. В некипящих экономайзерах в этом случае может произойти закипание воды, иногда запа-

ривание змеевиков (т. е. образование в них пара) и даже пережог их (при высокой температуре дымовых газов). Поэтому скорость воды в некипящих экономайзерах должна быть не менее 0,3–0,4 м/с. На выходной части кипящих экономайзеров эта скорость должна быть не менее 1 м/с во избежание перегрева змеевиков в случае расслоения пароводяной смеси. Для увеличения скорости воды в экономайзере при очень широких газоходах, применяют схему с двукратным движением воды, т. е. разделяют экономайзер на две последовательно включенные секции. Скорость газов в экономайзере обычно бывает 10–12 м/с, а для многозольных топлив – не больше 9–10 м/с.

Чаще всего в экономайзере подогревается питательная вода, которая затем направляется в барабан котла. В этом случае экономайзер называется питательным. В отдельных случаях в экономайзере нагревается вода, используемая затем на нужды теплоснабжения, и он называется в этом случае теплофикационным. Обычно в современных котельных применяют индивидуальные экономайзеры, т. е. каждый котел оборудован собственным питательным экономайзером.

В старых котельных с низким КПД вследствие высокой температуры уходящих газов устанавливают иногда групповые теплофикационные экономайзеры.

Их установка, кроме положительного фактора – повышения КПД котельной, имеет целый ряд недостатков. Это, прежде всего, постоянное изменение уровня нагрева воды при остановке нагрева котлов или при резком колебании нагрузок, снижается температура стенок металла поверхностей низкотемпературную коррозию.

Все экономайзеры независимо от их назначения должны быть оборудованы контрольно-измерительными приборами, арматурой и предохранительными устройствами (рис. 2.2.3).

Во избежание перегрева экономайзера во время растопки котла нижняя входная камера соединяется при помощи так называемой рециркуляционной линии с водяным объемом верхнего барабана котла. Таким образом, экономайзер включается в циркуляцию котла, и котловая вода может перетекать из барабана котла в экономайзере по мере отвода горячей воды или пароводяной смеси из экономайзера в барабан.

На этой линии устанавливается запорный вентиль, который при нормальной работе, когда находится в закрытом состоянии. В котлах со ступенчатым испарением линия рециркуляции присоединяется к чистому отсеку барабана.

При эксплуатации барабана экономайзера необходимо следить, чтобы зола не накапливалась в трубах, для чего экономайзер следует систематически обдуть. Отложения золы усиливаются при снижении

скорости газов до 3 м/с и ниже. При частичном заносе экономайзера золой большее количество газов устремляется в ту его часть, которая имеет меньшее сопротивление. В таких местах газы движутся с большой скоростью и вызывают чрезмерный износ труб летучей золой.

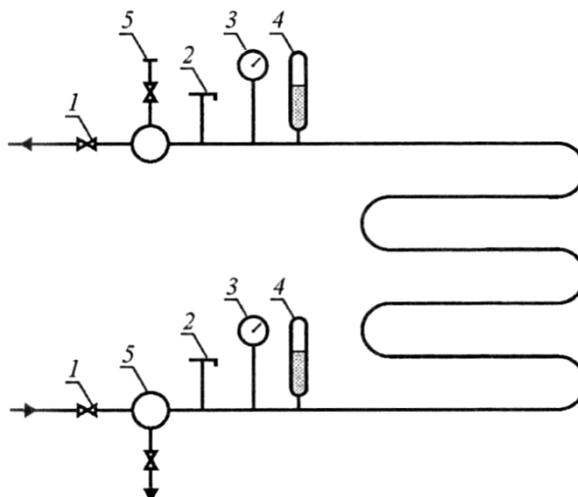


Рис. 2.2.3. Схема расположения контрольно-измерительных приборов на экономайзере:

1 – задвижки; 2 – предохранительные клапаны; 3 – манометр;  
4 – термометры; 5 – вентуз

## 2.2.2. Воздухоподогреватели

По принципу работы воздухоподогреватели делятся на рекуперативные и регенеративные. В рекуперативных передача теплоты от потока продуктов сгорания к нагреваемому воздуху происходит непрерывно через разделяющие эти потоки металлические стенки поверхностей нагрева (труб или пластин). В регенеративных воздухоподогревателях имеющаяся металлическая набивка (пластины, шары и т. п.) попеременно то нагревается в потоке дымовых газов, то охлаждается в воздушном потоке, отдавая ему полученную аккумулярованную теплоту. Рекуперативные подогреватели подразделяют по виду применяемого материала на чугунные, стальные и неметаллические, а по конструктивному оформлению – на пластинчатые и трубчатые. У чугунных воздухоподогревателей толщина теплопередающей поверхности обычно равна 6 мм, а у стальных – 0,5–2,0 мм. Поверхности нагрева чугунного воздухоподогревателя состоит чаще всего из горизонтальных овальных чугунных труб. Продукты сгорания проходят между ними, а воздух – внутри них. Трубы снабжены наружными и внутренними ребрами, увеличивающими их поверхность нагрева. В последние годы чугунные воздухоподогреватели в котлостроении практически не применяются, так как

они громоздки, имеют большую массу, обладают плохой технологичностью (невозможность сварки), хрупкостью. К преимуществам относятся стойкость против коррозии и жаростойкость, позволяющие обеспечить нагрев воздуха до 450 °С

По уровню нагрева воздуха все воздухоподогреватели делятся на низкотемпературные (150–200 °С), среднетемпературные (200–350 °С), высокотемпературные (350–450 °С) и радиационные (450–700 °С). Одной из первых конструкций стальных воздухоподогревателей были пластичные, представляющие собой систему чередующихся вертикальных и горизонтальных каналов из стальных листов толщиной 2–3 мм. По вертикальным каналам притекают газы, а по горизонтальным – воздух вниз или вверх в зависимости от расположения воздухоподогревателя. Из-за значительной неравномерности температурного поля по всей поверхности отдельных листов происходят их коробление, разрыв сварных швов, уменьшение отверстий, что приводит к их разбиванию летучей золой. Все эти недостатки привели к тому, что в настоящее время пластичные воздухоподогреватели практически не применяются.

Трубчатые воздухоподогреватели являются наиболее распространенными для котлов малой и средней мощности. Для их изготовления обычно применяют стальные трубы из Ст 20 диаметром 51×1,5; 40×1,5 или 25×1,5 мм.

При меньшем диаметре труб воздухоподогреватель имеет меньшие наружные размеры. Тонкостенные трубы нельзя вальцевать и их приваривают к трубным доскам. Трубчатый воздухоподогреватель состоит из пучка параллельных труб, расположенных в шахматном порядке и присоединенных к трубным доскам. Трубы вместе с верхней и нижней трубными досками составляют секцию или «куб». Поверхность нагрева зависит от числа труб в кубе и их длины. Воздухоподогреватель может состоять из одного или нескольких кубов. Снаружи воздухоподогреватель имеет плотные стенки и воздухоперепускные короба (рис. 2.2.4).

В вертикальном воздухоподогревателе газ движется внутри труб, а воздух – в межтрубном пространстве; в горизонтальном воздухоподогревателе – наоборот. Для создания поперечного обтекания труб воздухом в вертикальном воздухоподогревателе устанавливают промежуточные трубы-доски.

В зависимости от скорости воздуха и величины поверхности нагрева, воздухоподогреватели выполняют одно и многоходовыми (рис. 2.2.5).

Число ходов и скорость воздуха связаны между собой: при увеличении числа ходов увеличивается скорость воздуха. Применение труб малого диаметра привело к созданию конструкции так называемого малогабаритного воздухоподогревателя. Для сохранения прежнего значе-

ния скорости газов с уменьшением диаметра труб необходимо увеличить их число, при снижении диаметра поверхность нагрева несколько уменьшается.

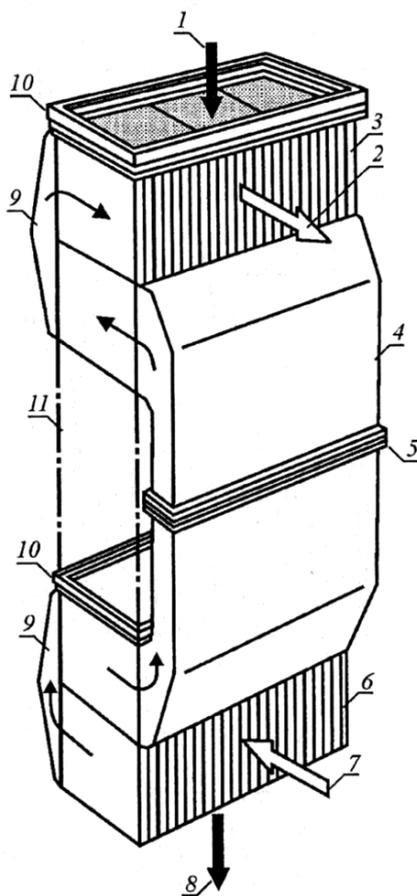


Рис. 2.2.4. Схема трубчатого двухъярусного воздухоподогревателя:  
 1 – вход газов; 2 – выход газов; 3 – вход воздуха; 4 – выход воздуха; 5 – нижняя секция (кубы) воздухоподогревателя; 6 – верхние секции воздухоподогревателя; 7 и 8 – перепускные короба для воздуха; 9 – наружный компенсатор; 10 – место установки экономайзера; 11 – компенсатор на перепускном коробе

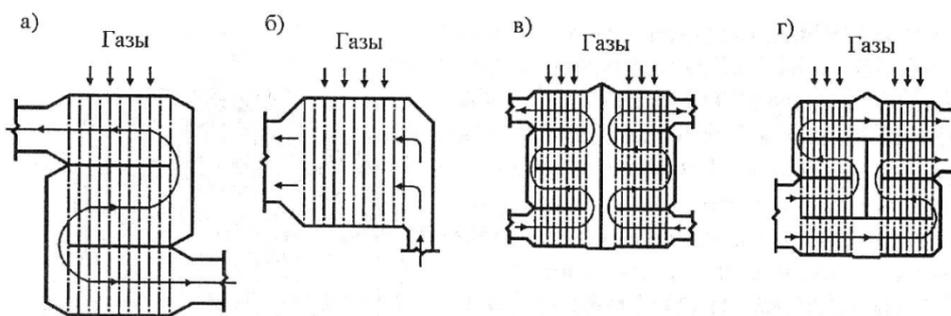


Рис. 2.2.5. Схема компоновки воздухоподогревателей  
 а – многоходовая поточная; б – одноходовая однопоточная;  
 в, г – многоходовые двухпоточные

В последние годы иногда применяют так называемые обращенные воздухоподогреватели, в которых в отличие от обычных продукты сгорания проходят в межтрубном пространстве, а нагреваемый воздух – внутри труб.

Преимущество обращенных трубчатых воздухоподогревателей состоит в том, что трубчатые доски вынесены из зоны обогрева и работают при более низких температурах. К их недостаткам можно отнести более высокую, по сравнению с традиционными, загрязненность золой. В ряде случаев при необходимости нагрева воздуха до более высоких температур (400 °С и выше) применяют различные не традиционные конструкции воздухоподогревателей: змеевиковые – из плоских и спиральных змеевиков (рис. 2.2.6, в и д), преимущества которых состоят в высокой компактности при относительно большой длине труб и в удачном решении вопросов компенсации температурных удлинений, и радиационные панельные, располагаемые в топке и другой зоне высокой температуры.

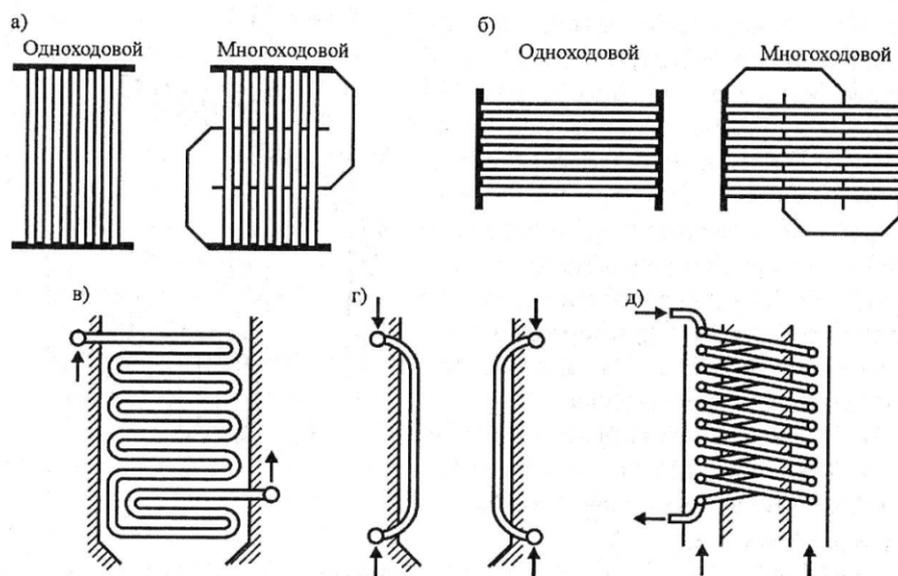


Рис. 2.2.6. Классификация конструкций воздухоподогревателей  
 а – обычные трубчатые; б – обращенные трубчатые; в – змеевиковые;  
 г – экранные; д – спиральные

В последние годы в котлах большой производительности получили широкое распространение регенеративные воздухоподогреватели. Регенеративный вращающийся воздухоподогреватель (РВП) состоит из цилиндрического ротора, медленно вращающегося вокруг вертикальной оси, и из патрубков, через которые к ротору подводятся и отводятся дымовые газы и воздух (рис. 2.2.7).

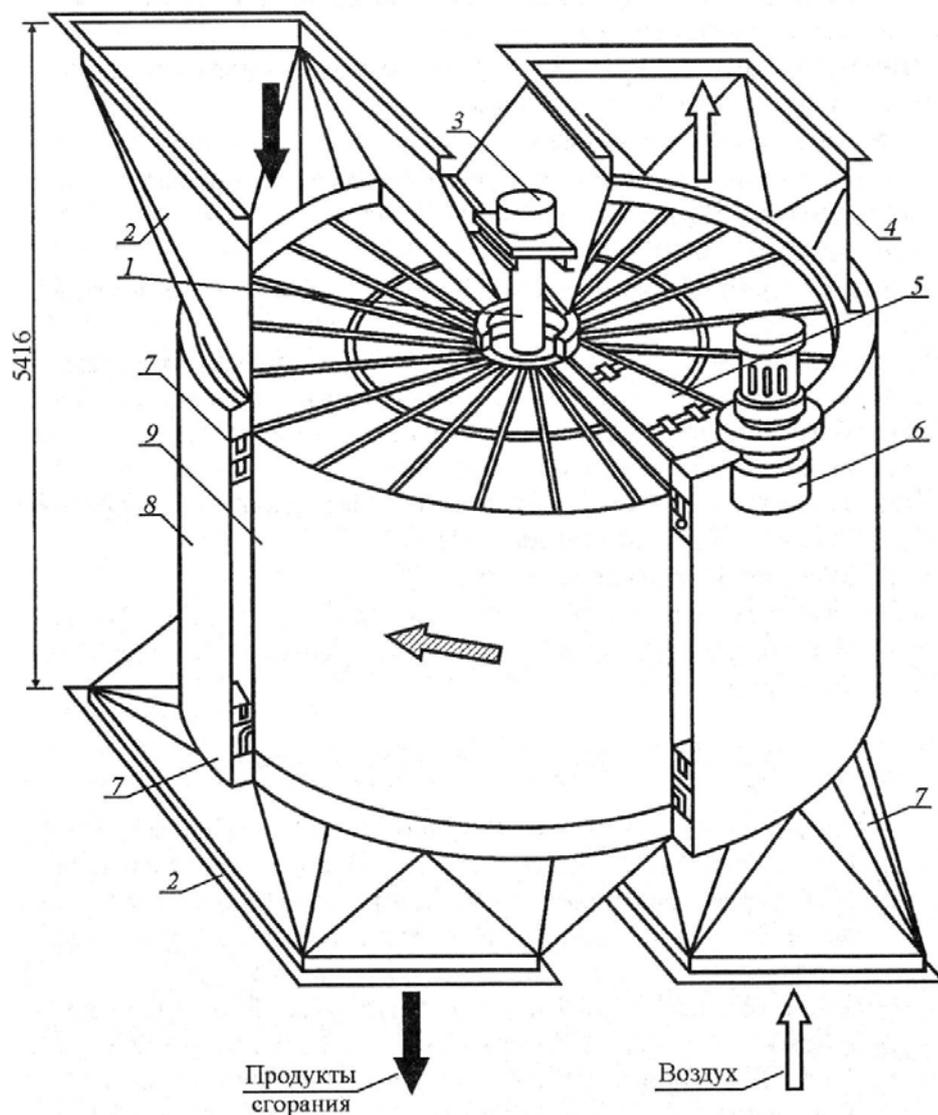


Рис. 2.2.7. Один из вариантов аппаратов регенеративного вращающегося воздухоподогревателя:

1 – вал ротора; 2 – газовые патрубки; 3 – верхний подшипник; 4 – патрубки для воздуха; 5 – радиальное уплотнение ротора, препятствующее перетеканию воздуха в газовые потоки; 6 – электродвигатель с редуктором; 7 – наружное уплотнение ротора; 8 – наружный кожух; 9 – ротор

Находящиеся в роторе стальные пластины попеременно то нагреваются проводящим потоком продуктов сгорания, то, попадая в воздушный поток, отдают воздуху полученную от газов теплоту и охлаждаются. Основными преимуществами таких воздухоподогревателей являются их сравнительно малые массы и наружные размеры; к главным недостаткам относятся повышенная стоимость изготовления и трудность их уплотнения, вследствие чего в продукты сгорания попадает больше воздуха, чем в воздухоподогревателях трубчатого типа.

Широкое применение РВП получили благодаря ряду их преимуществ по сравнению с трубчатыми, а именно:

- меньшие затраты металла;
- возможность использования неметаллической антикоррозийной поверхности нагрева без ухудшения теплообмена;
- меньшие габариты по высоте;
- простая организация обдувки и промывки поверхности нагрева от золовых отложений.

В качестве поверхности нагрева (набивки) используют керамические блоки, эмалированные листы стали, стеклянные и керамические шарики и т. п. Однако вследствие ряда эксплуатационных недостатков эти набивки пока еще не получили широкого распространения.

Наряду с достоинствами, РВП имеет существенные конструктивные и эксплуатационные недостатки, а именно:

- наличие вращающихся элементов;
- наличие системы водяного охлаждения ротора и подшипников;
- сложность уплотнения и повышенные перетоки воздуха в газовый поток (от 10 до 20 %).

### **2.3. Использование теплоты парового конденсата**

Анализ использования топливно-энергетических ресурсов на промышленных предприятиях показывает, что на многих из них не уделяется необходимое внимание сбору парового конденсата, использованию теплоты и возврату его тепловому источнику (котельной, ТЭЦ).

Вместе с тем количество возвращаемого теплоисточнику конденсата и его температура влияют на удельный расход топлива на отпуск пара. Чем больше количество возвращаемого конденсата и его температура, тем меньше требуется химически очищенной воды для приготовления питательной воды и меньше расход теплоты на технологические нужды химической водоочистки (ХВО). Кроме того, уменьшение возврата конденсата ухудшает качество питательной воды, что при соблюдении соответствующего водного режима в барабане котла приводит к увеличению продувки.

#### **2.3.1. Составление пароконденсатного баланса**

Для определения выхода парового конденсата от различного теплоиспользующего оборудования составляются пароконденсатные балансы. Эти балансы позволяют оценить возможности использования конденсата и его потери. На основании балансовых данных разрабатываются мероприятия по сокращению потерь пара и конденсата.

Для составления пароконденсатного баланса необходимо обеспечить:

- составление схемы потребления пара и возврата конденсата от теплоиспользующего оборудования;
- составление схемы учета расхода пара;
- сбор данных по паропотреблению и возврату конденсата за два-три предыдущих года ежемесячно;
- сбор данных по проектным тепловым характеристикам теплоиспользующего оборудования (поверхность нагрева, параметры потребляемого пара, тепловая нагрузка); сопоставление фактических и проектных данных по потреблению пара;
- проверку наличия стационарных приборов учета расхода пара;
- проверку теплоиспользующего оборудования, конденсатоотводчиков и конденсатного хозяйства;
- составление списка дополнительных приборов, которые необходимо установить для замера отдельных показателей (манометры, термометры и др.).

### 2.3.2. Теплота парового конденсата

При температуре конденсата выше 100 °С и снижении давления до значения, соответствующего состоянию насыщения, происходит вскипание конденсата и образование пара вторичного вскипания. Количество теплоты, кДж/год, которая может быть сэкономлена при утилизации пара вторичного вскипания, поступающего из открытых систем:

$$Q = b_{\Pi}^{\text{BT}} \cdot G_k \cdot h_2 \cdot T, \quad (2.3.1)$$

где  $b_{\Pi}^{\text{BT}} = \frac{(h'_k - h''_k)}{r_2}$  – доля пара вторичного вскипания;

$G_k$  – количество возвращаемого в бак конденсата, кг/ч;

$h'_k, h''_k$  – энтальпия конденсата после аппарата и при входе в сборный бак, кДж/кг;

$h_2$  – энтальпия пара в сборном баке, кДж/кг;

$r_2$  – теплота парообразования при давлении в сборном баке, кДж/кг;

$T$  – время работы, ч/год.

Приближенное количество образующегося пара вторичного вскипания при отношении  $\frac{p_1}{p_2}$  приведено далее:

$p_1/p_2$	1,2	1,5	2,0	3,0	5,0	7,0	11,0	30,0
кг/кг	0,013	0,0221	0,0387	0,0637	0,0985	0,123	0,160	0,260

В конденсате может присутствовать также некоторое количество пролетного пара:

$$b_{\text{прол}} = \xi \sqrt{p_1 - p_2}, \quad (2.3.2)$$

где  $\xi$  – доля пролетного пара от массы конденсата при перепаде давления в 0,1. В расчетах  $\xi$  можно принимать равным 0,01–0,02;

$p_1, p_2$  – давление до конденсатоотводчика и за ним.

При  $p_2 \geq 0,577 \cdot p_1$ :  $b_{\text{прол}} = 0,5$  кг/кг.

Годовая экономия теплоты, кДж, при осуществлении возврата конденсата с теплоиспользующих установок, оборудованных конденсатоотводчиками, определяется как:

$$\Delta Q = G_k (h_1 + x_{\text{п}} \cdot r_1) T, \quad (2.3.3)$$

где  $G_k$  – количество неиспользуемого (сливаемого) конденсата, кг/ч;

$h_1$  – энтальпия конденсата при давлении в аппарате, кДж/кг;

$x_{\text{п}}$  – доля пролетного пара после конденсатоотводчика, кг/кг;

$r_1$  – теплота испарения при первоначальном давлении в аппарате, кДж/кг;

$T$  – число часов работы аппарата в год.

## 2.4. Углеаэрозольное топливо

Для обеспечения потребности народного хозяйства России в тепловой и электрической энергии в стране создана мощная система централизованного тепло- и энергоснабжения потребителей, ориентированная в основном на использование традиционного органического топлива (угля, нефтепродуктов и природного газа). В последние десятилетия в топливно-энергетическом балансе страны подавляющая доля (более 70 %) принадлежит природному газу и мазуту. Однако в связи со значительной выработкой основных месторождений и истощением запасов нефти и газа, постоянным ростом цен на нефть и газ, как на мировом, так и на внутреннем рынке, роль твердого топлива в топливно-энергетическом балансе страны возрастает.

Перевод тепловых электростанций (ТЭС) и промышленных котельных с газомазутного топлива на уголь с организацией его пылевидного сжигания в топках котлов весьма сложен. Такая работа сопряжена

с большими капиталовложениями и длительной остановкой котлов электростанций и котельных на реконструкцию. Кроме того, сжигание угля в пылевидном состоянии существенно ухудшает экологическую обстановку в районе его использования.

Для улавливания вредных веществ, выбрасываемых с продуктами сгорания угля («летучая зола», оксиды серы и азота, монооксид углерода и др.), требуется применение весьма дорогостоящего оборудования, существенно увеличивающего себестоимость вырабатываемой энергии.

Одним из решений возникшей проблемы в энергетике является перевод ТЭС на новое конкурентоспособное экологически чистое углеаэрозольное топливо (УАТ), созданное российскими исследователями. По своим теплотехническим свойствам оно существенно отличается от характеристик горения исходного угля, что также способствует снижению образования вредных веществ в продуктах сгорания.

Важными отличительными особенностями горения потока частиц УАТ являются их воспламенение и горение до завершения процесса испарения влаги из объема частиц, что существенно интенсифицирует процесс горения. Процесс горения частиц УАТ, образуемых при его распылении в топочном объеме, протекает, как правило, в диффузионном режиме, что позволяет вести его с очень малыми избытками воздуха (5–7 %), т. е. процесс аналогичен горению мазута.

Интенсивность диффузионного режима горения топлива слабо зависит от температуры процесса, что позволяет обеспечить высокую скорость выгорания частицы УАТ даже при относительно низких температурах горения. Процесс горения распыленного УАТ отличается высокими скоростями горения на начальных стадиях процесса и короткой фазой горения топлива в целом. Полнота выгорания топлива составляет 98,5–99,7 % при абсолютно полном сжигании ультратонких частиц угля.

УАТ является экологически чистым топливом не только из-за резкого снижения вредных выбросов с продуктами его сгорания в атмосферу, но и из-за возможности обеспечения экологической чистоты при его приготовлении, хранении и транспортировке. Более того, остающаяся в результате обогащения твердая часть минералов может использоваться в качестве как наполнителя в производстве строительных изделий.

Основная задача получения дешевого и качественного нового угольного топлива с высокими энергетическими свойствами, обладающего экологической чистотой, решается за счет супертонкого сухого измельчения угля (менее 20 мкм), его максимальной сухой очистки от минеральной зольной составляющей и оптимального увлажнения.

Реакционная способность угля зависит не только от таких характеристик, как выход летучих, содержание водорода и кислорода, пластичность и способность к пиролизу, но и от величины поверхности частиц. При одной и той же массе ультратонких частиц уголь обладает на порядок большей поверхностью, чем обычная угольная пыль, и содержит на два порядка больше частиц.

Преимущества внедрения на угольных ТЭЦ России нового оборудования по топливоприготовлению состоят в возможности обеспечения значительного сокращения затрат на непосредственно топливоприготовление и утилизацию отходов угольных ТЭЦ, а также в возможности проведения технического переоборудования и замены физически и морально устаревшего оборудования по помолу угля на новое, высокоэффективное оборудование супертонкого помола.

Внедрение УАТ в энергетику России позволит успешно заменить дорогостоящие газ и мазут, являющиеся высоколиквидным экспортным продуктом, на уголь, что значительно повысит энергоэффективность всей российской экономики.

## **2.5. Использование газотурбинных технологий**

К системам тепло- и электроснабжения, дающим максимальную экономию энергоресурсов и приносящим прибыль, относятся муниципальные и промышленные системы совместного производства тепла и электроэнергии с применением газовых турбин – газотурбинные ТЭЦ (ГТУ–ТЭЦ). Эффективный коэффициент использования топлива таких систем достигает 90 % и является наибольшим среди других технологий. Поэтому не случайно еще в 1978 г. в США принят закон, согласно которому запрещено использование природного газа на вновь вводимых и реконструируемых ТЭЦ и крупных котельных без применения газотурбинных технологий. Аналогичные меры приняты и в странах Европейского экономического сообщества. В скором будущем такие же законы должны быть приняты и в России.

Преимущество газотурбинных теплоэлектростанций (рис. 2.5.1), по сравнению с существующими паротурбинными установками производства электроэнергии и тепла при всех потерях энергии на входе и выходе, в редукторе, генераторе, при затратах на собственные нужды составляет 1% и затратах электроэнергии на привод дожимного компрессора – 5 %, при совместном производстве электроэнергии и тепла КПД использования топлива составит 86,1 %.

Анализ составляющих в себестоимости тепла от котельных, работающих на природном газе, показал, что стоимость электроэнергии в

себестоимости тепла достигает 10 %, а затраты на топливо находятся в пределах 55 %. При такой структуре российской теплоэнергетики, даже при низких тарифах на природный газ, тепло становится дорогим и его оплата, как правило, дотируется из регионального бюджета.

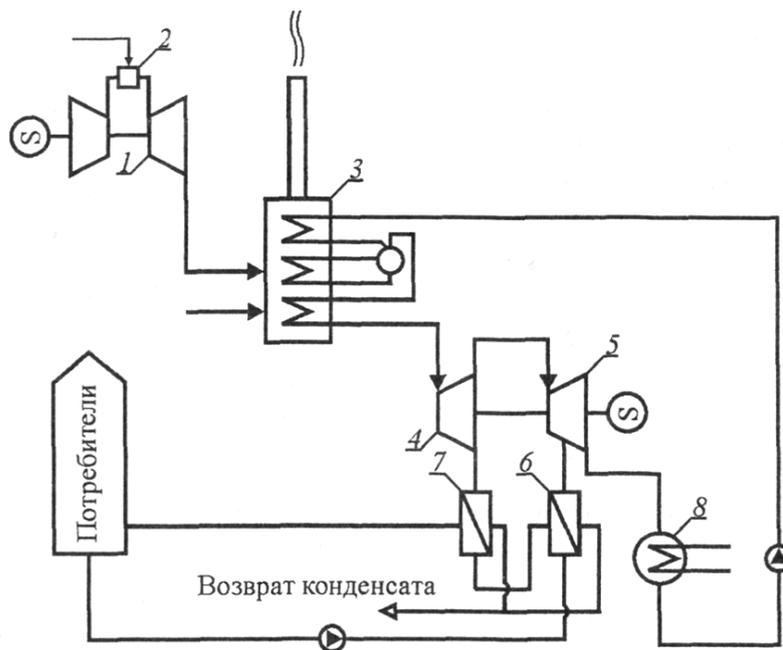


Рис. 2.5.1. Схема парогазовой ТЭЦ:

1 – газотурбинная установка; 2 – камера сгорания; 3 – котел-утилизатор; 4 – паровая турбина, часть высокого давления; 5 – паровая турбина, часть низкого давления; 6 – сетевой подогреватель низкого давления; 7 – сетевой подогреватель высокого давления; 8 – конденсатор.

Коэффициент полезного использования топлива по выработке электроэнергии парогазовой установкой (ПГУ), по сравнению с паротурбинными энергоблоками сверхкритического давления, выше на 15–25 % и достигает 51–54 %. Кроме того, при ее работе в 3 раза снижается выброс в атмосферу и в 2 раза потребление охлаждающей воды.

Дооснащение паротурбинной станции газовой турбиной, обладающей значительно лучшими динамическими характеристиками, по сравнению с паровыми турбинами, позволяет, помимо улучшения термодинамических показателей станции (увеличение выработки электроэнергии на базе теплового потребления), повысить ее маневренные качества за счет регулирования.

## 2.6. Применение аккумуляторов теплоты

Одним из направлений повышения эффективности теплогенерирующих установок является аккумулирование тепла и его использование в системах теплоснабжения при «пиковой» тепловой нагрузке.

В настоящее время известно большое многообразие видов и конструкций тепловых аккумуляторов с разными теплоаккумулирующими материалами (ТАМ), обусловленное широким спектром областей применения аккумуляторов тепла. Множество методов и способов аккумулирования приводит к различным техническим и конструктивным решениям (рис. 2.6.1):

- тепловые аккумуляторы с твердым ТАМ;
- тепловые аккумуляторы с плавящимися ТАМ;
- жидкостные аккумуляторы тепла;
- паровые аккумуляторы тепла;
- термохимические аккумуляторы;
- тепловые аккумуляторы с электронагревательным элементом.

Традиционно рассматриваются тепловые аккумуляторы с неподвижной или подвижной матрицами. Использование неподвижной матрицы обеспечивает простоту конструкции, но требует больших масс ТАМ. Кроме этого, температура теплоносителя на выходе из аккумулятора изменяется в течение времени, что требует дополнительной системы поддержания постоянных параметров путем перепуска.

Канальные тепловые аккумуляторы широко применяются в системах электро- и теплоснабжения, использующих внепиковую энергию. Теплоаккумулирующий материал (шамот, огнеупорный кирпич и т. п.) нагревается в периоды минимального потребления электроэнергии, что позволяет выравнивать графики загрузки электростанций. Пропуская холодный воздух через матрицу можно осуществлять обогрев помещений. Аккумуляторы данного типа производятся за рубежом серийно для индивидуальных и малосемейных домов.

Особым типом канальных тепловых аккумуляторов с твердым ТАМ являются тепловые графитовые аккумуляторы, используемые в качестве источника энергии в автономных энергоустановках. Температура их нагрева может достигать 3500 К, что обеспечивает приемлемые массогабаритные характеристики установки.

Подземные аккумуляторы тепла с горизонтальными каналами применяются для аккумуляции тепла и его использования в течение 2–4-х месяцев.

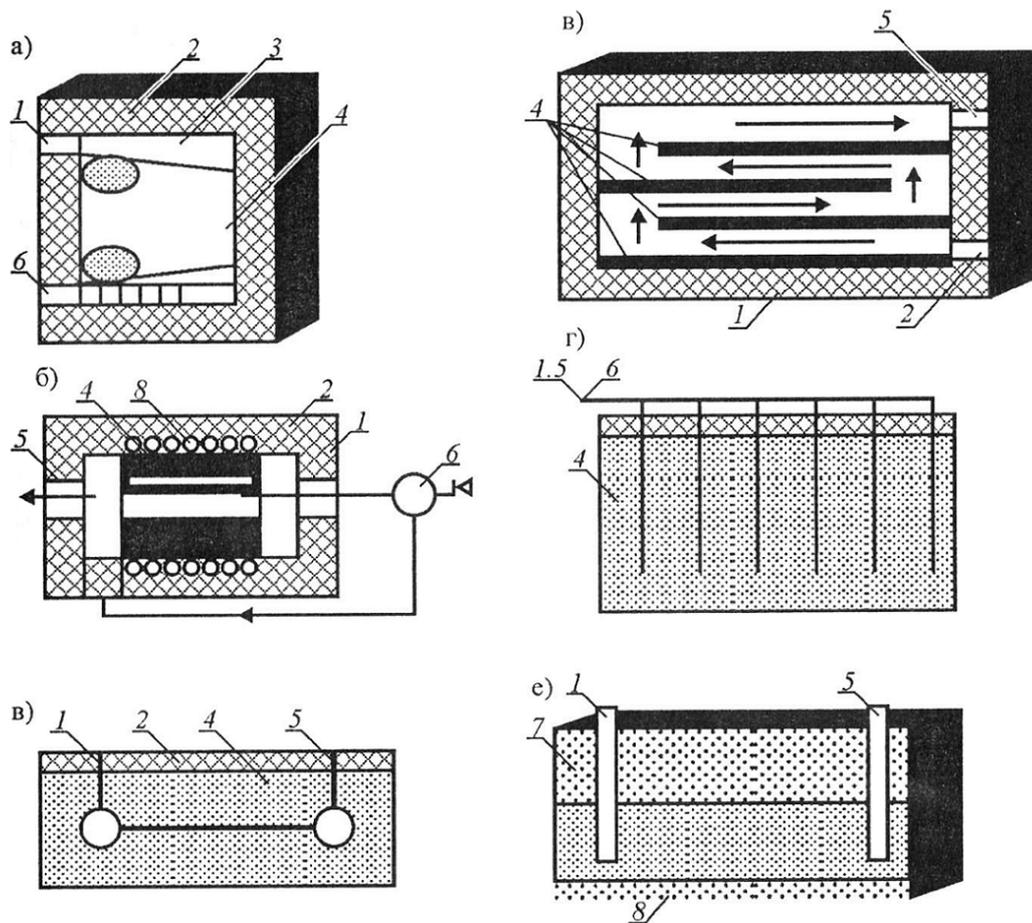


Рис. 2.6.1. Основные типы тепловых аккумуляторов с твердым теплоаккумулирующим материалом:

- а – с пористой матрицей; б, в – каналные; г, д – подземные с вертикальными и горизонтальными каналами; е – в водоносном горизонте;  
 1 – вход теплоносителя; 2 – теплоизоляция; 3 – разделительная решетка;  
 4 – ТАМ; 5 – выход теплоносителя; 6 – разделение потоков; 7 – водоносный слой;  
 8 – водонепроницаемый слой

Аккумуляторы тепла в водоносных горизонтах применяются для аккумуляции тепла, достаточного для теплоснабжения небольшого поселка в течение года. Здесь в качестве ТАМ используется водопроницаемый слой земли, в который в режиме заряда через скважину закачивается горячая вода, а в режиме разряда через другую скважину – холодная. Из-за отсутствия поверхностей теплообмена данный тип тепловых аккумуляторов обеспечивает наилучшие экономические характеристики среди подземных аккумуляторов тепла. Очевидно, что их недостатками являются сложность проектирования для водоносного горизонта и большие энергетические затраты на прокачку теплоносителя.

Использование подвижной матрицы предполагает применение тепловых аккумуляторов, как правило, в виде вращающегося регенератора, устройств с падающими шарами и т. п. Они используются в аппаратах регенерации тепловой энергии и из-за малой продолжительности рабочего цикла имеют небольшие конструктивные размеры. Для тепловых аккумуляторов с подвижной матрицей характерна постоянная температура газа на выходе.

При использовании теплоты плавления некоторых веществ для аккумулялирования теплоты обеспечивается высокая плотность запасаемой энергии, небольшие перепады температур и стабильная температура на выходе из теплового аккумулятора. Несмотря на это, большинство ТАМ в расплавленном состоянии являются коррозионно-активными веществами, в большинстве своем имеют низкий коэффициент теплопроводности, изменяют объем при плавлении и относительно дороги. В настоящее время известен достаточно широкий спектр веществ, обеспечивающих температуру аккумуляции от 0 до 1400 °С. Необходимо отметить, что широкое применение тепловых аккумуляторов с плавящимся ТАМ сдерживается, прежде всего, соображениями экономичности создаваемых установок.

При небольших рабочих температурах (до 120 °С) рекомендуется применение кристаллогидратов неорганических солей, что связано, в первую очередь, с использованием в качестве ТАМ природных веществ. Для реального применения рассматриваются только вещества, не разлагающиеся при плавлении, либо растворяющиеся в избыточной воде, входящей в состав ТАМ.

Использование органических веществ полностью снимает вопросы коррозионного разрушения корпуса, обеспечивает высокие плотности запасаемой энергии, достаточно хорошие технико-экономические показатели. Однако в процессе работы теплового аккумулятора с органическими ТАМ происходит снижение теплоты плавления вследствие разрушения протяженных цепочек молекул полимера. Из-за низкого коэффициента теплопроводности органических ТАМ требуется создание и применение развитых поверхностей теплообмена, что, в свою очередь, накладывает конструктивные ограничения на использование теплового аккумулятора.

При рабочих температурах от 500 до 1600 °С используются, как правило, соединения и сплавы щелочных и щелочноземельных металлов. Существенным недостатком применения соединений металлов принято считать низкий коэффициент теплопроводности, коррозионную активность, изменение объема при плавлении. Для защиты от химической коррозии, очевидно, необходимо подобрать конструкционные ма-

териалы или ингибиторы коррозии, обеспечивающие заданный срок службы теплового аккумулятора. Следует также перспективно использовать смеси и сплавы органических и неорганических веществ, позволяющие обеспечивать необходимые значения температур плавления и большие сроки службы.

Применение разнообразных теплоаккумулирующих материалов требует разработки надежных конструктивных решений, направленных на максимальное использование положительных качеств ТАМ и исключение их недостатков.

Известно, что лучшим вариантом теплообменной поверхности является ее полное отсутствие, т. е. непосредственного контакта теплоаккумулирующего материала и теплоносителя. Очевидно, что в этом случае необходимо подбирать как теплоаккумулирующие материалы, так и теплоносители по признакам, обеспечивающим работоспособность конструкций.

Теплоаккумулирующие материалы в этом случае должны отвечать следующим требованиям: кристаллизоваться отдельными кристаллами; иметь большую разность плотностей твердой и жидкой фаз; быть химически стабильными; не образовывать эмульсий с теплоносителем.

Теплоносители подбираются по следующим признакам: химическая стабильность в смеси с ТАМ; большая разница плотностей по отношению к ТАМ; малая способность к вспениванию и ряд других требований, вытекающих из особенностей конструкций.

Кроме аккумуляторов с ТАМ, распространение получили жидкостные и паровые тепловые аккумуляторы.

Использование термохимических циклов в тепловых аккумуляторах основывается на принципе возникновения химического потенциала в результате обратимой химической реакции в неравновесном состоянии. Важным преимуществом химических способов аккумуляции тепловой энергии, по сравнению с обычными, является то, что запасенная энергия может храниться достаточно длительное время без применения тепловой изоляции; транспортировать энергию на значительные расстояния.

Конструкция теплового аккумулятора с тепловыми трубами к теплогенерирующей установке приведена на рис. 2.6.2. Тепловой аккумулятор устанавливается в хвостовой части котла: в газоподводящем помещаются испарительные части тепловых труб, а конденсаторы размещены в зернистой массе.

Между подводными теплоту тепловыми трубами установлены также трубы, отводящие теплоту от зернистой массы. К преимуществам использования в качестве теплообменных поверхностей тепловых аккумуля-

муляторов тепловых труб следует отнести простоту компоновки, надежность и стабильность работы, меньшие гидравлические потери в газовом тракте. Таким образом, применение аккумуляторов теплоты в системах теплоснабжения позволит повысить эффективность использования топлива, что увеличивает КПД источника тепла.

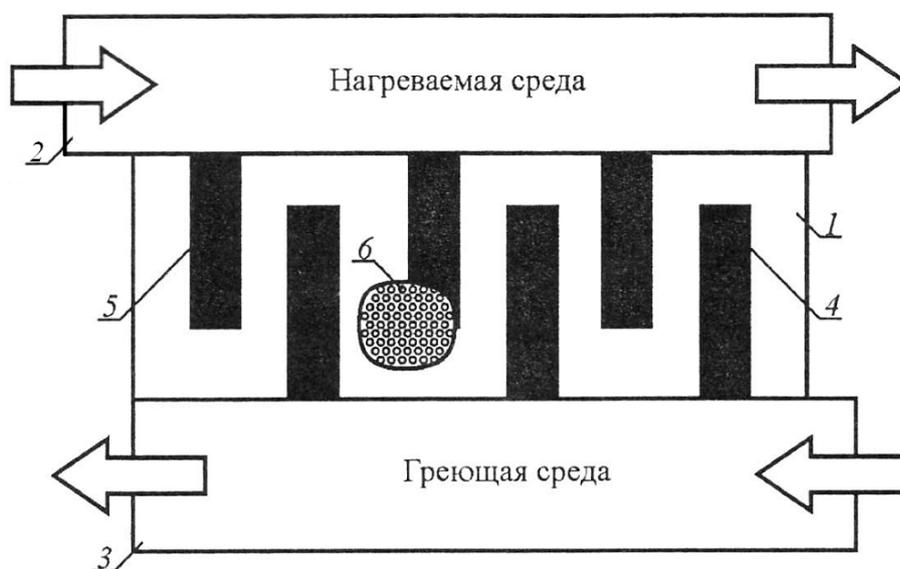


Рис. 2.6.2. Конструкция теплового аккумулятора с тепловыми трубами: 1 – тепловой аккумулятор с зернистой матрицей; 2 – коллектор с нагреваемой средой; 3 – коллектор-газоход с греющей водой; 4,5 – подводящие и отводящие теплоту тепловые трубы, соответственно; 6 – зернистая масса.

## 2.7. Рациональное снижение давления газа и пара

Крупной государственной задачей является утилизация потенциальной энергии давления транспортируемого природного газа и пара.

### 2.7.1. Использование детандер-генераторных агрегатов

При существующей в России системе газоснабжения снижение давления транспортируемого природного газа производится в двух ступенях. В первой из них (газораспределительные станции или ГРС) давление газа снижается с 4,0–7,5 до 1,0–1,5 МПа. Во второй (газорегуляторные пункты или ГРП) давление газа снижается до 0,1–0,3 МПа. Применение детандер-генераторных агрегатов (ДГА) вместо обычного дросселирования позволяет получать электроэнергию за счет использования избыточного давления природного газа.

Детандер-генераторный агрегат представляет собой устройство, в котором природный газ используется в качестве рабочего тела (без сжигания газа). В состав ДГА входят детандер, генератор, теплообменное оборудование, система контроля и регулирования параметров работы и пр. В детандере энергия газового потока преобразуется в механическую работу. Давление и температура газа при этом снижаются. Механическая энергия, полученная в детандере, может быть преобразована в электрическую энергию в соединенном с детандером генераторе. При работе таких установок возможно также наряду с электроэнергией получение теплоты и холода.

Детандер-генераторные агрегаты могут использоваться в газовой промышленности на ГРС, а также на компрессорных станциях (КС), на промышленных предприятиях – крупных потребителях газа. К ним относятся предприятия химической, сталелитейной промышленности, работающие на газе электростанции, промышленные и отопительные котельные и др.

В зарубежной научно-технической периодической литературе дается высокая оценка эффективности ДГА, которая определяется прежде всего меньшими удельными капитальными затратами и удельными расходами топлива на выработку электроэнергии, чем на паротурбинных энергоблоках.

Экологические показатели работы ДГА достаточно высоки и превосходят аналогичные показатели других энергогенерирующих установок. Это определяется самой природой установки: даже при подогреве газа перед детандером теплотой, выделившейся при сжигании топлива, процесс расширения газа в детандере может быть организован таким образом, что практически вся подведенная к газу теплота будет преобразована в электроэнергию. Коэффициент использования теплоты топлива при этом будет близок к единице. При использовании для подогрева газа высокопотенциальных вторичных энергетических ресурсов, либо применяя для этой цели теплонасосную установку, можно производить электроэнергию на ДГА вообще без сжигания топлива. Очевидно, что уменьшение выбросов вредных веществ в окружающую среду при использовании ДГА определяется снижением удельного расхода топлива на выработку электроэнергии.

Детандер-генераторные агрегаты могут использоваться как на предприятиях, производящих электроэнергию (тепловые электрические станции), так и на предприятиях, основной продукцией которых электроэнергия не является (ГРС, металлургические заводы, заводы химических удобрений и т. п.). Указанное различие является весьма существенным. Так, во втором случае выработанная ДГА электроэнергия будет

являться для предприятия новым видом продукции, и дополнительное производство электроэнергии на технологию производства основной продукции прямо не повлияет. Техничко-экономические показатели производства основной продукции будут зависеть от эффективности использования ДГА только в части, связанной с энергетическими затратами. На ТЭС, производство электроэнергии для которой является основным видом деятельности, применение ДГА непосредственно сказывается на технико-экономических показателях основного производства.

В качестве критерия для оценки влияния ДГА на тепловую экономичность ТЭС можно принять изменение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии.

От того, насколько правильно определяется изменение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии при технико-экономическом сравнении различных вариантов установок для производства электроэнергии на ТЭС, в значительной степени зависит обоснованность окончательного результата.

В общем виде снижение удельного расхода топлива на ТЭС за счет использования ДГА может быть определено:

$$\Delta b_{\text{Э}} = \frac{1}{Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}} \cdot \left( \frac{Q_{\text{СТО}} - Q_{\text{Т}}}{N_{\text{ЭО}}} - \frac{Q_{\text{СТ1}} + \Delta Q_{\text{ДГА}} - Q_{\text{Т}} + \Delta Q_{\text{ГП}}}{N_{\text{Э1}} + N_{\text{ДГА}}} \right), \quad (2.7.1)$$

где  $Q_{\text{СТО}}, Q_{\text{СТ1}}$  – расход теплоты в котлах до и после включения ДГА, кВт;

$Q_{\text{Т}}$  – внешняя тепловая нагрузка ТЭЦ, кВт;

$\Delta Q_{\text{ДГА}}$  – физическая теплота природного газа, кВт;

$\Delta Q_{\text{ГП}}$  – расход теплоты, подведенной к потоку природного газа за счет сжигания дополнительного топлива, кВт;

$Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}$  – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг;

$N_{\text{ЭО}}, N_{\text{Э1}}$  – электрическая мощность до и после включения ДГА;

$N_{\text{ДГА}}$  – электрическая мощность ДГА.

Покажем возможности оценки потенциала энергосбережения на ряде примеров специфических условий реализации ДГА на крупных ТЭС.

Рассмотрим способ расчета потенциала энергосбережения при установке ДГА на ТЭС с турбинами конденсационного типа (рис. 2.7.1).

При работе конденсационной электростанции в избыточной энергосистеме, когда по тем или иным причинам отсутствует возможность организации перетока электроэнергии в другие системы, необходимым условием при включении ДГА в тепловую схему КЭС является сохра-

нение выработки электроэнергии станцией в целом на том же уровне, каким он был до включения ДГА. Для этого электрическая мощность, вырабатываемая паротурбинными блоками, должна быть снижена на величину электрической мощности, вырабатываемой ДГА.

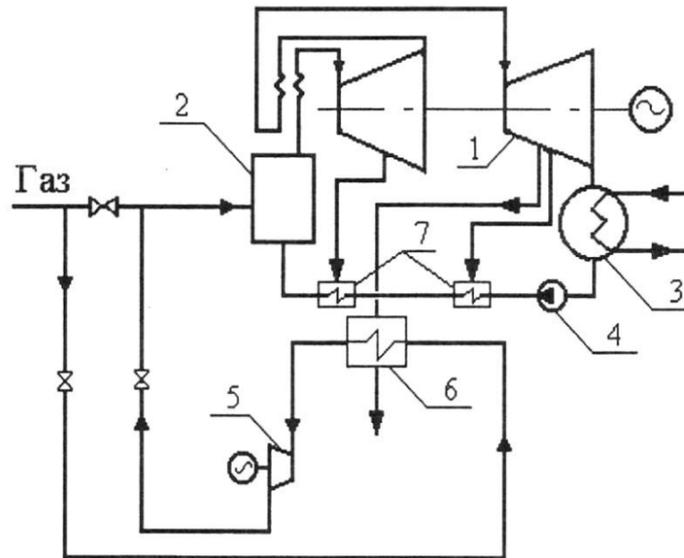


Рис. 2.7.1. Схема включения ДГА в тепловую схему энергоблока:  
 1 – турбина; 2 – котел; 3 – конденсатор; 4 – насос; 5 – детандер;  
 6 – теплообменник подогрева газа; 7 – регенеративные подогреватели

При работе на электростанциях, входящих в энергосистемы, работающие с дефицитом электрической мощности, ДГА включается в тепловую схему КЭС при номинальном расходе пара на турбины.

Исходя из этого, В.С. Агабабов получил зависимость для определения изменения удельного расхода топлива при включении ДГА в тепловую схему электростанции с турбинами конденсационного типа при постоянном расходе пара на турбины:

$$\Delta b_D = \frac{b_0 \cdot \Delta N_{\text{КЭС}}}{N + \Delta N_{\text{КЭС}}} - \frac{1}{(N + \Delta N_{\text{КЭС}}) \cdot Q_{\text{P}}^{\text{H}}} \cdot \left\{ D_{\text{СП}} \cdot \left[ \frac{(h_{\text{СП}} - h_{\text{ПВ1}})}{\eta_{\text{КА1}} \cdot \eta_{\text{ТР1}}} - \frac{(h_{\text{СП}} - h_{\text{ПВ0}})}{\eta_{\text{КА0}} \cdot \eta_{\text{ТР0}}} \right] + \left[ \frac{D_{\text{ПП1}} \cdot (h_{\text{ГПП1}} - h_{\text{ХПП1}})}{\eta_{\text{КА1}} \cdot \eta_{\text{ТР1}}} - \frac{D_{\text{ПП0}} \cdot (h_{\text{ГПП0}} - h_{\text{ХПП0}})}{\eta_{\text{КА0}} \cdot \eta_{\text{ТР0}}} \right] + G_{\text{Г}} \cdot (h_{\text{Г1}} - h_{\text{ГТД2}}) \right\}, \quad (2.7.2)$$

где  $\Delta N_{\text{КЭС}}$  – изменение мощности ТЭС после включения ДГА;

$D_{СП}, D_{ПП}$  – расход пара в голову турбины и на промежуточный перегрев, кг/с;

$h_{СП}, h_{ПВ0}, h_{ПВ1}, h_{ТП0}, h_{ТП1}, h_{ХПП0}, h_{ХПП1}$  – энтальпия пара на входе в турбину, питательной воды, пара в «горячей» и «холодной» нитках промежуточного перегрева до и после включения ДГА, кДж/кг;

$h_{Г1}, h_{ГТД2}$  – энтальпия природного газа на входе в теплообменник подогрева газа и на выходе из детандера, кДж/кг;

$\eta_{КА0}, \eta_{КА1}, \eta_{ТР0}, \eta_{ТР1}$  – КПД котла и транспорта тепла до и после включения ДГА.

Проанализируем формулу (2.7.2). Первое слагаемое в ней представляет собой изменение удельного расхода топлива на производство электроэнергии, связанное с изменением вырабатываемой электростанцией мощности после включения ДГА в тепловую схему ТЭС. Абсолютная величина первого слагаемого зависит в первую очередь от величины удельного расхода топлива на выработку электроэнергии до включения ДГА. Очевидно, чем больше был изначальный удельный расход топлива на выработку электроэнергии на электростанции, тем больше будет снижение удельного расхода после включения ДГА.

Первое и второе слагаемые в фигурных скобках формулы (2.7.2) определяют изменение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии, вызванное изменением энтальпии питательной воды на входе в котел и изменением расхода теплоты на промежуточный перегрев пара после включения в тепловую схему ТЭС детандер-генераторного агрегата. Третье слагаемое в фигурных скобках формулы (2.7.2) определяется разностью энтальпий газа на входе в теплообменник (или на входе на электростанцию) и газа на выходе из детандера.

Расчеты по (2.7.2) для ТЭС, оборудованной энергоблоками К–300–240, показывают, что при мощности ДГА  $N_{ДГА} = 27,8$  МВт, потеря мощности паротурбинной установкой составит  $\Delta N_{ПТ} = 8$  МВт, хотя общая мощность ТЭС возрастает  $N_{КЭС} = 20,7$  МВт. Изменение составит 3,1 г у.т./кВт·ч.

В рассмотренных условиях основное влияние на изменение удельного расхода топлива оказывают изменение выработки электроэнергии – около 87 % и изменение температуры газа – около 13 %. Влияние изменения параметров пара и воды из-за включения ДГА при выбранных условиях расчета пренебрежимо мало (менее 1 %).

При подогреве газа перед детандером отборным паром при условии постоянства электрической мощности КЭС (избыточная энергосистема) потенциал энергосбережения может быть определен:

$$\Delta b_{\text{Э}} = \frac{1}{N_{\text{Э}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{P}}} \cdot \left\{ N_{\text{Э0}} \cdot \left[ \frac{1}{\eta_{\text{СТ0}}} - \frac{1}{\eta_{\text{СТ1}}} \right] + \frac{N_{\text{ДГА}} \cdot \beta_{\text{Р}}}{\eta_{\text{СТ1}}} - \frac{N_{\text{ДГА}} \cdot (h_{\text{ОТБ}} - h_{\text{К1}}) \cdot (h_{\text{Г2}} - h_{\text{Г1}}) \cdot \beta_{\text{Р}}}{(h_{\text{Г2}} - h_{\text{ГТД2}}) \cdot (h_{\text{ОТБ}} - h_{\text{КОТБ}}) \cdot \eta_{\text{МГДГА}} \cdot \eta_{\text{ТПДГ}} \cdot \eta_{\text{ТР}} \cdot \eta_{\text{I}} \cdot \eta_{\text{КА1}}} - \frac{N_{\text{ДГА}} \cdot (h_{\text{Г1}} - h_{\text{ГТД2}})}{(h_{\text{Г2}} - h_{\text{ГТД2}}) \cdot \eta_{\text{МГДГА}}} \right\}, \quad (2.7.3)$$

где  $h_{\text{Г2}}$  – энтальпия газа на входе теплообменника подогрева газа, кДж/кг;

$h_{\text{К1}}, h_{\text{КОТБ}}$  – энтальпия пара в конденсаторе и отбираемого на подогрев газа, кДж/кг;

$\beta_{\text{Р}}$  – коэффициент, учитывающий снижение мощности паротурбинной установки из-за отборов пара на регенерацию;

$\eta_{\text{СТ0}}, \eta_{\text{СТ1}}, \eta_{\text{МГДГА}}, \eta_{\text{I}}, \eta_{\text{ТПДГ}}$  – КПД станции до и после включения ДГА, механический КПД генератора, внутренний абсолютный КПД паротурбинной установки и коэффициент, учитывающий потери тепла в теплообменнике подогрева газа.

Для подогрева газа перед детандером на ТЭС могут быть использованы источники высокопотенциальной энергии, получаемой в основном за счет сжигания органического топлива. На станциях понижения давления (ГРС и ГРП), не относящихся к тепловым электрическим станциям, для подогрева газа перед детандером применяются специально для этого предназначенные котлы, в которых также сжигается органическое топливо, как правило, это – часть транспортируемого природного газа.

Таким образом, существующие детандер-генераторные агрегаты хотя и позволяют использовать избыточное давление транспортируемого природного газа для получения электроэнергии, но их работа, так же как и работа паротурбинных установок, приводит к загрязнению окружающего воздушного бассейна из-за сжигания органического топлива.

Избегнуть этого можно, подогревая газ перед детандером с помощью теплонасосной установки (ТНУ), использующей часть энергии, вырабатываемой электрогенератором ДГА, для обеспечения своей работы. При таком техническом решении для обеспечения нормальной работы ДГА используется лишь потенциальная энергия давления транспортируемого природного газа и низкопотенциальная энергия. В качестве источника низкопотенциальной энергии при этом могут быть использованы вторичные энергетические ресурсы и теплота окружающей среды.



или на 10,8 %) при давлении газа на входе в детандер 8 бар увеличивает долю отдаваемой в сеть энергии с 59,6 до 71,3 %, т. е. на 17,8 %, а при давлении 12 бар с 66,9 до 76,6 %, т. е. на 13,5 %. В то же время при температуре газа перед теплообменником, равной  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ , при изменении температуры низкопотенциального источника с 278 до 308 К (также на 30 К или на 10,8 %) доля отдаваемой в сеть энергии увеличивается при давлении 8 бар с 59,6 до 68,3 %, т. е. на 13,5 %, и при давлении 12 бар с 66,9 до 74,1 % (на 10,2%).

Максимальное изменение доли отдаваемой в сеть мощности в рассматриваемом диапазоне значений температур газа и низкопотенциального источника составляет от 26% при давлении 8 бар до 20 % при давлении 12 бар.

Существуют схемы, когда газ подогревается не теплом отборов, а другими низкопотенциальными источниками. Множество схем, когда одновременно с получением электроэнергии можно получить холод при использовании ДГА (рис. 2.7.3).

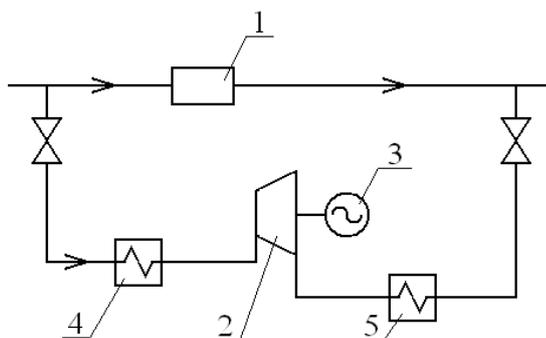


Рис. 2.7.3. Схема получения электроэнергии и холода с использованием ДГА

1 – ГРС; 2 – турбодетандер; 3 – электрогенератор; 4 – подогреватель газа;  
5 – потребитель холода

Эта схема возможна, если газ после турбодетандера имеет низкие значения температуры. Если требуется глубокое охлаждение, то схему можно усложнить.

Очень часто турбодетандер применяют не только для выработки электроэнергии, но и для приводов механизмов, например, компрессоров, насосов и др. (рис. 2.7.4).

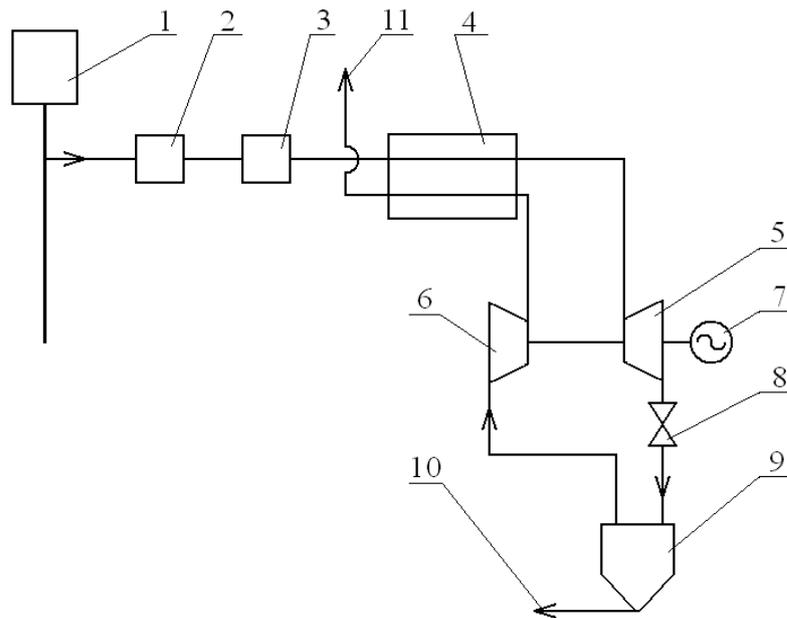


Рис. 2.7.4. Схема использования ДГА для привода компрессора  
 1 – ГРП; 2 – установка для осушения; 3 – очистная установка; 4 – теплообменник; 5 – турбодетандер; 6 – дожимной компрессор; 7 – электрогенератор;  
 8 – дроссельный вентиль; 9 – отделитель жидкости;  
 10 – отвод сжиженного газа; 11 – отвод газа потребителю

### 2.7.2. Использование повышенного давления пара

На предприятиях во многих случаях давление подводимого к технологическим установкам пара выше давления, требуемого по технологии. Наиболее энергозатратным способом снижения давления является дросселирование с помощью задвижки, вентиля исходного давления пара до требуемого по технологии. При этом в технологическую установку, рассчитанную на конденсацию насыщенного пара, поступает перегретый пар. Последнее приводит к тому, что существующая теплопередающая поверхность не обеспечивает требуемую тепловую мощность технологической установки. Стремление устранить этот недостаток увеличением расхода пара приводит к значительным перерасходам пара в том числе и за счет появления в конденсате пролетного несконденсировавшегося пара.

Сказанное выше представляет собой одну из типовых ситуаций. Возможны варианты: рациональное использование повышенного давления пара, рациональное использование повышенного давления природного газа, использование тепла пролетного пара и конденсата, утилизация горючих вторичных энергоресурсов, утилизация низкотемпературных жидких вторичных энергоресурсов, утилизация газообразных вто-

ричных энергоресурсов, энергоэкономичные способы эксплуатации систем отопления, энергосбережение в конвективных сушильных установках, энергосбережение в нагревательных топливных печах, энергосбережение в насосных установках и т. п.

Покажем на примере одну из простейших форм представления материалов по энергосбережению при ситуационной классификации (рис. 2.7.5).

В теплотехнике существует множество способов эффективного использования энергии дросселируемого пара и обеспечения оптимального «беспролетного» режима конденсации пара, начиная от установки конденсатоотводчиков и регулируемых впрысков до преобразования завышенной потенциальной энергии пара в механическую работу и электрическую энергию.

Одним из возможных практических вариантов использования потенциальной энергии пара с одновременным снижением его давления и температуры является применение паросиловых установок типа ПРОМ.

Паросиловой энергоагрегат, включающий паровую роторную объемную машину ПРОМ с противодавлением и синхронный электрогенератор предназначен для производства электроэнергии на паре давлением до 2,4 МПа и температурой до 250 °С.

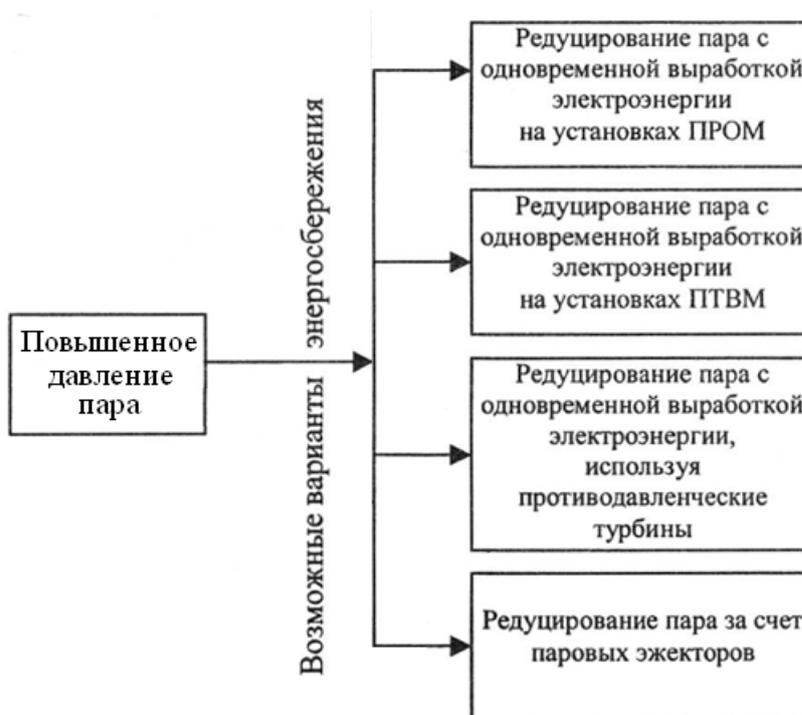


Рис. 2.7.5. Возможные варианты энергосберегающих мероприятий

Энергогенераторы на основе паровых роторных объемных машин (ПРОМ) могут эксплуатироваться как в режиме постоянного использования для рационального снижения избыточного давления с выработкой электрической энергии, так и для компенсации изменений производства потребления в системе пароснабжения предприятия.

Паровые роторные объемные машины могут быть использованы в качестве регулируемого механического привода рабочих машин (насосов, вентиляторов, дымососов, компрессоров и пр.).

В состав энергоагрегата входят: паровая роторная объемная машина; электрогенератор; опорная рама; соединительная муфта; маслосистема с масляно – водяным радиатором; силовой щит; блок системы автоматического управления и защиты; выносной пульт управления.

Время готовности паросиловой установки к приему номинальной нагрузки составляет: из холодного состояния – 10 мин; из горячего состояния – 1 мин.

Малые габариты установок делают несущественными вопросы их размещения. Влажный пар на выхлопе ( $T = 100$  °С) может быть утилизирован в баках сбора пароконденсатной смеси открытого типа.

Параметры пара на входе и на выхлопе паровой машины выбираются в зависимости от технологических условий.

Анализ показывает, что наличие до 50–60 т/ч избыточного количества пара  $P=1,0–1,3$  МПа, позволяет получать от 3,3 до 7 млн. кВт·ч/год.

При стоимости установленной мощности порядка 300 \$/кВт и действующих тарифах на электрическую энергию примерно 0,04 \$/кВтч (для примера приведен укрупненный показатель, учитывающий плату за электрическую энергию и установленную мощность), простой срок окупаемости паросиловых энергоагрегатов на базе ПРОМ без учета стоимости используемого пара составит около 10000 ч, что соответствует 1/20 части заявленного ресурса установок (200000 ч).

Широкий номенклатурный ряд объемных роторных машин по показателю удельного расхода пара 20–60 кг/кВт·ч, при равных удельных финансовых затратах на установленную мощность, позволяет оптимизировать решение в зависимости от основного функционального назначения агрегата. При стационарной эксплуатации эффективнее установки с меньшими удельными расходами пара. Если энергоагрегат используется в качестве компенсатора изменений паровой нагрузки, то целесообразнее применение установок с максимальным удельным расходом пара.

Функционирование ТЭЦ в режиме постоянной паропроизводительности, в теплый период года, в связи с отключением отопительной нагрузки, приводит к увеличению избытков пара.

Паровой привод на базе роторных объемных машин, производимых корпорацией РОЭЛ, обеспечивает возможность плавной регулировки частоты оборотов в диапазоне от 0 до 1500 об/мин. Последнее обстоятельство особенно важно для эффективного управления теплосъемом в зависимости от погодных условий.

### **2.7.3. Производство холода за счет дросселирования давления природного газа**

Природный газ поступает по магистральным трубопроводам высокого давления на газораспределительные станции (ГРС), где его давление редуцируется до средних параметров; газ среднего давления в дальнейшем поступает на установки потребителей и его давление понижается до низкого. Таким образом, потенциал давления газа, который обеспечивается на газокompрессорных станциях, теряется бесполезно.

Рассмотрим более подробно процесс дросселирования газа. Известно, что при расширении давления температура газа значительно снижается. Этот процесс используется в воздушных холодильных установках. Но там воздух циркулирует компрессор-расширитель. В системах снабжения газ на газорегулирующих устройствах теряет давление и при этом соответственно понижается температура и достигает величины:

$$T_{\text{к}} = T_{\text{н}} \cdot \left( \frac{P_{\text{к}}}{P_{\text{н}}} \right), \quad (2.7.4)$$

где  $T_{\text{н}}, T_{\text{к}}$  – начальная и конечная температуры;

$P_{\text{н}}, P_{\text{к}}$  – начальное и конечное давление газа.

При дросселировании потока сжатого газа на регулирующих устройствах его энергия не используется, а только вызывает износ этих устройств. Подача охлажденного газа на сжигание снижает экологичность и вызывает необходимость предварительного подогрева газа или смешение его с подогретым воздухом, то есть теряется не только потенциальная энергия давления, но и тепловая энергия потока.

В то же время многие промышленные предприятия нуждаются в холоде. Это, например, предприятия переработки сельскохозяйственного сырья, пищевые предприятия и т. д. Для производства холода они используют специальные холодильные установки, где себестоимость холода очень велика.

Если на предприятии есть газорегуляторный пункт (ГРП), проблеме получения холода или части его можно решить за счет снижения температуры газа при его дросселировании.

На рис. 2.7.6 представлена схема получения холода.

Природный газ давлением примерно 1 МПа по трубопроводу 1 поступает на ГРП 2, где на регулирующих клапанах 3, 5 дросселируется до давления 0,1 МПа, при этом его температура снижается. Охладившийся газ проходит через теплообменник 4, охлаждая воздух, который подается вентилятором 6.

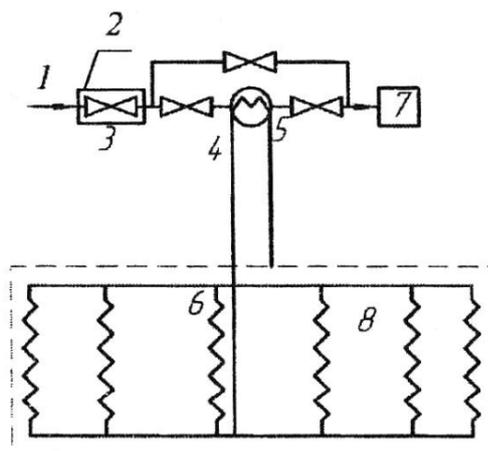


Рис. 2.7.6. Схема получения холода при дросселировании природного газа:

1 – трубопровод; 2 – ГРП; 3, 5 – регулирующие клапаны; 4 – теплообменник; 6 – вентилятор; 7 – горелки; 8 – потребитель

После теплообменника подогретый газ направляется на горелки 7, сжигание его в топке котла повышает экономичность технологического процесса. Охладившийся газ по воздухопроводам подается к потребителю.

Количество полученного холода зависит от количества газа и температурных уровней:

$$Q_0 = G_{\Gamma} \cdot C_{\Gamma} \cdot (t_{\text{вых}} - t_{\text{вх}}). \quad (2.7.5)$$

В качестве хладоносителя могут использоваться различные вещества: воздух, рассолы.

Анализ возможности получения холода по такой схеме на предприятиях Томска показал, что она эффективна в том случае, если природный газ потребляется круглый год. Это, например, ОАО «ТомМас», «Томское пиво», «Томское мясо».

Возможность использования таких схем зависит также от требуемой глубины охлаждения. Необходимо учитывать и то, что газ как теплоноситель малотеплоемок и для повышения эффективности теплопередачи требуется разработка особых конструкций теплообменных аппаратов.

Но все-таки нельзя отрицать, что представленная схема позволяет рационально использовать энергию сжатого потока газа перед подачей его в топку котлов и другого энергетического оборудования, получая при этом холод без применения специальных холодильных машин. Это позволяет экономить электрическую энергию.

#### **2.7.4. Турбогенераторы для производственных и производственно-отопительных котельных**

В существующих котельных с паровыми котлами, да и на ТЭЦ, на протяжении десятилетий устанавливались для снижения давления пара редуционные охлаждающие установки (РОУ) или редуционные установки (РУ). В них бесполезно сбрасывается давление пара, в связи со сложившимися нормативными параметрами паровых котлов и существующими условиями и режимами работы производственного и вспомогательного оборудования. В настоящих экономических условиях существенный эффект можно получить при замещении РОУ и РУ на противогазительные турбины.

Физическая сущность применения противогазительной турбины состоит в том, что вместо снижения давления при пропуске пара через многочисленные отверстия – сопла РОУ, и впрыска в нее воды, за счет испарения которой снижается температура пара до необходимых потребителю параметров, процесс срабатывания потенциала пара турбиной до требуемого значения происходит при протекании пара через ее проточную часть.

Эффективность замены процесса снижения параметров пара в РОУ срабатыванием адекватного потенциала в противогазительной турбине (типа Р или ПР), являющейся по существу «вращающейся РОУ», заключается в том, что турбина позволяет не терять (что происходит в РОУ), а полезно использовать срабатываемый на рабочих лопатках потенциал парового потока для получения электроэнергии. Расход пара, а следовательно, и удельные затраты топлива при использовании турбины несколько выше по сравнению с РОУ. В РОУ нужно подать меньшее количество пара, во-первых, на объем впрыскиваемой в нее питательной воды (15–20 %), во-вторых, на величину проточек пара через концевые уплотнения турбины (0,5–1,5 % расхода пара через проточную часть) и, в-третьих, на величину механических и электрических потерь в турбине и электрогенераторе. Однако при этом удельные дополнительные затраты топлива на выработку электроэнергии во «вращающейся РОУ» значительно ниже по сравнению с ТЭЦ, не говоря уже о производстве электроэнергии на КЭС даже с самым современным оборудованием. Но

при очевидной энергетической эффективности замена обычной РОУ на «вращающиеся» – реализация этого мероприятия связана с дополнительными капитальными затратами.

Реализация рассматриваемого энергосберегающего мероприятия не вызывает существенных технических сложностей. Принципиальная схема включения на ТЭЦ или в котельной обычной РОУ и «вращающейся РОУ» приведена на рис. 2.7.7. В схеме с установкой противоаварийной турбины обычная РОУ сохраняется как резервная на период плановых или аварийных остановов турбины.

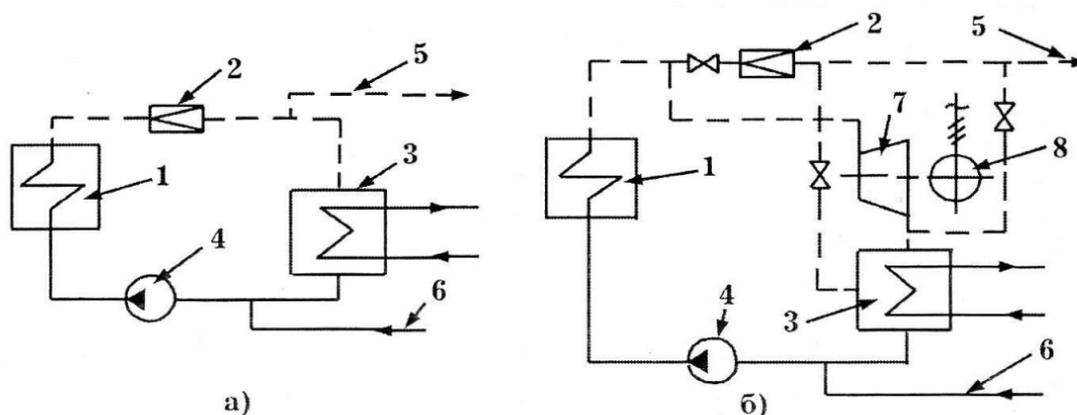


Рис. 2.7.7. Принципиальная схема включения на ТЭС или в котельной обычной РОУ (а) и противоаварийной турбины (б)  
 1 – котел; 2 – РОУ; 3 – сетевой подогреватель; 4 – питательный насос; 5 – пар на технологию; 6 – подпитка с химводоочистки; 7 – противоаварийная турбина; 8 – электрогенератор (деаэрактор, подогреватели, конденсационный насос и другие элементы схемы в целях упрощения не показаны)

Нет проблем и с подбором турбинного оборудования. Турбины типов Р и ПР на давление 2,1–14 МПа выпускаются АО «Калужский турбинный завод». В последние годы это предприятие предлагает достаточно широкую (0,5; 0,6; 0,75; 1,7; 3,5 МВт) номенклатуру турбогенераторов типа «Кубань» блочного исполнения, в состав которой входят противоаварийная турбина, электрогенератор и редуктор на общей раме-маслобаке полной заводской готовности, а также турбогенератора ТГ–0,610,4–К с конденсатором-бойлером (температура воды – 40–90°C) на давление 0,8–1,3 МПа. Турбогенераторы «Кубань» успешно эксплуатируются на многих объектах России и в странах СНГ.

В Свердловской области установка противоаварийной турбины типа ОР–1,5–3 (выпуск 1955 г.) выполнена в паровой котельной с котлами ДЕ–25–14 Сухоложского асбоцементного завода. Аналогичные

работы проведены на ряде предприятий Москвы и др. городов России. Их опыт свидетельствует, что замена процесса дросселирования пара РОУ до необходимых потребителю параметров срабатыванием этого потенциала противоаварийной турбине эффективна, так как позволила при небольшом повышении расхода топлива (около 10 %) получать значительное количество электроэнергии на ТЭС и котельных. Особенно эффективна она для промышленных котельных, превращающихся в мини-ТЭЦ, т. е. в универсальный источник энергии (электроэнергия, пар, горячая вода) со значительным улучшением экономических показателей и повышением надежности электроснабжения предприятия. Срок окупаемости при внедрении вместо традиционной «вращающейся РОУ» составляют 0,7–2,5 года.

### 2.7.5. Применение мини-ТЭЦ

Мини-теплоэлектростанции представляют из себя компактный модуль, предназначенный для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, что позволяет обеспечить полную автономность энергоснабжения при наличии подвода природного газа (табл. 2.7.1).

Таблица 2.7.1

#### Минитеплоэлектростанции

Наименование	Мощность (электр./тепл.), кВт	Расход газа, м <sup>3</sup> /час	Цена CIF, г. Екатеринбург, USD
TEDOM MT-22	22/43	8,6	18000
TEDOM MT-140	140/200	42,5	137000
TEDOM CAT-190	190/268	59,6	207000
TEDOM CAT-260	260/364	82,7	247000
TEDOM CAT-390	390/515	120	373200
TEDOM CAT-500	500/700	154,7	489000
TEDOM CAT-750	750/1045	232,1	650000
TEDOM CAT-1020	1020/1392	309,3	822200

В данных установках импортного производства привод электрогенератора осуществляется двигателем внутреннего сгорания, работающим на природном газе.

Гарантийный срок эксплуатации – 40000 часов. Цены на эти установки в три раза выше, чем контейнерные котельные импортного производства, и почти в четыре раза выше цен контейнерных установок отечественного производства. Поэтому срок окупаемости здесь полностью зависит от цен (тарифов) на тепло- и электроэнергию, поставляе-

мую от внешних источников. Учитывая, что КПД этих установок достигает 80–85%, цена вырабатываемой энергии минимальна и обычно не превышает 90–100 руб./Гкал. Поэтому в случае высоких тарифов энергии (300–400 руб./Гкал) окупаемость таких установок менее 3–4 лет.

Анализ работы переоснащенной отопительной котельной (рис. 2.7.8) показывает, что в осенне-зимний отопительный период коэффициент полезного использования топлива находится в пределах 81–86 %, а в неотапливаемый период – на уровне 60 %. Это очень высокие показатели эффективности использования топлива, так как в мировой практике бинарные парогазовые установки с коэффициентом использования топлива, равном 60 %, пока находятся только в стадии опытного производства.

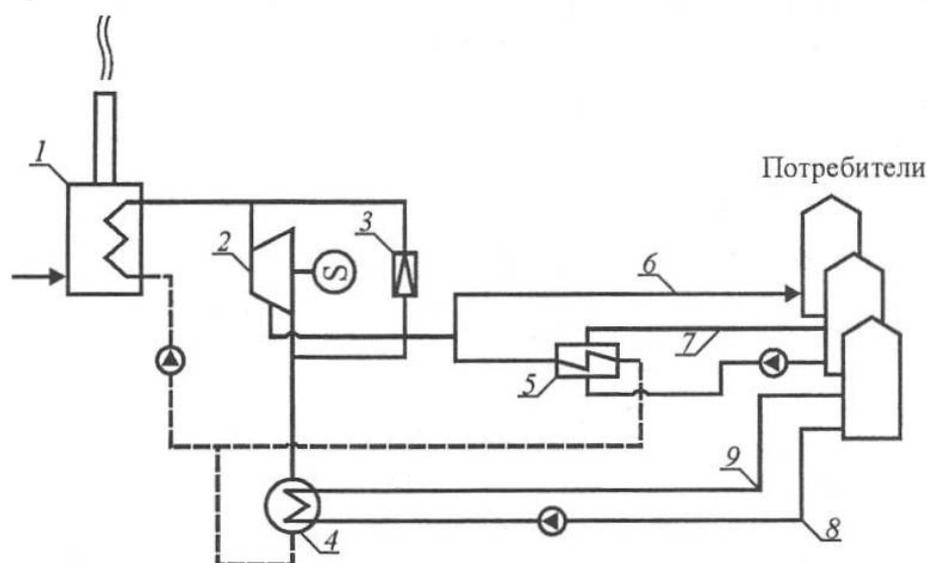


Рис. 2.7.8. Принципиальная схема оснащения паровых отопительно-производственных котельных электрогенерирующими установками:

1 – паровой котел; 2 – паровая турбина; 3 – редукционная охлаждающая установка; 4 – конденсатор; 5 – сетевой теплообменник; 6 – пар на технологические нужды; 7 – сетевая вода; 8 – техническая вода; 9 – подогретая техническая вода.

Реконструкция муниципальных и промышленных котельных в ГТУ ТЭЦ решает 4 основные задачи энергосбережения:

- котельные, дающие населению до 62 % тепловой энергии, превращаются из потребителей электроэнергии в поставщиков дешевой электроэнергии, как в пиковом, так и в базовом режимах;
- существенно снижаются удельные расходы топлива, как на производство электроэнергии, так и на производство тепла;
- снижается себестоимость тепловой энергии, что очень важно, так как дотации можно превратить в инвестиции;

- уменьшаются потери в сетях, так как в многотысячных отдаленных микрорайонах РФ появляются местные источники электроэнергии.

Кроме энергосбережения, при использовании газотурбинных технологий улучшается экология, так как существенно снижаются выбросы в атмосферу загрязняющих веществ NO, CO и CO<sub>2</sub> за счет того, что сэкономленное топливо не сжигается в топках существующих котлов.

### Контрольные вопросы

1. На чём основана отдельная выработка тепла и электроэнергии?
2. Изобразите в  $hs$  – диаграмме идеальный и действительный цикл паросиловой установки.
3. Чем характеризуется степень совершенства действительного процесса в сравнении с идеальным?
4. Поясните понятие располагаемого теплоперепада.
5. Каким образом осуществляется комбинированная выработка электрической и тепловой энергии?
6. Что собой представляет коэффициент использования тепла топлива?
7. Что является основной задачей при разработке конструкций хвостовых поверхностей нагрева котла?
8. Назовите и охарактеризуйте основные типы экономайзеров.
9. Что понимают под сгонной линией?
10. Укажите различия между питательным и теплофикационным экономайзером.
11. Перечислите основные виды воздухоподогревателей и охарактеризуйте каждый из них.
12. Как количество конденсата влияет на удельный расход топлива?
13. Что необходимо обеспечить для составления пароконденсатного баланса?
14. В чем заключается экономическая эффективность использования теплоты парового конденсата?
15. Назовите основные отличительные особенности углеаэрозольного топлива.
16. Как газовая турбина влияет на работу паротурбинной станции?
17. Перечислите и охарактеризуйте основные аккумуляторы тепла.
18. Что используется в качестве критерия для оценки влияния ДГА на тепловую экономичность ТЭС?
19. От чего зависит изменение мощности ТЭС после включения ДГА?

20. Как осуществляется процесс подогрева газа перед детандером?
21. Каким образом может обеспечиваться требуемая тепловая мощность технологической установки?
22. Охарактеризуйте паросиловые установки типа ПРОМ?
23. Что происходит при дросселировании потока сжатого газа на регулирующих устройствах?

### 3. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПОТРЕБЛЕНИИ ЭНЕРГИИ

#### 3.1. Энергосбережение на предприятии

Потенциальные возможности энергосбережения на предприятиях сходны, несмотря на различия в конструкциях промышленных установок и способах их эксплуатации. Комплекс работ по энергосбережению разделяют на следующие темы:

1. Регулярные энергетические обследования предприятий (энергоаудит).
2. Организация учета потребления энергоресурсов.
3. Стратегия эксплуатации и технического обслуживания (оптимизационные работы).
4. Стратегия модернизации оборудования и технологических процессов (малозатратные работы).
5. Стратегия замены существующего оборудования на новое, менее энергоемкое, и внедрение новых технологий.

Последовательность, в которой расположены эти виды работ, соответствует существующим законодательным требованиям и определяется возрастанием требуемых объемов инвестиций и сроков реализации этих мероприятий.

Прежде всего, необходимо оценить потенциал энергосбережения. С этой целью проводится энергетическое обследование предприятия, в соответствии с требованиями федерального закона «Об энергосбережении». На основании этого обследования и определяются стратегические направления экономии энергии.

Опыт показал, что правильная организация учета энергопотребления позволяет экономить 5–10 % энергоресурсов без дополнительных мероприятий. В основном только за счет организации автоматизированной системы контроля и учета расхода энергии (мощности) АСКУЭ. При составлении программы реализации мероприятий по энергосбережению следует учитывать следующее. Во-первых, целесообразно реализовать организационно-технические мероприятия. Это в основном повышение уровня технического обслуживания и оборудования. На втором этапе целесообразна проработка финансового обеспечения программы (средства предприятия, банковский кредит, кредит под будущую экономию энергоресурсов, возможное финансирование за счет отечественных и международных программ (грантов) и т. д.). На этом же этапе следует организовать контроль результативности выполнения программы. Например, за исходное состояние принимается текущее энергопотребление предприятия до начала выполнения программы

энергосбережения. Затем, исходя из анализа существующих возможностей, устанавливаются контрольные цифры по сокращению энергопотребления на конец каждого из этапов выполнения программы энергосбережения. Важным аспектом реализации программы является проблема мотивации персонала предприятий на ее выполнение. Информация о программе энергосбережения должна быть в доступной форме доведена до всех участвующих в ней исполнителей. Все исполнители программы должны знать, что получают реальное вознаграждение при реализации её этапов.

При разработке мероприятий по энергосбережению на предприятии необходимо помнить, что имеются следующие направления экономики:

1. Экономия ТЭР путем совершенствования энергоснабжения.
2. Экономия ТЭР путем совершенствования энергоиспользования.

### **Экономия ТЭР путем совершенствования энергоснабжения**

Основными из мероприятий являются:

1. Правильный выбор энергоносителей. Для каждого процесса необходим такой энергоноситель, который обеспечивает наибольший энергетический и экономический эффект. Например, для печей и нагревательных установок должны сравниваться прямое использование топлива и электронагрев; для кузнечно-прессового оборудования – электроэнергия, сжатый воздух и пар (если он имеется на предприятии). Вид энергоносителя выбирают, сопоставляя варианты и комплексно анализируя следующие факторы:

- требования со стороны технологии (изменение качества выпускаемой продукции, расход сырья и пр.);
- экономические различия в конструкции и условиях эксплуатации оборудования;
- затраты на сравниваемые энергоносители;
- наличие необходимого оборудования;
- необходимый период времени для осуществления замены оборудования;
- экономический эффект от использования ВЭР, затраты на экологические мероприятия.

Затраты по рассматриваемым вариантам определяются по выражению:

$$Z = E \cdot K_{\Pi} + I_{\Pi} + \Theta_{\text{уд}} \cdot \Pi \cdot Z_{\text{уд.з}} - \sum \Delta Z_i, \quad (3.1.1)$$

где  $E$  – срок окупаемости;

$K_{\Pi}$  – капитальные затраты на данную технологическую установку без учета затрат на установки ВЭР;

$I_{\Pi}$  – эксплуатационные издержки без энергетической составляющей;

$\mathcal{E}_{\text{уд}}$  – удельный расход энергоресурсов;

$\Pi$  – годовой выпуск продукции;

$Z_{\text{уд.з}}$  – приведенные удельные затраты (тарифы) на энергоносители;

$\Sigma \Delta Z_i$  – эффект от использования ВЭР.

Для предприятий допускается оценка сравниваемых вариантов по действующим тарифам на энергию, если затраты на мероприятия покрываются из фонда предприятия.

2. Уменьшение числа преобразований энергии. Так как каждое преобразование энергии связано с потерями, то чем меньше последовательных преобразований претерпевает энергия, тем выше общий КПД. Экономически, например, целесообразна замена сжатого воздуха электроэнергией всюду, где это возможно по технологическим условиям.

3. Разработка рациональных схем энергоснабжения. Схема энергоснабжения завода – сложный комплекс, в котором взаимозависимы и часто взаимозаменяемы отдельные энергоносители. Разработка комплексной схемы энергоснабжения, увязанной с технологией и учитывающей технологически необходимые параметры всех энергоносителей, вскроет резервы экономии и покажет очередность их реализации.

4. Автоматизация энергоснабжающих установок. Сюда относятся такие мероприятия, как автоматизация отопительных агрегатов, бойлерных установок, подстанций и внедрение телеуправления и автоматического регулирования параметров энергии различных двигателей и агрегатов.

5. Повышение качества энергоресурсов. Любое изменение параметров энергоресурсов (давления, температуры, влажности, сернистости, зольности, качества электроэнергии и т. п.) приводит к ухудшению качества продукции и перерасходу энергоресурсов.

### **Экономия ТЭР путем совершенствования энергоиспользования**

Данные мероприятия разрабатываются технологами совместно с энергетиками. Основными из них являются:

1. Организационно-технические мероприятия.
2. Внедрение технологических процессов, оборудования, машин и механизмов с улучшенными энерготехнологическими характеристиками.

3. Совершенствование действующих технологических процессов, модернизация и реконструкция оборудования.
4. Повышение степени использования ВЭР.
5. Утилизация низкопотенциального тепла.

**Пример 3.1.1.** Промышленное предприятие в течение года потребляет:

природного газа  $G_{\Gamma} = 20 \cdot 10^6 \text{ м}^3$  ( $Q_{\text{н}\Gamma}^{\text{р}} = 7950 \text{ ккал/м}^3$ ),

мазута  $M = 1,2 \cdot 10^6 \text{ т}$  ( $Q_{\text{нМ}}^{\text{р}} = 10000 \text{ ккал/кг}$ ),

угля  $Y = 90 \cdot 10^6 \text{ т}$  ( $Q_{\text{нУ}}^{\text{р}} = 4500 \text{ ккал/кг}$ ).

Определите потребности предприятия в первичном топливе.

**Решение:**

Для определения расхода энергии в первичном условном топливе следует перевести расходы топлива из натуральных единиц в условное топливо.

$$B_{\Sigma} = G_{\Gamma} \cdot \frac{Q_{\text{н}\Gamma}^{\text{р}}}{7000} + M \cdot \frac{Q_{\text{нМ}}^{\text{р}}}{7000} + Y \cdot \frac{Q_{\text{нУ}}^{\text{р}}}{7000} = \frac{20 \cdot 10^6 \cdot 7950}{7000} + \frac{1,2 \cdot 10^6 \cdot 10000}{7000} + \frac{90 \cdot 10^6 \cdot 4500}{7000} = 22,7 \cdot 10^6 + 1,71 \cdot 10^6 + 57,85 \cdot 10^6 = 82,3 \cdot 10^6 \text{ кг у.т.}$$

Коэффициенты пересчета потребленного котельно-печного топлива в первичное составляют для 1 т органического топлива: мазута – 1,107; газа – 1,167; энергетического угля – 1,065 т у.т.

Используя коэффициенты пересчета условного топлива в первичное условное топливо, получим:

$$B_{\Sigma}^{\text{ПТ}} = 22,7 \cdot 10^6 \cdot 1,167 + 1,71 \cdot 10^6 \cdot 1,107 + 57,85 \cdot 10^6 \cdot 1,065 = 26,5 \cdot 10^6 + 1,9 \cdot 10^6 + 61,6 \cdot 10^6 = 90 \cdot 10^6 \text{ кг у.т.}$$

**Пример 3.1.2.** Предприятие на технологию и выработку тепловой и электрической энергии на собственной ТЭЦ использует мазут с  $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 12100 \text{ ккал/кг}$ . Дополнительное потребление электроэнергии предприятием составляет  $\mathcal{E}_{\text{эс}} = 80 \text{ млн кВт}\cdot\text{ч/год}$ .

Потребление мазута на технологию составляет  $M = 400 \text{ т/год}$ . ТЭЦ вырабатывает  $Q = 50 \cdot 10^3 \text{ Гкал/год}$  тепловой энергии с удельным расходом условного топлива  $b_{\text{тТ}} = 160 \text{ кг у.т./Гкал}$  и  $\mathcal{E} = 20 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}$  с удельным расходом условного топлива  $b_{\text{э}} = 320 \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч}$ . Определите годовое потребление предприятием энергии в условном топливе.

### Решение:

Годовое потребление энергии:

$$B_{\Sigma} = B_T + B_{TЭ} + B_{ЭЭ} + B_{ЭС},$$

где  $B_T$  – расход условного топлива на технологию, т у.т./год;

$B_{TЭ}$  – расход условного топлива на производство тепловой энергии, т у.т./год;

$B_{ЭЭ}$  – расход условного топлива на производство электрической энергии, т у.т./год;

$B_{ЭС}$  – потребление электроэнергии из энергосистемы, т у.т./год.

Годовое потребление мазута в условном топливе на технологию:

$$B_T = M \cdot \frac{Q_H^P}{7000} = 400 \cdot \frac{12100}{7000} = 691,4, \text{ т у.т./год.}$$

Годовое потребление энергии в условном топливе на выработку тепловой энергии:

$$B_{TЭ} = Q \cdot b_{ТТ} = 50 \cdot 10^3 \cdot 160 = 8 \cdot 10^6, \text{ кг у.т./год.}$$

Годовое потребление энергии в условном топливе на выработку электроэнергии на собственной ТЭЦ:

$$B_{Э} = Э \cdot b_{Э} = 20 \cdot 10^6 \cdot 0,32 = 6,4 \cdot 10^6, \text{ кг у.т./год.}$$

Годовое потребление энергии в условном топливе из энергосистемы при теоретическом эквиваленте в условном топливе 1 кВт·ч  $b_{ЭТ}$ .

$$B_{ЭС} = Э_{ЭС} \cdot b_{ЭТ} = 80 \cdot 10^6 \cdot 0,123 = 9,84 \cdot 10^6, \text{ кг у.т./год.}$$

$$B_T = 691,4 + 8 \cdot 10^3 + 6,4 \cdot 10^3 + 9,84 \cdot 10^3 = 24931,4, \text{ т у.т./год.}$$

### Примечания:

1. При пересчете расходов тепловой и электрической энергии в условное топливо можно было воспользоваться диаграммой (приложение 1). Для пересчета потребленного на технологию мазута следует использовать новый коэффициент, поскольку на диаграмме мазут имеет  $Q_H^P = 9500$  ккал/кг.

2. Перевод в условное топливо используемую электроэнергию следует осуществлять отдельно, поскольку удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч, на ТЭЦ  $b_{Э} = 320$  г у.т./кВт·ч, а теоретический эквивалент  $b_{ЭТ} = 123$  г у.т./кВт·ч.

**Пример 3.1.3.** Определите годовые суммарные потери условного топлива без использования тепловой энергии продувочной воды в котельной. Паропроизводительность котельной  $D_K = 48$  т/ч, давление на-

сыщенного пара  $p_{\Pi} = 1,3$  МПа, температура исходной воды, поступающей в котельную  $t_{\text{ИВ}} = 10$  °С, годовое число часов использования паропроизводительности котельной  $\tau = 6500$  ч,  $\eta_{\text{ка}}^{\text{бп}} = 0,73$ . Сухой остаток химически очищенной воды  $S_x = 515$  мг/кг, суммарные потери пара и конденсата в долях паропроизводительности котельной  $\Pi_{\text{к}} = 0,41$ . В качестве сепарационного устройства используются внутрибарабанные циклоны.

### Решение:

Исходя из условия задачи (по приложению 3) определяем расчетный сухой остаток котловой воды  $S_{\text{кв}} = 4000$  мг/кг, затем определяем величину продувки  $p_{\Pi}$  по формуле:

$$p_{\Pi} = \frac{S_x \cdot \Pi_{\text{к}}}{S_{\text{кв}} - S_x} \cdot 100\% = \frac{515 \cdot 0,41}{4000 - 515} \cdot 100\% = 6,059\%.$$

По таблицам свойств водяного насыщенного пара находим значение энтальпии при  $p_{\Pi} = 1,3$  МПа;  $h_{\Pi} = 814,7$  кДж/кг.

Теплотворная способность единицы условного топлива:

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 7000 \text{ ккал/кг} = 29,33 \text{ МДж/кг}.$$

Энтальпия исходной воды:  $h_{\text{ИВ}} = t_{\text{ИВ}} \cdot c_{\text{ИВ}} = 10 \cdot 4,19 = 41,9$ , кДж/кг.

Годовые потери условного топлива без использования тепловой энергии продувочной воды рассчитаем по формуле:

$$\Delta B = \frac{D_{\text{к}} \cdot \tau \cdot p_{\Pi} (h_{\text{кв}} - h_{\text{ИВ}})}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{ка}}^{\text{бп}}} = \frac{48 \cdot 6500 \cdot 6,059 \cdot (814,7 - 41,9)}{29,33 \cdot 10^3 \cdot 0,73 \cdot 100} = 682,3, \text{ т у.т./год}.$$

### 3.1.1. Утилизация вторичных энергоресурсов (ВЭР)

Глубокая и полная утилизация ВЭР в настоящее время является одним из наиболее эффективных экономически целесообразных путей повышения рентабельности энергохозяйств промышленных предприятий.

Очевидно, что повышение энергетического КПД технологических агрегатов всех отраслей промышленности, приводящее к снижению выхода ВЭР, требует, как правило, более высоких материальных и финансовых затрат, чем использование ВЭР для снижения потребностей в топливе и тепловой энергии со стороны.

Важнейшим направлением энергосберегающей политики является расширение масштабов использования ВЭР.

Под ВЭР понимается энергетический потенциал использованных теплоносителей, готовой продукции, побочных и промежуточных продуктов, образующихся в технологических установках который может быть направлен для энергоснабжения других установок.

### **Виды и направления использования ВЭР**

Различают горючие, тепловые ВЭР и ВЭР избыточного давления – это отходы технологических процессов, содержащие химически связанную энергию, неиспользуемые или непригодные для дальнейшей технологической переработки, которые могут быть использованы в качестве котельно-печного топлива. На практике это: доменный газ, отходящий газ сажевых печей, абсорбционный газ при производстве мономеров для синтетических каучуков, окись углеродная фракция в производстве аммиака, упаренные щелоки целлюлозно-бумажного производства, кубовые остатки и др.

*Тепловые ВЭР* – физическое тепло отходящих газов технологических агрегатов, физическое тепло основной, побочной, промежуточной продукции и отходов основного производства, тепло рабочих тел систем принудительного охлаждения технологических агрегатов и установок, тепло горячей воды и пара, отработавших в технологических и силовых установках.

К тепловым вторичным энергетическим ресурсам не относятся:

- теплота продуктов (отходящих газов, основной, побочной, промежуточной продукции и отходов производства), возвращаемая в агрегат-источник ВЭР за счет регенерации или рециркуляции;
- энтальпия конденсата, возвращаемого в парогенераторы или источники пароснабжения;
- энтальпия продуктов, направляемых в следующую стадию переработки без изменения параметров и энергетического потенциала.

*ВЭР избыточного давления* – потенциальная энергия газов и жидкостей, покидающих технологические агрегаты с избыточным давлением, которое необходимо снижать перед последующей ступенью использования этих жидкостей и газов) или при выбросе их в атмосферу.

Известно, что доля ВЭР в энергетических балансах технологических агрегатов может достигать 50–80 % и их даже частичная утилизация снижает потребность предприятий во внешней энергии; энергия использования ВЭР в 2–3 раза дешевле, чем оплата первичных энергоресурсов; утилизация ВЭР снижает их вредное воздействие на окружающую среду.

Сказанное определяет необходимость и целесообразность полезного использования ВЭР.

В зависимости от видов и параметров вторичные энергоресурсы используют по четырем основным направлениям:

- горючее (топливное) – непосредственное использование горючих ВЭР в качестве котельно-печного топлива в энергогенерирующих или топливоиспользующих установках;
- тепловое – использование энергоносителей, вырабатываемых за счет ВЭР в утилизационных установках или получаемых непосредственно как ВЭР, для обеспечения потребности в теплоэнергии. К этому направлению относится также получение искусственного холода за счет ВЭР в абсорбционных холодильных установках;
- силовое – использование ВЭР избыточного давления с преобразованием энергоносителя для получения электроэнергии в газовых или паровых турбоагрегатах или использование их для привода отдельных агрегатов и установок;
- комбинированное – преобразование потенциала ВЭР для выработки в утилизационных установках (утилизационных ТЭЦ) по теплофикационному циклу электроэнергии и теплоэнергии.

Сказанное может быть проиллюстрировано схемой на рис. 3.1.1.

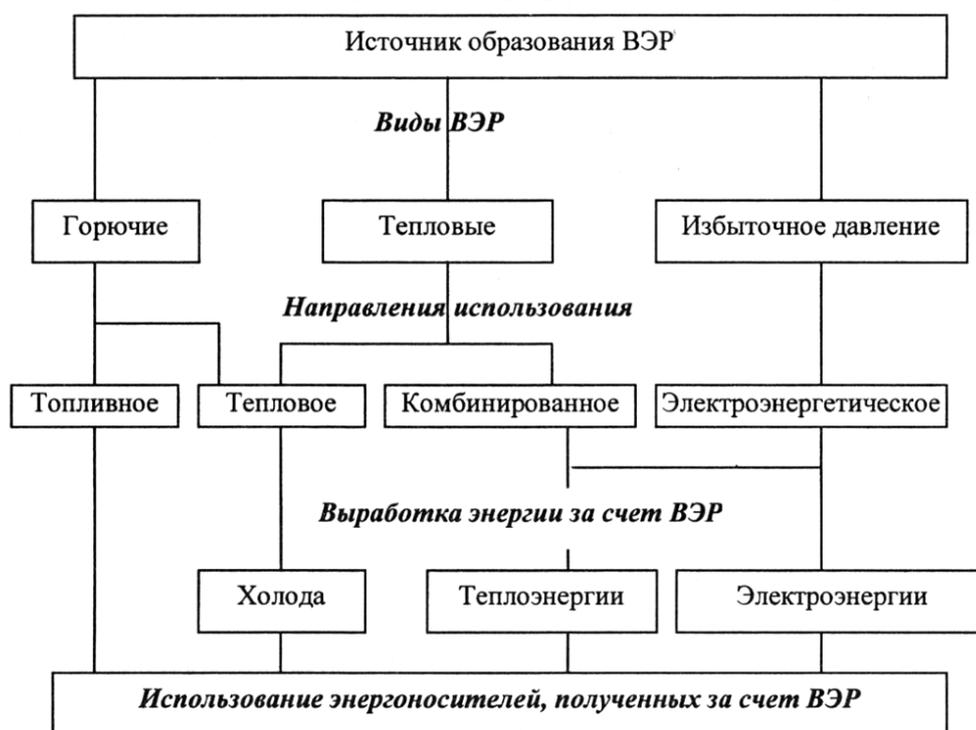


Рис. 3.1.1. Этапы использования ВЭР

Принципиальная схема использования энергетических ресурсов в агрегатах-источниках ВЭР и распределения энергетических потоков при утилизации ВЭР показана на рис. 3.1.2.

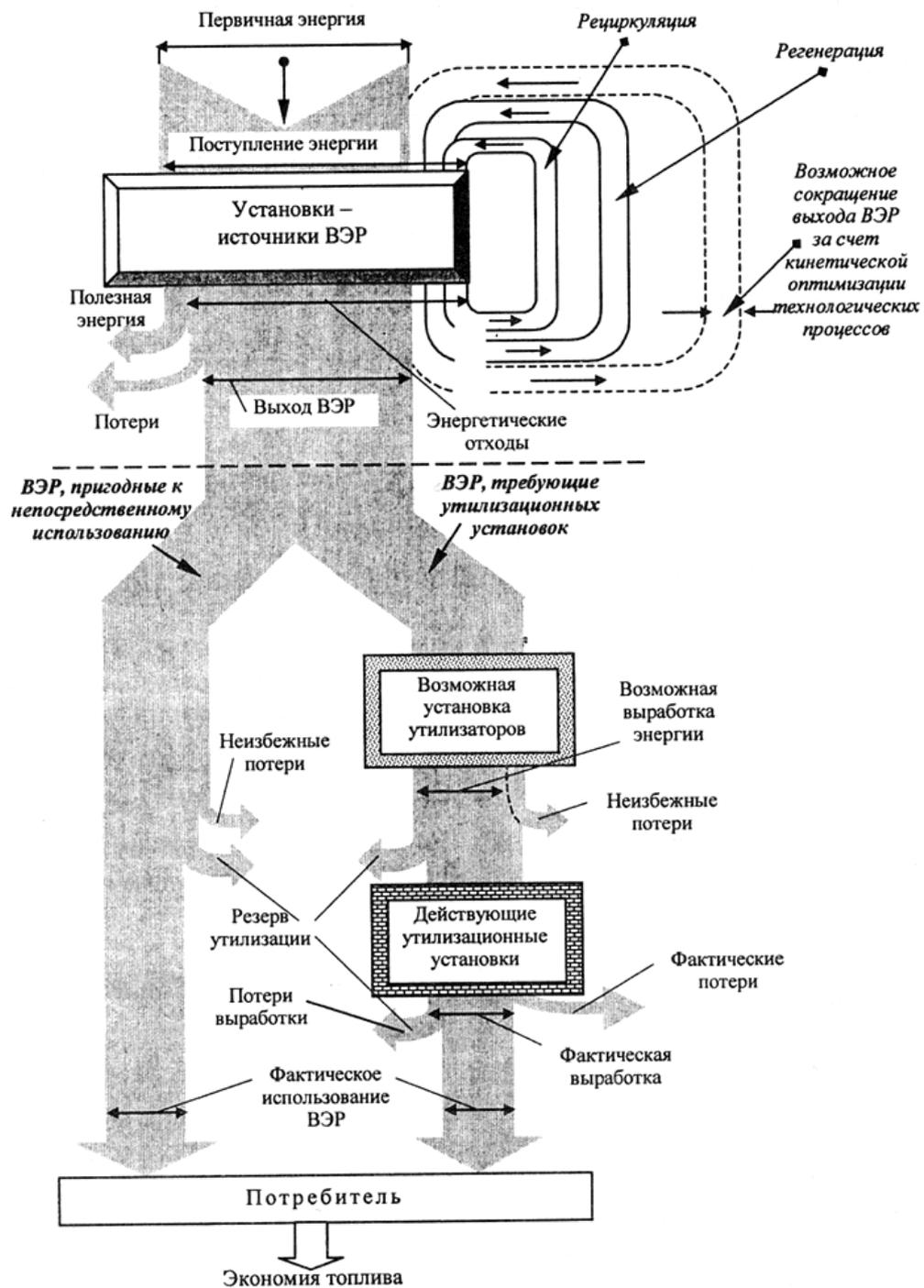


Рис. 3.1.2. Принципиальная схема использования энергоресурсов при утилизации ВЭР

Указанная схема применима как к одному агрегату, так и к совокупности агрегатов (установок) – источников ВЭР. Для характеристики вторичных энергоресурсов, пригодных для непосредственного использования без преобразования энергоносителя, применяются показатели:

выход ВЭР, фактическое использование ВЭР резерв утилизации, возможная и фактическая экономия топлива за счет ВЭР, коэффициент утилизации ВЭР.

Для характеристики вторичных энергоресурсов, используемых с преобразованием энергоносителя в утилизационной установке, применяются показатели: выход ВЭР; возможная выработка энергии за счет ВЭР – фактическая выработка и фактическое использование энергии, полученной за счет ВЭР; коэффициент использования выработанной энергии; резерв утилизации; возможная и фактическая экономия топлива за счет ВЭР; коэффициент утилизации ВЭР. Коэффициент утилизации ВЭР характеризуется отношением фактической или планируемой (для перспективы) экономии топлива за счет ВЭР к возможной.

### Экономия энергии при утилизации ВЭР

Для наиболее полного выявления и эффективного использования вторичных энергоресурсов на каждом действующем предприятии, в объединении при разработке энергетического паспорта предприятия должен быть обеспечен учет всех образующихся ВЭР и возможных направлений использования и способов их утилизации.

В частности, тепловые ВЭР следует учитывать при следующих условиях:

- 1) отходящие газы печей с температурой до 200 °С и выше при расходе топлива от 0,1 т у.т. в час на агрегат и выше;
- 2) горячая охлаждающая вода и загрязненный конденсат при непрерывном расходе 1 м<sup>3</sup>/ч и более;
- 3) другие тепловые виды ВЭР учитываются при выходе из агрегата-источника ВЭР не менее 0,05 Гкал/ч.

Удельный выход ВЭР определяется произведением удельного количества энергоносителя на его энергетический потенциал:

- удельный выход натуральных горючих ВЭР, кДж/ед. продукции (кДж/ч):

$$q^{\Gamma} = m \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}; \quad (3.1.2)$$

- удельный выход горючих ВЭР, выраженный в условном топливе, кг у.т./ед. продукции (кг у.т./ч):

$$b^{\Gamma} = m \cdot \frac{Q_{\text{H}}^{\text{P}}}{Q_{\text{y}}}; \quad (3.1.3)$$

- удельный выход тепловых ВЭР, кДж/ед. продукции (кДж/ч):

$$q^{\text{T}} = m \cdot (c_1 t_1 - c_2 t_2) = m \cdot \Delta h; \quad (3.1.4)$$

• удельный выход ВЭР избыточного давления, кДж/ед. продукции (кДж/ч):

$$q^c = m \cdot l, \quad (3.1.5)$$

где  $m$  – удельное количество твердого, жидкого, газообразного энергоносителя, кг ( $\text{м}^3$ ) на единицу продукции, единицу сырья (топлива) или в единицу времени (ч);

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  – низшая рабочая теплота сгорания горючих ВЭР, кДж/кг, кДж/нм<sup>3</sup>;

$Q_{\text{у}}$  – теплота сгорания условного топлива, 29300 кДж/кг;

$\Delta h$  – разность энтальпий, кДж/кг, кДж/нм<sup>3</sup>. Для водяного пара энтальпию определяют по специальным таблицам или по  $i_s$  – диаграмме, причем в качестве  $i_2$  используют энтальпию питательной воды, поступающей на испарение, или энтальпию конденсата при температуре  $t_2$ ;

$t_1, c_1$  – температура, °С, и удельная теплоемкость, кДж/(кг·°С) или кДж/(нм<sup>3</sup>·°С), энергоносителя на выходе из установки-источника ВЭР;

$t_2, c_2$  – температура, °С, и теплоемкость, кДж/(кг·°С) или кДж/(нм<sup>3</sup>·°С), энергоносителя при поступлении его на следующую стадию технологического процесса или температура окружающей среды и соответствующая ей теплоемкость энергоносителя;

$l$  – работа адиабатного расширения, кДж/кг.

Эффективность организационно-технических мероприятий по использованию ВЭР оценивается с помощью следующих показателей:

- коэффициента выхода ВЭР;
- коэффициента утилизации ВЭР;
- коэффициента потребления ВЭР;
- доли сэкономленного топлива и теплоты;
- удельной экономии и срока окупаемости капитальных затрат на внедрение утилизационных установок.

*Коэффициент выхода ВЭР*  $\beta_{\text{вых}}$  представляет собой отношение их потенциала к количеству теплоты, поступившей в теплоиспользующую установку с первичными теплоносителями.

Для пароконденсатной смеси, %:

$$\beta_{\text{вых}} = \frac{(h_{\text{ПКС}} - h_{\text{ХВ}}) \cdot 100}{(h_{\text{П}} - h_{\text{ХВ}})}, \quad (3.1.6)$$

где  $h_{\text{ПКС}}, h_{\text{П}}, h_{\text{ХВ}}$  – энтальпии пароконденсатной смеси, греющего пара и холодной воды, кДж/кг.

Для продуктов сгорания топлива, %:

$$\beta_{\text{ВЫХ}} = \frac{\left[ (h_{\text{УХ}} - h_{\text{ХВ}}^0) + (Q_{\text{В}}^{\text{П}} - Q_{\text{Н}}^{\text{П}}) \right] \cdot 100}{Q_{\text{Н}}^{\text{П}}}, \quad (3.1.7)$$

где  $h_{\text{УХ}}, h_{\text{ХВ}}^0$  – энтальпии уходящих газов и холодного воздуха при коэффициенте избытка воздуха, равном 1, кДж/нм<sup>3</sup>.

Для вторичных паров, %:

$$\beta_{\text{ВЫХ}} = \frac{D_{\text{ВП}} (h_{\text{ВП}} - h_{\text{ХВ}}) \cdot 100}{D_{\text{П}} (h_{\text{П}} - h_{\text{ХВ}})}, \quad (3.1.8)$$

где  $D_{\text{П}}, D_{\text{ВП}}$  – расход греющего пара и выход вторичного пара, кг;  $h_{\text{ВП}}$  – энтальпия вторичного пара, кДж/кг.

*Коэффициент утилизации ВЭР*  $\beta_{\text{УТ}}$  определяется отношением количества полученной в утилизационной установке теплоты к энергетическому потенциалу поступивших в неё ВЭР.

Для пароконденсатной смеси, %:

$$\beta_{\text{УТ}} = \frac{(h_{\text{ПКС}} - h_{\text{К}}) \cdot \eta_{\text{УТ}} \cdot 100}{(h_{\text{ПКС}} - h_{\text{ХВ}})}, \quad (3.1.9)$$

где  $h_{\text{К}}$  – энтальпия конденсата после утилизационной установки, кДж/кг;

$\eta_{\text{УТ}}$  – коэффициент полезного использования теплоты в утилизационной установке (принимается 0,9).

Для продуктов сгорания топлива, %:

$$\beta_{\text{УТ}} = \frac{\left[ (h_{\text{УХ}} - h_{\text{УХ}}^{\text{УТ}}) + \varphi (Q_{\text{В}}^{\text{П}} - Q_{\text{Н}}^{\text{П}}) \right] \eta \cdot 100}{[(h_{\text{УХ}} - h_{\text{ВЗ}}^0) + (Q_{\text{В}}^{\text{П}} - Q_{\text{Н}}^{\text{П}})]}, \quad (3.1.10)$$

где  $h_{\text{УХ}}^{\text{УТ}}$  – энтальпия продуктов сгорания топлива после утилизационной установки кДж/нм<sup>3</sup>.

Для вторичных паров, %:

$$\beta_{\text{УТ}} = \frac{(h_{\text{ВП}} - h_{\text{К}}) \cdot \eta_{\text{УТ}} \cdot 100}{(h_{\text{ВП}} - h_{\text{ХВ}})}, \quad (3.1.11)$$

где  $h_{\text{К}}$  – энтальпия конденсата вторичного пара, кДж/кг.

*Коэффициент потребления ВЭР* представляет собой отношение фактически использованной вторичной теплоты к полученному в утилизационной установке теплу и характеризует эффективность эксплуатации тепловой схемы предприятия. Доля сэкономленного за счет использования ВЭР топлива  $\delta_{\text{В}}$  определяется по формуле, %:

$$\delta_B = \frac{Q_{\text{исп}} \cdot 10^4}{B \cdot Q_H^p \cdot \eta_K^{\text{HT}}}, \quad (3.1.12)$$

где  $Q_{\text{исп}}$  – количество использованной вторичной теплоты за год, кДж/год;

$B$  – расход топлива в котельной, кг/год или  $\text{нм}^3/\text{год}$ ;

$\eta_K^{\text{HT}}$  – коэффициент полезного действия (нетто) котельной, %.

Для предприятий, получающих пар от централизованных источников, уровень эффективности использования ВЭР определяется долей сэкономленной теплоты  $\delta_Q$ , %:

$$\delta_Q = \frac{Q_{\text{исп}} \cdot 100}{Q_{\text{пр}}}, \quad (3.1.13)$$

где  $Q_{\text{пр}}$  – потребление теплоты предприятием, кДж.

Удельную экономию теплоты на 1 руб. капитальных затрат на устройство утилизационной установки  $l_K$  можно рассчитать, кДж/(руб.год):

$$\delta_Q = \frac{Q_{\text{исп}}}{K}, \quad (3.1.14)$$

где  $K$  – капитальные затраты, руб.

Годовой экономический эффект, руб./год, от внедрения утилизационной установки определяется, по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = (\mathcal{E}_Q + \mathcal{E}_W) - (E_H \cdot K + I), \quad (3.1.15)$$

где  $\mathcal{E}_Q, \mathcal{E}_W$  – стоимость сэкономленной теплоты и воды, руб./год;

$E_H$  – нормативный коэффициент окупаемости капитальных затрат, 1/год;

$I$  – издержки эксплуатации утилизационной установки, руб./год.

Тогда срок окупаемости затрат на устройство утилизационных установок  $T_{\text{ок}}$ , год:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{(\mathcal{E}_Q + \mathcal{E}_W) + I}. \quad (3.1.16)$$

Экономия топлива зависит от направления использования вторичных энергоресурсов и схемы энергоснабжения предприятия, на котором они используются. При тепловом направлении использования ВЭР экономии топлива определяется расходом топлива в основных (замещаемых) теплогенерирующих установках на выработку теплоэнергии в таком же количестве и с такими же параметрами, как и за счет ВЭР.

При электроэнергетическом направлении использования вторичных энергетических ресурсов экономия топлива определяется его рас-

ходом на выработку в основных энергогенерирующих установках количества электроэнергии, равного отпуску ее от утилизационных установок.

Экономия топлива за счет вторичных энергоресурсов определяется по величине использования ВЭР. По фактическому использованию ВЭР определяется фактическая экономия топлива, по планируемому использованию ВЭР – планируемая экономия топлива, а по выходу ВЭР, пригодных к непосредственному использованию, и по возможной выработке энергии за счет ВЭР, используемых с преобразованием энергоносителя в утилизационной установке, – возможная экономия топлива.

При тепловом направлении использования ВЭР и отдельной схеме энергоснабжения предприятия экономия топлива, т у.т., определяется по формуле:

$$B_{\text{ЭК}} = b_3 \cdot Q_{\text{Н}} = b_3 \cdot Q_{\text{Т}} \cdot \sigma, \quad (3.1.17)$$

где  $Q_{\text{Н}}$  – использование тепловых ВЭР, ГДж (Гкал);

$Q_{\text{Т}}$  – выработка теплоэнергии за счет ВЭР в утилизационной установке, ГДж(Гкал);

$\sigma$  – коэффициент использования теплоэнергии, выработанной за счет ВЭР;

$b_3$  – удельный расход топлива на выработку теплоэнергии в замещающей котельной установке соответственно, т у.т /Гкал, т у.т /ГДж:

$$b_3 = 0,143 / \eta_3, \quad (3.1.18)$$

$$b_3 = 0,0342 / \eta_3, \quad (3.1.19)$$

где 0,143 и 0,0342 – коэффициенты эквивалентного перевода соответственно 1 Гкал и 1 ГДж в тонну условного топлива;

$\eta_3$  – КПД энергетической установки, с показателями которой сопоставляется эффективность использования ВЭР «замещаемой установкой». В зависимости от конкретных условий энергоснабжения в качестве замещающей установки могут рассматриваться промышленные котельные или котельные ТЭЦ с соответственно различными КПД.

Коэффициент  $\sigma$  представляющий собой долю используемой потребителями выработки теплоэнергии за счет ВЭР, в значительной мере зависит от несовпадения режимов выработки и потребления утилизированной теплоэнергии в часовом, суточном и годовом разрезе. Для тепловых ВЭР непосредственного использования коэффициент  $\sigma$  представляет собой отношение использования ВЭР к их выходу. Соответствующим подбором потребителей и их кооперировании следует стремиться обеспечить максимальное использование выработанной за счет ВЭР теплоэнергии и повышение значения коэффициента  $\sigma$  до единицы.

При комбинированном энергоснабжении предприятия от заводской или районной ТЭЦ использование тепловых ВЭР для теплоснабжения приводит к снижению экономичности работы ТЭЦ вследствие уменьшения тепловой нагрузки отборов или противодействия турбин. В этом случае экономию топлива за счет ВЭР определяется с учетом некоторого увеличения удельного расхода топлива, т у.т., на выработку электроэнергии на ТЭЦ по формуле:

$$B_{\text{ЭК}} = Q_{\text{Н}} \cdot b_{\text{к}} [1 - \mathcal{E}(q_{\text{к}} - q_{\text{т}})], \quad (3.1.20)$$

где  $b_{\text{к}}$  – удельный расход топлива на выработку теплоэнергии в котельной ТЭЦ, т у.т./Гкал (т у.т. / ГДж);

$\mathcal{E}, q_{\text{к}}, q_{\text{т}}$  – показатели работы турбины замещающей ТЭЦ.

Если теплоутилизационная установка характеризуется значительным расходом электроэнергии на собственные нужды, из экономии топлива, определяемой по приведенным выше формулам, следует вычесть расход топлива на производство дополнительно расходуемой электроэнергии. Тогда экономия топлива, т у.т., составит:

$$\Delta B = 10^{-6} \cdot b_{\text{э}} \cdot (W_{\text{у}} - W_{\text{з}}) \cdot Q_{\text{т}}, \quad (3.1.21)$$

где  $b_{\text{э}}$  – удельный расход топлива на выработку электроэнергии, т у.т./кВт·ч;

$W_{\text{у}}, W_{\text{з}}$  – удельный расход электроэнергии на выработку единицы теплоты соответственно на утилизационной и замещающей установках, кВт·ч/Гкал (кВт·ч/ГДж).

При электроэнергетическом направлении использования ВЭР экономия топлива, т у.т., составит:

$$B_{\text{ЭК}} = b_{\text{з}} \cdot W, \quad (3.1.22)$$

где  $b_{\text{з}}$  – удельный расход топлива на выработку электроэнергии в энергетической системе или на замещающей установке, с показателями которой сравнивается эффективность использования ВЭР, т у.т./кВт·ч;

$W$  – отпуск электроэнергии утилизационными установками за счет ВЭР, млн. кВт·ч.

При комбинированном направлении использования ВЭР и комбинированной схеме энергоснабжения предприятия и полном использовании теплоэнергии, отпускаемой утилизационной турбиной, экономия топлива, т у.т., за счет ВЭР может быть определена по формуле:

$$B_{\text{ЭК}} = Q_{\text{т}} \cdot b_{\text{к}} [1 + \mathcal{E} \cdot q_{\text{т}} - q_{\text{к}}(\mathcal{E} - \mathcal{E}_{\text{у}})] / (1 + \mathcal{E}_{\text{у}} \cdot q_{\text{ту}}), \quad (3.1.23)$$

где  $Q_{\text{т}}$  – количество пара теплоутилизационных установок, поступающего на утилизационную турбину, ГДж(Гкал);

$\mathcal{E}_y, q_{\text{ТУ}}$  – удельная выработка электроэнергии и удельный расход теплоэнергии на выработку электроэнергии на утилизационной турбине (утилизационной ТЭЦ) соответственно;

$\mathcal{E}, q_{\text{T}}$  – на замещающей ТЭЦ.

При известных величинах отпуска теплоэнергии и выработки электроэнергии утилизационной турбиной экономия топлива может быть определена так же, как сумма экономии топлива, за счет использования теплоэнергии и за счет использования электроэнергии.

При топливном направлении использования горючих ВЭР экономия топлива, т у.т., может быть определена из выражения:

$$B_{\text{ЭК}} = B_{\text{H}} \cdot \eta_{\text{ВЭР}} / \eta_{\text{T}}, \quad (3.1.24)$$

где  $B_{\text{H}}$  – величина использования горючих ВЭР, т у.т.;

$\eta_{\text{ВЭР}}$  – КПД топливоиспользующего агрегата при работе на горючих ВЭР;

$\eta_{\text{T}}$  – КПД того же агрегата при работе на первичном топливе.

### **3.1.2. Получение теплоты при сжигании твердых бытовых отходов**

Проблема полного уничтожения или частичной утилизации твердых бытовых отходов (ТБО) – бытового мусора – актуальна, прежде всего, с точки зрения отрицательного воздействия на окружающую среду. Твердые бытовые отходы – это богатый источник вторичных ресурсов (в том числе черных и цветных металлов), а также «бесплатный энергоноситель», так как бытовой мусор – это возобновляемое углеродосодержащее энергетическое сырье для топливной энергетики. Однако для любого города и населенного пункта проблема удаления и обезвреживания ТБО всегда является, в первую очередь, проблемой экологической. Как известно, подавляющая масса твердых бытовых отходов в мире пока складывается на мусорных свалках или специально организованных «мусорных полигонах». Однако это самый неэффективный способ борьбы с ТБО, так как мусорные свалки, занимающие огромные территории, часто плодородных земель, и характеризующиеся высокой концентрацией углеродосодержащих материалов (бумага, полиэтилен, пластик, дерево, резина), часто горят, загрязняя окружающую среду отходящими газами. Кроме того, мусорные свалки являются источником загрязнения как поверхностных, так и подземных вод за счет дренажа свалок атмосферными осадками. Например, в Москве ежегодно образуется 10 млн. т промышленных и бытовых отходов, которые вывозятся

на специализированные свалки. Таких свалок в Подмосковье свыше 50, каждая площадью от 3 до 10 га. В целом в России под мусорные свалки отчуждено 0,8 млн. га земель, среди которых не только овраги и пустыри, но и плодородные черноземы.

Зарубежный опыт показывает, что рациональная организация переработки ТБО дает возможность использовать их до 90 % в строительной индустрии, например в качестве заполнителя бетона. По данным специализированных фирм, осуществляющих в настоящее время даже малоперспективные технологии прямого сжигания ТБО, из 1000 кг твердых бытовых отходов можно получить тепловую энергию, эквивалентную сжиганию 250 кг мазута. Однако реальная экономия будет еще больше, поскольку не учитывается сам факт сохранения первичного сырья и затраты на его добычу.

Сжигание – это распространенный способ уничтожения ТБО, который широко применяется с конца XIX века. Сжигание бытового мусора, помимо снижения его объема и массы, позволяет получать дополнительные энергетические ресурсы, которые могут быть использованы для получения централизованного отопления и производства электрической энергии. К числу недостатков этого способа относятся выделение в атмосферу вредных веществ. При сжигании ТБО получают 28–44 % золы от сухой массы и газообразные продукты – двуокись углерода, пары воды, различных примесей. Так как процесс горения отходов происходит при температуре 800–900 °С, то в отходящих газах имеются органические соединения — альдегиды, фенолы, хлорорганические соединения.

Теплотворная способность бытовых отходов примерно соответствует бурому углю. В среднем она колеблется от 1000 до 3000 ккал/кг. Выявлено также, что по теплотворной способности 10,5 т мусора эквивалентны 1 т нефти, по калорийности бытовые отходы уступают углю в 2 раза. Примерно 5 т ТБО выделяет при сгорании столько же тепла, сколько 2 т угля или 1 т жидкого топлива.

Сжигание можно разделить на 2 вида: непосредственное сжигание, при котором получается только тепло и энергия; пиролиз, при котором образуется жидкое и газообразное топливо.

В настоящее время уровень сжигания бытовых отходов в отдельных странах различен. Так, из общих объемов бытового мусора доля сжигания колеблется в таких странах, как Австрия, Италия, Франция, Германия, от 20 до 40 %, Бельгия, Швеция – 48–50 %, Япония – 70 %, Дания, Швейцария – 80 %, Англия и США – 10 %. В России сжиганию подвергаются лишь около 2 % бытового мусора, а в Москве – около 10 %.

Для повышения экологической безопасности необходимым условием при сжигании мусора является соблюдение ряда принципов. К основным из них относятся температура сжигания, которая зависит от вида сжигаемых веществ, продолжительность высокотемпературного сжигания, создание турбулентных воздушных потоков для полноты сжигания отходов.

В последние годы ведутся исследования по совершенствованию процессов, что связано с изменением состава бытовых отходов, ужесточением экологических норм. К модернизированным способам сжигания отходов можно отнести замену воздуха, подаваемого для горения, на кислород. Это позволяет снизить количество ПСГ, изменить их состав и получить стеклообразный шлак. Сюда же относится и способ сжигания мусора в псевдо-сжиженном слое. При этом достигается высокая полнота сгорания.

По зарубежным данным, сжигание мусора целесообразно применять в городах с населением не менее 15 тыс. человек, при производительности печи около 100 т/сут. Из каждой тонны отходов можно вырабатывать около 300–400 кВт/ч электроэнергии.

В настоящее время топливо из бытовых отходов получают в измельченном состоянии в виде гранул и брикетов. Предпочтение отдается гранулированному топливу, так как сжигание измельченного топлива сопровождается обильным пылевыносом, а использование брикетов создает трудности при загрузке в печь и поддержании устойчивого горения. Кроме того, при сжигании гранулированного топлива намного выше КПД котла.

Надо отметить, что большинство мусоросжигающих заводов в России было построено в тот период, когда не были ужесточены нормы выброса газовой составляющей. Однако сейчас стоимость газоочистки на этих заводах существенно возросла, вследствие чего необходимо строительство современных, более экологически безопасных мусороперерабатывающих комплексов. Такой комплекс в ближайшее время будет построен в Петербурге.

Принципиальная схема мусороперерабатывающего завода представлена на рис. 3.1.3.

При строительстве таких объектов основной является проблема охраны окружающей среды. Это связано с тем, что общественность зачастую не имеет достоверной информации о том, представляют ли подобные предприятия опасность для окружающей среды. Как правило, опасность загрязнения сильно преувеличена и в большей степени относится к старым данным, основанным на сжигании твердых бытовых отходов. Действительно, на старых установках выброс того же диоксина может

достигать 300 мкг на тонну топлива. На современных же этот показатель не превышает 0,6 мкг на тонну. Для сравнения: при сжигании каменного угля выделяется 1–10 мкг диоксина, при сжигании тонны бензина – от 10 до 2000 мкг.

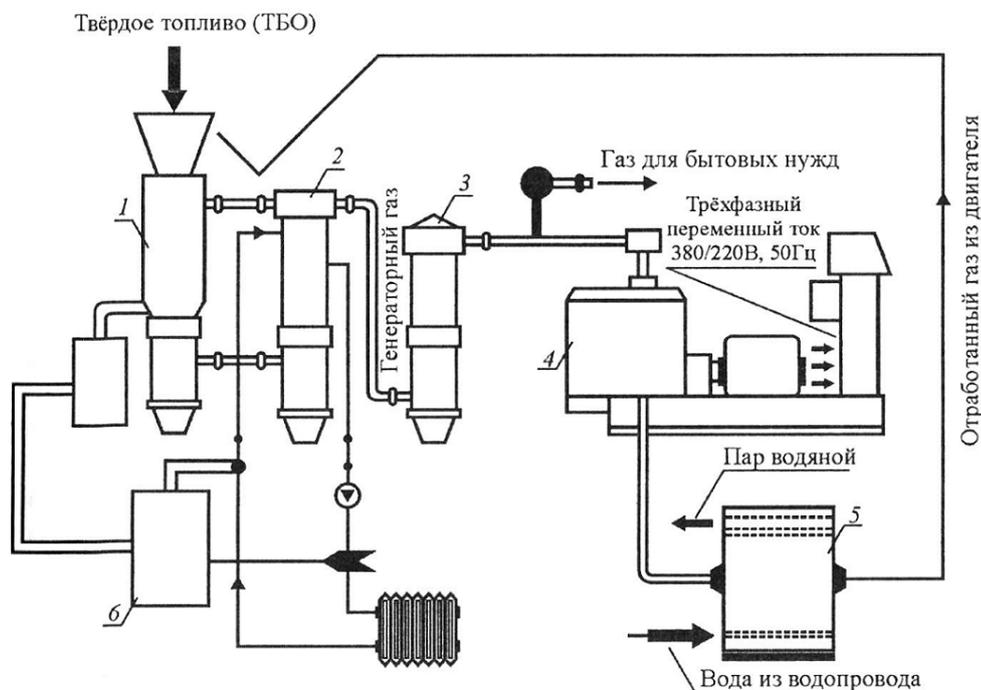


Рис. 3.1.3. Схема переработки ТБО:

- 1 – газогенератор; 2 – бойлер водяного отопления; 3 – фильтр тонкой очистки; 4 – блок двигателя-генератора; 5 – котел утилизатор; 6 – охладитель

Разумеется, строительство котельной невозможно без целого комплекса природоохранных мероприятий. Проектами, в частности, предусматривается устройство сооружений для очистки дренажных стоков от органических загрязнений, тяжелых металлов, механических примесей. Газы, выходящие в атмосферу, будут проходить глубокую многоступенчатую очистку. Опыт показывает, что при надлежащем выполнении этих условий влияние на окружающую среду минимально. Достаточно сказать, что австрийский завод, по образцу которого будет строиться комплекс в Петербурге, расположен в центре Вены. Трудно предположить, что общественность австрийской столицы допустила бы подобное, если бы завод не был полностью безопасен с экологической точки зрения.

Сегодня в Швейцарии, Дании и других европейских странах сжигается до 80 % отходов, при этом производится тепло и электроэнергия. В Германии, законодательство которой считается самым жестким с точки

зрения экологии, работает более полусотни подобных установок; на свалки вывозится только 10 % мусора.

Таким образом, использование твердых бытовых отходов в качестве топлива в нашей стране, энергия, выработанная на мусоросжигающих заводах, имеют низкую конкурентоспособность. Это связано с большими капитальными затратами на строительство подобных комбинатов, с долгими сроками окупаемости и, прежде всего, с низкими ценами на органическое топливо.

### 3.1.3. Электрические печи

**Электроды сопротивления.** По технологическому назначению печи сопротивления можно разделить на три группы:

1. Термические печи для различных видов термической и термохимической обработки черных и цветных металлов, стекла, керамики, металлокерамики, пластмасс и других материалов.

2. Плавильные печи для плавки легкоплавких цветных металлов и химически активных тугоплавких металлов и сплавов.

3. Сушильные печи для сушки лакокрасочных покрытий, литейных форм, металлокерамических изделий, эмалей и т. п.

По характеру работы печи сопротивления разделяют на печи непрерывного и периодического действия. Мощность печей от 5 до 10000 кВт.

Основными путями снижения удельных расходов энергии являются: снижение тепловых потерь, в том числе и за счет улучшения теплоизоляции; повышение производительности печей; уменьшение потерь на аккумуляцию тепла и предварительный нагрев изделий; оптимизация и автоматизация электрических и технологических режимов работы печи.

**Электросварочные установки.** Организационно-технические мероприятия по экономии электроэнергии в электросварочных установках можно условно разделить на две основные группы: технологические и энергетические. Наибольшие возможности экономии электроэнергии имеются в технологии сварочного производства, и только 20–30 % дают энергетические мероприятия. Основные мероприятия по снижению удельных расходов электроэнергии на сварку:

- оптимальный выбор способа сварки;
- совершенствование технологии электросварки;
- снижение электрических и тепловых потерь;
- устранение холостого хода сварочных агрегатов;

- оптимальный выбор способа сварки. Здесь возможны следующие пути:

- а) замена ручной дуговой сварки на переменном токе автоматической под флюсом (позволяет получить 5–7 % экономии электроэнергии);

- б) переход от ручной электросварки на постоянном токе к полуавтоматической в среде углекислого газа (уменьшает удельный расход электроэнергии в 2–2,5 раза);

- с) замена ручной дуговой электросварки точечной контактной (уменьшает удельные расходы электроэнергии в 2–2,5 раза);

- д) замена дуговой электросварки на шовную контактную (снижает расход электроэнергии на 15 %);

- е) перевод ручной дуговой сварки с постоянного тока на переменный (уменьшает расход электроэнергии в 2–3 раза).

При контактной сварке наиболее экономичной является точечная, поэтому расширение применения точечной сварки дает большую экономию электроэнергии.

Совершенствование технологии электросварки возможно:

- за счет использования электродов с покрытием, в которое введен железный порошок (позволяет увеличить силу сварочного тока, повысить производительность и снизить удельные расходы электроэнергии на 8–12 %);

- применения присадки в виде металла в порошке применения;
- электрошлаковой сварки при сварке металлов большой толщины;

- ведения контактной сварки на жестких режимах;

- правильного выбора режимов работы.

Точечную рельефную и шовную сварку изделий можно производить на мягких и жестких режимах. Расчеты показывают, что при сварке на жестких режимах (повышенный ток,  $I_{св}$ , но уменьшенное время сварки,  $t_{св}$ ) расходы электроэнергии снижаются в  $1,5 b_k - 4$  раза.

Поэтому при выборе режимов сварки надо ориентироваться на жесткие.

На потери электроэнергии в электросварочных установках значительное влияние оказывает коэффициент загрузки  $K_3$  и активное сопротивление сварочного контура  $R_2$ .

Оптимальный коэффициент загрузки  $K_{3,опт}$  электросварочной установки, соответствующий максимуму КПД  $h_3$ , равен:

$$K_{3.опт} = \frac{\Delta P_x}{\Delta P_{кз}}, \quad (3.1.25)$$

где  $\Delta P_x, \Delta P_{кз}$  – потери холостого хода и короткого замыкания.

Если учитывать только электрические потери, то для всех типов сварочных установок  $K_{3.опт} = 0,2 \div 0,3$ .

Работа электросварочных установок с указанными  $K_{3.опт}$  является явно не оптимальной, поэтому при выборе  $K_{3.опт}$  необходимо учитывать и тепловой КПД.

Для сварки изделий из стали можно рекомендовать следующие  $K_{3.опт}$ : 0,5–0,8 точечные подвесные; 0,65–1,5 – многоточечные; 0,7–0,8 – шовные.

Внедрение ограничителей холостого хода сварочных преобразователей и трансформаторов дает экономию электроэнергии в размере 15–20 % на каждой установке.

Наряду с перечисленными мероприятиями можно также рекомендовать:

- замену контактных однофазных машин переменного тока машинами постоянного тока, позволяющую экономить электроэнергию за счет уменьшения мощности машин и индуктивного сопротивления вторичного контура;
- периодическую проверку сопротивления вторичных контуров и состояния их контактов, особенно у подвесных сварочных машин;
- применение электрошлаковой сварки для соединения деталей толщиной более 30–40 мм вместо дуговой сварки.

### **Возможные рекомендации по энергосбережению:**

Настройка поточных режимов, применение автоматических регуляторов, теплоизоляция наружных поверхностей, уплотнение заслонок и тракта, забор воздуха из помещений цеха, утилизация тепла дымовых газов, установка регенераторов и регенеративных горелок.

Предварительный подогрев шихты за счет утилизируемого тепла. Для электропечей – установка фильтров и компенсаторов реактивной мощности.

Повышение массы садки и совершенствование подготовки шихты.

Удельные расходы электроэнергии зависят от массы садки, поэтому целесообразно перегружать печи по емкости, увеличивая против номинальной массу завалки. Возможная перегрузка печи по емкости зависит от мощности печного трансформатора, размеров ванны печи, стой-

кости футеровки. В зависимости от этих факторов для каждой печи должно быть выбрано оптимальное значение нагрузки.

Шихта до ее загрузки в печь должна быть подготовлена таким образом, чтобы в процессе плавки исключалась необходимость дополнительных «подвалок». Предварительный подогрев шихты значительно снижает удельные расходы электроэнергии, улучшает условия работы печного трансформатора за счет значительного уменьшения бросков тока.

Целесообразно предварительный нагрев шихты осуществлять за счет тепла отходящих газов от различных термических установок в случае наличия их в цехе.

Снижение электрических потерь за счет:

- обеспечение оптимальных плотностей тока в элементах вторичного токопровода;

- уменьшения сопротивления электрических контактов;

- уменьшения сопротивления электродной свечи;

- изменения схемы короткой сети;

Снижение тепловых потерь за счет:

- увеличения стойкости футеровки;

- улучшения качества футеровки печи;

- окраски наружных поверхностей кожуха печи алюминиевой краской;

- изготовление конической футеровки с соответствующим изменением формы кожуха печи;

- снижения потерь тепла с охлаждающей водой;

- уменьшение потерь тепла с отходящими газами;

- уменьшение потерь тепла на излучение через окна и отверстия печи;

- оптимизация графика работы, сокращения времени и нагрузки при простое;

- оптимизации электрических и технологических режимов работы печи.

Пути снижения удельных расходов электроэнергии на термообработку в печах сопротивления могут служить:

- снижение тепловых потерь и улучшение теплоизоляции печей (улучшение герметичности печей);

- повышение производительности печей (увеличение мощности печи; рациональная загрузка печи);

- уменьшение потерь на аккумуляцию тепла и применение предварительного нагрева изделий (применение легких и эффективных огнеупорных и теплоизоляционных материалов для печей периодического

действия; организация непрерывного режима работы печей; сокращение массы тары; применение предварительного нагрева изделий);

- рационализация электрических и технологических режимов работы печей (автоматизация управления режимов печей; сокращение длительности технологического процесса; применение индукционного нагрева);

- сокращение расхода охлаждающей воды;
- установки регулятора;
- модернизации электропривода вытяжных вентиляторов и дымо-сосов.

## 3.2. Энергосбережение в строительстве и ЖКХ

### 3.2.1. Объемы потребления тепловой энергии в зданиях

В существующих зданиях расходы тепловой энергии составляют 250–600 кВт·ч за отопительный период на м<sup>2</sup> отапливаемой площади в зависимости от объемно-планировочного решения дома: многоэтажный или малоэтажный, многосекционный или многоквартирный. В многоэтажных домах площадь наружных ограждающих конструкций (стен, покрытий, цокольных перекрытий), приходящихся на 1 м<sup>2</sup> полезной площади зданий, в 3–4 раза меньше, чем в одно- двухэтажных, и, соответственно, меньше тепловых потерь. В табл. 3.2.1 приведены фактические удельные показатели энергопотребления на отопление многоэтажных зданий в России и нормативные для Дании и Германии.

Таблица 3.2.1

Сопоставление удельных показателей энергопотребления на отопление зданий

Страна	Россия	Германия	Дания
Удельное энергопотребление, кВт·ч/м <sup>2</sup>	250–300	85	88

Следует отметить, что 20 лет назад такие страны, как Дания и Германия, находились примерно на том же уровне энергопотребления, что и бывший Советский Союз. И все же в передовых странах за прошедшие 15–20 лет произошли существенные изменения. Снижение энергопотребления достигается не только в строящихся зданиях, где ограждающие конструкции имеют повышенную теплоизоляцию в соответствии с принятыми в европейских странах в 80–90-х годах нормами, но и

в существующих домах. В табл. 3.2.2 приведены нормативные значения сопротивлений теплопередаче стен в разные периоды в развитых странах.

Программа реконструкции и модернизации зданий массовых серий осуществлялась на протяжении ряда лет во Франции и Германии. Большинство типовых многоэтажных домов в этих странах были утеплены и теплопотери снижены на 25–40 %.

Таблица 3.2.2

Уровень тепловой защиты зданий в разных странах

Страна	Градусосутки отопительного периода	Нормативное сопротивление теплопередаче наружных стен по годам, $\text{м}^2 \cdot \text{°C} / \text{Вт}$			
		1960–1969	1970–1980	1980–1990	1990–2000
Финляндия	4300	0,83	0,83	1,5	2,9–3,5
Канада	5000	0,95	0,95	1,42	3,0–4,1
Швеция	4017	0,9	1,3	2,3	2,0–4,0

Проблемы реконструкции существующих зданий очень актуальны в России. Например, в полумиллионном Томске из 8 млн  $\text{м}^2$  общей площади жилых зданий более 3 млн  $\text{м}^2$  составляют здания, построенные в 60–70-е годы по первым типовым проектам.

Одна из проблем эксплуатации первых пятиэтажек – низкий уровень тепловой защиты ограждающих конструкций, который в сочетании с суровыми климатическими условиями приводит к большим затратам на отопление существующих зданий. Из-за высокой стоимости тепловой энергии и низких доходов населения ежегодно до 40 % расходной части городского бюджета направляется на дотацию затрат жилищно-коммунальных предприятий на отопление жилых зданий. Поэтому сегодня представляется важным направлением в сокращении неэффективных затрат на содержание существующего жилищного фонда города и для увеличения срока службы зданий первых массовых серий осуществление на основе технико-экономического обоснования поэтапной реконструкции и модернизации жилых зданий со значительным снижением (на 30–50 %) их теплопотерь.

Расход энергии (тепла, электричества) в зданиях зависит от многих различных факторов:

- климатических;
- технических;
- потребительских привычек.

К климатическим факторам относятся температура холодного периода, количество солнечной радиации, скорость ветра, количество осадков.

К техническим факторам относятся величина тепловой изоляции, тип, размер и направленность окон, объемно-планировочное решение здания, системы отопления и вентиляции, регулирование этих систем.

Термин «потребительские привычки» обозначает такие факторы, как, например, количество расходуемой горячей воды, частота открывания окон, приготовления пищи и использования света. К этим факторам относятся также люди, которые отвечают за эксплуатацию систем отопления, вентиляции и всего здания. Потребительские привычки оказывают большое влияние на расход энергии. И основной принцип воздействия на них – это стимулирование энергосбережения.

### 3.2.2. Тепловая защита здания. Тепловой баланс

В течение отопительного периода вследствие разницы между температурой внутреннего воздуха здания и наружного воздуха происходят потери тепла:

- трансмиссионные – через наружные ограждающие конструкции;
- связанные с воздухообменом – за счет подогрева до температуры внутреннего воздуха поступающего через неплотности или открытые окна и двери холодного наружного воздуха.

Часть этих потерь восполняется за счет:

- теплопоступления от внутренних источников (электрические, осветительные приборы, потребление горячей воды, люди и т. д.);
  - воздействия солнечной радиации на здание, особенно через окна.
- Остальные теплопотери должна восполнить система отопления.

Тепловой баланс здания можно записать в следующем виде:

$$Q_{от} = Q_T + Q_B - (Q_{быт} - Q_{сол}) \cdot V, \quad (3.2.1)$$

где  $Q_{от}$  – реальное использование тепловой энергии в здании;

$Q_T$  – общие теплопотери здания через наружные ограждающие конструкции;

$Q_B$  – теплопотери, связанные с воздухообменом;

$Q_{быт}$  – теплопоступления от внутренних источников в здании;

$Q_{сол}$  – теплопоступления от солнечной радиации;

$V$  – коэффициент, учитывающий способность ограждающих конструкций здания аккумулировать или отдавать тепло.

Величина теплопотерь через наружные ограждения (стены, покрытия, цокольные перекрытия, окна) определяется сопротивлением теплопередаче конструкции.

Исследования теплового режима зданий, проведенные в Томске, показали, что фактическая тепловая защита наружных ограждений на 15–20 % ниже нормативной. Причинами являются неучтенный фактор неоднородности конструкций в действующей методике теплотехнического расчета, часто низкое качество строительства и плохая эксплуатация зданий. Это приводит к неучтенным потерям тепла, неудовлетворительному микроклимату и снижению долговечности зданий. С 1996 года строительными нормами и правилами предусмотрено двухэтапное повышение уровня тепловой защиты ограждающих конструкций. Наибольшими из составляющих теплового баланса гражданских зданий являются теплопотери, связанные с воздухообменом в помещениях. Количество поступающего в помещения наружного воздуха определяется санитарными нормами и воздухопроницаемостью ограждающих конструкций, прежде всего окон.

В частности, для жилых зданий по санитарным нормам требуется поступление  $3 \text{ м}^3$  свежего воздуха на  $1 \text{ м}^2$  жилого помещения в час, а воздухопроницаемость окон не должна превышать  $6 \text{ кг/м}^2$  в час.

До 1986 года воздухопроницаемость окон допускалась до  $10 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{ч}$ . Фактическая воздухопроницаемость окон в существующих зданиях из-за отсутствия уплотнителей на притворах окон и плохого качества стальных изделий достигает  $18\text{--}20 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{ч}$ . В результате кратность воздухообмена в помещениях квартир достигает 21 1/ч вместо  $0,8\text{--}1$  1/ч по нормам. В табл. 3.2.3 приведен расход топлива на отопление односемейного дома в зависимости от его герметичности.

Таблица 3.2.3

Расход топлива на отопление односемейного дома в зависимости от его герметичности

Степень герметичности здания	Кратность воздухообмена в час	Потребность топлива на отопление дома площадью $100 \text{ м}^2$ в литрах в год
Очень слабая	2	1500
Слабая	1	765
Нормальная	0,7	540
Полная	0,4	300

Все составляющие теплового баланса за отопительный сезон (234 суток) на примере жилого кирпичного трехэтажного 23-квартирного дома 1960 г. постройки с общей площадью 1740 м<sup>2</sup> выглядят следующим образом (табл. 3.2.4).

После реконструкции и утепления ограждающих конструкций рассматриваемого дома в соответствии с действующими в настоящее время нормами потери тепла сократятся на 40%, изменятся соотношения тепловых потерь в тепловом балансе и уменьшится количество вредных выбросов в атмосферу (табл. 3.2.5).

Таблица 3.2.4

Теплопоступления и соответствующие им теплопотери

Теплопоступления от солнечной радиации 3,3%	Теплопотери через стены 26%
Теплопоступления от внутренних источников в здании 18%	Теплопотери через окна 18%
Расход условного топлива на отопление 71242 кг у.т./год 41 кг у.т./м <sup>2</sup> ·год 78,7%	Теплопотери через крышу 11 %
Загрязнение окружающей среды в результате сжигания топлива CO <sub>2</sub> 206760 кг/год; CO 129 кг/год; SO <sub>2</sub> 337 кг/год.	Теплопотери через подвал 9%
Всего теплопоступлений 541445 Вт·ч/год 100%	Теплопотери на воздухообмен 36%
	Всего теплопотерь 541,45 МВт·ч/год 100%

Таблица 3.2.5

Теплопоступлений и соответствующие им теплопотери

Теплопоступления от солнечной радиации 6 %	Теплопотери через стены 16 %
Теплопоступления от внутренних источников в здании 19 %	Теплопотери через окна 24 %
Расход условного топлива на отопление 42855 кг у.т./ год, 24,6 кг у.т./м <sup>2</sup> ·год 75 %	Теплопотери через крышу 3 %
Загрязнение окружающей среды в результате сжигания топлива CO <sub>2</sub> 147667 кг/год; CO 92 кг/год; SO <sub>2</sub> 240 кг/год.	Теплопотери через подвал 2 %
Всего теплопоступлений 325700 кВт·ч/год 100 %	Теплопотери на воздухообмен 55 %
	Всего теплопотерь 325700 кВт·ч/год 100 %

### 3.2.3. Пути снижения потребления энергии зданиями

Энергоэффективным является здание, в котором при проектировании, строительстве и эксплуатации осуществлено максимальное количество мероприятий, направленных на экономию топливно-энергетических ресурсов.

Основными путями экономии энергии в гражданских зданиях являются повышение тепловой эффективности строительных конструкций, архитектурно-планировочных решений, инженерных систем, использование нетрадиционных видов энергии.

Повышение теплозащиты здания, возможно осуществить за счет использования эффективных теплоизоляционных материалов и применения новых конструктивных решений стен, окон.

Наиболее перспективными являются двухслойные ограждающие конструкции с несущим и теплоизоляционным слоями (рис. 3.2.1).

Такое решение возможно как в строящихся, так и в существующих зданиях. В качестве эффективного утеплителя применяются минераловатные жесткие плиты с перпендикулярным расположением волокон и коэффициентом теплопроводности  $0,043-0,06 \text{ Вт/м}\cdot\text{°С}$ . Такой утеплитель не расслаивается, обеспечивает прочность фасадному покрытию и негорючий.

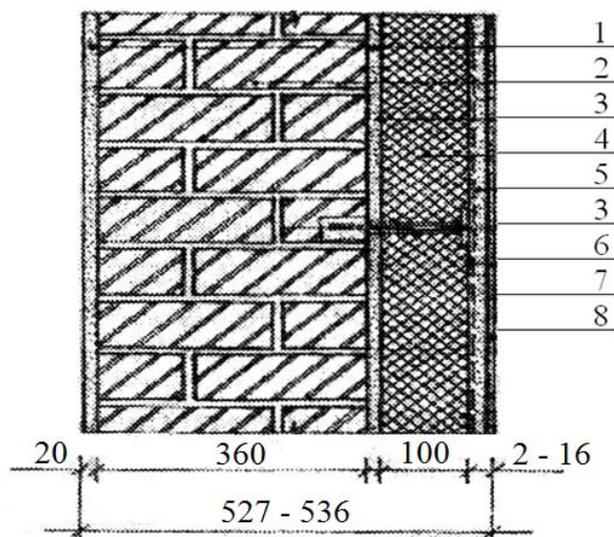


Рис. 3.2.1. Утепление кирпичной стены по технологии «Tex-Color»

Для уменьшения теплопотерь в здании и поддержания в помещении благоприятного микроклимата необходимо особое внимание обратить на окна. Значение сопротивления теплопередаче российских окон массового производства составляет  $0,42 \text{ м}^2\text{°С/Вт}$ . Помимо более низкой теплозащиты по сравнению со стенами, оконные заполнения имеют большую воздухопроницаемость. Установлено, что проникновение холодного воздуха через неплотности оконных проемов снижает их теплозащиту в среднем в два раза.

В большинстве развитых стран сопротивление теплопередаче наиболее популярных окон составляет не менее  $0,65 \text{ м}^2\text{°С/Вт}$ . В последние годы в США и странах Западной Европы появились окна с сопро-

тивлением теплопередаче  $1,6\text{--}2 \text{ м}^2\text{°С/Вт}$ . В 1995 г. более 60 % жилых зданий оборудовались подобными энергоэффективными окнами. Еще в 1991 г. в США было продано 26,5 млн.  $\text{м}^2$  окон с теплоотражающими покрытиями.

В 1998 г. в России были изменены нормы на теплоизоляцию и воздухопроницаемость окон. Для условий Сибири сопротивление теплопередаче окон должно быть не меньше  $0,64 \text{ м}^2\text{°С/Вт}$ , а воздухопроницаемость –  $6 \text{ кг/м}^2\cdot\text{ч}$ .

Основным элементом энергоэффективных окон является двухкамерный стеклопакет с нанесенным на стекло теплоотражающим покрытием из оксидов серебра, олова и других металлов. Дополнительное повышение сопротивления теплопередаче на 7–15 % возможно при заполнении межстекольного пространства инертными газами. Тепловая эффективность окон во многом зависит от конфигурации оконных профилей, в которых предусмотрены места для установки современных уплотнителей, и от качества фурнитуры.

Обеспечивая герметичность окон, следует не забывать о требуемом воздухообмене. Зарубежный опыт показывает, что возможно снижение воздухообмена с целью энергосбережения без риска ухудшения качества внутреннего воздуха, увеличения его влажности до кратности  $0,5\text{--}0,6$   $1/\text{ч}$ . Для обеспечения этого требования с помощью вентиляции с естественным побуждением необходимо устраивать вентиляционные клапаны в конструкции окон. Вне времени эксплуатации помещения все вентиляционные отверстия должны быть закрыты. Во время пользования помещением оно должно по потребности проветриваться, причем при современном исполнении окон частое, короткое, интенсивное проветривание благоприятнее, чем слабая постоянная вентиляция через окна. При открытом окне уже за 4 минуты привносится столько свежего воздуха, сколько требуется одному человеку на 1 час.

Объемно-планировочные решения зданий оказывают существенное влияние на энергопотребление. Например, здания с широким корпусом потребляют на 15–18 % меньше энергии, чем здания с обычным корпусом. Поэтому необходимо разрабатывать объемно-планировочные решения с наименьшей площадью наружных конструкций для зданий одинакового объема. Критерием качества объемно-планировочного решения может служить расчетный показатель компактности здания. Впервые этот показатель был введен в нормирование в ФРГ в 1984 году. Показатель компактности здания определяется как отношение общей площади наружных ограждающих конструкций и величины отапливаемого объема.

Расчетный показатель компактности здания для жилых зданий не должен превышать следующих значений:

- 0,32 для зданий от 6 до 9 этажей;
- 0,36 для 5-этажных зданий;
- 0,54 для 3-этажных зданий;
- 1,1 для одноэтажных домов.

Одним из средств снижения энергопотребления эксплуатируемых зданий является автоматическое регулирование отпуска тепла. Особенно эффективны двухступенчатые системы регулирования. Первая ступень регулирования – автоматизация узлов тепловых вводов с использованием электронных регуляторов для систем отопления – учитывает состояние теплового режима здания в целом. Вторая ступень – индивидуальное регулирование отопительных приборов с помощью установки термостатов. Применение двухступенчатой системы регулирования позволит снизить теплопотери здания на 20–25 %.

Количество тепла, поступающего от солнечной радиации на вертикальную поверхность в течение отопительного периода на широте г.Томска достигает 200 Вт/м<sup>2</sup>ч. Использование этой энергии позволит снизить затраты на отопление зданий. Например, прохождение солнечной радиации через трехслойные окна, ориентированные на юг, компенсирует теплопотери за отопительный период через эти окна таким образом, что превращает их в высокоэффективные ограждающие конструкции.

Эффективным средством снижения теплопотерь здания является остекление лоджий, устройство на фасадах здания стекол на отnose, размещение пассивных солнечных коллекторов на крышах зданий для подогрева наружного воздуха, поступающего в здание.

Большое влияние на энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве оказывает поведение жильцов и качество эксплуатации зданий. Отсутствие квартирного учета тепла, счетчиков потребления горячей воды делает необязательным для многих граждан выполнение элементарных требований по сбережению энергии.

По данным зарубежных исследований, потребление тепловой энергии может отличаться на 50 % в одном и том же здании в зависимости от поведения жильцов. Установка приборов учета тепла как основных источников мотивации энергосбережения является первостепенной задачей в жилищно-коммунальном хозяйстве.

### 3.2.4. Реконструкция систем отопления

Энергосбережение в различных системах отопления и с различным уровнем автоматизации системы водяного отопления можно классифицировать следующим образом:

- традиционные однотрубные системы с вертикальным распределением теплоносителя;
- традиционные двухтрубные системы с вертикальным распределением теплоносителя;
- традиционные одно- и двухтрубные системы с вертикальным пофасадным регулированием теплоносителя;
- горизонтальные радиаторные системы с поквартирным распределением теплоносителя;
- горизонтальные низкопотенциальные системы с поквартирным распределением теплоносителя (типа «теплый пол»);
- системы отопления от автономных (квартирных) теплогенераторов.

Ввиду того, что факторы, определяющие режимы теплоснабжения и теплопотребления зданий, имеют в большей своей части вероятностный характер и зависят от особенностей условий функционирования данной конкретной системы (ее размера, состояния оборудования метеорологических условий, режима центрального регулирования отпуска тепла, тепло-физических характеристик ограждающих конструкций и др.), представляется возможным дать обобщенную количественную оценку потерь при распределении теплоносителя между отапливаемыми помещениями с учетом эффективности автоматического регулирования.

Вместе с тем, целесообразно оценить различные варианты схем систем отопления и способы автоматического регулирования с точки зрения эффективности использования тепловой энергии и уровня поддержания теплового комфорта в отапливаемых помещениях (табл. 3.2.6).

Такая оценка сделана на основе материалов исследований и публикаций большого количества авторов и обобщения имеющегося в настоящее время отечественного и зарубежного опыта. При этом варианты технических решений изложены в такой последовательности, при которой каждый последующий вариант обладает более высокими потенциальными возможностями эффективного распределения тепловой энергии и обеспечения лучших условий теплового комфорта в отапливаемых помещениях.

В качестве базового варианта принят неавтоматизированный тепловой пункт с системой коммерческого учета энергоносителей.

Из табл. 3.2.6 видно, что эффективность энергосбережения в системах водяного отопления существенно зависит от схемы отопления и

схемы теплового пункта, уровня автоматизации, степени децентрализации теплоснабжения.

При снабжении теплом от автономной котельной или от теплового пункта с местным пиковым догревом в периоды стояния низких наружных температур условия теплового комфорта в помещениях улучшаются, так как исключается недогрев в холодный период отопительного сезона.

Таблица 3.2.6

Наиболее распространенные варианты систем отопления и их эффективность

	Техническое решение	Факторы, повышающие значение КПД
1	Система отопления традиционная с вертикальным распределением теплоносителя. Подключена к системе централизованного теплоснабжения. Местный тепловой пункт не автоматизирован. Установлена система коммерческого учета энергоносителей	Оплата фактически потребленного тепла, величина которой, как правило, меньше размера оплаты по проектным данным снижает затраты потребителя. Коммерческий учет энергоносителей стимулирует потребителя экономить энергоресурсы
2	Система традиционная с вертикальным распределением теплоносителя. Местный тепловой пункт автоматизирован	Корректировка режима подачи тепла с учетом тепловых характеристик конкретного здания, его удаленности от источника тепла, устранение перерасхода тепла в период нижней срезки температурного графика (переходный период года)
3	Система традиционная с вертикальным распределением теплоносителя. Снабжение теплом от автономной котельной либо от местного автоматизированного теплового пункта с пиковым газовым или электрическим нагревателем	Исключается недогрев зданий в холодный период отопительного сезона, когда температура теплоносителя в тепловой сети ниже, чем требуется по графику регулирования
4	Система отопления традиционная с вертикальным распределением теплоносителя. Местный тепловой пункт автоматизирован (с пофасадным регулированием тепла)	Учет при регулировании влияния ветра и солнечной радиации на тепловой режим зданий
5	Система отопления традиционная с вертикальным регулированием теплоносителя. Местный тепловой пункт автоматизирован (с пофасадным регулированием тепла): снабжение системы отопления теплом по п. 3	Учет при регулировании влияния ветра и солнечной радиации на тепловой режим зданий, исключается недогрев здания в холодный период
6	Система отопления традиционная с пофасадным программным автоматическим регулированием тепла	Эффект использования тепла по сравнению с п. 4 дополнительно повышается за счет снижения внутренней температуры в нерабочие часы в общественных зданиях, в ночные часы – в жилых зданиях
7	Система отопления традиционная с пофасадным программным автоматическим регулированием тепла, снабжение теплом систем отопления по п. 3	Исключается недогрев зданий в холодный период отопительного сезона, когда температура теплоносителя в тепловой сети ниже, чем требуется по графику регулирования. Учет при регулировании влияния ветра и солнечной радиации на тепловой режим зданий, исключается недогрев здания в холодный период

Окончание табл. 3.2.6

8	Система отопления традиционная, вертикальная, однотрубная. Отопительные приборы оснащены индивидуальными терморегуляторами (комнатными термостатами)	Учет при регулировании влияния ветра, солнечной радиации и бытовых тепловыделений. Потребитель настраивает терморегулятор на желаемое значение внутренней температуры. Возможность индивидуального регулирования температуры ограничена из-за большой остаточной теплоотдачи при полном отключении отопительных приборов
9	Система низкопотенциального водяного отопления («теплый пол») с поквартирным распределением и коммерческим учетом теплоносителя	Уменьшается недогрев помещений при перерывах в подаче тепла от тепловой сети и при температуре в подающем трубопроводе ниже требуемой по графику регулирования. Не обеспечивает быстрой реакции на изменения внешних и внутренних воздействий.
10	Система отопления традиционная, вертикальная, двухтрубная. Отопительные приборы оснащены комнатными термостатами	Дополнительно к п.п. 8 и 9 возможность индивидуального регулирования выше из-за существенно меньшей остаточной теплоотдачи отопительных приборов при их отключении
11	Система отопления традиционная, вертикальная однотрубная. Отопительные приборы оснащены индивидуальными терморегуляторами (комнатными термостатами), снабжение системы отопления по п. 3	Исключается недогрев зданий в холодный период отопительного сезона, когда температура теплоносителя в тепловой сети ниже, чем требуется по графику регулирования. Учет при регулировании влияния ветра и солнечной радиации на тепловой режим зданий, исключается недогрев здания в холодный период
12	Совмещенная система отопления и горячего водоснабжения от индивидуального теплогенератора с комнатными термостатами и программным регулированием отпуска тепла	Полностью исключает потери, обеспечивает гибкое регулирование тепловой нагрузки по желанию потребителя

Пофасадное автоматическое регулирование отпуска тепла позволяет улучшить температурные условия в здании за счет учета при регулировании влияния ветра и солнечной радиации.

Дополнительный эффект дает программное регулирование, предусматривающее снижение отпуска тепла в ночные часы в жилых зданиях и в нерабочее время – в общественных и промышленных.

Еще более высокие показатели достигаются при установке комнатных термостатов, особенно в двухтрубных системах отопления.

Наибольший энергосберегающий эффект имеют системы с поквартирным распределением теплоносителя, системы низкопотенциального отопления с кондиционерами-доводчиками и, наконец, системы отопления и горячего водоснабжения от индивидуальных теплогенераторов с комнатными термостатами и программным регулированием отпуска тепла.

Изложенные выше соображения дают основания при оценке рыночной стоимости жилья помимо общепринятых критериев учитывать

энергоэкономичность здания (теплозащитные качества наружных ограждений, совершенство принятых технических решений инженерных систем, уровень их автоматизации).

Понятно, что повышение уровня применяемых технических решений вызывает увеличение капитальных затрат в строительство зданий. Однако эти дополнительные затраты, учитывая неизбежный рост тарифов на отпускаемую тепловую энергию и постепенный переход на 100% оплату населением коммунальных услуг, являются, безусловно оправданными как с точки зрения экономии топливно-энергетических ресурсов, так и с позиции социальной защиты населения.

### **3.2.5. Вентиляционные установки**

На промышленных предприятиях применяются следующие виды установок:

- 1) вытяжные, предназначенные для удаления из цеха пыли и газов;
- 2) приточные, обеспечивающие подачу в цеха свежего воздуха взамен удаленного вытяжной вентиляцией (в зимнее время этот воздух проходит через калориферы и подогревается до определенной температуры);
- 3) отопительно-циркуляционные, применяемые в относительно чистых цехах, с небольшим выделением вредных веществ;
- 4) тепловые завесы, широко применяемые в промышленных предприятиях для сокращения количества холодного воздуха, поступающего в цех при открывании ворот, и его подогрева;
- 5) производственные, предназначенные для подачи воздуха, без которого невозможно проведение технологического процесса.

Сокращения расхода электроэнергии на вентиляционные установки можно добиться:

- заменой старых вентиляторов новыми, более экономичными;
- внедрением экономичных способов регулирования производительности вентиляторов;
- блокировкой вентиляторов тепловых завес с устройствами открывания и закрывания ворот;
- отключением вентиляционных установок во время перерывов в работе цехов;
- устранением эксплуатационных дефектов и отклонений от проекта;
- внедрением автоматического управления вентиляционными установками.

Регулировать производительность вентиляторов можно следующими способами:

1. применением многоскоростных электродвигателей вместо регулирования шаберами в напорной линии вентиляционной установки (экономия электроэнергии до 20–30 %);
2. регулированием подачи воздуходувок шиберами на всосе вместо регулирования на нагнетании (экономия электроэнергии до 15 %);
3. регулированием вытяжкой вентиляции шиберами на рабочих местах вместо регулирования на нагнетании (экономия электроэнергии до 10 %);
4. регулированием подачи дымососа с помощью цилиндрических направляющих аппаратов вместо дроссельных (экономия электроэнергии до 25 %).

При монтаже, сборке и ремонте вентиляционных установок иногда допускаются отступления от проекта, что приводит к нерациональным расходам электроэнергии. К этим дефектам можно отнести:

- 1) работу осевого вентилятора с перевернутым колесом, при этом снижается КПД вентиляторов на 20–40 %;
- 2) увеличение зазора между рабочим колесом и всасывающим патрубком у центробежных вентиляторов, что также приводит к снижению КПД;
- 3) снятие обтекателя перед входом в рабочее колесо (снижает КПД на 10 %);
- 4) укороченный диффузор или его отсутствие у осевых вентиляторов (снижает их КПД на 6 %);
- 5) некачественное изготовление и монтаж отводов, тройников, колен, вмятины, плохая штукатурка каналов (значительно увеличивают сопротивление системы и соответственно расход электроэнергии);
- 6) неплотности во фланцевых соединениях, негерметичность подсоединения воздухопроводов к вентиляторам и другие источники присосов (вызывают увеличение расхода электроэнергии).

Устройство автоматического регулирования и управления вентиляционными установками в зависимости от температуры наружного воздуха дает экономию электроэнергии до 10–15 %.

### **3.2.6. Энергосбережение в системах освещения**

Энергосбережение в осветительных установках (ОУ) представляет собой комплексную задачу, предусматривающую снижение затрат в ОУ и определяющую срок окупаемости затрат на новую или переоборудуемую осветительную систему. В конечном счете эффективность ОУ оп-

ределяется стоимостью световой энергии, вырабатываемой за срок службы ОУ и в значительной степени зависящей от затрат на оплату электрической энергии (ЭЭ).

Структура стоимостных показателей ОУ складывается следующим образом:

- капитальные затраты на осветительные приборы (ОП) и источники света (ИС) 10–15 %;
- затраты на монтаж и обслуживание ОП 15 %;
- стоимость электроэнергии 70–75 %.

Поскольку потери от ухудшения условий освещения значительно превосходят стоимость сэкономленной электроэнергии, эффективной следует считать такую ОУ, которая создает высококачественное освещение и сохраняет свои характеристики на протяжении длительной работы при наименьших капитальных и эксплуатационных затратах, в том числе при минимальном энергопотреблении.

Составляющие эффективности осветительных установок:

- световая отдача ИС и их срок службы;
- светотехнические и энергетические параметры ОП;
- стабильность параметров ОП и ИС при работе их в светильнике;
- тарифы на ЭЭ;
- число часов использования ОУ в год;
- способы освещения и режимы эксплуатации ОУ;
- стоимость ламп и светильников, монтажа и обслуживания ОУ.

### **Нормирование**

Важнейшей задачей является законодательное закрепление энергосберегающих требований к светотехническим изделиям и установкам в стандартах, нормах и правилах. Основными нормативными документами для проектирования и исполнения осветительных установок являются строительные нормы и правила (СНиП 23–05–95) и территориальные строительные нормы на освещение (ТСН). Новые энергосберегающие нормы в качестве энергетического показателя, определяющего рациональное потребление ЭЭ в системах внутреннего освещения (ВО), предлагают удельную установленную мощность ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ).

Новые энергосберегающие нормы позволят при их применении снизить затраты электроэнергии в ОУ зданий на 20–40 %, и их следует рассматривать как основу нормативной базы для контроля энергозатрат в ОУ на стадии экспертизы проектов. Согласно новым нормам, ОУ, проработавшие более 8 лет, должны быть реконструированы. В системах наружного освещения (НО) нормируется яркость (освещенность) полотна проезжей части дороги как светотехнический показатель ОУ.

Задачи энергосбережения в наружном освещении решаются методом оптимизации совокупности характеристик и параметров ОУ.

### **Нормирование внутреннего освещения**

Эффективной следует считать такую ОУ, которая создает высококачественное освещение и сохраняет свои характеристики на протяжении длительной работы при наименьших капитальных и эксплуатационных затратах, в том числе при минимальном энергопотреблении.

Нормативные данные по использованию ЭЭ на цели освещения позволяют рассчитать минимально необходимое потребление ЭЭ при достижении нормируемой освещенности для данного типа помещений и рода зрительной работы и сравнить с фактическими затратами.

Правительство США всячески поддерживает развитие энергосберегающей светотехники путем проведения масштабных акций по экономическому планированию, финансируется проведение энергетических аудиторских проверок, а также оказывается информационная и техническая поддержка.

Закон «Национальная политика США в области энергетики», вступивший в силу в октябре 1992 года, затрагивает все аспекты энергоэффективности и касается всех потребителей и производителей светотехнической продукции. В частности, он устанавливает рабочие характеристики для ламп накаливания (ЛН) и люминесцентных ламп (ЛЛ). Начиная с ноября 1995 года лампы, не удовлетворяющие этим требованиям, запрещены для производства и импорта.

Действующий стандарт разработан с учетом последних достижений в области техники искусственного освещения, технических характеристик ламп и пускорегулирующих аппаратов (ПРА). В результате в большинстве случаев допустимое энергопотребление в помещениях и в здании в целом существенно снижено.

В пакете нормативных общеевропейских документов по осветительным установкам наибольший интерес представляют нормы освещения рабочих мест «Прикладная светотехника – ч. 2: Освещение рабочих мест».

Критерии проектирования освещения, заложенные в этих нормах, учитывают требования людей к безопасности, обеспечению необходимой зрительной работоспособности и визуальному комфорту, содержат требования к искусственному освещению рабочих мест в промышленных и административных зданиях, учебных заведений и учреждений здравоохранения, а также наружного освещения.

В количественной форме выражены требования: к уровню освещенности на рабочем месте и в его окружении; к ограничению слепяще-

го действия; к качеству цветопередачи источников света. Вербальные рекомендации даны относительно: распределения яркостей в поле зрения; тенеобразующих свойств ОУ; цвета излучения ИС; коэффициента снижения освещенности (величина, обратная принятому в отечественной практике коэффициенту запаса); естественного освещения помещения; энергоэффективности ОУ; освещения рабочих мест с видеотерминалами.

### Пускорегулирующие аппараты

Экономичность ОУ необходимо рассматривать с учетом характеристик пускорегулирующей аппаратуры (ПРА). Потребляемая мощность ОУ с разрядными лампами складывается из мощности, потребляемой самой лампой  $P_{\text{л}}$  и мощности, теряемой в ПРА (балласте)  $P_{\text{б}}$ :

$$P_{\text{ОУ}} = P_{\text{л}} + P_{\text{б}}. \quad (3.2.2)$$

В этой связи мощность, теряемую в ПРА, можно рассматривать как резерв повышения КПД ОУ. Активные потери в стандартных электромагнитных ПРА могут достигать 25 % мощности, потребляемой ОУ, потери в электронных высокочастотных ПРА (ЭПРА) не превышают 10 %.

Обычные электромагнитные ПРА, широко использующиеся в настоящее время, обладают высоким нагревом и большими потерями мощности. Альтернативой им являются высокочастотные ЭПРА, при использовании которых в осветительных приборах повышаются качественные показатели освещения:

- исключается пульсация светового потока ЛЛ;
- предотвращается возникновение стробоскопического эффекта;
- создается благоприятный режим зажигания ЛЛ и повышается ее срок службы;
- в пусковом режиме отсутствуют мигания ЛЛ и акустические шумы;
- осуществляется автоматическое отключение ламп в конце их срока службы, а также дефектных ламп.

Стандартные электромагнитные ПРА экономически целесообразно использовать в относительно недорогих светильниках, в ОУ с малым временем эксплуатации в течение года. В ОУ с годовой наработкой более 2000 ч, укомплектованных относительно дорогими светильниками преимущественно с зеркальными оптическими элементами, экономически целесообразно использовать электромагнитные ПРА с пониженными потерями и ЭПРА. Применение ЭПРА эффективно в ОУ, оснащенных системами автоматического управления освещением.

## Осветительные приборы

Выбор типа осветительного прибора должен производиться по типовым конструктивно-светотехническим схемам и эксплуатационным группам. В качестве одного из основных светотехнических параметров ОП являются кривые силы света (КСС), характеризующие распределение светового потока ОП в пространстве. Эффективность использования той или иной КСС определяется возможностью достижения необходимого уровня освещенности при нормированной неравномерности и зависит от соотношения  $L/H$ , где  $L$  – расстояние между осветительными приборами,  $H$  – высота расположения ОП над расчетной поверхностью. Оптимальный выбор ОП позволяет получить экономию ЭЭ при обеспечении качественного освещения на уровне 14–40 %.

Усиление внимания к экономичности освещения сопровождается повышением требований к светильникам. Широкое распространение нашли светильники с экранирующими решетками и зеркальными отражателями, обеспечивающие высокий КПД (до 95 %) и зрительный комфорт. Применение молочных рассеивателей приводит к значительному снижению КПД светильника. Поэтому широкое распространение нашли светильники с экранирующими решетками. Их КПД достигает 70 % и выше. Интересно отметить, что различия значений КПД светильников с белой и зеркальной решетками невелики.

В заключение данного раздела отметим, что использование полного комплекса мероприятий по совершенствованию ОУ, современного светотехнического оборудования и энергоэкономичных способов освещения позволяет получить суммарную экономию ЭЭ до 20–70 %.

### 3.2.7. Энергетический паспорт здания

Энергетический паспорт – это документ, содержащий геометрические, энергетические и теплотехнические характеристики проектируемых и эксплуатируемых зданий и их ограждающих конструкций и устанавливающий соответствие их нормативным требованиям.

Энергетический паспорт жилых и общественных зданий предназначен для подтверждения соответствия показателей энергетической эффективности и теплотехнических показателей здания показателям, установленным в ТСН нормах, путем использования его показателей в процессе разработки проектной и технической документации, при экспертизе проекта, ГАСН и контроле фактических показателей при эксплуатации здания.

Энергетический паспорт здания рекомендуется составлять для новых, реконструируемых, капитально ремонтируемых и эксплуатируе-

мых жилых и общественных зданий. При этом он входит в состав проектной и приемосдаточной документации здания.

С его помощью обеспечивается последовательный контроль качества в процессе разработки проектной и конструкторской документации, при экспертизе проекта, строительстве, приемке здания и при эксплуатации здания.

Энергетический паспорт здания должен содержать следующую информацию:

- сведения о типе и функциональном назначении здания, его этажности и объеме;
- данные об объемно-планировочном решении с указанием данных о геометрии и ориентации здания, площади его ограждающих конструкций и пола отапливаемых помещений;
- климатические характеристики района строительства, включая данные об отопительном периоде;
- проектные данные по теплозащите здания, включающие приведенные сопротивления теплопередаче как отдельных компонентов ограждающих конструкций, так и здания в целом;
- проектные данные по системам поддержания микроклимата и способам их регулирования в зависимости от изменения климатических воздействий, по системам теплоснабжения здания;
- проектные теплоэнергетические характеристики здания, включающие удельные расходы энергии на отопление здания в течение отопительного периода как по отношению к 1 м<sup>2</sup> отапливаемой площади, так и по отношению к 1 м<sup>2</sup> отапливаемой площади и градусо-суткам отопительного периода;
- изменения в построенном здании (объемно-планировочные, конструктивные, систем поддержания микроклимата) по сравнению с проектом;
- результаты испытания энергопотребления и теплозащиты здания после годового периода его эксплуатации;
- сопоставление проектных и эксплуатационных данных о теплозащитных и приведенных к расчетным условиям теплоэнергетических характеристиках;
- присвоение зданию категории теплоэнергетической эффективности;
- рекомендации по повышению теплоэнергетической эффективности здания.

Энергетический паспорт здания должен заполняться:

- на стадии разработки проекта после привязки к условиям конкретной площадки – проектной организацией;

- на стадии сдачи строительного объекта в эксплуатацию – проектной организацией на основе анализа отступлений от первоначального проекта, допущенных при строительстве здания;
- на стадии эксплуатации – организацией, эксплуатирующей здание, или инспектирующей организацией после годичной эксплуатации здания.

Ответственность за достоверность данных энергетического паспорта проекта здания несет организация, его разработавшая. Теплотехнические и теплоэнергетические характеристики, полученные на основе теплоэнергетических паспортов, целесообразно занести в банк данных фонда эксплуатируемых зданий региона.

Теплоэнергетическая эффективность здания определяется по следующим критериям:

- удельный расход тепловой энергии на отопление в течение отопительного сезона  $q_h^y$ , кДж/(м<sup>2</sup> · °С · сут);
- показатель компактности здания  $k_e$ , 1/м;
- приведенный коэффициент теплопередачи здания  $K_m$ , Вт/(м<sup>2</sup> · °С);
- приведенный трансмиссионный коэффициент теплопередачи здания  $K_m^{tr}$ , Вт/(м<sup>2</sup> · °С);
- приведенный условный инфильтрационный коэффициент теплопередачи здания  $K_m^{inf}$ , Вт/(м<sup>2</sup> · °С);
- средний воздухообмен в здании в течение отопительного периода  $n_a$ , ч<sup>-1</sup>;
- коэффициент остекленности фасада здания  $p$ .

Энергетический паспорт содержит точную информацию о теплозащите дома и его энергопотреблении (эксплуатационной энергоемкости). В паспорте указывается категория энергетической эффективности дома, которая оценивается величиной потребляемой тепловой энергии на 1 кв. м площади.

Важным моментом является прописанная для паспорта необходимость проведения испытаний энергопотребления и тепловой защиты здания после годичного периода его эксплуатации (так называемый энергоаудит). По результатам испытаний, проводимых независимыми аккредитованными организациями, дому присваивается класс энергетической эффективности, и даются рекомендации по повышению этого параметра.

Как уже отмечено, для полного заполнения энергетического паспорта дома не обойтись без энергоаудита. Он начинается со сбора исходных данных о состоянии теплоэнергетического хозяйства жилища. Необходимые исходные данные должны содержать теплотехнические характеристики стен, перекрытий, окон, дверей и пр. Поэтому выполняется обмер наружных поверхностей отапливаемой части здания, выделяются площади оконных проемов, устанавливается состав каждого наружного ограждения (толщина каждого слоя при многослойной конструкции, коэффициент теплопроводности материала) и рассчитывается его приведенное сопротивление теплопередаче.

Также собирается информация об инженерных системах здания и прочем энергопотребляющем оборудовании, устанавливаются тип системы отопления, номинальная и фактическая мощность котла, имеющиеся средства авторегулирования, схема подключения системы горячего водоснабжения.

При централизованной системе снабжения для системы горячего водоснабжения измеряются температура и давление воды в подающем трубопроводе на вводе в здание и температура воды в циркуляционных стояках секционных узлов перед подключением их к магистрали. Необходимо и изучение состояния внутреннего микроклимата в помещениях, то есть замер кратности воздухообмена, температуры и влажности.

На основе результатов натурных исследований проводится оценка соответствия фактических значений теплоэнергетических показателей проектным и определяется фактическое сопротивление теплопередаче ограждения. Исходя из этих данных, выдаются рекомендации, как повысить теплозащиту конструкций и устранить выявленные дефекты.

Чтобы составить энергетический баланс дома, необходимо знать, сколько тепла оно получает за отопительный период. Для зданий с разными типами отопления эта задача решается своими путями.

Стоит еще раз подчеркнуть, что энергетический паспорт не является самоцелью. При заполнении этого документа выявляются просчеты в теплозащите, допущенные при проектировании и возведении дома, что позволяет сделать его более энергоэффективным. Но, разумеется, гораздо рациональнее не устранять обнаруженные ошибки в теплозащите уже на построенном доме, а предупреждать их появление еще на стадии составления и согласования проекта.

Введение энергетического паспорта для частных домов и коттеджей – не роскошь, а суровая необходимость. Полезность этого документа только предстоит понять отечественным «частникам» – по мере того, как законодательство в области энергосбережения будет ужесточаться, а цены на энергоносители – расти до среднемировых уровней.

### Пример заполнения энергетического паспорта здания

Десятиэтажное 2-х секционное жилое здание серии 111-75 предназначено для строительства в г. Томске. Здание состоит из двух торцевых секций. Общее количество квартир – 80. Стены здания состоят из трехслойных керамзитобетонных панелей толщиной 350 мм с керамзитобетонными шпонками и утеплителем из экструзионного пенополистирола, окна с трехслойным остеклением (однокамерный стеклопакет плюс стекло) в отдельных деревянных переплетах. Чердак – холодный. Подвал «теплый» – с разводкой трубопроводов. Здание подключено к централизованной системе теплоснабжения.

#### Общая информация о проекте

Дата заполнения	
Адрес здания	г. Томск
Разработчик проекта	КБ им. Якушева, г. Москва
Адрес и телефон разработчика	г. Москва
Шифр проекта	Серия 111-75

#### Расчетные условия

	Наименование расчетных параметров	Обозначения	Единицы измерения	Величина
1.	Расчетная температура внутреннего воздуха	$t_{int}$	°С	21
2.	Расчетная температура наружного воздуха	$t_{bxt}$	°С	-40
3.	Расчетная температура теплого чердака	$t_{int}^c$	°С	–
4.	Расчетная температура теплого подвала	$t_{int}^f$	°С	2
5.	Продолжительность отопительного периода	$z_{Ht}$	сут	236
6.	Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	$t_{bxt}^{av}$	°С	-8,4
7.	Градусосутки отопительного периода	$D_d$	°С·сут	6938

#### Функциональное назначение, тип и конструктивное решение здания

8.	Назначение	Жилое
9.	Размещение в застройке	Отдельно стоящее
10.	Тип	Многоэтажное, 10эт.
11.	Конструктивное решение	Крупнопанельное, железобетонное
12.	Стены	Трехслойные керамзитобетонные панели толщиной 350 мм на шпонках и с экструзионным пенополистиролом
13.	Окна	Окна с трехслойным остеклением (однокамерный стеклопакет плюс стекло) в отдельных деревянных переплетах

14.	Чердак	Холодный, перекрытие железобетонное с утеплителем
15.	Подвал	«Теплый», перекрытие железобетонное с утеплителем, с разводкой трубопроводов системы отопления
16.	Система теплоснабжения	Централизованная

### Объемно-планировочные параметры здания

№	показатель	Обозначение и размерность показателя	Нормативное значение показателя	Расчетное (проектное) значение показателя	Фактическое значение показателя
17.	Общая площадь ограждающих конструкций, в т. ч.:	$A_e^{sum}, \text{м}^2$	-	4545	
	Стен	$A_w, \text{м}^2$		2693	
	Окон	$A_F, \text{м}^2$		786	
	Входных дверей	$A_{ed}, \text{м}^2$		6	
	Покрытия (совмещенного покрытия, конструкций теплового чердака, перекрытия холодного чердака)	$A_c, \text{м}^2$		530	
	Перекрытия 1-го этажа	$A_f, \text{м}^2$		530	
18.	Отапливаемая площадь здания	$A_H, \text{м}^2$	-	5300	
19.	Жилая площадь	$A_1, \text{м}^2$	-	3134	
20.	Расчетная площадь (для общественных зданий)	$A_1, \text{м}^2$	-	-	
21.	Отапливаемый объем	$V_H, \text{м}^3$		14840	
22.	Коэффициент остекленности фасада здания	$p$	0,18	0,17	
23.	Показатель компактности здания	$k_e^{des}$	0,29	0,31	

### Энергетические показатели

Теплотехнические показатели					
24.	Приведенное сопротивление теплопередаче наружных ограждений	$R_o^r, \text{м}^2 \cdot \text{°C/Вт}$		3,83	2,75
	-стен	$R_w^r, \text{м}^2 \cdot \text{°C/Вт}$		0,647	0,56
	-окон и балконных дверей	$R_F^r, \text{м}^2 \cdot \text{°C/Вт}$		1,2	1,2
	- входных дверей	$R_{ed}^r, \text{м}^2 \cdot \text{°C/Вт}$			
	- покрытий (совмещенного покрытия, конструкций теплового чердака, перекрытия холодного	$R_c^r, \text{м}^2 \cdot \text{°C/Вт}$		5,02	5,02

	чердака) - перекрытия 1-го этажа	$R_f^r, \text{м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$	5,02	1,09
25.	Приведенный трансмиссионный коэффициент теплопередачи здания	$K_m^{tr}, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$		0,655
26.	Кратность воздухообмена	$n_a, 1/\text{ч}$		0,745
27.	Приведенный инфильтрационный коэффициент теплопередачи здания	$K_m^{inf}, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$		0,618
28.	Общий коэффициент теплопередачи здания	$K_m, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$		1,273

### Теплоэнергетические показатели

29.	Общие теплотери через ограждающую оболочку здания за отопительный период	$Q_H, \text{МДж}$	–	346837
30.	Удельные бытовые тепловыделения в здании	$q_{int}, \text{Вт}/\text{м}^2$	Не менее 10	15
31.	Бытовые тепlopоступления в здание за отопительный период	$Q_{int}, \text{МДж}$	–	958553
32.	Тепlopоступления в здание от солнечной радиации за отопительный период	$Q_s, \text{МДж}$	–	551766
33.	Потребность в тепловой энергии на отопление здания за отопительный период	$Q_H^y, \text{МДж}$	–	2554232
34.	Удельный расход тепловой энергии на отопление здания	$q_H^{des}, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C} \cdot \text{сут}}$	–	69,46

### Сопоставление с нормативными требованиями

35.	Расчетный коэффициент энергетической эффективности системы централизованного теплоснабжения здания от источника теплоты	$\eta_0^{des}$		0,5
36.	Требуемый удельный расход тепловой энергии на отопление здания	$q_H^{req}, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C} \cdot \text{сут}}$		70
37.	Соответствует ли проект нормативному требованию	Да		
38.	Категория энергетической эффективности	«Нормальная»		
39.	Дорабатывать ли проект здания?	Нет		

## Рекомендации по повышению энергетической эффективности

40.	Рекомендуем:	– –
41.	Паспорт заполнен	
	Организация Адрес и телефон Ответственный исполнитель	

### 3.3. Энергосбережение в различных отраслях промышленности

#### 3.3.1. Энергосбережение в машиностроении

Из всех потребляемых энергоресурсов на машиностроительных предприятиях около 30 % расходуется на чисто технологические процессы и около 70 % – на ТЭЦ, котельные, вентиляцию, освещение, выработку сжатого воздуха, внутризаводской транспорт и прочие вспомогательные нужды. Энергоемкими производствами в машиностроении являются: кузнечное, литейное, термическое и гальванопокрытий. Показателями эффективности использования энергоресурсов на предприятии машиностроительного комплекса являются:

1. Энергоемкость продукции  $\beta_{\text{эн.п}}$  (кг у.т./руб.);
2. Электроемкость продукции  $\beta_{\text{эл.п}}$  (кВт·ч/руб.);
3. Теплоемкость продукции  $\beta_{\text{т.п}}$  (ГДж/руб. или Гкал/руб.);
4. Топливоемкость продукции  $\beta_{\text{топл.п}}$  (кг у.т./руб.).

Эти показатели определяются по выражениям:

$$\beta_{\text{эн.п}} = \frac{\sum B_{\Gamma}}{Ц_{\Gamma.п}}, \quad (3.3.1)$$

$$\beta_{\text{эл.п}} = \frac{W_{\text{эл.г}}}{Ц_{\Gamma.п}}, \quad (3.3.2)$$

$$\beta_{\text{т.п}} = \frac{Q_{\Gamma}}{Ц_{\Gamma.п}}, \quad (3.3.3)$$

$$\beta_{\text{топл.п}} = \frac{\sum B_{\text{т.г}}}{Ц_{\Gamma.п}}, \quad (3.3.4)$$

где  $\sum B_{\Gamma}$  – полное годовое потребление топлива и всех видов энергии в пересчете на условное топливо, кг у.т./год;

$W_{\text{эл.г}}$  – годовое потребление активной мощности кВт·ч/год;

$Q_{\Gamma}$  – годовое потребление тепловой энергии, ГДж/год или Гкал/год;

$\Sigma B_{т.г}$  – полное годовое потребление всех видов топлива, кг у.т./год;

$\Pi_{г.п}$  – стоимость годового выпуска продукции, руб./год.

На машиностроительных предприятиях с большим количеством металлообрабатывающих станков значительной экономии электроэнергии можно добиться следующими мероприятиями:

1. Уменьшением припусков и изменением формы заготовок с приближением их к форме готового изделия;
2. Изменением способов обработки изделий;
3. Применением многошпиндельных станков вместо сверления отверстий;
4. Выполнением фрезерных работ с установкой на одном станке нескольких фрез;
5. Увеличением загрузки или заменой недогруженных электродвигателей двигателями меньшей мощности;
6. Изменением параметров резания

Удельный расход электроэнергии на одну операцию можно выразить следующей формулой:

$$W_{уд} = P_{хх} \cdot (T_{м} + T_{всп}) + P_{пол} \cdot T_{м}, \quad (3.3.5)$$

где  $T_{м}$  – машинное время, с;

$T_{всп}$  – вспомогательное время, с;

$P_{хх}$  – мощность холостого хода, кВт;

$P_{пол}$  – полезная мощность, расходуемая на покрытие нагрузочных потерь и обработку металла за период  $T_{м}$ :

$$P_{пол} = k \cdot \frac{c \cdot S^x \cdot \delta^y \cdot V}{60 \cdot 75 \cdot 1,36}, \quad (3.3.6)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий нагрузочные потери;

$c$  – коэффициент, учитывающий обрабатываемый материал;

$S$  – подача;

$\delta$  – глубина резания;

$V$  – скорость резания;

$x$  и  $y$  – постоянные коэффициенты для данного материала (для большинства сортов сталей  $x = 0,175$ ,  $y = 1$ ; для чугуна  $x = 0,75$ ,  $y = 0,93$ ). Применение систем автоматического регулирования нагрева металла дает экономию топлива на 15–25 %.

### 3.3.2. Энергосбережение в пищевой промышленности

В таблицах 3.3.1, 3.3.2 приведены нормы расхода электроэнергии в пищевой промышленности и основные направления снижения расхода энергоносителей на предприятиях пищевой промышленности.

Таблица 3.3.1

Удельные расходы электроэнергии на производство в пищевой промышленности

Вид продукции	Ед. изм.	Удельный расход, кВт·ч/ед. прод. (по различным источникам информации)		
Мука	т	51–88	50–60	50–70
Крупа	т	30–32	30–40	25–30
Сушка зерна	т	10–13	–	–
Сахарный песок	т	24–30	25–30	25–30
Мясо и субпродукты	т	55–60	55–60	50
Колбасные изделия	т	74–90	75–90	65–80
Консервы мясные	1000 усл. банок	20–25	23–26	50
Растительное масло	т	132–184	130–180	175
Хлебобулочные изделия	т	–	–	20–40

Таблица 3.3.2

Удельные нормы расхода холода, пара, воды и электроэнергии на выпуск молочной продукции

Вид продукции	Норма расхода (на 1 т готовой продукции)				
	Холода, тыс. стандартных ккал	Пара, т/ч		Воды, м <sup>3</sup>	Эл/эн, кВт·ч
		На технологические нужды	На вентиляцию		
творог	342	1,4	2,5	53	930
молоко	22	0,1	0,1	4	84
простокваша	107	0,4	0,35	15	226
кефир	69	0,3	0,35	11	125
ряженка	110	0,8	0,5	19	193
сливки	76	0,5	0,5	29	142
сметана	113	1,0	0,73	27	237
сырки	265	1,7	2,3	33	696
сыр	750	2,5	3,3	79	1488
Масло сливочное	326	2,6	0,5	53	667

### 3.3.3. Энергосбережение в нефтеперерабатывающей промышленности

В таблицах 3.3.3, 3.3.4 приведены удельные расходы топлива, тепловой энергии и электрической энергии по некоторым установкам и выпускаемой продукции предприятий нефтепереработки.

Таблица 3.3.3

Удельные расходы топлива и тепловой энергии по некоторым установкам предприятий нефтепереработки

Наименование установки	Удельный расход топлива, кг у.т./т	Удельный расход теплоэнергии, МДж/т
Первичная переработка	30,3	82,8
Гидрокрекинг	173,2	81,3
Термический крекинг	48,4	96,4
Каталитический крекинг	54,6	207
Каталитический крекинг на облагораживание	94,7	136
Производство масел	212,0	2763
Коксование	75,6	222
Гидроочистка топлива	25,0	17,5

Таблица 3.3.4

Удельные расходы электроэнергии по некоторым установкам предприятий нефтепереработки (в среднем по отрасли)

Наименование процесса	Удельный расход, кВт·ч/т		
	По различным источникам информации		
Переработка нефти	31,3	29,5	–
Первичная переработка нефти	14,5	13,8	–
Термический крекинг нефти	14,8	13,9	11–15
Каталитический крекинг нефти	59,6	60	60
Каталитический риформинг	83,4	80	–
Производство катализатора	2368	2100	–
Пиролиз нефти	20,5	19	–
Коксование	30,4	27	30–40
Производство масел	284	295	–

– использование низкопотенциальной сбросной теплоты для теплоснабжения (дает экономию топлива до 20 %).

Основными способами снижения расходов энергоресурсов в нефтепереработке являются:

- применение ЭВМ для управления технологическими процессами;
- повышение эффективности утилизации сбросной теплоты;
- увеличение КПД печей;
- увеличение КПД дистилляционной установки путем использования дополнительных стадий;
- усовершенствование тепловых насосов.

### **3.4. Энергосбережение при работе теплообменного оборудования**

#### **3.4.1. Выпарные установки**

Выпаривание представляет собой термический процесс кипения раствора с выделением паров растворителей в практически чистом виде (если не считаться с уносом жидкости); при этом растворимое нелетучее вещество (твердое тело, например соль, или вязкая жидкость, например вазелин) остается в концентрированном виде в аппарате. Получаемые при выпаривании пары удаляются в атмосферу или в конденсирующее устройство.

Превращаться в пар растворитель может при кипении жидкости или при поверхностном испарении ее. В выпарных аппаратах применяется более интенсивный из этих способов превращения растворителя в пар, а именно кипение.

Чтобы правильно спроектировать выпарную установку для заданного раствора, необходимо экономически обоснованно и технологически оптимально выбрать:

- схему подогрева раствора;
- схему питания аппаратов раствором;
- оптимальное число ступеней установки;
- рациональную систему использования вторичного тепла.

Как известно, применением выпаривания в многоступенчатой выпарной установке достигается значительная экономия греющего пара. С учетом потерь тепла расход греющего пара  $D$  в установке с  $n$  ступенями выражается приближенно формулой:

$$D = \frac{W}{0,85 \cdot n}, \quad (3.4.1)$$

где  $W$  – количество выпариваемого растворителя во всех ступенях установки.

Таким образом, увеличение числа ступеней в обратной пропорции снижает расход пара на установку, однако в прямой пропорции увеличивает поверхность нагрева выпарных аппаратов, т. е. капитальные затраты. Обычно бывают трех- или четырехступенчатые выпарные установки.

Разработана методика технико-экономического анализа и определения наиболее выгодного числа ступеней по эксплуатационным затратам в зависимости от стоимости обслуживания установки, а также расходов на пар, воду и электроэнергию. Оптимальное число ступеней выпарной установки  $n_{\text{опт}}$  приближенно можно определить по формуле:

$$n_{\text{опт}} = \left[ \frac{k_{\text{п}} \cdot (\vartheta_0 - t_{\text{п}})}{A\chi \left[ (i_{\text{п}}'' - t_{\text{п}}) - \frac{G_0 \cdot c_0}{W} \cdot (t_0 - t_{\text{п}}) \right]} \times \left( \frac{B}{0,85} + \frac{C \cdot i_{\text{п}}''}{t'_{\text{вод}} - t''_{\text{вод}}} \right) \right]^{0,5}, \quad (3.4.2)$$

где  $k_{\text{п}}$  – коэффициент теплопередачи в последней ступени, ккал/м<sup>2</sup>·ч·град;

$\chi$  – поправочный коэффициент, учитывающий уменьшение коэффициента теплопередачи от корпуса к корпусу;

$\vartheta_0$  – температура греющего пара на входе в установку, град;

$t_0$  и  $t_{\text{п}}$  – температура кипения раствора в первой и в последней ступенях, град;

$i_{\text{п}}''$  – энтальпия пара в последней ступени, ккал/кг;

$G_0$  и  $c_0$  – начальные вес (кг) и теплоемкость (ккал/кг·град) раствора;

$A$  – стоимость обслуживания, ремонта и автоматизации 1 м<sup>2</sup> поверхности нагрева, руб./м<sup>2</sup>·ч;

$B$  – стоимость пара, руб./кг;

$C$  – стоимость воды, руб./кг;

$E$  – стоимость электроэнергии в формуле в окончательном виде выпадает за малостью по сравнению с другими членами.

Приведенная формула пригодна для определения наиболее выгодного числа ступеней только с точки зрения технико-экономических показателей; в ней не учитываются условия работы отдельных аппаратов.

### 3.4.2. Ректификационные установки

Ректификация представляет собой такой термический процесс разделения жидких смесей на их составные части, в котором из кипящей смеси выделяются пары, содержащие те же компоненты, но в другой пропорции.

Процесс ректификации основан на различной летучести составляющих смесь компонентов, т. е. на различии в температурах кипения компонентов при одинаковом давлении.

Расход тепла на ректификацию жидких смесей весьма велик, причем большая часть его обуславливается повторным испарением флегмы, возвращаемой в колонну. Тепло, уносимое из колонны кубовым остатком и дистиллятом, относительно невелико и в значительной степени может быть использовано в пределах самой установки на нагревание исходной жидкой смеси.

Наибольшего эффекта в экономии тепла можно достичь путем использования скрытой теплоты испарения уходящих из колонны паров низкокипящего компонента. Используя тепло этих паров, можно резко сократить расход охлаждающей воды в дефлегматоре и конденсаторе-холодильнике.

Однако давление паров из колонны невелико (около 1 ат), и поэтому их нельзя транспортировать на значительные расстояния. Вследствие этого иногда представляется целесообразным применение теплового насоса для повышения давления и температуры паров низкокипящего компонента с целью использования их в качестве теплоносителя в дистилляционном кубе ректификационной колонны (рис. 3.4.1, а).

После отдачи парами тепла и их конденсации часть жидкости направляют в виде флегмы в колонну, а часть выводят из установки в качестве готового продукта. Следует, однако, иметь в виду, что степень сжатия паров в описываемой схеме может оказаться выше экономически целесообразной, так как при равных давлениях температура кипения кубового остатка всегда выше температуры кипения низкокипящего компонента. Тепловой насос не выгоден при степени сжатия выше двух, поэтому область его рационального применения ограничена процессами ректификации смесей с близкими температурами кипения чистых компонентов.

В некоторых случаях может оказаться целесообразным использование эффекта самовскипания конденсата греющего пара из трубчатки дистилляционного куба и последующего сжатия пара самовскипания при помощи струйного насоса (рис. 3.4.1, б). Расчеты показали, что применение инжектора экономически выгодно до тех пор, пока требуемое повышение температуры конденсации сжимаемого пара не превышает 10–15 °С.

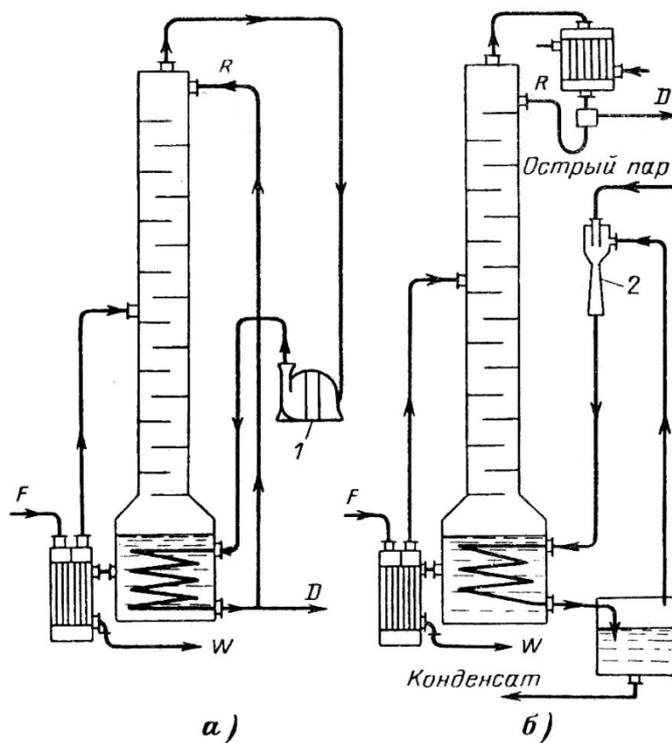


Рис. 3.4.1. Схемы ректификационных установок с тепловыми насосами  
 а – использование тепла пара низкокипящего компонента; б – использование  
 пара вторичного вскипания конденсата из греющей трубочки  
 дистилляционного куба;  
 1 – турбокомпрессор; 2 – инжектор

Может оказаться выгодным использование скрытой теплоты уходящих из колонны паров низкокипящего компонента для испарения воды в дефлегматоре, т. е. совмещение дефлегмации с производством водяного пара. Образующийся в дефлегматоре водяной пар может быть использован после сжатия его в компрессоре для обогрева дистилляционного куба. Применение такой схемы должно быть обосновано экономическим расчетом.

Наконец, во всех случаях следует сводить к минимуму потери тепла в окружающую среду через стенки колонны вопреки существующему мнению, что потери тепла в окружающую среду, обуславливая увеличение количества стекающей в колонне флегмы, улучшают работу колонны.

### 3.4.3. Сушильные установки

Сушкой называется термический процесс удаления из твердых материалов или растворов содержащейся в них влаги путем ее испарения.

Большое применение на практике имеют сушильные установки, работающие с рециркуляцией сушильного агента, т. е. с частичным возвратом отработавшего воздуха в сушилку для повторного использования его (рис. 3.4.2).

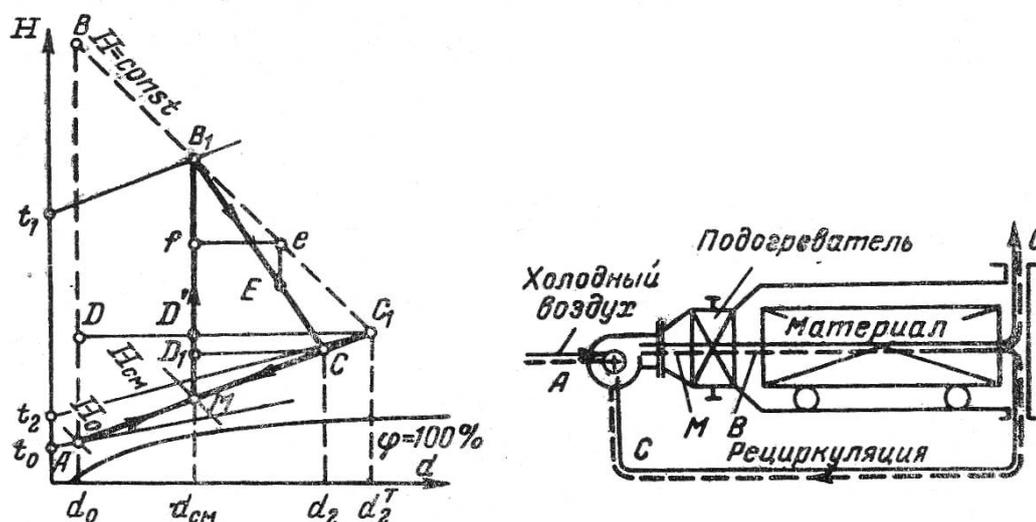


Рис. 3.4.2. Схема сушилки с рециркуляцией воздуха и процесс сушки на  $Hd$ -диаграмме

По выходе из сушилки поток отработавшего влажного воздуха с параметрами, соответствующими точке  $C$  или  $C_1$ , разветвляется: часть воздуха выпускается в атмосферу, а другая возвращается к вентилятору. Вместо выброшенного отработавшего воздуха в систему подается такое же количество свежего воздуха с параметрами, соответствующими точке  $A$ . Свежий воздух смешивается с отработавшим. Полученная смесь с параметрами точки  $M$  нагревается в калорифере до состояния, характеризующегося точкой,  $B_1$  и поступает в сушилку. По выходе из сушильной камеры поток смеси снова разветвляется и т. д. На  $Hd$ -диаграмме процесс в такой теоретической сушилке изображается линией  $AMB_1C_1M$ . Расходы свежего и выбрасываемого из системы отработавшего воздуха для такой теоретической сушки одинаковы и выражаются формулой:

$$l = \frac{1000}{DC_1M_d} = \frac{1000}{d_2^T - d_0}, \text{ кг на 1 кг влаги,} \quad (3.4.3)$$

так как всю испаренную влагу уносит только удаляемый отработавший воздух.

Количество циркулирующего воздуха в сушилке определяется из условия, что 1 кг смеси увеличивает в сушилке свое влагосодержание с  $d_{см}$  до  $d_2$ ,

$$l_{\text{ц}} = \frac{1000}{D'_1 C_1 M_d} = \frac{1000}{d_2^T - d_{\text{см}}}, \text{ кг на 1 кг влаги.} \quad (3.4.4)$$

Как видно из последней формулы, возврат отработавшего воздуха значительно увеличивает количество циркулирующего воздуха, а следовательно, и расход энергии на вентилятор.

Так как  $AB / DC_1 = MB_1 / D'C_1$ , то расход тепла  $q = l(I_1 - I_0)$ , кДж на 1 кг влаги.

Рециркуляция сушильного агента применяется, как правило, при сушке деформирующихся материалов, досок, деревянных и керамических изделий и тому подобных материалов, требующих во избежание их растрескивания значительного содержания влаги в сушильном агенте для уменьшения интенсивности испарения влаги с поверхности материала.

При работе без рециркуляции необходимо было бы увлажнять сушильный агент перед вводом в сушильную камеру и затрачивать на это дополнительно тепло. Применение рециркуляции позволяет вести сушку при высоких влагосодержаниях сушильного агента без расхода тепла на его увлажнение. Кроме того, при рециркуляции возможно регулирование влажности воздуха в сушильной камере, благодаря чему улучшается качество высушенного материала.

При рециркуляции увеличивается скорость воздуха относительно материала, повышается коэффициент теплообмена и сокращается продолжительность сушки материалов, не склонных к растрескиванию, что приводит к уменьшению расхода тепла. При выборе кратности циркуляции сушильного агента в рециркуляционной сушилке экономии тепла и сокращение других эксплуатационных расходов на нее необходимо сравнить с увеличением расхода средств на электрическую энергию для привода вентилятора значительно большей производительности.

### Контрольные вопросы

1. Перечислите потенциальные возможности энергосбережения на предприятиях.
2. Перечислите и охарактеризуйте пути экономии ТЭР.
3. Что понимается под ВЭР?
4. Назовите и охарактеризуйте виды ВЭР.
5. Причины использования ВЭР.
6. Перечислите основные направления использования ВЭР.
7. С помощью каких показателей определяется эффективность мероприятий по использованию ВЭР?

8. Способы переработки ТБО.
9. Преимущества и недостатки ТБО.
10. Пути снижения удельных расходов энергии в электрических печах.
11. За счет чего можно улучшить технологию электросварки?
12. Пути снижения энергопотребления зданий на отопление.
13. Факторы, влияющие на расход тепловой и электрической энергии в зданиях.
14. Основные составляющие теплового баланса здания.
15. Пути повышения эффективного использования тепловой энергии в системах отопления.
16. Перечислите основные мероприятия по снижению расхода электроэнергии в вентиляционных установках.
17. Основные показатели эффективности осветительных установок.
18. Показатели эффективности использования энергоресурсов в предприятиях машиностроения.
19. Что представляет собой процесс выпаривания?
20. Какой из процессов происходит при выпаривании: кипение или испарение раствора?
21. Что представляет собой процесс ректификации?
22. Перечислите пути экономии тепла в ректификационных установках.
23. В чем заключается процесс сушки материала?
24. Что дает применение рециркуляции в сушильных установках?

## 4. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

### 4.1. Насосные установки

В зависимости от назначения и рода перекачиваемой жидкости насосные установки подразделяются на: водопроводные, канализационные, мелиоративные, теплофикационные, нефтеперекачивающие и др.

На современных насосных установках наибольшее распространение получили лопастные насосы: центробежные и осевые.

Центробежные насосы регулируются изменением частоты вращения рабочих колес или изменением степени открытия задвижки (затвора) на напорной линии (рис. 4.1.1). Прикрывая или открывая затвор, изменяют крутизну характеристики  $GH$  трубопровода, которая зависит от его гидравлического сопротивления.

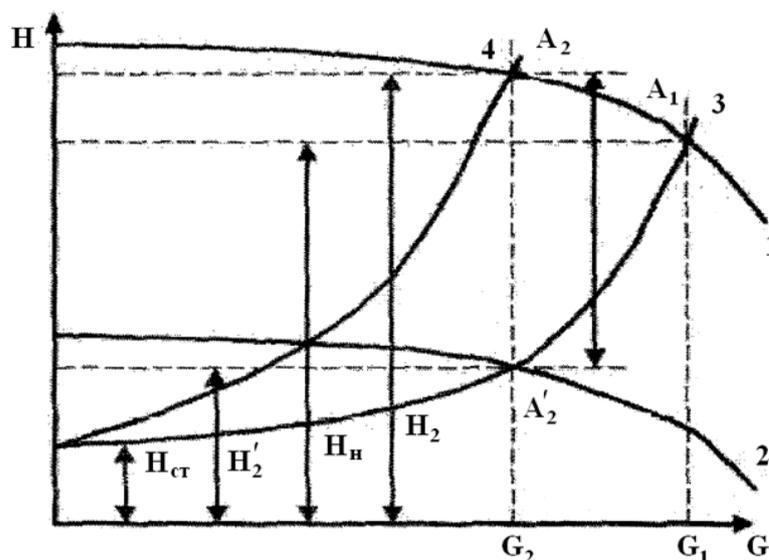


Рис. 4.1.1. Регулирование режима работы центробежного насоса:  
1 – характеристика насоса при номинальной частоте вращения; 2 – то же при уменьшенной частоте вращения; 3 – характеристика трубопровода при полном открытии затвора; 4 – то же при уменьшении степени открытия затвора

Прикрывая затвор, увеличивают крутизну характеристики, при этом рабочая точка насоса  $A_1$  перемещается в положение  $A_2$ , подача уменьшается до значения  $G_2$ . Напор, развиваемый насосом, возрастает до значения  $H_2$ , а напор на трубопроводе за затвором снижается до значения  $H'_2$  за счет потерь напора  $\Delta H_n$  в затворе.

Увеличивая степень открытия затвора, уменьшают крутизну характеристики трубопровода. Этот способ регулирования считается малоэкономичным, так как на преодоление дополнительного гидравлического

го сопротивления в затворе требуются дополнительные затраты энергии.

При изменении частоты вращения насоса изменяется положение характеристики  $GH$  насоса. Уменьшая частоту вращения, перемещают характеристику вниз параллельно самой себе. При этом рабочая точка, перемещаясь по характеристике трубопровода, занимает положение  $A'_2$  следовательно, подача уменьшается также, как и напор в сети и напор, развиваемый насосом.

Мощность электродвигателя насоса, кВт, определяется по выражению:

$$P_H = \frac{k_3 \cdot G_H \cdot (H_c + \Delta H) \cdot \gamma}{367200 \cdot \eta_H \cdot \eta_{э.д}}, \quad (4.1.1)$$

где  $G_H$  – подача насоса, м<sup>3</sup>/ч;

$k_3$  – коэффициент запаса (при  $G_H < 100$  м<sup>3</sup>/ч,  $k_3 = 1,2 \div 1,3$ ; при  $G_H > 100$  м<sup>3</sup>/ч,  $k_3 = 1,1 \div 1,5$ );

$H_c$  – статический напор (сумма высот всасывания и нагнетания), м вод.ст.;

$\Delta H$  – потери напора в трубопроводах, м вод.ст.;

$\eta_H$  – КПД насоса;

$\eta_{э.д}$  – КПД электродвигателя;

$\gamma$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

Удельный расход электроэнергии в насосных установках определяется по выражению, кВт·ч/м<sup>2</sup>:

$$\omega_{уд} = \frac{0,00272 \cdot (H_c + \Delta H)}{\eta_H \cdot \eta_{э.д}}. \quad (4.2.2)$$

Как видно из данного рисунка, экономии электроэнергии в насосных установках можно добиться правильным выбором характеристик насосного агрегата ( $G_m H$ ).

При работе насосной установки с подачей меньше расчетной возникает несоответствие между напором, развиваемым насосом, и напором, требуемым для подачи того или иного количества жидкости (т. е. превышение напора насоса). Из рисунка видно, что при уменьшении подачи требуемый для сети напор уменьшается, а развиваемый насосом напор увеличивается. Разность значений этих напоров:

$$\Delta H_n = H_H - H_c. \quad (4.2.3)$$

Из графика совместной работы насоса и трубопровода видно, что значение  $\Delta H_n$  тем больше, чем круче характеристики насоса и трубо-

провода и чем меньше фактическая подача насоса по сравнению с расчетной.

Годовые потери электроэнергии за счет повышения напора составят, кВт·ч:

$$\Delta W = \frac{k_3 \cdot G_H \cdot \Delta H_n \cdot \gamma}{367200 \cdot \eta_H \cdot \eta_{\text{э.д}}} \cdot T_{\Gamma}, \quad (4.2.4)$$

где  $T_{\Gamma}$  – годовое время работы насоса с повышением напора на  $\Delta H_n$ .

Если насос работает с переменным напором и давлением, то

$$\Delta W = \frac{k_3 \cdot \gamma}{367200 \cdot \eta_H \cdot \eta_{\text{э.д}}} \cdot \sum_{i=1}^n (G_{Hi} \cdot \Delta H_{ni} \cdot T_{\Gamma i}), \quad (4.2.5)$$

где  $G_{Hi}$  – подача насоса на  $i$ -м интервале времени;

$\Delta H_{ni}$  – повышение напора на  $i$ -м интервале времени;

$T_{\Gamma i}$  – годовая продолжительность  $i$ -го интервала;

$n$  – число интервалов изменения напоров.

## 4.2. Энергосберегающая технология «Транссоник»

Одним из вариантов новых ресурсно- и энергосберегающих технологий на предприятии может стать применение трансзвукового устройства «Транссоник» (ТС), которое состоит в использовании возможностей снижения скорости звука в двухфазных потоках, например, вода – пар.

На рис. 4.2.1 представлена зависимость скорости звука в гомогенной двухфазной смеси от объемного соотношения фаз:

$$\beta = \frac{V_{\Gamma}}{V_{\Gamma} + V_{\text{ж}}}, \quad (4.2.1)$$

где  $V_{\Gamma}$  – объем газа смеси;

$V_{\Gamma} + V_{\text{ж}}$  – объем смеси.

Скорость звука в жидкости (например, в воде при обычных условиях) достигает почти 1500 м/с, в чистом газе при тех же условиях она составляет 330 м/с. Если смешать их в соотношении 1:1, то скорость звука в такой смеси при обычных условиях будет всего около 20 м/с, что, очевидно, во много раз меньше, чем скорость звука не только в жидкости, но и в газе. Следовательно, однородная двухфазная среда более сжимаема, чем чистый газ.

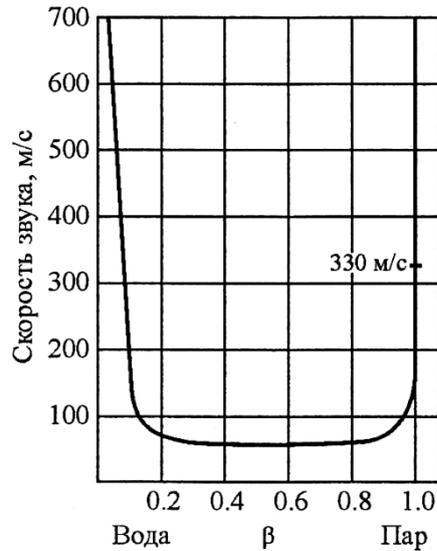


Рис. 4.2.1. Кривая зависимости скорости звука в гомогенной двухфазной смеси от объемного состояния фаз вода – пар

На рис. 4.2.2 схематически показана внутренняя проточная часть ТС, а на рис. 4.2.3 – распределение давления внутри аппарата.

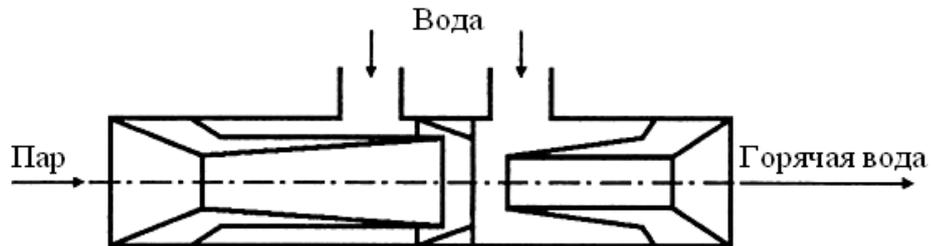


Рис. 4.2.2. Схема внутренней проточной части ТС

Пар, поступающий в аппарат через сопло, смешивается между сечениями II и III с водой, которая входит в кольцевое пространство. При этом на входе в цилиндрический канал образуется гомогенная двухфазная смесь, скорость течения которой выше, чем локальная скорость звука.

Когда после смешивания пара с водой возникает гомогенная двухфазная смесь, скорость которой на входе в кольцевое пространство равна 50 м/с, что во много раз меньше, чем скорость звука в паре (500 м/с) и тем более в жидкости (1500 м/с), то скорость звука в такой смеси в зоне вакуума, перед скачком давления может снизиться до 5 м/с. В этом случае число Маха:  $M = w^1 / a$ , представляющее собой отношение скорости потока ( $w$ ) к скорости звука в данном потоке ( $a$ ), достигнет 10 м/с. Интенсивность скачка давления (от  $p_1$  до  $p_2$ ) пропорциональна

квадрату числа Маха, т. е. в представленном примере давление после скачка может быть почти в 100 раз выше давления до него; реально соотношение  $p_2 / p_1$  может достигать 1000.

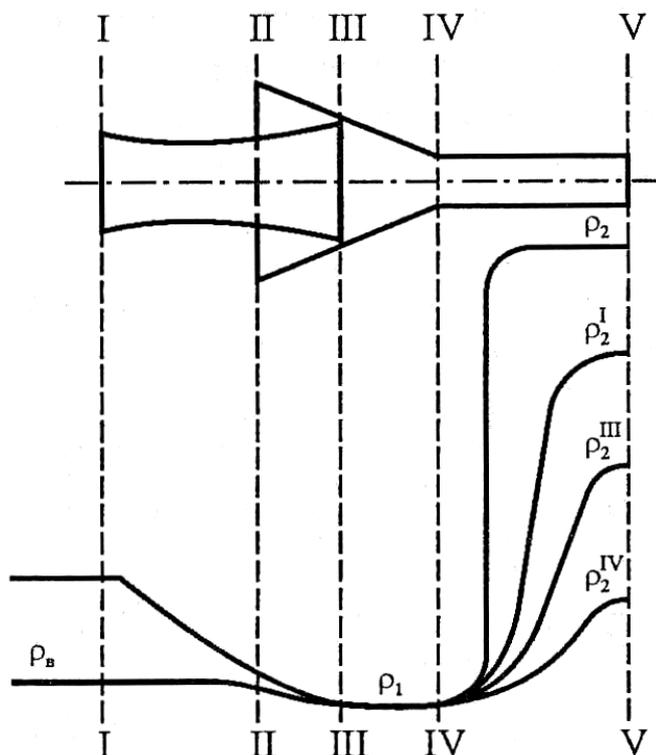


Рис. 4.2.3. Графики распределения давления внутри аппарата

У аппарата ТС принципиально иная энергетика процесса. В аналогичных устройствах превращение тепловой энергии в кинетическую и, наконец, в работу сверхзвукового потока (реактивная тяга в летательных аппаратах, процессы в паровых и газовых турбинах, турбокомпрессорах) происходит традиционным путем – за счет увеличения скорости потока (числитель формулы Маха), что сопровождается большими энергетическими потерями. В ТС значение  $M > 1$  достигается за счет уменьшения скорости звука (знаменатель в формуле Маха) при очень незначительных скоростях потока, так как затраты энергии относительно малы.

Отличительным признаком ТС в части гидродинамики является то, что давление потока на выходе аппарата может быть во много раз выше, чем давление воды и пара на входе в аппарат.

При этом, в отличие от обычных перекачивающих насосов, производительность аппарата ТС, работающего как насос, не меняется при изменении противодействия в сети. Благодаря этому ТС может быть

чрезвычайно эффективно использован в качестве насоса, нагревателя (охлаждителя), дозатора, смесителя, пастеризатора и гомогенизатора в самых различных областях – энергетике, химии, экологии, фармацевтике и, наконец, в молочной и пищевой промышленности.

В настоящее время наибольшее распространение у нас в стране и за рубежом получило использование «Транссоника» в отопительных системах и системах горячего водоснабжения. Например, блок из четырех аппаратов ТС массой немногим более 50 кг каждый в одной из районных котельных Москвы заменил четыре более чем 1,5-тонных бойлера и три сетевых насоса суммарной массой свыше 1 т. При этом один ТС обеспечивает производительность от 60 до 260 м<sup>3</sup>/ч, температуру на входе – до 70 °С, на выходе – до 145 °С, давление в обратной линии – около 0,4 МПа и в прямой – до 1 МПа.

В зимнее время достигается практически 100%-я экономия электроэнергии (сетевые насосы работают в аварийном и пусковом режиме), в режиме частичных нагрузок может экономиться до 30 % газа, так как условия работы ТС таковы, что принципиально исключают перетоки в котле из-за небаланса внешней нагрузки с тепловой мощностью источника.

Сегодня «Транссоник» успешно работает на многих крупных, средних малых предприятиях, а также на ТЭЦ России и других стран СНГ.

В процессе эксплуатации аппараты претерпели конструктивные изменения. В результате разработчиками были предложены аппараты нового поколения, представляющие собой один тройник и имеющие в проточной части паровое сопло и конфузор. Эти аппараты получили название «Фисоник». Их практически можно встроить в любую существующую теплотехнологическую систему, имеющую самые различные значения температур и давления, так как расчет его проточной части выполняется по индивидуальным заказам. Аппараты спроектированы и изготовлены таким образом, что могут устойчиво работать во всем диапазоне расчетных параметров как теплообменники и насосы.

Теплообменник «Фисоник» является наиболее эффективным с точки зрения энерго- и ресурсосбережения по сравнению с другими известными теплообменными аппаратами. Его габариты и масса на порядок ниже других теплообменников. Длина не превышает 400 мм, диаметр равен 100 мм, масса – 52 кг.

Экономический эффект работы аппаратов определяется следующими факторами:

- уменьшением капитальных затрат по сравнению с существующими схемами;

- значительным снижением удельных затрат электроэнергии на 1 Гкал тепла, так как отпадает необходимость в использовании мощных сетевых насосов;
- сокращением удельного расхода топлива на 1 Гкал выработанного тепла для систем теплоснабжения за счет более высокого КПД теплообмена по сравнению с традиционными теплообменниками;
- снижение эксплуатационных расходов, так как отпадает необходимость в ремонте теплообменников.

Применение аппаратов «Фисоник», работающих в режиме «насос–теплообменник», позволяет экономить электроэнергию, так как в это время сетевые насосы не работают. Их коэффициент полезного действия составляет 99,7 %, а реальный КПД 90 %, поэтому расход пара при применении аппаратов «Фисоник» уменьшается на 10 %, и, соответственно, снижается расход топлива. Кроме того, уменьшаются эксплуатационные расходы.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что применение технологии аппаратов «Фисоник» в тепловой схеме котельной вместо теплообменников является перспективным энергосберегающим направлением.

Срок окупаемости затрат на внедрение энергосберегающей фисоник-технологии в зависимости от типа системы, ее тепловой мощности и других особенностей составил в среднем один отопительный сезон.

### **4.3. Системы снабжения потребителей сжатым воздухом**

Сжатие воздуха – неэффективный с энергетической точки зрения процесс, так как КПД этого процесса находится в пределах 10%.

В установках сжатого воздуха применяются следующие компрессоры: центробежные, осевые, поршневые, винтовые.

Снизить затраты электроэнергии в установках сжатого воздуха возможно за счет:

- снижения номинального рабочего давления компрессора и в сети сжатого воздуха;
- понижения температуры воздуха, всасываемого компрессорами;
- отключения лишних компрессоров при снижении расходов сжатого воздуха;
- внедрения в поршневых компрессорах прямооточных клапанов;
- уменьшения длины магистральной и распределительной сети подачи сжатого воздуха;

- использования эффекта резонансного наддува поршневых компрессоров;
- подогрева сжатого воздуха перед пневмоприемниками;
- замены компрессоров старых конструкций на новые с более высоким КПД;
- систематического контроля за утечками сжатого воздуха;
- отключения отдельных участков или всей сети сжатого воздуха в нерабочее время;
- замены пневмоинструмента на электроинструмент.

Потребление сжатого воздуха с давлением выше необходимого приводит к непроизводительному расходу электроэнергии.

Понижение давления у потребителей сжатого воздуха может быть осуществлено с помощью редуктора, инжектора, дросселированием и регулированием давления. Наиболее эффективно применение регуляторов давления.

Необходимо избегать уровней давления выше 5 бар. Понижение давления на 1 бар дает экономию энергии в 5–10 %.

Опыт эксплуатации показывает, что при установке прямооточных клапанов вместо кольцевых (пластинчатых), удельный расход электроэнергии на выработку сжатого воздуха снижается в среднем на 13–15 % при одновременном увеличении подачи компрессоров на 10 %. Одним из эффективных способов экономии электроэнергии при использовании сжатого воздуха является теплоизоляция воздухопровода, позволяющая подать потребителю сжатый воздух с повышенной температурой. При этом уменьшается расход воздуха и, следовательно, потери электроэнергии.

Правильный выбор места забора воздуха и прокладки всасывающего воздухопровода (в тени, на северной стороне здания, в отдельности от цехов и стен с большими тепловыми выделениями) снижает расход электроэнергии на выработку сжатого воздуха на 1 % на каждые 2,5 °С понижения температуры всасываемого воздуха.

Использование эффекта резонансного наддува цилиндров поршневых компрессоров путем обеспечения рациональной длины всасывающего воздухопровода или включения в воздухопровод резонатора определенного объема сокращает удельный расход электроэнергии примерно на 3–5 % при одновременном повышении производительности до 5–8 %.

Внедрение автоматических регуляторов компрессоров для обеспечения постоянного давления у пневмоприемников дает экономию электроэнергии от 15 до 30 % в зависимости от режима потребления.

Устранение вибрации воздухопроводов и пульсаций в них воздуха путем установки ресивера на вводах в литейные, кузнечнопрессовые и

другие цехи с резко пульсирующим потреблением сжатого воздуха может дать до 20 % и более экономии электроэнергии.

Повседневная борьба с утечками сжатого воздуха путем систематического контроля за состоянием сети и оборудования (и устранения дефектов), установки самозапирающихся клапанов, пистолетов, штуцеров, зажимов позволит снизить непроизводительные потери сжатого воздуха на 10–20 % и более. Снижения потерь воздуха и нерациональных потерь давления можно добиться также за счет:

- 1) отключения цехов и участков в нерабочее время;
- 2) разделения питающих воздуходувов для потребителей высокого и низкого давления, а также для потребителей с неравномерным и переменным режимами работы;
- 3) в отдельных случаях дросселирования воздуха у потребителей низкого давления при отборе из сети высокого давления.

Большую экономию электроэнергии можно получить путем правильного выбора числа и мощности компрессоров, особенно это касается крупных компрессоров, при их работе на односменных и двусменных предприятиях, так как они имеют ограничение по числу возможных пусков. Это приводит к тому, что компрессоры работают непрерывно с частичным снижением нагрузки при дросселировании на всасывании в нерабочее время. Это приводит к потерям электроэнергии до 60–70 %.

На крупных предприятиях следует идти на децентрализованные системы снабжения потребителей сжатым воздухом, что позволит значительно снизить мощности компрессоров и потери в магистральных сетях.

Для регулирования подачи следует применять параллельно работающие компрессорные агрегаты или частотное регулирование частоты вращения компрессоров.

Подогрев сжатого воздуха, поступающего в пневматические приемники, является простым и вместе с тем эффективным средством уменьшения его расхода. Подогрев увеличивает удельный объем воздуха и уменьшает его весовой расход. Поскольку подогрев производится в магистралях при неизменном давлении, можно считать, что удельный объем воздуха изменяется прямо пропорционально изменению абсолютной температуры:

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{T_2}{T_1}. \quad (4.3.1)$$

В цилиндрах пневматических машин (молоты, подъемники, молотки, сверлилки, трамбовки и т. д.) имеет место объемный расход воздуха, т. е. в цилиндре расходуеться неизменное по объему количество воздуха  $V$ , м<sup>3</sup>.

Пользуясь соотношением

$$m = \frac{V}{v}, \quad (4.3.2)$$

можно получить отношение массового расхода воздуха до подогрева  $m_1$  к массовому расходу после подогрева  $m_2$ :

$$\frac{m_1}{m_2} = \frac{v_2}{v_1} = \frac{T_2}{T_1}, \quad (4.3.3)$$

откуда

$$m_1 \frac{T_1}{T_2} = m_2, \quad (4.3.4)$$

а уменьшение весового расхода,  $\Delta m$ , кг, равно

$$\Delta m = m_1 - m_2 = m_1 \left( 1 - \frac{T_1}{T_2} \right). \quad (4.3.5)$$

В соплах для обдувки, в пескоструйных аппаратах, в форсунках, а также при утечках, когда воздух расходуется на истечение, массовый расход определяется по формуле:

$$m = 0,68 \cdot \mu \cdot f \cdot \sqrt{\frac{p_1}{v_1}}, \text{ кг/сек } (p_1 \text{ в н/м}^2) \quad (4.3.6)$$

$$\left[ m = 214 \cdot \mu \cdot f \cdot \sqrt{\frac{p_1}{v_1}}, \text{ кг/сек } (p_1 \text{ в кг/см}^2) \right]$$

где  $\mu$  – коэффициент расхода;

$f$  – площадь узкого сечения, м<sup>2</sup>;

$p_1$  – давление воздуха, н/м<sup>2</sup> (кг/см<sup>2</sup>);

$v_1$  – удельный объем воздуха, м/кг.

Соотношение массовых расходов до и после подогрева равно

$$\frac{m_1}{m_2} = \frac{\sqrt{v_2}}{\sqrt{v_1}} = \frac{\sqrt{T_2}}{\sqrt{T_1}}, \quad (4.3.7)$$

откуда

$$\Delta m = m_1 - m_2 = m_1 \left( 1 - \frac{\sqrt{T_1}}{\sqrt{T_2}} \right). \quad (4.3.8)$$

Так например при подогреве воздуха от 20 до 180 °С расход на работу пневматических машин уменьшится на

$$\Delta m = \left( 1 - \frac{T_1}{T_2} \right) \cdot 100 = \left( 1 - \frac{293}{453} \right) \cdot 100 = 35\%,$$

а расход на работу в соплах и на утечки соответственно уменьшится на

$$\Delta m = \left( 1 - \frac{\sqrt{293}}{\sqrt{453}} \right) \cdot 100 = 20\%.$$

При подогреве от 20 до 60 °С расход воздуха уменьшается в первом случае на 12 и во втором – на 6,5 %. На рис. 4.3.1 даны кривые экономии сжатого воздуха для объемного расхода и для истечения (пунктиром) в зависимости от степени подогрева и начальной температуры (0, 20 и 40 °С).

При одновременном полезном расходе и утечках экономия определяется в зависимости от их соотношения. Так, например, для воздушно-го молота на графике жирной линией показана средняя экономия воздуха.

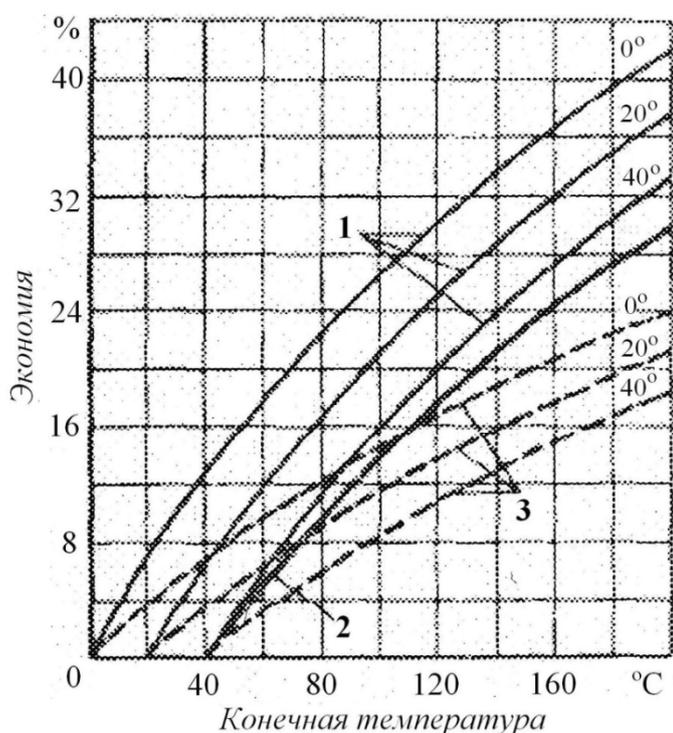


Рис. 4.3.1. Экономия воздуха в молотах в зависимости от степени подогрева

1 – полезный расход; 2 – средний расход; 3 – утечки

Производственные сравнительные испытания неоднократно подтверждали выгоду подогрева воздуха и правильность предварительных расчетов, как для объемного расхода, так и для истечения. Особенно выгоден подогрев за счет тепла отходящих газов.

**Пример 4.3.1.** Оценить экономические потери от утечек воздуха через отверстия в воздуховоде диаметром  $d = 1$  мм, если в компрессорной установке смонтированы двухступенчатые компрессоры, сжатие в которых адиабатное. Начальные параметры  $p_1 = 0,1$  МПа,  $t_1 = 18$  °С,  $t_2 = 50$  °С; конечное давление воздуха по манометру  $p_2 = 2,5$  МПа. Охлаждение в промежуточном и конечном холодильнике происходит до температуры 50 °С. Воздух считать идеальным газом с теплоемкостью  $c_p = 1$  кДж/кг. Производительность компрессора  $V = 125$  м<sup>3</sup>/мин (при условии всасывания). Цена электроэнергии 600 руб./(МВт·ч).

**Решение:**

Экономические потери от утечек воздуха через отверстия определяются:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta N \cdot \tau,$$

где  $\Delta N$  – потери мощности компрессора на сжатие утечек. Определяются:

$$\Delta N = m(l_1 + l_2),$$

где  $l_1$  – работа первой ступени;

$l_2$  – работа второй ступени;

$m$  – расход воздуха через отверстие.

Давления в компрессоре:

$$p_{1a} = p_1 = 0,1 \text{ МПа};$$

$$p_{2a} = p_2 + p_{\sigma} = 2,5 + 0,1 = 2,6, \text{ МПа.}$$

Степень сжатия в компрессоре:  $\varepsilon = \sqrt{\frac{p_{2a}}{p_{1a}}} = \sqrt{\frac{2,6}{0,1}} = 5,1.$

Массовый расход воздуха через отверстие определяется по формуле:

$$m = F \cdot \sqrt{\frac{2k}{k+1} \cdot \frac{p_{2a}}{\vartheta_2} \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{2}{k+1}}},$$

где  $F$  – площадь отверстия, определяется по формуле:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,001^2}{4} = 7,85 \cdot 10^{-7}, \text{ м}^2;$$

$\vartheta_2$  – удельный объем воздуха, находится по формуле:

$$\vartheta_2 = \frac{R \cdot T_2}{p_{2a} \cdot \mu} = \frac{8314 \cdot (50 + 273)}{2,6 \cdot 10^6 \cdot 29} = 0,036, \text{ м}^3/\text{кг};$$

Для воздуха показатель адиабаты принимается  $k = 1,4$ .

Находим массовый расход воздуха через отверстия:

$$m = 7,85 \cdot 10^{-7} \sqrt{\frac{2 \cdot 1,4}{1,4+1} \cdot \frac{2,6 \cdot 10^6}{0,036} \left(\frac{2}{1,4+1}\right)^{\frac{2}{1,4+1}}} = 0,0067, \text{ кг/с.}$$

Определим работы сжатия в ступенях компрессора:

$$l_1 = \frac{k}{k-1} \cdot \frac{R}{\mu} T_1 \cdot \left( \varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) = \frac{1,4}{1,4-1} \cdot \frac{8314}{29} (18+273) \cdot \left( 5,1^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1 \right) =$$

$$= 173,1, \text{ кДж/кг;}$$

$$l_2 = \frac{k}{k-1} \cdot \frac{R}{\mu} T_2 \cdot \left( \varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) = \frac{1,4}{1,4-1} \cdot \frac{8314}{29} (50+273) \cdot \left( 5,1^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1 \right) =$$

$$= 192,1, \text{ кДж/кг;}$$

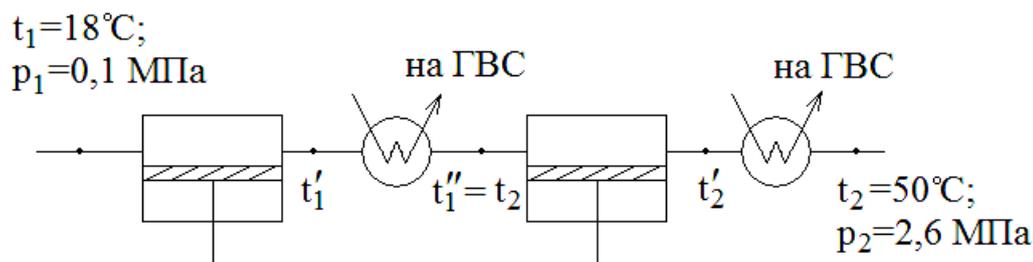
Определяем потери мощности компрессора:

$$\Delta N = (173,1 + 192,1) \cdot 0,0067 = 2,45, \text{ кДж/с (кВт).}$$

Экономические потери от утечек воздуха через отверстия определяются:

$$\Delta \mathcal{E} = 2,45 \cdot 10^{-3} \cdot 3600 \cdot 600 = 5292, \text{ руб./ч.}$$

**Пример 4.3.2.** Для тех же параметров, что и в предыдущей задаче оценить экономический эффект от использования тепла промежуточного и конечного холодильников, используемых на ГВС. Цена тепловой энергии 300 руб./Гкал.



**Решение:**

Степень повышения давления в каждой из ступеней:

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \frac{p_{2a}}{p_{1a}} = \frac{2,6}{0,1} = 26.$$

Температура после первой ступени:

$$T_1' = T_1 \cdot \varepsilon_1^{\frac{k-1}{k}} = (18+273) \cdot 26^{\frac{0,4}{1,4}} = 738, \text{ К;}$$

Тепло, отводимое в промежуточном холодильнике:

$$q_1 = c_p \cdot (T_1' - T_1'') = 1 \cdot (738 - (50 + 273)) = 415, \text{ кДж/кг};$$

Температура после второй ступени:

$$T_2' = T_2 \cdot \varepsilon_2^{\frac{k-1}{k}} = (50 + 273) \cdot 26^{\frac{0,4}{1,4}} = 819, \text{ К};$$

Тепло, отводимое в конечном холодильнике:

$$q_2 = c_p \cdot (T_2' - T_2) = 1 \cdot (819 - (50 + 273)) = 496, \text{ кДж/кг};$$

Массовый расход сжимаемого газа:

$$M = V \cdot \rho = \frac{V}{\vartheta},$$

где  $\vartheta$  – удельный объем воздуха, находится по формуле:

$$\vartheta = \frac{R \cdot T_1}{p_1 \cdot \mu} = \frac{8314 \cdot (18 + 273)}{0,1 \cdot 10^6 \cdot 29} = 0,83, \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$M = \frac{125}{0,83} = 150,6 \text{ кг/мин} = 2,51 \text{ кг/с}.$$

Тепловая мощность, получаемая в холодильниках:

$$Q = M \cdot (q_1 + q_2) = 2,51 \cdot (415 + 496) = 2286,6 \text{ кВт} = 1,97, \text{ Гкал/ч}.$$

Экономический эффект от использования тепла промежуточного и конечного холодильников:

$$\Delta \mathcal{E} = Q \cdot \text{Ц}_{\text{т.э}} = 1,97 \cdot 300 = 591, \text{ руб./ч}.$$

**Пример 4.3.3.** На 30-м километре участка газопровода протяженностью 150 км образовался свищ (сквозное коррозионное отверстие) площадью  $20 \text{ мм}^2$ . Какой объем газа ( $\Delta = 0,62$ ,  $\gamma = C_p / C_v = 1,37$ ) будет потерян за сутки в результате утечки через свищ, если известно, что давление в начале участка газопровода составляет 5,5 МПа, а в конце – 3,5 МПа? Температуру газа в сечении утечки принять равной  $12 \text{ }^\circ\text{C}$ , а коэффициент сжимаемости  $Z_c = 0,9$ .

**Решение:**

Найдем сначала давление  $p_*$  газа в сечении утечки. Для этого воспользуемся формулой:

$$p^2(x) = p_{\text{н}}^2 - (p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2) \cdot x / L.$$

Подставив в нее исходные данные из условия, получим:

$$p_*^2 = 5,5^2 - (5,5^2 - 3,5^2) \cdot 30 / 150 = 5,162, \text{ МПа}.$$

Найдем:  $\left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} = \left(\frac{1,37+1}{2}\right)^{\frac{1,37}{1,37-1}} = 1,87.$

Если  $\frac{p^*}{p_a} > \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}$ , имеет место *критический* режим истечения

газа

( $v_c = c_c$ ). В этом случае:

$$p_c = p^* \cdot \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}; T_c = T^* \cdot \frac{2}{\gamma+1}; v_c = \sqrt{\frac{2\gamma RT^*}{\gamma+1}},$$

Имеем:

$$R = R_{\text{возд}} / \Delta = 287,1 / 0,62 \cong 463,1 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К});$$

$$p_c = 5,162 \cdot \left(\frac{1,37+1}{2}\right)^{\frac{1,37}{1,37-1}} \cong 2,753, \text{ МПа};$$

$$T_c = (273 + 12) \cdot \frac{2}{1,37+1} \cong 240,5, \text{ К};$$

$$v_c = \sqrt{\frac{2 \cdot 1,37 \cdot 463,7 \cdot (273 + 12)}{1,37+1}} \cong 390,6, \text{ м/с}.$$

Отсюда находим массовый расход  $\dot{M}_{\text{ут}}$  утечки:

$$\dot{M}_{\text{ут}} = \rho_c v_c S_c = \frac{2,753 \cdot 10^6}{0,9 \cdot 463,1 \cdot 240,5} \cdot 390,6 \cdot (20 \cdot 10^{-6}) \cong 0,215, \text{ кг/с}.$$

За сутки будет потеряно:  $24 \cdot 3600 \cdot 0,215 = 18,5 \cdot 10^3$  кг газа или, учитывая, что плотность газа при стандартных условиях равна  $1,204 \cdot 0,62 \cong 0,746$  кг/м<sup>3</sup> объем потерянного в утечке газа составит  $\approx 24,85$  тыс.м<sup>3</sup>.

**Пример 4.3.4.** Для производства ремонтных работ участок газопровода изолировали от остальной части трубопровода, перекрыв его кранами, и начали выпускать газ ( $\gamma = 1,35$ ,  $R = 487$  Дж/(кг·К)) в атмосферу через короткий патрубок (свечу) с внутренним диаметром 100 мм. Определить скорость истечения газа на срезе свечи в моменты времени, когда давление внутри газопровода сделалось сначала 1,2, а потом 0,12 МПа, если известно, что температура газа в сечении, где установлена свеча, составляет +10 °С. Газ считать совершенным.

### Решение:

Атмосферное давление, как известно, равно 0,1013 МПа, поэтому легко проверить, что в первом случае превышение давления в трубопроводе над атмосферным больше, а во втором случае меньше величины  $(p^* / p_{\text{атм}})_{\text{кр}}$ :

$$\left( \frac{p^*}{p_{\text{атм}}} \right)_{\text{кр}} = \left( \frac{\gamma + 1}{2} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}} = \left( \frac{1,35 + 1}{2} \right)^{\frac{1,35}{1,35 - 1}} \cong 1,863,$$

определяющей режим истечения газа из короткого насадка (свечи). Действительно:

$$\frac{1,2}{0,1013} = 11,8 > 1,863;$$

$$\frac{0,12}{0,1013} = 1,18 < 1,863.$$

Отсюда следует, что в первом случае режим истечения будет *звуковым* (критическим), а во втором – *дозвуковым* (докритическим).

Для звукового режима истечения имеем:

$$v_c = \sqrt{\frac{2\gamma RT^*}{\gamma + 1}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 1,35 \cdot 487 \cdot 283}{1,35 + 1}} \cong 398, \text{ м/с};$$

для дозвукового:

$$v_c = \sqrt{\frac{2 RT^*}{1} \cdot \frac{1}{p_a} \cdot \frac{p^*}{1,35}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 1,35 \cdot 487 \cdot 283}{1,35} \cdot \frac{1}{0,12} \cdot \frac{0,1013}{1,35}} = 214, \text{ м/с}.$$

**Пример 4.3.5.** Участок газопровода (см. условие задачи 4.3.4) изолировали от остальной части трубопровода и начали выпускать газ ( $\gamma = 1,35$ ,  $R = 487$  Дж/(кг·К)) в атмосферу через короткую свечу с внутренним диаметром 100 мм. Определить массовые расходы истечения газа в моменты времени, когда давления газа в месте установки свечи были равны 1,2 и 0,12 МПа. Известно, что температура газа в сечении, где установлена свеча, составляет +10 °С. Газ считать совершенным.

### Решение:

При решении предыдущей задачи было установлено, что в первом случае режим истечения газа – звуковой, скорость истечения составила 398 м/с; во втором случае режим истечения – дозвуковой, скорость истечения составляет 214 м/с.

1. Рассмотрим звуковой режим ( $p^* = 1,2$  МПа):

$$p_c = p_* \cdot \left( \frac{\gamma + 1}{2} \right)^{\frac{\gamma}{1-\gamma}} = 1,2 \left( \frac{1,35 + 1}{2} \right)^{\frac{1,35}{1-1,35}} = 0,644, \text{ МПа};$$

$$T_c = T_* \cdot \frac{2}{\gamma + 1} = (10 + 273) \frac{2}{1,35 + 1} = 240,9, \text{ К}.$$

Отсюда следует, что газ, истекая в атмосферу через свечу, охлаждается из-за адиабатического расширения от +10 до -32,1 °С.

$$\rho_c = \frac{p_c}{RT_c} = \frac{0,644 \cdot 10^6}{487 \cdot 240,9} = 5,489, \text{ кг/м}^3;$$

$$\dot{M}_{\text{УГ}} = \rho_c v_c S_c = 5,489 \cdot 398 \cdot \left( \frac{3,14 \cdot 0,1^2}{4} \right) = 17,15, \text{ кг/с}.$$

Зная плотность газа:  $\rho_{\Gamma} = \rho_{\text{возд}} \cdot \frac{R_{\text{возд}}}{R_{\Gamma}} = 1,2 \cdot \frac{8314 / 29}{487} = 0,71 \text{ кг/м}^3,$

можно найти объемный расход:

$$V = \frac{\dot{M}_{\text{УГ}}}{\rho_{\Gamma}} = \frac{17,15}{0,71} = 24,15 \text{ м}^3/\text{с}.$$

2. Рассмотрим дозвуковой режим истечения, скорость истечения составляет 214 м/с ( $p_* = 0,12 \text{ МПа}$ ):

$$p_c = p_{\text{атм}} = 0,1013 \text{ МПа};$$

$$T_c = T_* \cdot \left( \frac{p_{\text{атм}}}{p_*} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} = (10 + 273) \frac{0,1013}{0,12} = 270,84 \text{ }^\circ\text{К}.$$

В этом случае газ охлаждается меньше, чем в случае звукового истечения, всего до -2,16 °С.

Далее находим:

$$\rho_c = \frac{p_c}{RT_c} = \frac{0,1013 \cdot 10^6}{487 \cdot 270,84} = 0,768, \text{ кг/м}^3;$$

$$\dot{M}_y = \rho_c v_c S_c = 0,768 \cdot 214 \cdot \left( \frac{3,14 \cdot 0,1^2}{4} \right) = 1,29, \text{ кг/с}$$

(или  $1,29/0,71 = 1,82 \text{ м}^3/\text{с}$ ).

#### 4.4. Применение новых теплоизоляционных материалов

Тепловые сети – наиболее ответственный и технически сложный участок систем теплоснабжения и всего городского хозяйства. Необходи-

димось соблюдения нормативных потерь тепла, высокие рабочие температуры и давление теплоносителя определяют повышенные требования к теплотерям и безопасности сетей теплоснабжения.

Применение традиционных материалов (минваты) и традиционных технологий при прокладке и ремонте тепловых сетей приводит к необходимости полной замены труб и теплоизоляции через 10–15 лет и большим потерям при транспорте тепла.

В настоящее время разработаны и применяются в практике теплоснабжения новые энергосберегающие технологии и материалы, которые снижают теплотери в 2–3 раза по сравнению с нормативными и удлиняют срок эксплуатации до 30 лет. При этом не только улучшаются технологические свойства теплопроводов, но и снижается стоимость прокладки, а также появляется возможность бесканальной прокладки.

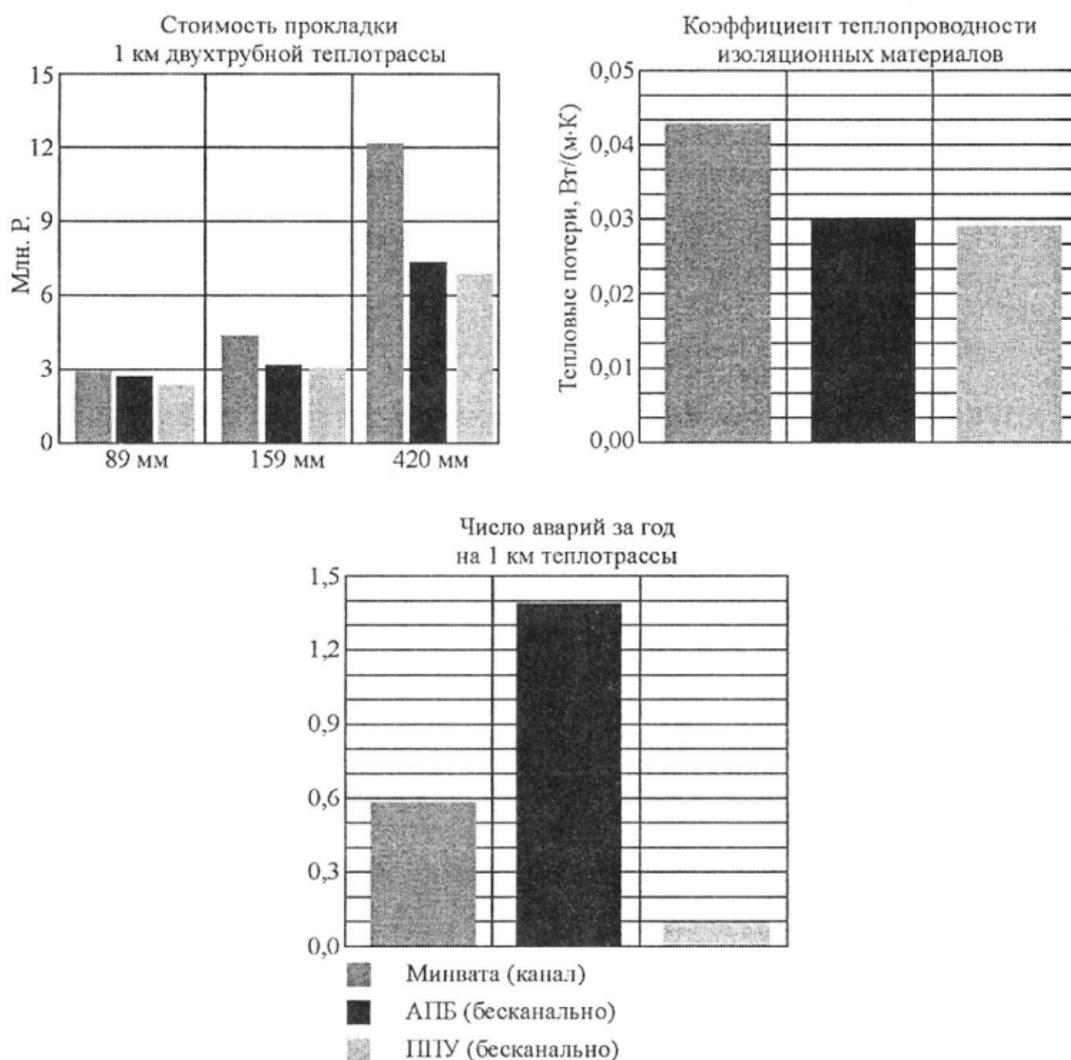


Рис. 4.4.1. Сравнительная характеристика трубопроводов с различными видами теплоизоляции

На графиках (рис. 4.4.1) даны сравнительные характеристики традиционной тепловой изоляции (минваты) и новых теплоизоляционных материалов: армопенобетона (АПБ) и пенополиуретана (ППУ).

Применяемый для теплоизоляции двухкомпонентный пенополиуретан имеет следующие характеристики:

- среднюю плотность по всей длине трубы – не менее  $80 \text{ кг/м}^3$ ;
- прочность на сжатие –  $0,4\text{--}0,6 \text{ Н/мм}^2$ ;
- влагопоглощение – не более 10 % по объему;
- объемную долю закрытых пор – не менее 88 %;
- теплопроводность при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  – не более  $0,03 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$ .

ППУ изоляция на стальные трубы наносится в заводских условиях с помощью специальных заливочных машин или методом напыления непосредственно на тело трубы. Стальная труба и слой пенополиуретана надежно защищены от влаги оболочкой из тонкостенной полиэтиленовой трубы.

При надземной прокладке применяется оболочка из оцинкованной стали. Места стыков труб изолируются готовыми пенополиуретановыми скорлупами, покрываемыми затем специальной полиэтиленовой термоусаживающейся пленкой или термоусаживающимися манжетами с заливкой в них компонентов ППУ на месте монтажа.

Институтом ВНИПИЭнергопром (ВНИПИТеплопроект) разработана и внедрена эффективная конструкция полимербетонной теплогидроизоляции для теплопроводов различного назначения. Теплопроводы с такой изоляцией могут быть использованы для прокладки подземных (бесканальных и канальных) и надземных тепловых сетей, работающих в условиях воздействия температуры теплоносителя до  $150 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Полимербетонная теплогидроизоляция является моноконструкцией. В процессе ее изготовления образуется антикоррозионное покрытие (корка на трубе), основной теплогидроизоляционный слой и плотный наружный слой, обеспечивающий защиту изоляции от проникновения влаги, а также конструкции от механических повреждений при транспортировке и монтаже.

Корковые слои и основной теплоизоляционный слой формируются одновременно в одной технологической операции.

Высокие физико-механические и антикоррозионные показатели полимербетонной смеси, а также возможность широкого направленного варьирования свойств обеспечивают надежную работу всего монослоя с трубой в различных гидрологических условиях.

Трудоемкой подготовки и очистки поверхностей труб, необходимой для нанесения антикоррозионных покрытий, при использовании полимербетонной изоляции не требуется.

Строительство тепловых сетей с изоляцией на основе полимербетонной смеси значительно проще применения изоляций из автоклавного армопенобетона, битумоперлита, фенольного поропласта и других материалов, используемых в отечественной и зарубежной практике.

Основные технические характеристики конструкции:

- объемная масса, кг/м<sup>3</sup> 450±50
- пределы прочности, МПа, не менее:
  - при сжатии 1,5
  - при изгибе 2,4
- адгезия к стальной трубе, МПа 0,3–0,6
- термостойкость, °С 150–180
- коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К) 0,07

Теплоизоляция сварных стыков осуществляется в виде неразъемной муфты, предварительно устанавливаемой на трубопровод до сварки металлического стыка. Материал муфты выполнен из полиэтилена, обладающего способностью к термоусадке. После термоусадки стык дополнительно приваривается к полиэтиленовым оболочкам сопрягаемых элементов. Схема установки стыков изображена на рис. 4.4.2.

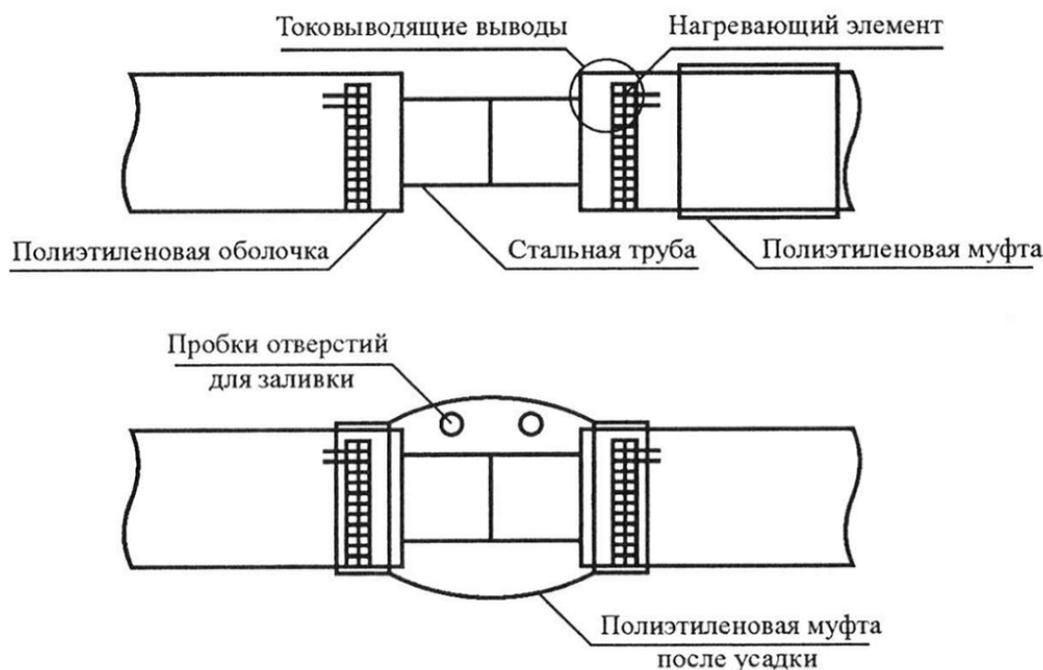


Рис. 4.4.2. Схема установки теплоизоляции на стыке.

Сварка муфты и полиэтиленовой оболочки производится специальным сварочным трансформатором, а термоусадка муфты – газовой горелкой. Такая технология соединения оболочек предполагает долгий срок службы теплотрассы в целом.

Наиболее перспективной технологией получения теплоизоляционного слоя является заливка его в полость между трубой и внешним покрытием (рис. 4.4.3).

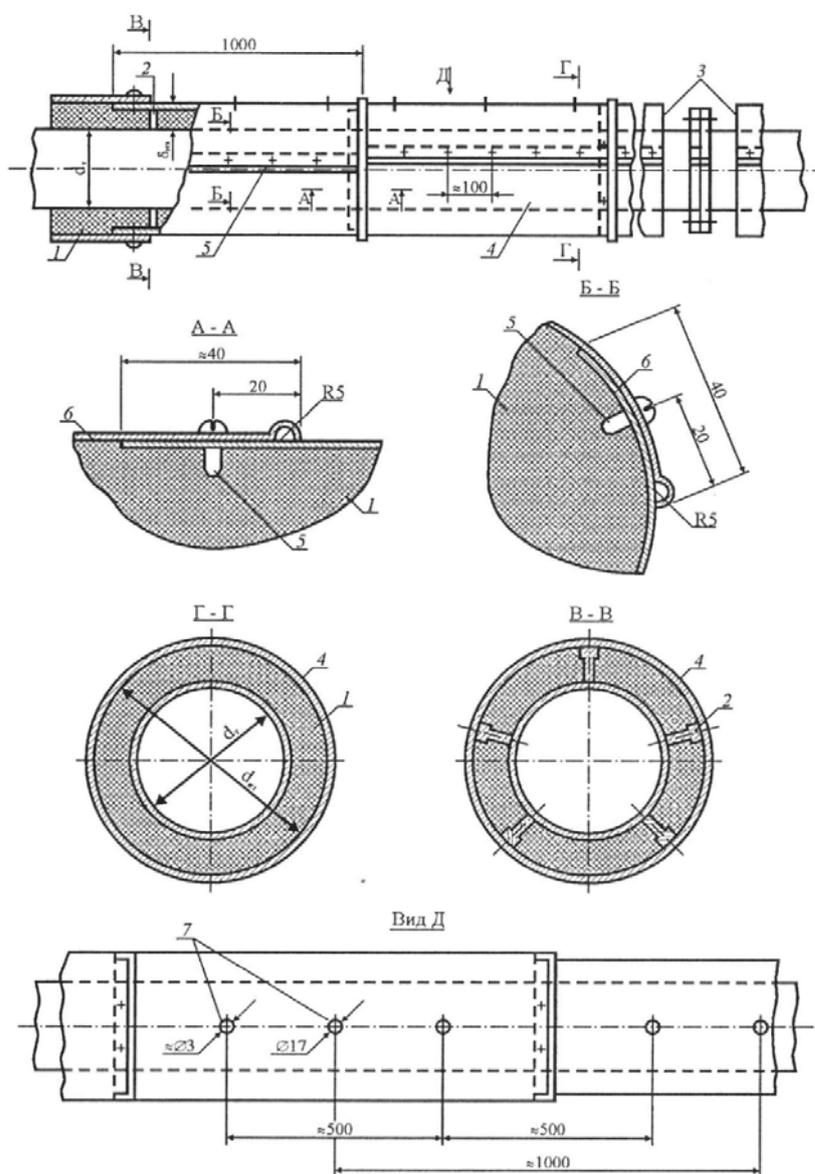


Рис. 4.4.3. Конструкция изоляции трубопровода заливочным пенополиуретаном:

- 1 – теплоизоляционный слой; 2 – дистанционная опора; 3 – отделка торцов;  
 4 – элемент покрытия; 5 – винт; 6 – герметик; 7 – отверстия для заливки ППУ;  
 $d_T, d_{из}$  – диаметры трубопровода и изоляции;  $\delta_{из}$  – толщина изоляции

Теплопроводы являются сложными инженерными сооружениями, где, кроме основного элемента трубопроводов с большим количеством сварных стыков, теплотрасса имеет компенсаторы, опоры, арматуру и другие элементы, теплоизоляция которых представляет собой опреде-

ленную сложность. Сегодня эти проблемы решены, что позволяет снизить тепловые потери при транспорте теплоносителя.

К числу «неудобных» для тепловой изоляции элементов сети относятся вентили. Их утепляют в основном двумя способами: полносборными конструкциями и теплоизоляционными матрацами рис. 4.4.4 и 4.4.5.

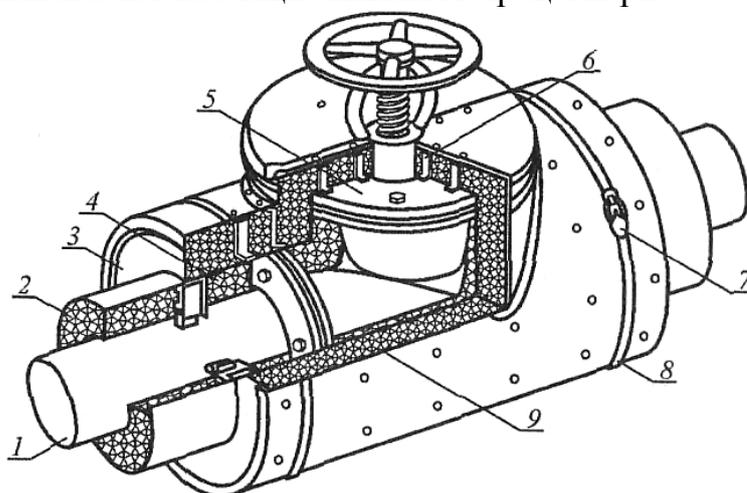


Рис. 4.4.4. Изоляция фланцевого вентиля полносборными конструкциями:  
 1 – трубопровод; 2 – изоляция; 3 – диафрагма; 4 – опорное кольцо; 5 – вентиль;  
 6 – стойки; 7 – замок; 8 – бандаж; 9 – полуфутляр с теплоизоляционным слоем

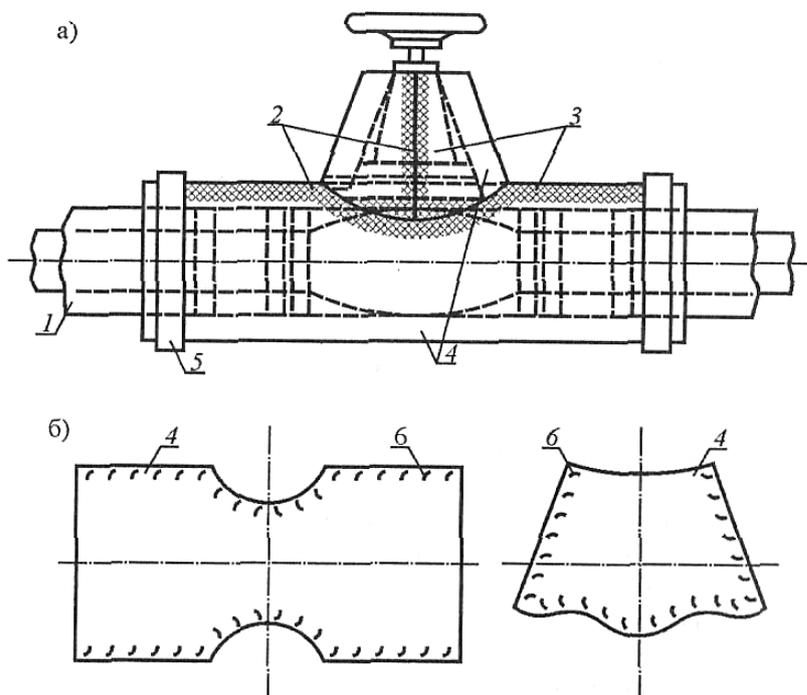


Рис. 4.4.5. Конструкция изоляции клапана теплоизоляционными матрацами:

- а – общий вид изоляции; б – развертка матрацев;  
 1 – теплоизоляционная конструкция трубопровода; 2 – проволока латунная;  
 3,6 – крючки; 4 – матрацы; 5 – бандаж

Для внутриквартальных тепловых сетей сегодня разработаны гибкие трубопроводы ИЗОПЭКС (Санкт-Петербург) и ПРОФЛЕКС (Москва), представляющие собой предварительно изолированную систему, конструкция которой включает в себя несущую трубу из модифицированного полиэтилена, изолированную пенополиуретаном и наружной бесшовной гидрозащитной гофрированной полиэтиленовой оболочкой. Конструкция теплопроводов в однострубно́м и двухтрубно́м исполнении представлена на рис. 4.4.6. Трубопроводы могут поставляться «буктами». Это обеспечивает простоту и удобство транспортировки. Монтаж характеризуется значительным уменьшением количества или полным отказом от стыков соединений на трассе.

По сравнению со стальными трубами в ППУ изоляции, для прокладки системы ИЗОПЭКС с двумя функциональными трубами ширина траншеи, а следовательно, и объемы земляных работ уменьшаются на 40 %.

Гибкость трубопроводов обеспечивает согласование практически с любыми условиями трассы.

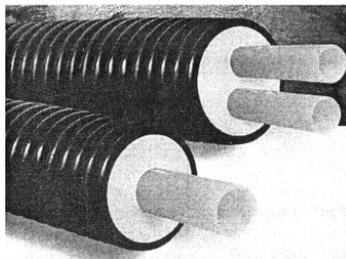


Рис. 4.4.6. Трубы ИЗОПЭКС в одно- и двухтрубно́м вариантах

Создается возможность прокладки трубопроводов под существующими трубопроводами или в направлении, поперечном к существующим трубопроводам. Это особенно актуально для стесненных условий городской застройки, насыщенной подземными коммуникациями.

Благодаря гибкости конструкции упрощен монтаж: нет неподвижных щитовых опор, компенсаторов, возможна любая конфигурация трассы, отсутствует сварка.

При проектировании тепловой защиты трубопроводов необходимо учитывать снижение теплотехнических свойств изоляционных материалов в процессе эксплуатации. На рис. 4.4.7 представлен график увеличения теплопотерь в зависимости от срока службы теплопроводов. Отсюда видно, что современные теплоизоляционные материалы практически не подвержены старению, их теплоизоляционные качества не меняются со временем, но вместе с тем минераловатные и битумоперлитные материалы после 12–15 лет снижают свои теплотехнические характеристики.

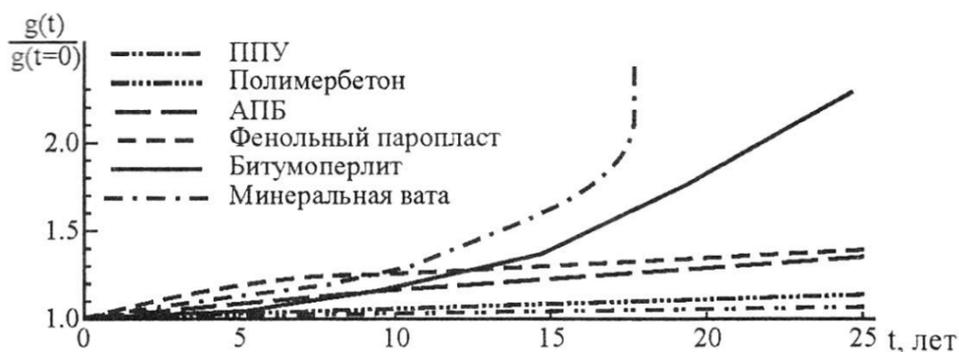


Рис. 4.4.7. График зависимости тепловых потерь бесканальными теплопроводами  $d = 529$  мм с изоляцией различного типа в зависимости от срока эксплуатации (по данным ВНИПИТеплопроект – ВНИПИЭнергопром)

Для выбора материала и конструкции тепловой изоляции рекомендуется пользоваться табл. 4.4.1, 4.4.2, где проведено сравнение наиболее употребительных материалов по теплотехническим и эксплуатационным свойствам.

Таблица 4.4.1

Характеристика различных типов изоляции

Наименование показателя	Единица измерения	Характеристика изоляции				
		ППУ	АПБ	МВ	ППБ	ФП
Коэффициент теплопроводности	Вт/(м·К)	0,033	0,05	0,05	0,07	0,058
Приведенные тепловые потери, $Q_{факт} / Q_{норм}$		1,0	1,6	1,6	1,7	1,6
Плотность, не более	кг/м <sup>3</sup>	95	200	100	400	110
Термостойкость нормируемая	°С	150	180	300	150	180
Влагонасыщение	% за 30 сут.	6	70	70	6	70
Прочность на сжатие	МПа	0,4	0,8	-	0,5	1,2
Средний срок службы	год	25-30	10-15	8-10	25-30	5-10
Доля от общего количества проложенных сетей в мире (ориентировочно)	%	80	-	20	-	-
Доля от общего количества проложенных сетей в России (ориентировочно)	%	8	Только в СПб	80	0,3	0,005

Условные обозначения:

ППУ – пенополиуретановая изоляция в оболочке из полиэтилена;

АПБ – изоляция из монолитного автоклавного армопенобетона;

МВ – подвесная изоляция из минераловатных изделий;

ППБ – изоляция из пенополимербетона;

ФП – изоляция из фенольного паропласта.

Таблица 4.4.2

## Применение различных типов изоляции

Место применения	Использование изоляции				
	ППУ	АПБ	МВ	ППБ	ФП
Надземная прокладка	+	+	+	+	+
Прокладка в каналах	+	+	+	+	+
Бесканальная прокладка	+	+	–	+	+
Повороты при прокладке в каналах	+	+	+	+	+
Повороты при бесканальной прокладке	+	–	–	–	–
Запорная арматура в камерах	+	+	+	+	+
Запорная арматура без камер	+	–	–	–	–
Заливка стыков на трассе	+	–	–	+	+
Заделка стыков готовыми изделиями	+	+	+	+	+

**Пример 4.4.1.** Сравните среднегодовое снижение температуры пара в конце паропроводов, проложенных в цехе и вне его на эстакаде и не имеющих внешнего влагоизолирующего слоя изоляции, при следующих исходных данных.

Параметры перегретого пара на входе в паропровод:  $P_1$  – давление;  $t_1$  – температура;  $h_1$  – энтальпия;  $v$  – удельный объем;  $t_{s1}$  – температура насыщения;  $c_p$  – удельная теплоемкость.

Скорость пара  $w_{\text{п}}$ .

Длина паропровода:  $l_1$  – длина паропровода, проложенного в цехе;  $l_2$  – длина паропровода, проложенного вне цеха на эстакаде.

Диаметр паропровода  $D$ .

Среднегодовое количество осадков  $H_{\text{ос}}$ , мм.

Среднегодовая скорость ветра  $w_{\text{в}}$ .

Среднегодовые температуры:  $t_{\text{вн}}$  – внутри цеха;  $t_{\text{нар}} < 0^\circ\text{C}$  вне цеха.

Термическое сопротивление изоляции  $R_{\text{из}}$ .

**Решение:**

1. Рассматриваем паропровод, проложенный в цехе.

1.1. Определим удельный тепловой поток с поверхности паропровода  $q_1$ :

Пренебрегаем термическим сопротивлением металлической стенки паропровода:

$$q_1 = \frac{t_1 - t_{\text{СТН}}}{R_{\text{ИЗ}}};$$

$$q_1 = \frac{t_1 - t_{\text{ВН}}}{R_{\text{ИЗ}} + \frac{1}{\alpha_{\text{К}}}};$$

В приближенных расчетах можно принимать температуру стенки внутри паропровода, равную температуре пара. Коэффициент конвективной теплоотдачи для цилиндрических поверхностей диаметром до 2 м, расположенных внутри помещения рассчитываем по формуле:

$$\alpha_{\text{К}} = 8,1 + 0,045 \cdot (t_{\text{СТ.Н}} - t_{\text{ВН}}).$$

Решая совместно приведенные выше уравнения, определяем удельный тепловой поток с 1 м<sup>2</sup> паропровода  $q_1$ .

*1.2. Определим температуру пара в конце паропровода:*

$$Q_1 = q_1 \cdot F_1;$$

Площадь поверхности паропровода, м<sup>2</sup>:

$$F_1 = \pi \cdot D \cdot l_1;$$

$$Q_1 = G \cdot c_p \cdot (t_1 - t_{\text{ВЫХ}});$$

Расход пара в паропроводе, кг/ч:

$$G = \frac{1}{\vartheta_1} \cdot w_{\text{П}} \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}.$$

Решая совместно четыре уравнения, определяем температуру пара на выходе из паропровода  $t_{\text{ВЫХ}}$ .

Полученное значение  $t_{\text{ВЫХ}}$  сравниваем с температурой насыщения пара  $t_{\text{С1}}$  и делаем вывод о возможной конденсации пара.

2. Рассматриваем паропровод, проложенный вне цеха.

Так как паропровод проложен вне цеха и не имеет влагоизолирующего слоя изоляции, то на его поверхность будут попадать и испаряться осадки.

*2.1. Определим количество осадков, попадающих на поверхность паропровода.*

Считаем, что осадки попадают только на верхнюю половину паропровода, следовательно, площадь, на которой происходит осаждение, равна:

$$F_{\text{осад}} = D \cdot l_2.$$

Объем осадков, попавших на паропровод:

$$V_{\text{осад}} = F_{\text{осад}} \cdot H_{\text{ос}}.$$

Среднегодовая удельная скорость (на  $1 \text{ м}^2$ ) выпадения осадков:

$$U_{\text{осад}} = \frac{V_{\text{осад}} \cdot \rho_{\text{вод}}}{n \cdot 3600 \cdot F_{\text{осад}}},$$

где  $\rho_{\text{вод}}$  – плотность воды,  $\text{кг/м}^3$ ;

$n$  – число часов работы паропровода в году.

2.2. Определим удельный тепловой поток с поверхности паропровода  $q_2$ .

При среднегодовой температуре вне цеха  $t_{\text{нар}} < 0 \text{ }^\circ\text{C}$  осадки будут в виде снега.

Тепловой поток с поверхности паропровода будет складываться из теплового потока за счет конвекции и сублимации:

$$q_2 = \frac{t_1 - t_{\text{нар}}}{R_{\text{из}} + \frac{1}{\alpha_{\text{к}}}} + U_{\text{осад}} \cdot r_{\text{субл}},$$

где  $r_{\text{субл}}$  – теплота сублимации льда при температуре  $t_{\text{нар}}$ ;

Коэффициенты конвективной теплоотдачи для цилиндрических поверхностей диаметром до 2 м, расположенных вне помещения, рассчитываем по формуле:

$$\alpha_{\text{к}} = 10 + 6\sqrt{w_{\text{в}}}.$$

где  $w_{\text{в}}$  – скорость ветра,  $\text{м/с}$ .

Решая совместно последние два уравнения, определяем удельный тепловой поток с  $1 \text{ м}^2$  паропровода  $q_2$ .

2.3. Определим температуру пара в конце паропровода.

$$Q_2 = q_2 \cdot F_2.$$

Площадь поверхности паропровода:

$$F_2 = \pi \cdot D \cdot l_2,$$

$$Q_2 = G \cdot c_p \cdot (t_1 - t_{\text{вых}}).$$

Расход пара в паропроводе,  $\text{кг/ч}$ :

$$G = \frac{1}{\vartheta_1} \cdot w_{\text{п}} \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}.$$

Решая совместно последние четыре уравнения, определяем температуру пара на выходе из паропровода  $t_{\text{вых}}$ .

Полученное значение  $t_{\text{вых}}$  сравниваем с температурой насыщения пара  $t_{\text{с1}}$  и делаем вывод о возможной конденсации пара.

## **4.5. Реконструкция тепловых сетей и тепловых пунктов**

### **4.5.1. Регулирование отпуска тепла с применением частотно-регулируемых приводов**

Известны системы с регулирующим клапаном на перемычке между подающим и обратным трубопроводами. Новая схема отличается благоприятным режимом работы регулирующего оборудования и низким расходом электроэнергии на работу насосов. Она предназначена для модернизации существующих ЦТП путем введения централизованного регулирования температуры теплоносителя на выходе из ЦТП при зависимом присоединении систем отопления к тепловой сети и использовании частотно-регулируемых приводов (ЧРП).

Имеется несколько типов приводов, которые могут использоваться с насосами в тепловых сетях: частотно-регулируемые и приводы постоянного тока, механические вариаторы, а также двигатели с фазным ротором. Наиболее перспективными на сегодняшний день являются частотно-регулируемые приводы.

Приводы постоянного тока так же, как и двигатели постоянного тока, постепенно уступают свои позиции в системах управления с переменной скоростью. При их использовании снижается надежность оборудования, повышаются эксплуатационные затраты и сметная стоимость оборудования. Механические вариаторы в большинстве случаев могут быть заменены ЧРП, который в состоянии обеспечить заданный момент на валу асинхронного двигателя в интервале от 0 до 100 % номинальной скорости двигателя.

Применение двигателей с фазным ротором ограничивает диапазон изменения скорости количеством ступеней переключения обмоток ротора и предполагает дополнительные потери мощности во время пуска, что сужает область использования таких двигателей и не обеспечивает в полной мере эффективности метода изменения скорости в системах с насосами и вентиляторами. При этом затраты на его обслуживание превышают затраты на обслуживание асинхронных двигателей.

Современный ЧРП представляет собой электронное микропроцессорное устройство, преобразующее входное переменное напряжение (одно- или трехфазное) частотой 50 Гц в переменное трехфазное напряжение с синусоидальной формой тока и регулируемой частотой. Быстродействующая микропроцессорная система управления ЧРП позволяет обеспечить нагрузочную характеристику обыкновенного асинхронного двигателя почти идентичную двигателю постоянного тока.

Частотно-регулируемые приводы в современных условиях перекрывают диапазон мощностей от 0,1 до 10000 кВт и предназначены для

работы со стандартными асинхронными двигателями. Это дает возможность легко встраиваться в уже существующие системы.

Пример такой системы приведен на рис. 4.5.1, где частотно-регулируемый привод установлен в ЦТП.

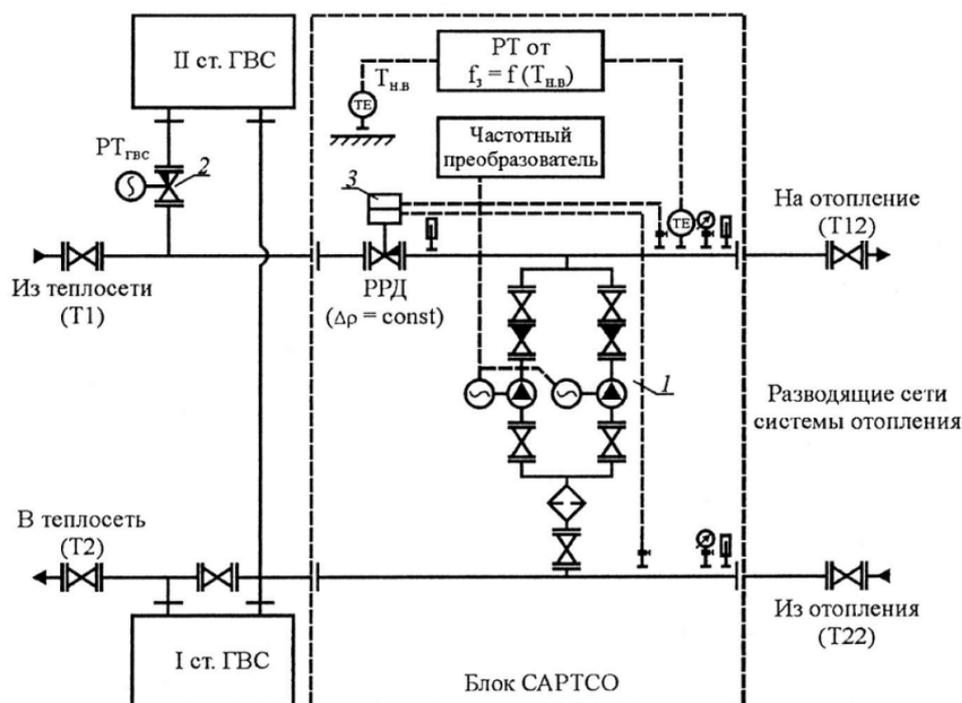


Рис. 4.5.1. Схема ЦТП с частотно-регулируемым приводом:

1 – корректирующие насосы, управляемые частотно-регулируемым электроприводом и установленные на перемычке между подающим и обратным трубопроводами; 2 – электронный регулятор температуры, поддерживающий заданный температурный график; 3 – гидравлический регулятор давления

Период работы системы – период осенне-весенней срезки температурного графика. В зимнее время корректирующие насосы отключены. Для работы системы подогреватели ГВС переводятся на смешанную схему. При наступлении весеннего (осеннего) периода, когда температура в тепловой сети превышает требуемую для системы отопления, электронный регулятор через преобразователь частоты включает насос, который добавляет в систему столько охлажденного теплоносителя из обратного трубопровода, сколько необходимо для поддержания требуемой температуры. Гидравлический регулятор, в свою очередь, закрывается, сокращая, таким образом подачу сетевой воды и выдерживая заданный гидравлический режим.

Предложенная система автоматического регулирования обеспечивает стабильный расход теплоносителя и помогает выдерживать задан-

ный температурный график на систему отопления в период срезки температурного графика в тепловой сети (рис. 4.5.2).

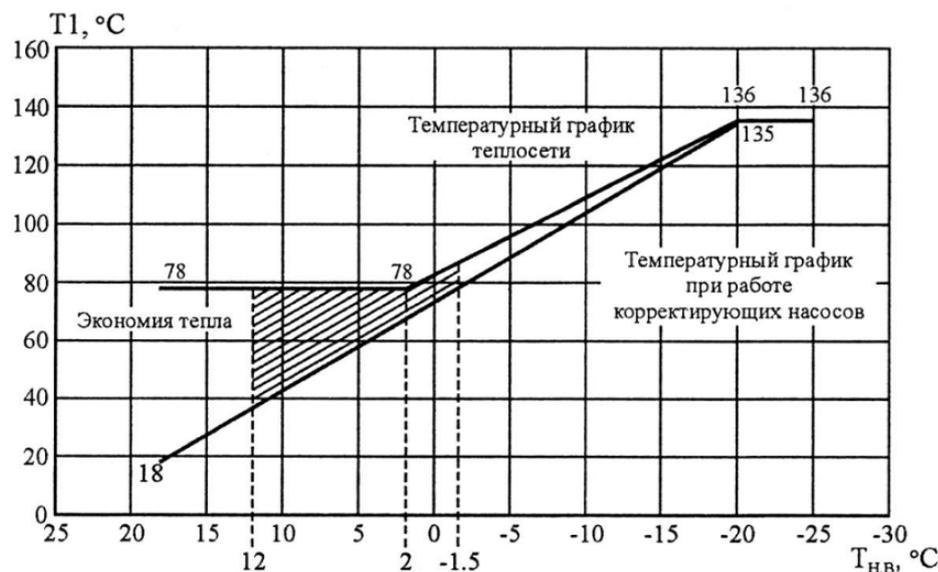


Рис. 4.5.2. Расчетная экономия тепла в период срезки температурного графика (в межсезонье).

### Контрольные вопросы

1. Способы регулирования производительности насосов.
2. Анализ экономической эффективности регулирования производительности насосов?
3. Укажите сущность работы энергосберегающих технологий «Транссоник».
4. Какими факторами определяется экономический эффект работы аппаратов «Фисоник»?
5. Мероприятия по снижению затрат электроэнергии в установках сжатого воздуха.
6. Способы понижения давления у потребителей сжатого воздуха.
7. Влияние изоляции воздухопровода на экономию электроэнергии при использовании сжатого воздуха.
8. Виды изоляционных материалов, применяемых в тепловых сетях.
9. Сравнение эффективности изоляционных материалов.
10. Недостатки использования в тепловых сетях приводов постоянного тока.

## 5. НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Хозяйственная деятельность человека, в результате которой биосфера переходит в новое состояние-ноосферу, в начале XXI века сопряжена с расходом громадного количества органического топлива, накопленного природой за миллионы лет эволюции. Значительную часть потребляемых в России топливно-энергетических ресурсов использует энергетика – базовая отрасль современной экономики. Через топливно-энергетических баланс России за год протекает около 1,5 млрд т условного топлива, из них примерно 90 % приходится на природный газ, нефть, каменный уголь. Энергия, полученная из этого топлива, сопряжена с растущими затратами, так как добывать его приходится во все более тяжелых условиях. Получение энергии из органических видов топлива сопровождается выделением нечистот и материалов, вредных для здоровья. Так как органическое топливо является важнейшим сырьем для химической промышленности, то предполагается в будущем применять его только для промышленных целей. Большинство регионов РФ не обеспечено в достаточном объеме собственными энергоресурсами, и со временем их дефицитность будет возрастать.

Энергетические проблемы мирового хозяйства вызвали интенсивную заинтересованность в применении таких источников, которые известны уже давно, но по различным соображениям не могли применяться в более широком масштабе, чем до нашего времени, заменив органическое топливо.

В недалеком будущем предполагается, что большее значение в энергетическом хозяйстве займет ядерная энергетика. Исследуются возможности использования геотермальной энергии и кинетической энергии космических тел. Большие надежды связаны с использованием солнечной энергии. Решаются также проблемы, связанные с использованием так называемых вторичных источников теплоты. В энергетическом хозяйстве для непромышленной сферы речь идет об использовании теплоты выбросов вентиляционного воздуха, отводимого из здания, а также использованной воды.

С точки зрения экономии энергии в системах горячего водоснабжения и отопления в настоящее время наибольший интерес представляет использование солнечной энергии.

## 5.1. Использование солнечной энергии в России

В солнечной энергетике выделяют 3 направления: солнечные водонагревательные установки, солнечные электростанции и фотоэлектрические преобразователи. Солнечные водонагревательные установки обычно представляют собой плоский солнечный коллектор, в котором нагревается вода, воздух или другой теплоноситель. Эти устройства характеризуются величиной площади нагрева. Суммарная площадь солнечных коллекторов в мире достигает 50–60 млн м<sup>2</sup>, что эквивалентно 5–7 млн т у.т. в год. В России их применение незначительное. Хотя даже для условий Сибири возможен полезный эффект. В частности, в Новосибирске работа по солнечным коллекторам для индивидуального домостроения ведется в рамках программы «ЭКОДОМ». В строящемся ЭКО поселке вблизи Академгородка уже сооружаются разного вида солнечные коллекторы, в том числе с подземными аккумуляторами тепла.

Солнечные электростанции (СЭС) используют обычный паросиловой цикл, но при этом требуется применение концентратора солнечной энергии. Так, в США действует 7 СЭС общей мощностью 354 МВт. Но для России такие устройства считаются неэффективными.

Что касается фотоэлектрических преобразователей (ФЭП), то сегодня в мире наблюдается настоящий бум в этой области. В 2000 году в мире было произведено ФЭП общей мощностью 260 МВт. Больше всего в Японии – 80 МВт. А в России пренебрежимо мало – лишь 0,5 МВт. КПД ФЭП достигают 24 % для монокристаллических преобразователей, 17 % – для поликристаллических и 11 % – для аморфных. Основным материалом является кремний. К сожалению, фотоэлектричество сегодня является самым дорогим способом получения электроэнергии. Цена модулей ФЭП достигает 4000 долл./кВт, а установок на их основе – даже до 10000. Самой дорогой является и стоимость производимой электроэнергии: 15–40 центов/кВт·ч. В области фотоэлектричества наиболее перспективными считаются следующие направления: ФЭП с концентраторами солнечной энергии; ФЭП на основе арсенида галлия-арсенида алюминия; тонкопленочные солнечные элементы.

Схема и элементы солнечного устройства (основной элемент – солнечный коллектор) показаны на рис. 5.1.1.

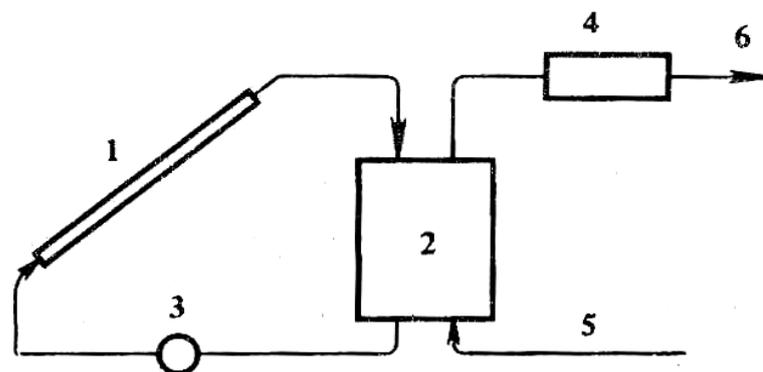


Рис.5.1.1. Схема и элементы солнечного устройства:

1 – солнечный коллектор; 2 – емкость системы ГВ; 3 – насос; 4 – дополнительный источник теплоты; 5 – подвод холодной воды; 6 – потребитель

Для горячего водоснабжения (ГВС) и для отопления наиболее часто применяют плоские коллекторы (рис. 5.1.2). Абсорбер, соединен с трубками отвода теплоты (вместо трубок могут быть устроены каналы небольшого сечения, например, из двух соответствующим образом профилированных листов).

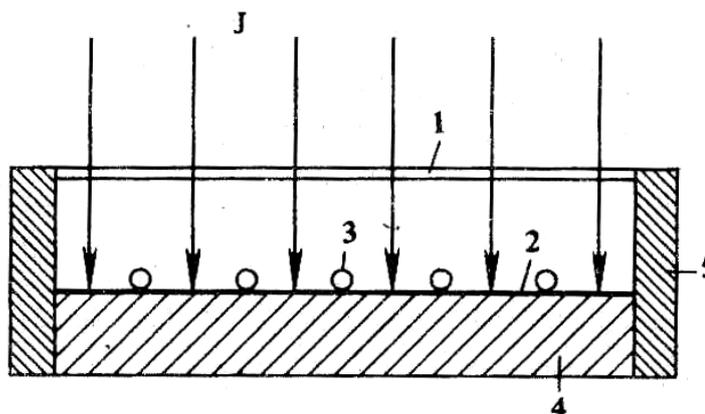


Рис. 5.1.2. Устройство плоского коллектора.

$J$  – интенсивность солнечного излучения; 1 – съемное укрытие; 2 – абсорбер; 3 – трубки отвода теплоты; 4 – тепловая изоляция; 5 – рама

Съемное укрытие уменьшает тепловые потери коллекторов, оно должно пропускать как можно больше коротковолнового излучения и как можно меньше инфракрасного (длинноволнового излучения). Для повышения эффективности укрытия на нижнюю сторону наносят рефлексный слой для длинноволнового излучения, а на верхнюю – антирефлексный слой для коротковолнового излучения. Укрытие бывает большей частью из стекла в один, два или несколько слоев. Применяется для крытия и пластмасса, имеющая то же пропускание солнечного

излучения, что и стекло, однако пропускание длинноволнового излучения у нее выше. Абсорбером, как правило, является металлический лист, который должен поглощать как можно больше солнечного излучения и отражать как можно меньше инфракрасного излучения. Потери отраженного излучения можно уменьшить за счет применения селекционного покрытия на поверхность абсорбера. Экспериментируют, например, с окисью меди ( $\text{CuO}$ ) и окисью никеля ( $\text{Ni}_2\text{O}_3$ ). Коллектор с селекционным покрытием и простейшим укрытием считается самым выгодным для высокотемпературного преобразования солнечной энергии.

Наибольший эффект достигается, если солнечное излучение направлено перпендикулярно абсорберу. Обеспечение этого положения потребовало бы автоматического направления коллектора. Такое решение, однако, слишком дорого. Поэтому иногда применяют комбинированное решение, т. е. закрепление коллектора проектируют в двух положениях: одно для зимнего и второе для летнего времени года. Наиболее дешево неподвижное закрепление коллектора в одном положении, но в этом случае абсорбер должен иметь большую способность поглощать солнечное излучение при разных углах падения солнечных лучей.

Если же коллекторы закрепляются неподвижно, то необходимо принять решение об их наклоне в соответствии с тем, в какое время года будет преобладать использование солнечного излучения. Угол наклона коллектора должен составлять  $30\text{--}50^\circ$  для того, чтобы эффективность гелиоустановки была высокой весь год. Отклонение выравнивания от юга не более чем на  $45^\circ$  на восток или запад возможно. Это незначительно сокращает поступление солнечной энергии. Если можно выбирать между юго-западным и юго-восточным расположением, следует выбрать юго-запад, так как (теоретически кажется, что инсоляция одинаковая) при высокой температуре и рассеивании возможного утром тумана все же во второй половине дня следует ожидать более интенсивного солнечного излучения (рис. 5.1.3). Отклонения от идеального положения коллектора можно в какой-то мере компенсировать, увеличив площадь коллектора.

Эта диаграмма показывает положение солнца в любое время года. Например, 21 января солнце встает под углом  $60^\circ$  к южному ориентиру и в полдень достигает максимальной величины примерно в  $23^\circ$ .

На рис. 5.1.4 видно, как меняется эффективность при отклонении от оптимального положения. Хорошо заметно, как незначительно сокращается эффективность работы гелиосистемы (линия 10 %) в дальних зонах.

Соединительная линия – крепление гелиоустановки трубами.



Рис. 5.1.3. Диаграмма «Высота Солнца»

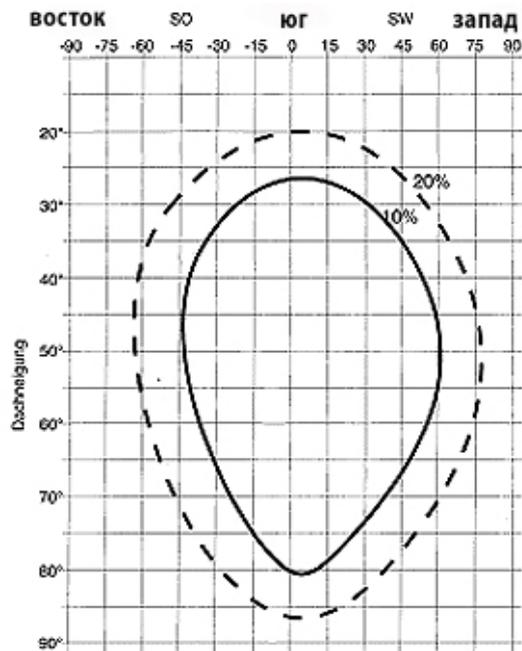


Рис. 5.1.4. Диаграмма понижения эффективности при отклонении от южного направления.

Для передачи теплоты в качестве теплоносителя наиболее часто применяется вода. Если хотят использовать солнечную энергию и в зимнее время, то необходимо сделать так, чтобы вода не замерзала. Проблему можно решить, обеспечив автоматический спуск воды из контура коллектора. Другое решение состоит в устройстве двух контуров; в закрытом первичном контуре протекает незамерзающая жидкость, из него теплота передается вторичному водяному контуру.

С точки зрения эффективности работы коллектора важным фактором является его тепловая изоляция. Для этой цели применяется базальтовая вата, пенополиуретан или стойкий *PVC* (*hPVC*).

Производительность коллектора  $q_k$ , Вт/м<sup>2</sup>, зависит от солнечного излучения  $I$ , Вт/м<sup>2</sup>, падающего на коллектор; от потерь, возникающих при отражении и поглощении излучения в съемном укрытии коллектора  $Z_J$ , Вт/м<sup>2</sup>, а также от теплопередачи  $Z_p$ , Вт/м<sup>2</sup>, зависящей от разницы температуры коллектора  $t_k$ , °С, и окружающего воздуха  $t_v$ , °С (рис. 5.1.5).

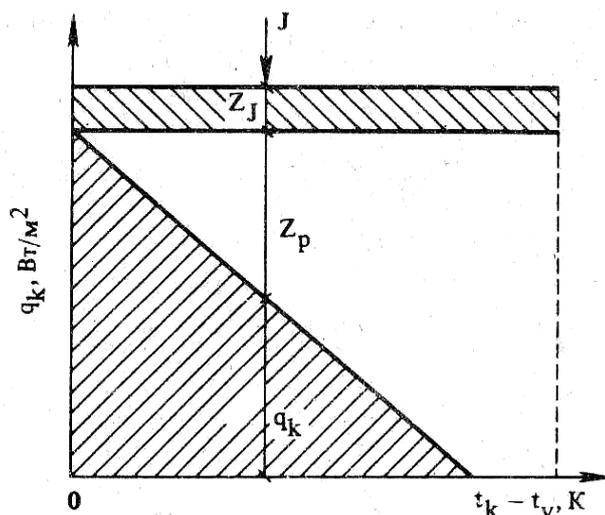


Рис. 5.1.5. Тепловой баланс коллектора

Тепловые потери за счет теплопередачи включают потери теплопроводностью, конвекцией и излучением передней стороной, а также боковыми стенками коллектора. Отражение излучения от съемного укрытия коллектора 8–30 %, отражение излучения от абсорбера 2–10 %, поглощение излучения укрытием коллектора 4–10 %. Другие потери могут возникать за счет загрязнения съемного укрытия – до 5 % (уменьшает пропускание излучения через укрытие), затенение абсорбера укрытием (около 3 %), наличие снега, наледи и росы.

Если потери от отражения и поглощения солнечного излучения постоянны, то для определенной интенсивности солнечного излучения

производительность коллекторов тем больше, чем меньше разница температуры коллектора и температуры окружающей среды (рис. 5.1.5). Поэтому выгодно температуру теплоносителя поддерживать на возможно более низком уровне.

Поскольку температура окружающего воздуха выше в летнее время года, то и эффективность коллектора выше, чем в зимнее время. В летнее время года производительность может достигнуть 80 %, а в зимнее – только 10 %. За год эффективность использования падающего солнечного излучения составит: 75–80 % энергии для нагревания воды на 30 °С; 65–70 % на 45 °С и 55–60 % на 60 °С.

Характерное изменение производительности коллектора в зависимости от разности температуры коллектора и окружающего воздуха приведено на рис. 4. Кривая 1 справедлива для укрытия с одинарным простым остеклением, кривая 2 – для укрытий с двойным остеклением. Из рис. 5.1.6 хорошо видно, что небольшая разница температуры коллектора и окружающего воздуха позволяет достигнуть значительной эффективности и при простейшем укрытии.

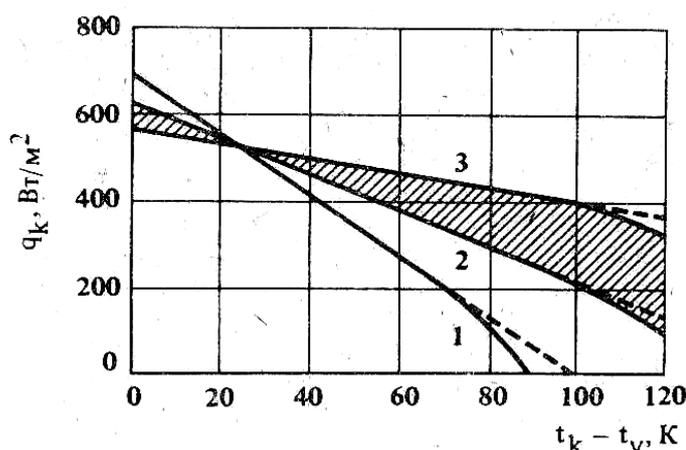


Рис. 5.1.6. Изменение производительности коллектора с расчетной мощностью 800 Вт/м<sup>2</sup>

Такое решение пригодно, например, для нагревания воды в бассейне при разнице температуры 25–30 К. Кривая 3 справедлива для очень эффективных коллекторов. Большая эффективность достигается за счет еще большего ограничения тепловых потерь коллектора, а именно за счет того, что абсорбер и теплоноситель находятся в вакууме. В этом случае возникает проблема обеспечения прочности, поэтому такие коллекторы имеют вид трубочек. Трубчатые коллекторы действуют эффективно при высокой эксплуатационной температуре. Они значительно чувствительней, чем плоские коллекторы.

Солнечное излучение является переменным во времени источником энергии. Для восполнения его недостатка в систему солнечного устройства включают аккумулятор теплоты. Аккумулировать теплоту можно, используя твердый или жидкий теплоноситель.

Можно также использовать фазовое изменение состояния некоторых веществ. Выбор теплоносителя в системах аккумуляции зависит обычно от характера процесса использования солнечной энергии. При нагреве воды, естественно, для аккумуляции применяется теплая вода. Если же в коллекторах нагревается воздух, то выгодно сохранение теплоты в щебеночном аккумуляторе. Преимуществом этих способов аккумуляции является их легкая реализация, недостатком – малая аккумулирующая способность и в связи с этим большие размеры устройств. С этой точки зрения наиболее эффективна аккумуляция теплоты с использованием различных эвтектических смесей (табл. 5.1.1). Недостатком этого способа аккумуляции является пока слишком высокая его стоимость.

Таблица 5.1.1

Примеры эвтектических смесей, рекомендуемых для аккумуляции солнечной энергии

Состав смеси, %	Температура плавления, °С	Аккумулируемая теплота, кДж/кг
CaCl <sub>2</sub> – MgCl <sub>2</sub> – H <sub>2</sub> O 41–10–49	25	175
Ацетамид-кислота стеариновая 17–83	65	218
Мочевина NH <sub>4</sub> NO <sub>3</sub> 45,3–54,7	46	172

Одной из неблагоприятных проблем при аккумуляции теплоты являются тепловые потери аккумулятора, которые можно значительно снизить, если аккумулятор разместить внутри здания.

Один из таких проектов основан на следующих принципах: основным источником энергии является электроэнергия, потребляемая ночью; теплота, получаемая за счет электроэнергии ночью и от солнечной энергии днем, аккумулируется водой; накопительная емкость с водой размещается в вертикальном положении и по возможности в середине отапливаемого здания, чтобы теплота, излучаемая с поверхности емкости, использовалась для обогрева пространства вокруг него; емкость проходит через все здание от фундамента до плоской крыши, где заканчивается крышкой с тепловой изоляцией; емкость может быть выполнена из бетона, стали или слоистого пластика; ее внутренний объем из

расчета  $1-1,3 \text{ м}^3$  на  $10 \text{ м}^2$  отапливаемой площади, а внутренний диаметр должен быть не менее 80 см.

Элементами солнечного устройства могут также являться: циркуляционные насосы, регуляторы контура коллектора, емкости под давлением, обменники, расширительные баки и др.

На рис. 5.1.7 дана схема устройства для системы ГВС, на рис. 5.1.8 – комбинированное устройство для системы ГВС и отопления.

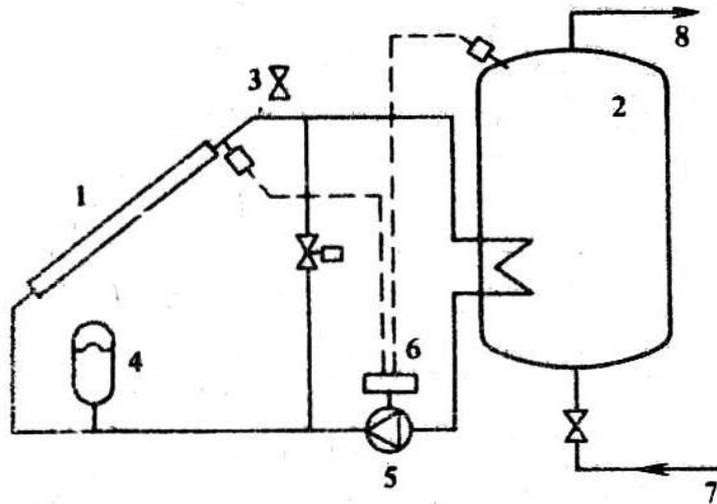


Рис. 5.1.7. Схема устройства для системы горячего водоснабжения  
 1 – коллектор; 2 – накопительная емкость системы ГВ; 3 – воздухоотделительный вентиль; 4 – расширительный бак; 5 – циркуляционный насос; 6 – регулятор; 7 – подвод холодной воды; 8 – выход теплой воды

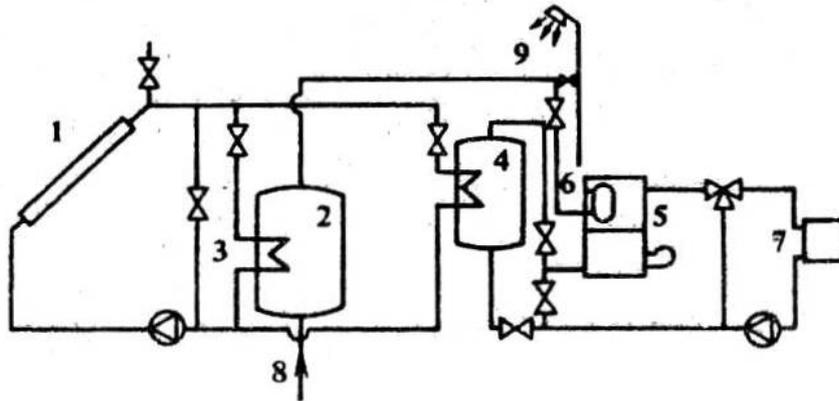


Рис. 5.1.8. Схема комбинированного устройства для отопления и ГВС  
 1 – коллектор; 2 – накопительная емкость системы ГВС; 3 – теплообменник; 4 – накопительная емкость системы отопления; 5 – котел; 6 – дополнительный нагреватель хозяйственной воды; 7 – отопительная система; 8 – подвод холодной воды; 9 – отвод теплой хозяйственной воды

Особое место занимает вопрос энергосбережения за счет использования низкопотенциального тепла ( $5-50 \text{ }^\circ\text{C}$ ) при помощи теплонасосных

установках (ТНУ) для обеспечения отопительно-вентиляционных и технологических нагрузок различных предприятий и объектов ЖКХ (подробнее ТНУ будут рассмотрены в следующем разделе).

Тепловые насосы (ТН), так же и холодильные установки относятся к трансформаторам тепла, в которых тепло низкого потенциала с температурой  $T_H$ , трансформируется (передается) на высокий температурный уровень  $T_B$ .

Другой возможностью эффективного использования солнечной энергии является применение теплового насоса, который передает теплоту за счет механической работы. Источником теплоты может быть грунтовая или речная вода, атмосферный воздух, земля, воздух, отводимый из здания, и т. п. В качестве холодильного агента применяют, например, фреон марки  $R\ 12$ ,  $R\ 22$ ,  $R\ 502$ .

Эффект, полученный от передачи теплоты, тем больше, чем меньше разница температуры на входе и выходе.

Если компрессор приводится в действие электроэнергией, которая выработана с эффективностью 28–35 %, то тепловой насос энергетически выгоден, если фактор  $\epsilon$  имеет значение 3–4.

Комбинация системы солнечного оборудования с тепловым насосом (рис. 5.1.9) имеет следующие преимущества: тепловой насос можно применить и для коллекторов малой энергетической производительности при пасмурной погоде, которой бы одной было недостаточно для отопления; отбор теплоты из первичного контура коллектора сопровождается охлаждением теплоносителя, тем самым увеличивается эффективность коллекторов. Недостатком является значительная стоимость.

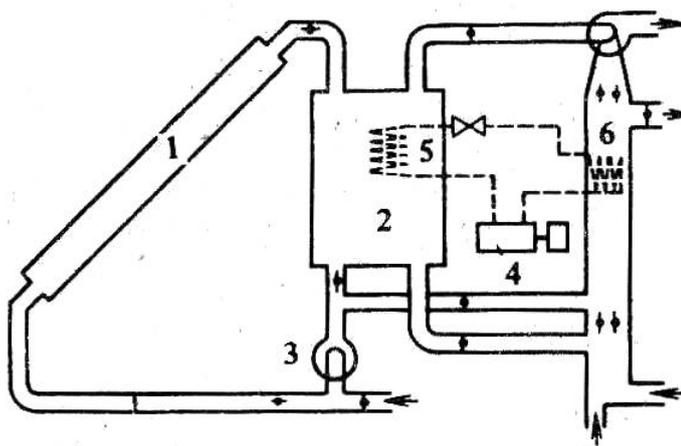


Рис. 5.1.9. Комбинация теплового насоса с солнечным устройством  
1 – коллектор; 2 – накопительная емкость; 3 – вентиляторы;  
4 – тепловой насос; 5 – испаритель; 6 – конденсатор

Системы солнечного оборудования изменяет архитектуру дома, поэтому их установка должна решаться по согласованию с соответствующими архитектурными органами.

Для снижения капитальных затрат коллекторы выгодно устраивать так, чтобы они были частью строительных конструкций. Однако для этого необходим соответствующий уклон кровли, благоприятный для установки солнечного оборудования, лучше с ориентацией на юг. Самостоятельное размещение коллекторов дороже, чем расположение их в пределах строительных конструкций; однако его достоинством является легкий подход к коллекторам и независимость от здания.

В настоящее время наиболее выгодно использовать солнечную энергию для индивидуальных домов (используемых для постоянного проживания), так как они имеют достаточную площадь кровли, где размещается необходимое количество коллекторов. При неблагоприятной ориентации и при уклоне кровли не отвечающей необходимым требованиям установки солнечного оборудования, можно разместить коллекторы возле здания. Важно также, что низкоэтажная застройка может быть обеспечена теплотой от центрального источника только при больших капитальных затратах.

Использование солнечного оборудования для системы ГВС и особенно для отопления будет требовать новых подходов к решению строительных конструкций и внутренней планировки зданий. Речь идет о значительном улучшении теплотехнических свойств строительных конструкций по сравнению с современным уровнем, в том числе и о прочностных решениях конструкций и т. п. Специального рассмотрения требует размещение аккумулирующей емкости, а также конструкция пола, если он используется для обогрева помещения.

Вопрос эффективности использования солнечной энергии, однако, нужно понимать как открытую проблему. Развитие техники приводит постоянно к совершенствованию оборудования, создаются условия для массового изготовления элементов этого оборудования и тем самым к снижению их отпускной цены. Общественно необходимые затраты на получение энергии, например на покупку топлива, постоянно увеличиваются, что расширяет возможности применения систем солнечного оборудования.

## **5.2. Утилизация теплоты вентиляционного воздуха**

Экономии топлива и энергии при нагревании бытовой воды и отопления можно получить за счет использования теплоты воды и вентиляционного воздуха. В последнем случае для этих целей используются

теплообменники, которые монтируются на воздуховодах с целью передачи теплоты удаляемого из помещений воздуха приточному воздуху. Потери теплоты при этом можно уменьшить на 60 % (табл. 5.2.1).

Таблица 5.2.1

Потребление энергии семьей из четырех человек

Теплопотери	Средний дом, МВт·ч/г	Хорошо изолированный дом, МВт·ч/г	Экспериментальный дом, МВт·ч/г	экономия	
				МВт·ч/г	%
Через стены, пол, потолок	32,56	12,68	3,52	29,04	89,2
Через окна	10	5,58	9,13	0,87	0,9
За счет проветривания	7,05	7,05	2,06	4,99	70,8
Всего	49,61	25,31	14,71	34,90	70,3

Самые новые рекуперативные теплообменники используют тепловые трубки и тепловой насос (рис. 5.2.1). Сбросные воды собирают в емкость, из которой насос получает теплоту и нагревает бытовую воду до 45 °С, одновременно подогревается приточный вентиляционный воздух примерно на 6 °С.

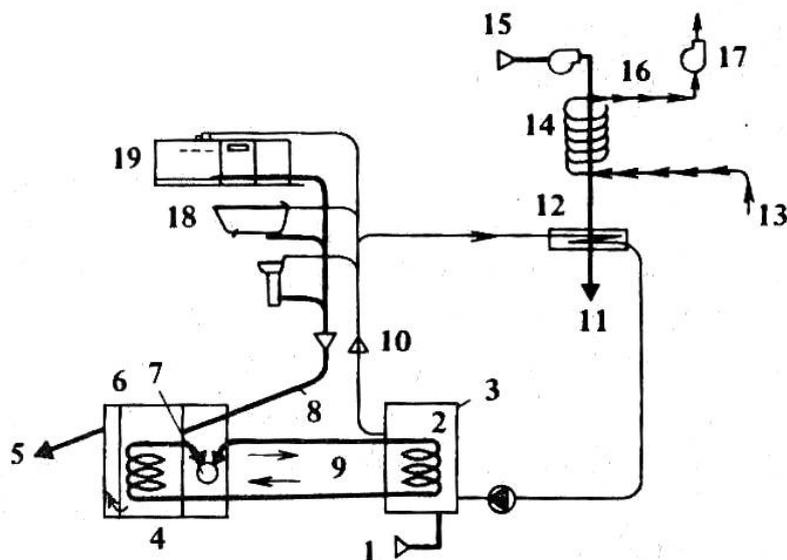


Рис. 5.2.1. Схема использования теплоты сбросных бытовых вод и вентиляционного воздуха

1 – подвод воды; 2 – подогреватель ГВ; 3 – емкость; 4 – рекуператор; 5 – к главному коллектору сбросной воды; 6 – сброс воды после рекуперации; 7 – компрессор, работающий как тепловой насос; 8 – теплая сбросная вода (25–30 °С); 9 – передача теплоты; 10 – горячая бытовая вода; 11 – подогретый наружный воздух; 12 – подогреватель наружного воздуха; 13 – воздух, отбираемый из помещений; 14 – рекуператор; 15 – наружный воздух; 16 – вентилятор; 17 – система вытяжной вентиляции; 18 – ванная; 19 – кухня

### 5.2.1. Здания с низким потреблением энергии

В настоящее время проектируются дома с отличной тепловой изоляцией, снабженные оборудованием для использования солнечного излучения, теплоты сбросной бытовой воды и вентиляционного воздуха, в том числе с использованием теплового насоса. Все это уменьшает до минимума потребление энергии для нагревания бытовой воды и отопления. О таких домах говорят, как о домах с нулевой потребностью в энергии.

Например, в Дании был построен дом с двумя жилыми секциями площадью каждая  $60 \text{ м}^2$ , между которыми размещается атриум площадью  $70 \text{ м}^2$ . Атриум не отапливается (только защищен от воздействия ветра и дождя) и может быть использован во время большей части года как дополнительное жилое пространство. На крыше атриума расположены солнечные коллекторы площадью  $42 \text{ м}^2$ , которые соединены трубами с хорошо изолированной емкостью объемом  $30000 \text{ л}$ , расположенной в земле вне атриума. Стены дома выполнены из специальных панелей с тепловой изоляцией из слоя минеральной ваты толщиной  $30 \text{ см}$  и коэффициентом теплопередачи  $k = 0,13 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ . Потолок и пол изолированы слоем минеральной ваты толщиной  $40 \text{ см}$ . Двойные окна (коэффициент теплопередачи  $k = 3,1 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ) площадью  $20 \text{ м}^2$  в ночное время закрываются специальными ставнями так что коэффициент теплопередачи в это время снижается до  $0,40 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ . Окна и стыки панелей должны быть воздухонепроницаемы: в соответствии с проектом принимается, что воздухопроницаемость стыков и швов будет не более  $0,1 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{м})$ . Максимальное значение общей воздухопроницаемости принимается  $7,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ , т. е. при общем объеме  $300 \text{ м}^3$  воздухообмен за счет неплотностей составляет  $0,66 \text{ л}/\text{ч}$ .

Подача свежего воздуха обеспечивается самостоятельно регулируемой вентиляционной системой производительностью  $200 \text{ м}^3/\text{ч}$ , которая гарантирует воздухообмен  $0,66 \text{ л}/\text{ч}$ . Дом отапливается радиаторами, через которые протекает вода, нагретая за счет солнечного излучения. Радиаторы снабжены индивидуальными регуляторами. Циркуляция воды в системе происходит только днем. Оборудование запроектировано таким образом, чтобы при нормальных климатических условиях оно обеспечивало полную потребность в теплоте для отопления и получения горячей бытовой воды. В среднем за отопительный сезон (приблизительно  $200$  дней) оборудование может аккумулировать  $7,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ ;  $30 \%$  расходуется на отопление ( $2,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ ),  $30 \%$  – на приготовление горячей бытовой воды ( $2,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ ) и  $40 \%$  — на теплопотери системой и аккумулирующей емкостью ( $2,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ ).

Другой экспериментальный дом с использованием солнечной энергии для отопления был построен в Швеции. Это индивидуальный деревянный дом с обычной планировкой и обычными ограждающими конструкциями, только с улучшенной тепловой изоляцией. Дом построен таким образом, чтобы за счет солнечного излучения, проходящего через окна на южном фасаде, была достигнута максимальная экономия энергии на отопление.

Для наружных панелей была принята тепловая изоляция из минеральной ваты толщиной 19 см (коэффициент теплопередачи  $k = 0,23 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°К})$ ), конструкция кровли имела тепловую изоляцию толщиной 30 см (коэффициент теплопередачи  $k = 0,19 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°К})$ ). Коэффициент теплопередачи пола был  $k = 0,19 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°К})$ . Окна на южном фасаде общей площадью  $18 \text{ м}^2$  не открываются, имеют остекление из четырех стекол и коэффициент теплопередачи  $1,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°К})$ . Остальные окна с тройным остеклением имеют коэффициент теплопередачи  $2,0 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°К})$  и открываются.

Дом имеет электрическое отопление, которое автоматически отключается, если под воздействием солнечного излучения температура воздуха в помещении возрастает выше установленного уровня. Расчетная годовая потребность теплоты экспериментального дома составляет  $16,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ : на электрическое отопление в промежутке сентябрь–май приходится  $6,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ , на получение теплоты от бытовых источников (люди, приборы электрические и т. д.)  $3,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ , теплоты от солнечного излучения  $6,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ , т. е. 37 % всей потребности.

Другой дом с низким потреблением энергии на отопление, использующий солнечную радиацию, был построен в Швейцарии (в Альпах). Этот экспериментальный объект состоит из двух квартир жилой площадью  $200 \text{ м}^2$ , из двух квартир жилой площадью  $150 \text{ м}^2$  и одной квартиры жилой площадью  $100 \text{ м}^2$ . Площадь солнечного коллектора равна  $100 \text{ м}^2$ . Аккумулирующая емкость имеет объем  $225000 \text{ л}$ . Коэффициент теплопередачи наружных стен равен:  $k = 0,45 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°К})$ . Потребление теплоты на отопление и приготовление горячей бытовой воды для всего объекта –  $60,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}/\text{г}$ . За отопительный период:  $41,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$  для отопления и  $19,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$  для нагревания бытовой воды. Из всей потребляемой энергии на солнечную приходится  $43,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ , т. е. 72 %, на электрическую –  $17,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ , т. е. 28 %.

Комплексное оборудование для использования солнечного излучения и сбросной теплоты с применением теплового насоса имеет также экспериментальный дом фирмы Philips (Филипс) (рис. 5.2.2).

Он оборудован солнечными коллекторами. Тепловой насос получает теплоту хозяйственной воды, собранной в емкости, и из испарителя

длиной 400 м, выполненного из пластмассы. Испаритель расположен в земле на глубине 1 м. Теплота от сбросной воды и грунта подается в накопительную емкость бытовой воды. Энергия солнечного излучения аккумулируется в накопительной емкости, откуда поступает для отопления дома. Потребность в теплоте для этого экспериментального дома приведена в табл. 5.2.1, там же приведена потребность в теплоте для средне- и хорошо изолированных домов.

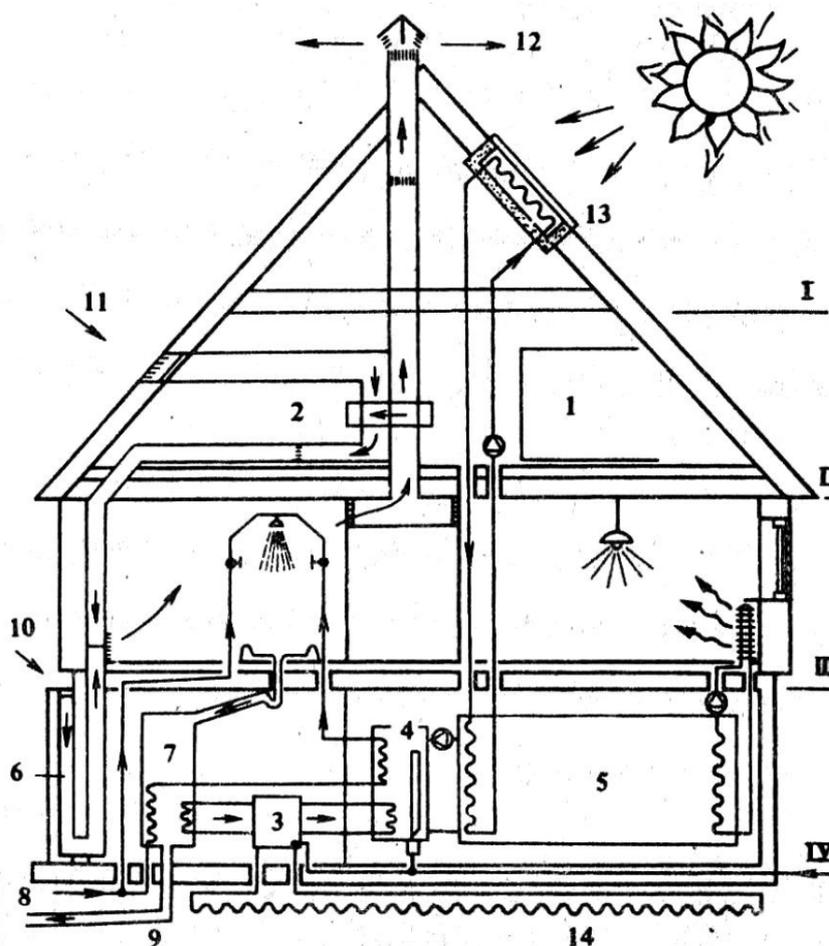


Рис. 5.2.2. Схематическое изображение устройства для использования солнечного излучения, сбросной теплоты бытовой воды и вентиляционного воздуха в комбинации с тепловым насосом

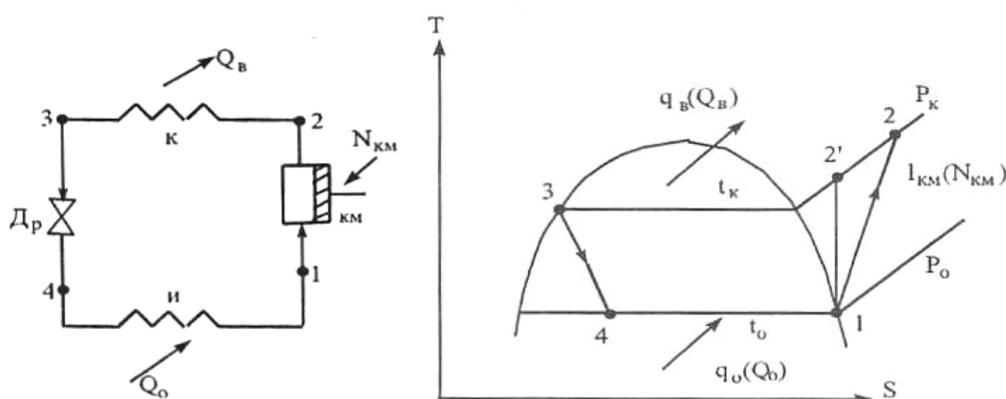
1 – оборудование для регулирования; 2 – рекуператор; 3 – тепловой насос;  
 4 – емкость; 5 – накопительная емкость; 6 – теплообменник; 7 – емкость;  
 8 – подвод воды; 9 – отвод воды; 10 и 11 – свежий воздух; 12 – удаление  
 вентиляционного воздуха; 13 – солнечный коллектор; 14 – испаритель теплового  
 насоса в земле (площадь 139 м<sup>2</sup>)

### 5.3. Тепловые насосы

#### 5.3.1. Эффективность использования низкопотенциального тепла с помощью ТНУ

Принцип действия и процесс в  $Ts$  – диаграмме для простейшего парокompрессионного ТН приведены на рис. 5.3.1.

Работа ТН осуществляется за счет подведенной к компрессору электроэнергии. В процессе 1-2 (в компрессоре) повышается давление рабочего вещества с  $p_0$  до  $p_k$ . Затем в процессе 2-3 (в конденсаторе) при  $p_k = const$  происходит охлаждение и конденсация рабочего вещества, с отводом тепла  $q_b(Q_b)$ , которое передается потребителю.



Рису. 5.3.1. Схема парокompрессионного теплового насоса (ТН) и процесс в  $Ts$  – диаграмме:

КМ – компрессор; К – конденсатор; Др – дроссель; И – испаритель;  
 $p_k, t_k$  – давление и температура в конденсаторе;  $p_0, t_0$  – давление и температура в испарителе

В процессе 3-4 происходит расширение (дросселирование рабочего вещества с  $p_k$  до  $p_0$ , а в процессе 4-1 в испарителе рабочее вещество испаряется при  $t_0$  за счет подведенного тепла  $q_0(Q_0)$  от НИПТ. Это количество тепла, как было сказано выше, трансформируется на температурный уровень  $T_b$ .

Фактор, который характеризует энергетическую эффективность, т. е. отношение полученной и использованной энергии, выражается величиной

$$\varepsilon = \eta \cdot \frac{T_K}{T_0 - T_K}, \quad (5.3.1)$$

где  $\eta$  – КПД двигателя компрессора и циркуляционной системы;

$T_K$  – температура вещества после сжатия – на выходе, К;

$T_0$  – температура вещества перед сжатием – на входе, К.

Эффективность производства тепла на основе тепловых насосов, использующих первичную энергию от различных источников, показана на рис. 5.3.2. Очевидно, что на единицу затраченного исходного топлива  $Q_T$  потребитель получает в 1,1–2,3 раза больше тепла  $Q_B$ , чем при прямом сжигании топлива. Такая высокая эффективность производства тепла достигается тем, что ТНУ вовлекает в полезное использование низкопотенциальное тепло  $Q_0$  техногенного происхождения (промышленные стоки, очистные сооружения, вентиляция и т. д.) или естественного происхождения (тепло грунта, грунтовых вод, природных водоемов, солнечной энергии и др.).

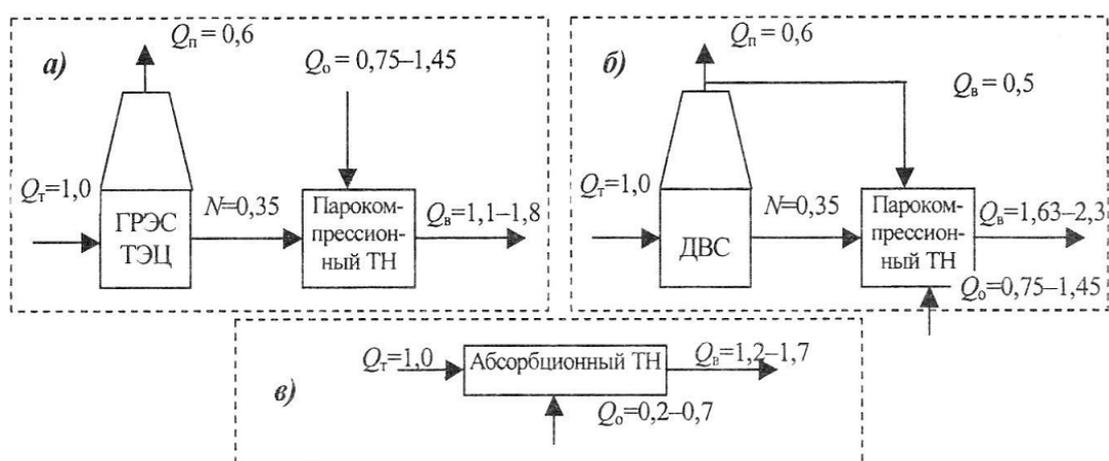


Рис. 5.3.2. Принципиальные схемы и эффективность производства тепла с использованием ТНУ

Эффективность работы теплового насоса оценивается коэффициентом  $\phi$  (рис. 5.3.3), показывающим во сколько раз больше производится энергии (тепловой) в сравнении с затраченной (электрической) на привод компрессора, зависящий от температуры охлаждаемой воды.

Уже при температуре охлаждаемой воды 20–30 °С коэффициент  $\phi$  находится в диапазоне 5,3–6,6, то есть для получения 1 Гкал тепловой энергии необходимо затратить примерно 150–200 кВт·ч электроэнергии. Еще более высокие значения коэффициента  $\phi$  (до 8–9 и выше) можно получить при использовании в испарителе ТНУ воды с температурой ~50 °С.

При одинаковой теплопроизводительности, например 1 Гкал/ч (1,16 МВт), удельная экономия топлива при использовании ТНС составит по сравнению: с электроотоплением 0,277–0,335 т у.т.; с котельной

на каменном угле (КПД 0,65) 0,113–0,121 т у.т; с котельной на природном газе (КПД 0,8) 0,072–0,130 т у.т., где первое значение относится к использованию в тепловом насосе низкопотенциального источника тепла с температурой 5 °С, второе – с температурой 40 °С.

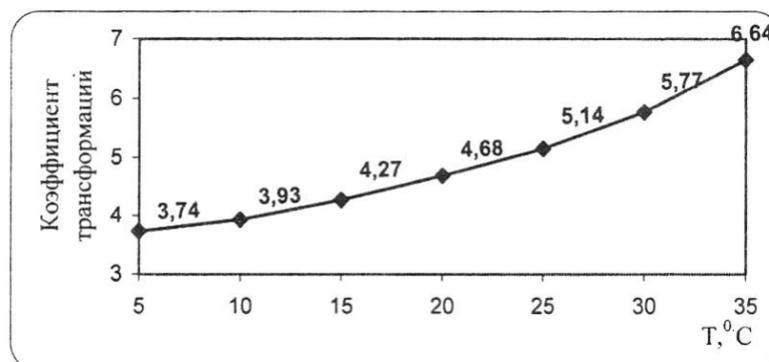


Рис. 5.3.3. Зависимость эффективности теплового насоса от температуры низкопотенциального источника

При среднегодовом коэффициенте трансформации  $\phi = 3\text{--}4$ , экономия топлива от применения ТН по сравнению с котельной составляет 30–40 % (в среднем 6–10 кг у.т/ГДж).

При изменении  $\phi$  от 2 до 5 экономия топлива возрастает от 3 до 30 кг у.т/ГДж при сопоставлении с котельными на органическом топливе и от 45 до 70 кг у.т/ГДж по сравнению с электрокотельными.

Таким образом, ТН в 1,2–2,5 раза выгоднее котельных. Стоимость тепла от ТН примерно в 1,5 раза ниже стоимости тепла от централизованного теплоснабжения и в 2–3 раза ниже угольных и мазутных котельных.

Если принять, исходя из данных литературы, что эффективность использования тепловых насосов в системе отопления составляет 45–60 %, а по выработке тепла для горячего водоснабжения и технологии ~80–90 %, то при мощности ТНУ 1 Гкал/ч годовая полезная выработка тепла для системы отопления составит – ~4000 Гкал/год. При существующих тарифах на тепловую и электрическую энергию срок окупаемости ТНУ составит ~ 2–2,5 года. Для технологии и ГВС годовая выработка тепла может достигать 8000–8300 Гкал/год, что снижает срок окупаемости до 1,5–2 лет.

По предварительным расчетам технически реализуемый потенциал низкопотенциального тепла ТЭЦ в системах централизованного теплоснабжения за счет применения ТНУ оценивается в размере не менее 70–80 млн. Гкал в год. Это равносильно годовой экономии 12–14 млн т у.т. органического топлива. Потребляемая мощность на

привод компрессоров ТНУ составит на уровне 2,3–2,5 тыс. МВт при общей тепловой мощности ТНУ около 14 тыс. Гкал/ч.

### **5.3.2. Тепловые насосы за рубежом**

Тепловые насосы нашли широкое применение за рубежом, если в 1980 г. в США работало около 3 млн. теплонасосных установок, в Японии 0,5 млн, в Западной Европе 0,15 млн., то в настоящее время общее количество работающих ТНУ в развитых странах превысило 15 млн, а ежегодный выпуск составляет более 4 млн. шт. В Швеции 50 % всего отопления обеспечивают тепловые насосы; в Стокгольме 12 % всего отопления города обеспечивается тепловыми насосами общей мощностью 320 МВт, используемыми в качестве низкопотенциального источника тепло вод Балтийского моря с температурой 80 °С .

По данным базы знаний, разработанной Уфимским ГАТУ и Институтом механики РАН, проблема внедрения в промышленность преодолевалась за рубежом предоставлением в течение нескольких лет льгот предприятиям, внедряющим ТНУ. В большинстве стран Западной Европы на прибыль, получаемую от применения тепловых насосов, устанавливался меньший налог, а в некоторых странах делались прямые финансовые дотации.

Например, в Австрии сейчас работает 105 тыс. ТНУ, дающих ежегодную экономию 116 тыс. т мазута.

За рубежом ТН выпускают фирмы: «Carrier», «Lennox», «Вестингауз», «Дженерал Электрик» (США), «Hitachi», «Daikin» (Япония), «Sulzer» (Швейцария), «4КД» (Чехословакия), «Klimatechnik» (Германия).

### **5.3.3. Тепловые насосы в России**

Использование теплонасосных установок является типовым межотраслевым энергосберегающим мероприятием и ему должно быть государством уделено значительно больше внимания, чем это делается в Федеральной целевой программе «Энергоэффективная экономика».

Россия существенно отстает в этой сфере даже от малых стран. Так, общая тепловая мощность всех ТНУ в России составляет около 52 МВт (меньше, чем в Люксембурге). Между тем, с учетом более жестких климатических условий и более продолжительного отопительного периода экономическая и экологическая эффективность от применения ТН будет намного выше, чем в странах Европы, США и Канаде.

Причин нашего отставания в производстве и использовании ТНУ несколько: традиционная ориентация на централизованное теплоснабжение; неблагоприятное соотношение между стоимостью электроэнергии и топлива: изготовление ТНУ осуществляется, как правило, на базе наиболее близких по параметрам холодильных машин, что не всегда приводит к оптимальным характеристикам ТНУ; отсутствие каких-либо льгот со стороны государства, стимулирующих применение ТНУ. Не последнюю роль играет, большая новизна и непривычность этой техники для наших потребителей.

В настоящее время в России ТНУ изготавливаются по индивидуальным заказам различными фирмами. Это ЗАО «Энергия» и ООО «Термонасос» (г. Новосибирск), завод «Компрессор» (г. Москва), Рыбинский приборостроительный завод. В Нижнем Новгороде фирмой «Тритон» выпускаются ТНУ теплопроизводительностью  $Q_v$  от 10 до 2000 кВт/с с мощностью компрессоров  $N_э$  от 3 до 620 кВт. Рабочим веществом служит R 142;  $\phi \sim 3$ .

Некоторые фирмы используют отечественные холодильные машины без дополнительных переделок шатунно-поршневого механизма, коленвала, масляного насоса, что приводит к снижению срока службы таких ТНУ.

### Контрольные вопросы

1. Влияние органического топлива на окружающую среду.
2. Виды альтернативных источников энергии.
3. Наиболее перспективные направления в области фотоэлектричества.
4. Принцип действия плоского коллектора, применяемого для отопления и ГВС.
5. От чего зависит производительность коллектора?
6. Способы аккумуляции теплоты. Их преимущества и недостатки.
7. Принцип работы теплового насоса.
8. Виды холодильных агентов применяемых в тепловых насосах.
9. Физический смысл показателя эффективности ТНУ.
10. От чего зависит эффективность работы теплового насоса?
11. Причины отставания в производстве и использовании ТНУ в России.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Граник Ю.Г., Магай А.А., Беляев В.С. Конструкции наружных ограждений и инженерные системы в новых типах энергоэффективных жилых зданий // Энергосбережение. – 2003. – № 5.
2. Данилов Н.И., Щелоков Я.М. Энциклопедия энергосбережения. – Екатеринбург: ИД «Сократ», 2002. – 352 с., ил.
3. Данилов О.Л. Энергоиспользование в теплоэнергетике и теплотехнологиях. Сборник задач: учеб. пособие / О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев, Г.П. Шапалов / под ред. Ю.М. Павлова. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 52 с.
4. Данилов О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учеб. пособие / под ред. А.Б. Гаряева. – М.: Изд-во МЭИ, 2004. – 64 с.
5. Калнинь И.М. Применение тепловых насосов для нужд теплоснабжения // Энергетическое строительство. – 1994. – № 8.
6. Лурье М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 349 с.
7. Полонский В.М., Трутнева М.С. Энергосбережение: учебное пособие. – М.: Изд-во Ассоциации строительных вузов. 2005. – 160 с.
8. Рабинович О.М. Сборник задач по технической термодинамике. – М.: Машиностроение, 1969. – 376 с.
9. Скороходов А.А., Полонский В.М. Энергосбережение в ЖКХ и экология // Вестник МАНЭБ. – 2003.
10. Энергосбережение: справочное пособие. / В.Е. Батищев, Б.Г. Мартыненко, С.Л. Сысков, Я.М. Щелоков. / 2-е изд., испр. и доп. – Екатеринбург: Экс-Пресс, 2000. – 340 с.



Приложение 2

Расчетный сухой остаток котловой воды для котлов типа ДКВР, ДКВ и КРШ с учетом нагрузки до 150 % номинальной

Тип сепарационного устройства	Сухой остаток, мг/кг (не более)
Механические внутрибарабанные сепарационные устройства	3 000
То же с применением внутрибарабанных циклонов	4 000
Двухступенчатое испарение и механические внутрибарабанные сепарационные устройства	6 000
Двухступенчатое испарение с выносным циклоном	10 000

Приложение 3

Основные параметры для расчета тепловых потерь от химической неполноты сгорания топлива (для основных видов топлива)

Вид топлива	$P$ , кДж/м <sup>3</sup>	$RO_2^{\max}$	$Q_H^p$ , кДж/кг
Мазут	4061,4	16,5	39776,5
Природный газ	4187,0	11,8	35589,5
Каменный уголь	3935,8	19,0	25122,0
Бурый уголь	3475,0	20,0	12561,0
Торф	3601,0	18,5	10719,0
Дрова	3664,0	20,5	10216,0

Приложение 4

Основные характеристики теплоаккумулирующих материалов

№ п.п	Теплоаккумулирующие материалы	$T_{пл}$ град	Плотность, кг/м <sup>3</sup>		Теплопроводность, Вт/(м·°К)		Теплоемкость, кДж/(кг·°К)		Энтальпия фазового перехода, $d$	
			Твердое состояние	Жидкое состояние	Твердое состояние	Жидкое состояние	Твердое состояние	Жидкое состояние	кДж/кг	МДж/м <sup>3</sup>
1	Бетон		2200		0,9-1,75		0,96			
2	Магnezитовые кирпичи		2700		4,64		1,13			
3	Грунт (мелкие куски)		2560		0,52		0,84			
4	Галька, гранит		2640		1,7–4,0		0,88			
5	Вода			1000		0,7		4,19		
6	(46% NaNO <sub>3</sub> – 54% KNO <sub>3</sub> )			1735		0,57		1,56		
7	CaCl <sub>2</sub> ·6 H <sub>2</sub> O	29,2	1620	1500	0,6	0,3	1,47	1,47	172,5	258,1
8	Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ·10 H <sub>2</sub> O	32,4	1460	1410	0,5	0,3	1,76	3,31	251,0	345,2
9	Na <sub>2</sub> HPO <sub>4</sub> ·12 H <sub>2</sub> O	35,2	–	1420	0,5		1,55	3,18	279,0	403,2
10	Лауриновая кислота	44,0	–	910	0,4	0,2		–	175,3	159,6
11	Миристиновая кислота	54,1	–	870	–		1,6	2,26	187,8	162,8
12	Пальмитиновая кислота	65,0	–	880	–		1,8	2,73	184,5	162,9
13	Парафин–2	42,0	910	770	–		2,08	–	187,8	144,0
14	Октадекан	28,0	–	790	–	од	2,10	2,17	244,2	194,1
15	n–Эйкозан	36,7	860	780	–	0,2	2,01	2,21	247,0	192,0

Приложение 5

Нормы потерь тепла изолированными трубопроводами подземной прокладки в непроходных каналах и бесканальных, ккал/ч·м

Наружный диаметр труб, мм	Обратная магистраль $t_{\text{ср}} = 50^{\circ}\text{C}$ $q_1^{\text{обр}}$	Подающая магистраль, $t_{\text{max}} = 95^{\circ}\text{C}$ $t_{\text{min}} = 70^{\circ}\text{C}$ $t_{\text{ср}} = 65^{\circ}\text{C}$ $q_1^{\text{под}}$	Суммарные потери при двухтрубной прокладке, $q_1^{\text{под}} + q_1^{\text{обр}}$	Бесканальная прокладка	
				Подающая магистраль, $t_{\text{max}} = 150^{\circ}\text{C}$ $t_{\text{min}} = 70^{\circ}\text{C}$ $t_{\text{ср}} = 90^{\circ}\text{C}$ $q_1^{\text{под}}$	Суммарные потери, $q_1^{\text{под}} + q_1^{\text{обр}}$
не более					
32	20	25	45	32	52
57	25	31	56	40	65
76	29	35	64	45	74
89	31	38	69	49	80
108	34	42	76	54	88
159	42	52	94	65	107
219	51	62	113	79	130
273	60	72	132	90	150
325	68	81	149	100	162

Приложение 6

Нормы потерь тепла изолированными трубопроводами на открытом воздухе с его расчетной температурой  $t_{\text{н}} = 0 - 10^{\circ}\text{C}$

Наружный диаметр труб, мм	Потери тепла, ккал/ч·м (не более) при температуре теплоносителя, $^{\circ}\text{C}$ (среднегодовой или среднесезонной)			
	50	70	100	150
32	15	24	31	46
57	21	28	40	58
76	25	33	45	66
89	28	36	50	71
108	31	41	55	77
133	35	46	60	85
159	38	48	65	94
219	46	57	78	110
273	53	67	87	125
325	60	76	100	140
377	71	89	114	156

## Показатели ППУ изоляции и изоляции из ячеистого

№ п.п.	Наименование показателей	Пенополиуретановая изоляция	Армопенобетонная изоляция	Пенополиимзная изоляция
1	Освоение заводского производства в России	Изготавливается рядом заводов. Монтируется и эксплуатируется во многих городах.	Изготавливается на изоляционных заводах в Санкт-Петербурге, Псковской и Ленинградской областях, в Карелии и др.	Изготавливается рядом заводов. Монтируется и эксплуатируется во многих городах
2	Начало применения в России	С 1992–1994 г. г.	С 1948 г.	С 1978 г.
3	Комплектность заводского изготовления	Практически полная, прямолинейные участки, отводы, тройники, арматура, сальфонные компенсаторы	Только прямолинейные участки	Полная: прямолинейные участки, отводы, тройники, арматура, сальфонные компенсаторы
4	Возможность изготовления в полевых условиях	Практически невозможно из-за необходимости обеспечения «абсолютной» герметичности изоляции	Возможно, путем укладки полуцилиндров, сегментов и пр. элементов при ремонте трубопроводов (замена изношенной изоляции, корродированных участков труб)	Возможно с применением передвижной опалубки
5	Коэффициент теплопроводности	$\lambda = 0,035$ Вт/(м·°С)	$\lambda = 0,05$ Вт/(м·°С)	$\lambda = 0,045$ Вт/(м·°С)
6	Объемная масса	55÷80 кг/м <sup>3</sup>	200 кг/м <sup>3</sup>	200 (собственно изоляционный слой – 100 кг/м <sup>3</sup> )
7	Предел прочности при сжатии	0,4 МПа	0,5÷0,8 МПа	1,2 МПа
8	Термостойкость	120÷130 °С	400÷500 °С	150 °С
9	Огнеопасность	Горюч	Не горюч	Самозатухающий
10	Токсичность	Токсичен	Экологически чистый	Экологически чистый

Продолжение приложения 7

11	Коррозионные свойства материала (pH исходной среды)	При намокании вызывает коррозию труб (pH = 7,0)	При намокании на поверхности труб образуется пассивирующая пленка (pH = 10,0)	pH = 7 (нейтральная среда)
12	Обязательность непрерывного дистанционного контроля увлажнения изоляции	Обязателен и применяется сплошной непрерывно действующий контроль	Целесообразен при бесканальной прокладке (над проезжей частью, под тротуарами на ответственных участках)	Не требуется
13	Ремонтопригодность	Увлажненный участок подлежит полной замене	На увлажненном участке выявить причину увлажнения. При повреждении металла трубы заменить кусок поврежденной трубы	Ремонтопригоден
14	Необходимость защиты от механических повреждений	Защита с помощью толстостенной полиэтиленовой оболочки	Защита с помощью асбоцементной паропроницаемой оболочки	Не требуется
15	Стойкость изоляции и высыхание после увлажнения	Не высыхает	Высыхает	Высыхает
16	Возможность отказа от тепловых камер при бесканальной подземной прокладке	Уже осуществляется	Требует дополнительной проработки (см. пункт 3 в таблице)	Возможен

## Перечень приборов для проведения измерений

№ п.п.	Измеряемый параметр	Наименование прибора
1	O <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , CO, NO <sub>x</sub> , NO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , коэффициент избытка воздуха, КПД котла	Анализатор горения электронной КМ 9006 «Quintox»
2	CO, NO, O <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , NO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub>	Однокомпонентный газоанализатор серии КМ 80
3	Расход жидкостей <i>t</i> до 200 °С, 0–12 м/с, диаметр труб 15–2000 мм	Ультразвуковой расходомер жидкости «Portaflow МК-ИИР»
4	Расход жидкостей <i>t</i> до 100 °С, диаметр труб 50–215 мм	Ультразвуковой расходомер жидкости «Portaflow 204»
5	Измерение толщины стенок металлических труб	Ультразвуковой толщиномер «SONA-GAGE»
6	Измерение температуры поверхности	Термометр инфракрасный бесконтактный КМ 826 и КМ 801/1000
7	Измерение температуры внутри объектов	Термометр цифровой КМ 44 (с набором термопар)
8	Измерение давления	Манометр цифровой С 95
9	Измерение скоростей вращения	Тахометр цифровой КМ 6003
10	Измерение скоростей воздуха и температуры	Термосеннометр КМ 4007
11	Измерение влажности и температуры	Измеритель влажности и температуры КМ 8004
12	Измерение освещенности рабочих мест	Люксметр
13	Анализ графиков электрической нагрузки и показателей качества электроэнергии	Трехфазный анализатор электропотребления AR 4М
14	Накопитель информации	Накопитель информации «Squirrel 1003»
15	Измерение запыленности уходящих газов	Измеритель запыленности RM 210

Учебное издание

МОЛОДЕЖНИКОВА Лидия Иосифовна

# ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ И ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЯХ

Учебное пособие

**Издано в авторской редакции**

Научный редактор  
*доктор физико-математических наук,  
профессор С.В. Голдаев*

Дизайн обложки *А.И. Сидоренко*

**Отпечатано в Издательстве ТПУ в полном соответствии  
с качеством предоставленного оригинал-макета**

Подписано к печати 13.10.2011. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».  
Печать XEROX. Усл. печ. л. 11,92. Уч.-изд. л. 10,78.  
Заказ 1499-11. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет  
Система менеджмента качества  
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована  
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008



**ИЗДАТЕЛЬСТВО**  **ТПУ**. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30  
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, [www.tpu.ru](http://www.tpu.ru)