

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Теплогазоснабжение и вентиляция»

С. П. Кундас

ОСНОВЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ
И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Учебно-методическое пособие
для студентов специальности
1-70 04 03 «Водоснабжение, водоотведение
и охрана водных ресурсов»
и 1-70 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция
и охрана воздушного бассейна»

*Рекомендовано учебно-методическим объединением по образованию
в области строительства и архитектуры*

Минск
БНТУ
2020

УДК 620.92(075.8)

ББК 31.15я7

К91

Рецензенты:

зав. кафедрой «Энергоэффективные технологии»

УО МГЭ им. А. Д. Сахарова, канд. техн. наук,

доцент *В. А. Пашинский*;

ведущий науч. сотрудник отделения теплофизики

ГНУ «Институт тепло- и массообмена» им. А. В. Лыкова НАНБ,

доктор физ.-мат. наук, доцент *Н. Н. Гринчик*

Кундас, С. П.

- К91 Основы энергосбережения и нетрадиционные источники энергии : учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-70 04 03 «Водоснабжение, водоотведение и охрана водных ресурсов» и 1-70 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна» / С. П. Кундас. – Минск : БНТУ, 2020. – 391 с.
ISBN 978-985-583-355-1.

Учебно-методическое пособие составлено в соответствии с учебной программой дисциплины «Основы энергосбережения и нетрадиционные источники энергии». Предназначено для студентов факультета энергетического строительства специальностей 1-70 04 03 «Водоснабжение, водоотведение и охрана водных ресурсов» и 1-70 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна». Может быть использовано студентами других технических специальностей, магистрантами и специалистами предприятий, работающих в области строительства и архитектуры.

УДК 620.92(075.8)

ББК 31.15я7

ISBN 978-985-583-355-1

© Кундас С. П., 2020

© Белорусский национальный
технический университет, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

1. ТРАДИЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ, ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ	8
1.1. Введение. Энергетика, энергосбережение и энергетические ресурсы. Энергетическая безопасность	8
1.1.1. Введение. Цели и задачи дисциплины	8
1.1.2. Энергетика, энергосбережение, основные понятия и определения	9
1.1.3. Современное состояние энергетики. Энергетические ресурсы, структура топливного баланса и энергопотребления в мире и Республике Беларусь	12
1.1.4. Ископаемые и местные энергоресурсы Беларуси	14
1.1.5. Характеристика энергетической отрасли Беларуси	17
1.1.6. Энергетическая безопасность	23
1.2. Способы получения и транспортирования энергии	25
1.2.1. Энергия и ее виды. Назначение и использование. Общая характеристика способов получения энергии. Преимущества электрической энергии	25
1.2.2. Паротурбинные конденсационные электростанции (КЭС, ГРЭС) и электростанции с комбинированной выработкой тепла и электрической энергии (ТЭЦ), электростанции с газотурбинными (ГТУ) и парогазовыми (ПГУ)	28
1.2.3. Атомные электростанции	34
1.2.4. Гидроэнергетика	37
1.2.5. Транспортирование и потребление тепловой и электрической энергии. Тепловые сети. Тепловая изоляция. Потери энергии при транспортировке	39
1.2.6. Электрические сети. Электрическая изоляция. Потери энергии при транспортировке	46
1.2.7. Энергетическое хозяйство промышленных предприятий. Источники энергопотерь	51
1.2.8. Графики электрических и тепловых нагрузок	53
2. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ	57
2.1. Общая характеристика потенциала и состояния развития возобновляемой энергетики	57

2.1.1. Необходимость поиска новых источников энергии. Общая характеристика возобновляемых и нетрадиционных источников энергии.....	57
2.1.2. Потенциал возобновляемых источников энергии.....	60
2.1.3. Состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики в мире и Республике Беларусь	68
2.2. Солнечная энергетика	72
2.2.1. Солнечное излучение и его характеристики.....	72
2.2.2. Общая характеристика технологий использования солнечного излучения. Пассивное использование солнечной энергии	75
2.2.3. Преобразование солнечной энергии в тепловую. Тепловые коллекторы, конструкции, применение.....	80
2.2.4. Воздушные солнечные коллекторы.....	86
2.2.5. Использование концентрированного солнечного излучения.....	87
2.2.6. Фотоэлектрические преобразователи солнечной энергии	92
2.2.7. Космические солнечные электростанции	99
2.3. Ветроэнергетика	101
2.3.1. Физические основы ветроэнергетики. Характеристики ветра	101
2.3.2. Классификация ветроэнергетических установок. Конструктивные особенности и характеристики ВЭУ с горизонтальной осью вращения.....	105
2.3.3. Конструктивные особенности и характеристики ВЭУ с вертикальной осью вращения	113
2.3.4. Автономное и сетевое использование ВЭУ.....	117
2.3.5. Ветроэнергетические парки	120
2.3.6. Использование ветроустановок для водоснабжения, мелиорации и других целей	123
2.3.7. Состояние, перспективы и новые направления в развитии ветроэнергетики	125
2.4. Геотермальная энергетика	129
2.4.1. Физические особенности геотермальной энергетики. Характеристики термальных вод.....	129
2.4.2. Геотермальные электростанции (ГеоТЭС). Состояние и перспективы развития.....	133

2.4.3. Тепловые насосы. Принцип работы, конструкции	137
2.5. Энергия мирового океана и малых рек	154
2.5.1. Классификация видов энергии океана	154
2.5.2. Использование энергии волн	157
2.5.3. Использование энергии приливов и отливов, морских течений	162
2.5.4. Использование в энергетических целях тепла океана и градиента солености	164
2.5.5. Малая гидроэнергетика, потенциал, технические решения	167
2.5.6. Малая гидроэнергетика, технические схемы и компоновочные решения	171
2.5.7. Оборудование малых ГЭС	181
2.6. Биоэнергетика. Способы использования энергии биомассы	187
2.6.1. Общая характеристика технологий и биоэнергетического потенциала	187
2.6.2. Использование древесного топлива. Котельные агрегаты на древесном топливе. Пиролиз и газификация биомассы	190
2.6.3. Биогазовые технологии	197
2.6.4. Получения биотоплива для транспортных средств	205
2.7. Гибридные системы на основе возобновляемых источников энергии	208
2.8. Интегрирование ВИЭ в энергетические сети. «Умные» сети (Smart grids)	213
2.9. Аккумуляция тепловой и электрической энергии	219
3. НЕТРАДИЦИОННЫЕ НЕВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ	224
3.1. Общая характеристика нетрадиционных невозобновляемых источников энергии	224
3.2. Термоядерная энергетика	225
3.3. Водородная энергетика. Электрохимические генераторы (ЭХГ) и энергоустановки (ЭЭУ)	231
4. ОСНОВЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ	245
4.1. Организация управления энергосбережением в Беларуси	245

4.2. Стимулирование внедрения энергосберегающих мероприятий и энергосбережения.....	249
4.3. Законодательная база в области энергосбережения	250
4.4. Вторичные энергетические ресурсы (ВЭР).....	253
4.4.1. Основные определения и классификация ВЭР.....	253
4.4.2. Энергосберегающие технологии на основе использования ВЭР в различных отраслях экономики	256
4.4.3. Использование низкопотенциальной энергии ВЭР	263
4.4.4. Применение устройств на тепловых трубах	267
4.4.5. Определение объема выхода и экономии топлива за счет использования ВЭР	272
4.5. Учет и управление энергоресурсами	277
4.5.1. Понятие о методах теплотехнических измерений и применяемых приборах	277
4.5.2. Приборы для контроля, учета и регулирования тепловой энергии.....	280
4.5.3. Приборы для контроля и учета электрической энергии	288
4.5.4. Учет расхода холодной и горячей воды, учет расхода газа	292
4.5.5. Автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ)	294
4.5.6. Энергосбережение в промышленном секторе экономики	299
4.6. Энергосбережение в зданиях и сооружениях.	
Энергосбережение в быту	306
4.6.1. Общие сведения об энергопотреблении и энергосбережении в зданиях и в быту	306
4.6.2. Тепловые потери в зданиях и сооружениях. Тепловая изоляция. Изоляционные характеристики остекления, стеклопакеты	312
4.6.3. Повышение эффективности систем отопления. Автономные энергоустановки	321
4.6.4. Регулирование теплового режима зданий и сооружений. Тепловые завесы	325
4.6.5. Экономичные источники света.	
Энергоэффективные осветительные приборы.....	332

4.6.6. Электробытовые приборы и их эффективное использование.....	339
5. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ И АУДИТ	342
5.1. Понятие энергетического менеджмента и аудита.....	342
5.2. Энергетический баланс промышленного предприятия.....	347
5.3. Нормирование и учет энергоресурсов. Разработка норм расхода энергии	351
5.4. Тарифы и нормы потребления в энергетике.....	355
5.4.1. Определение себестоимости выработки энергии.....	355
5.4.2. Тарифы на реализацию энергии.....	356
5.5. Планирование энергосберегающих мероприятий	360
5.5.1. Разработки и утверждение республиканской, отраслевых и региональных программ энергосбережения ..	360
5.5.2. Разработка плана мероприятий (программы) по энергосбережению предприятия.....	363
5.5.3. Целевой показатель по энергосбережению	364
5.5.4. Ведение государственной статистической отчетности в области энергосбережения	365
5.5.5. Расчет экономической эффективности инвестиционных вложений в энергосберегающие мероприятия.....	366
6. ВЛИЯНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ЗДОРОВЬЕ ЧЕЛОВЕКА	370
6.1. Оценка воздействия объекта на окружающую среду	370
6.2. Экологические проблемы углеводородной и атомной энергетики	372
6.3. Экологические проблемы возобновляемой энергетики	386
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	390

1. ТРАДИЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ, ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ

1.1. Введение. Энергетика, энергосбережение и энергетические ресурсы. Энергетическая безопасность

1.1.1. Введение. Цели и задачи дисциплины

Цель дисциплины – формирование у специалиста квалифицированного подхода к постановке и решению задач эффективного использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на основе мирового опыта и государственной политики Республики Беларусь в области энергосбережения, развития нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НВИЭ).

Задача дисциплины – обучить студентов оценивать перспективы и возможности использования различных источников энергии, найти место приложения труда специалистов-строителей при их создании, а также возможности решения в рамках своей предметной области задач энергосбережения.

Задачи дисциплины:

– дать студентам основные знания по источникам энергии, вопросам производства, распределения и потребления энергии, экологическим аспектам энергосбережения;

– ознакомить с мировыми и государственными показателями, программами, мероприятиями по эффективному использованию энергетических ресурсов;

– ознакомить с приоритетными направлениями энергосбережения по различным отраслям народного хозяйства;

– дать знания по организации и управлению энергосбережением на производстве путем внедрения энергетического менеджмента, оценке эффективности инвестиций в энергосберегающие мероприятия на основе анализа затрат;

– дать знания по основным энергосберегающим процессам, технологиям, установкам и аппаратам, привить навыки их эффективно-го использования.

В результате изучения дисциплины студент должен знать:

– общие подходы к получению и преобразованию различных видов энергии, как возобновляемой, так и невозобновляемой;

- способы производства, транспорта и потребления тепловой и электрической энергии и основные пути повышения их эффективности;

- потенциал и перспективные направления использования нетрадиционных источников энергии;

- основные направления государственной политики в области энергосбережения;

- приоритетные направления и технологии энергосбережения по различным отраслям народного хозяйства, вопросы энергетического менеджмента и аудита;

- экологические и экономические проблемы энергетики и основные пути их решения;

В результате изучения дисциплины студент должен уметь:

- оценивать энергопотенциал различных источников энергии;

- осуществлять оценку технологических процессов и устройств, с точки зрения их энергоэффективности;

- использовать и пропагандировать основные методы энергосбережения и повышения энергоэффективности;

- внедрять оборудование и технологии нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

- осуществлять планирование энергосберегающих мероприятий, создавать и реализовывать инновационные проекты в области энергосбережения;

- выполнять технико-экономические обоснования энергоэффективных проектов.

1.1.2. Энергетика, энергосбережение, основные понятия и определения

Основные определения согласно статьи 1 Закона Республики Беларусь «Об энергосбережении» от 8 января 2015 г. № 239-3:

1) Энергосбережение – организационная, научная, практическая, информационная деятельность государственных органов, юридических и физических лиц, направленная на снижение расхода (потерь) топливно-энергетических ресурсов в процессе их добычи, транспортировки, хранения, производства, использования и утилизации.

2) Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР) – совокупность всех природных и преобразованных видов топлива и энергии, используемых в республике.

3) Вторичные энергетические ресурсы (ВЭР) – энергия, получаемая в ходе любого технологического процесса в результате неиспользования первичной энергии или в виде побочного продукта основного производства, не применяемого в этом технологическом процессе.

4) Эффективное использование топливо-энергетических ресурсов – использование всех видов энергии экономически оправданными, прогрессивными способами при существующем уровне развития техники и технологий и соблюдении законодательства.

5) Рациональное использование топливо-энергетических ресурсов – достижение максимальной эффективности использования ТЭР при существующем уровне развития техники, технологий и соблюдении законодательства.

6) Показатель энергоэффективности – научно-обоснованная абсолютная или удельная величина потребления топливо-энергетических ресурсов (с учетом их нормативных потерь) любого назначения, установленная нормативными документами.

7) Показатель по энергосбережению – показатель, характеризующий деятельность юридических лиц и индивидуальных предпринимателей по реализации мер, направленных на эффективное использование и экономное расходование топливо-энергетических ресурсов на всех стадиях их производства и потребления;

8) Целевой показатель по энергосбережению ежегодно устанавливается в качестве одного из показателей прогноза социально-экономического развития республики постановлением Совета Министров Республики Беларусь, органам государственного управления или иным государственным организациям, подчиненным Правительству Республики Беларусь, облисполкомам и Мингорисполкому.

9) Под энергетикой или энергетической системой, следует понимать совокупность больших естественных (природных) и искусственных (созданных человеком) систем, предназначенных для получения, преобразования, распределения и использования в народном хозяйстве энергетических ресурсов всех видов. Более прикладное определение. Энергетическая система – это совокупность взаимосвязанных электрических и тепловых станций, подстанций, линий

электропередач, электрических и тепловых сетей, центров потребления электрической энергии и теплоты.

В составе энергетической системы, обеспечивающей потребности всей экономики в электрической и тепловой энергии, функционируют следующие системы:

- электроэнергетическая система (электроэнергетика);
- теплоэнергетическая (теплоэнергетика);
- система нефте- и газоснабжения;
- система угольной (торфодобывающей) промышленности;
- ядерная энергетика;
- нетрадиционная (возобновляемая) энергетика.

На современном этапе тенденции развития энергетике как составной части человеческого развития определяются целым комплексом различных факторов, а именно:

- экономическими,
- демографическими,
- экологическими,
- технологическими,
- ресурсно-сырьевыми,
- политическими факторами.

Энергетика является одной из базовых отраслей экономики всех стран мира, и ее бесперебойное функционирование в немалой степени влияет на всю систему человеческого развития.

При рассмотрении энергетике в контексте человеческого развития особое значение придается обеспечению беспрепятственного доступа населения к энергоносителям и приемлемых цен на них для поддержки местных производителей и жизненного уровня населения.

Приоритетными направлениями развития энергетике нашей страны являются:

- совершенствование и диверсификация топливно-энергетического баланса;
- максимальное вовлечение в него собственных энергоресурсов, включая возобновляемые, нетрадиционные и вторичные источники энергии;
- реконструкция и модернизация действующих и замена выбывающих мощностей с внедрением новых научно-обоснованных энергоэффективных технологий;

– уменьшение расхода топлива на производство электрической и тепловой энергии.

Условное топливо. За единицу условного топлива принята теплотворная способность 1 кг каменного угля, равная 29,3 МДж ($29,3 \cdot 10^6$ Дж), или 7000 ккал (табл. 1.1). Измеряется в тоннах условного топлива (т у.т.). За рубежом применяется идентичная по сути и функциональному назначению единица измерения – тонна условного топлива в нефтяном эквиваленте или проще тонна нефтяного эквивалент (т н.э.), 1 т н.э. = $41,86 \cdot 10^6$ Дж.

Таблица 1.1

Энергоемкость различных энергоносителей

Виды топлива	Условное топливо	Уголь антрацит	Дрова сухие	Нефть	Газ пропан	Водород
Уд. энергоемкость, Дж/кг · 10 ⁶	29,3	33,5	10,5	41,9	46,1	120,6
ккал/кг	7000	8000	2500	10 000	11 000	28 800

1.1.3. Современное состояние энергетики. Энергетические ресурсы, структура топливного баланса и энергопотребления в мире и Республике Беларусь

Для определения энергетических ресурсов используются два показателя: доказанные запасы (З) (proved reserves (P/R)) и отношение запасов к добыче (З/Д) (reserves-to-production (R/P) ratio).

Доказанные запасы обычно принимаются равными в тех количествах, которые, как указывают геологические и инженерные данные с достаточной долей вероятности, будут извлечены в будущем из разведанных запасов при существующих экономических и производственных условиях.

Отношение запасов к добыче (З/Д) дает время, на которое хватит оставшихся запасов, если производство продолжится с такой же скоростью.

По данным, опубликованным в Статистическом обзоре мировой энергетики 2015 (Statistical Review of World Energy 2015), мировые доказанные запасы нефти на конец 2015 года достигли 239,8 млрд т (1700,1 млрд баррелей), что будет достаточно ориентировочно на 52 года мирового производства (R/P) (рис. 1.1) с учетом постоянно-го роста потребления энергоресурсов в мире.

Мировые доказанные запасы природного газа на конец 2015 года составили 186,9 трлн кубометров, что достаточно для обеспечения 55 лет мирового производства, Мировые доказанные запасы каменного угля в 2015 году были (892 млрд т) и достаточны для обеспечения 114 лет мирового производства, и на сегодняшний день это наибольшие запасы со всех видов ископаемого топлива. При этом, страны бывшего Советского Союза имеют запасы на 435 лет, страны Европейского Союза только на 110 лет.

Как видно из рис. 1.2 углеводородные источники энергии обеспечивают 78,4 % в общем мировом энергетическом балансе. Их доля в производстве электрической энергии несколько ниже (75,5 %). Хотя ежегодно увеличивается доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в ближайшие десятилетия в мировом энергетическом балансе будут превалировать углеводородные источники.

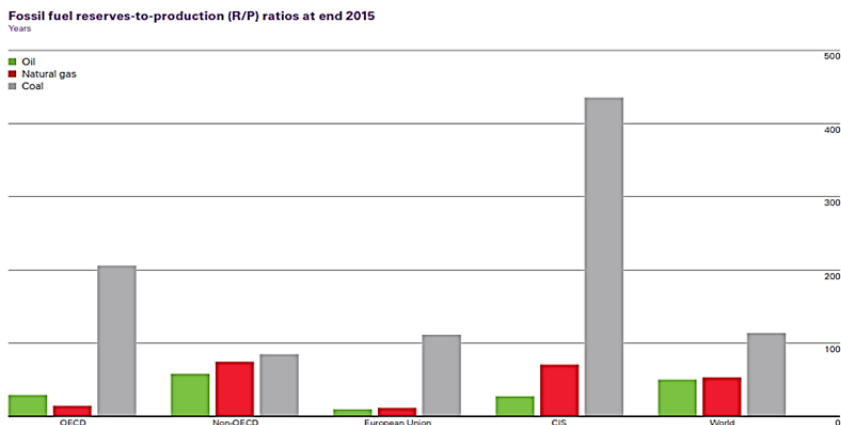


Рис. 1.1. Соотношения З/Д для ископаемых видов топлива на декабрь 2015 (в годах)

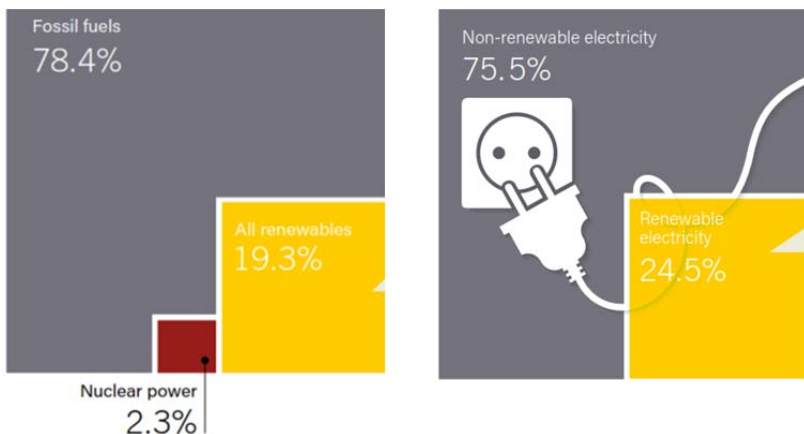


Рис. 1.2. Доля ВИЭ в мировом энергетическом балансе и потребление электрической энергии на конец 2016

1.1.4. Ископаемые и местные энергоресурсы Беларуси

Беларусь имеет следующие местные виды ископаемого топлива:

- нефть, торф, бурый уголь, горючие сланцы;
- следующие виды ВИЭ: биомасса, гидроэнергия (энергию водных потоков); ветровая энергия; геотермальная энергия (низкопотенциальное тепло Земли); солнечная энергия (электрическая и тепловая); энергия из отходов; биодизель, топливный этанол.

Торф. Площадь торфяного фонда – 2,4 млн га, геологические запасы торфа – 4 млрд т. Предприятиями разрабатывается 39 торфяных месторождений общей площадью 27,2 тыс. га, запасы торфа оцениваются в 87,2 млн т.

Торфяная отрасль в системе ГПО «Белтопгаз» представлена 23 торфодобывающими и 3 машиностроительными организациями, занимающимися добычей торфа, производством торфяной продукции (брикеты топливные на основе торфа, грунты питательные, торф верховой, удобрения жидкие, торф кусковой топливный) и изготовлением технологического оборудования.

Организациями ГПО «Белтопгаз» ежегодно добывается около 3,0 млн тонн торфа (рис. 1.3). Основная часть добываемого торфа используется для производства порядка 1,3–1,4 млн т топливных брикетов.

Направления использования торфа и продукции на его основе:

- в качестве топлива для котельных и электростанций;
- в качестве топлива для частных домовладений, в основном в сельской местности;
- в сельском хозяйстве (внесение в почву, пищевые добавки к кормам и др.);
- сорбенты.



Рис. 1.3. Добыча и транспортировка торфа

Нефть. Потребление нефти в народном хозяйстве республики определяется объемами нефтепереработки на Мозырском и Новополоцком нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) (рис. 1.4), а также объемами ее использования в качестве топлива и сырья для нефтехимической промышленности.

Около 94 % перерабатываемой на НПЗ нефти поставляется из России и только 6 % составляет нефть, добываемая в Беларуси. Ежегодная потребность нефти в республике – 21,5–22,0 млн т.



Рис. 1.4. Добыча и переработка нефти

Бурый уголь. На территории республики на глубинах 20–80 м разведаны 3 месторождения бурых углей в Припятском прогибе: Житковичское (запасы 70 млн т), Бриневское (30 млн т) и Тонежское (42 млн т) (рис. 1.5).

Практическое использование месторождений ограничивается вопросами экономики, так как бурые угли имеют относительно низкое качество: высокую зольность – 8–42 %, большой выход летучих веществ – 55–64 %, влажность – 38–68 %.

Горючие сланцы. В Припятском бассейне выявлено два месторождения сланцев: Любанское и Туровское с суммарными прогнозными ресурсами порядка 3,9 млрд т, из которых предварительно разведаны запасы 1,2 млрд т (рис. 1.6). По качественным показателям горючие сланцы не являются эффективным твердым топливом из-за высокой зольности (75 % и более), низкой теплоты сгорания (средняя 5,8 МДж/кг) и выхода смол (в пределах 7–8 %).



Рис. 1.5. Бурый уголь и открытый способ его добычи

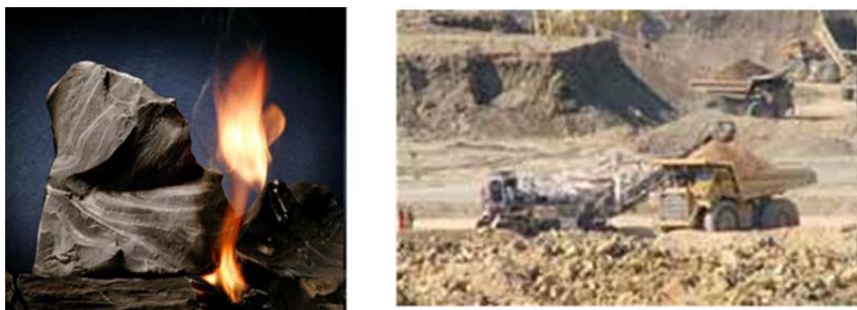


Рис. 1.6. Горючие сланцы и открытый способ их добычи

1.1.5. Характеристика энергетической отрасли Беларуси

Министерство энергетики Республики Беларусь является государственным органом, осуществляющим организацию деятельности энергетической отрасли Беларуси (рис. 1.7). Основными предприятиями Министерства является ГПО «Белэнерго» (электроэнергетика) и ГПО «Белтопгаза» (добыча, поставка и использование в энергетических целях газа, торфа, древесины и др.). Общая среднесписочная численность работающих в системе Минэнерго – более 96 000 человек.

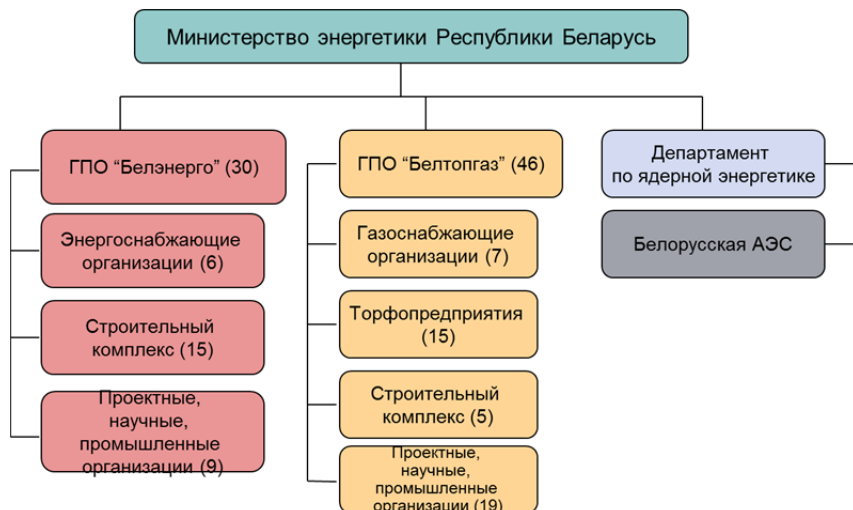


Рис. 1.7. Структура Министерства энергетики

Основные характеристики Белорусской энергосистемы и деятельности предприятий Минэнерго приведены на рис. 1.8–1.11. Установленная мощность энергосистемы в 2017 г. составляла немногим более 10 000 МВт. Основной объем электроэнергии производился тепловыми (4856 МВт) и конденсационными (4127 МВт) электростанциями, возобновляемыми источниками энергии – 360 МВт. Как видно из приведенных данных, основным энергоносителем в Республике Беларусь является природный газ, импортируемый из России. Это одна из проблем отечественной энергосистемы. Государственная политика в области энергопотребления направлена на диверси-

фикацию энергоносителей, сокращения потребления газа за счет местных источников, ввода в строй Белорусской АЭС (см. рис. 1.8, 1.9).

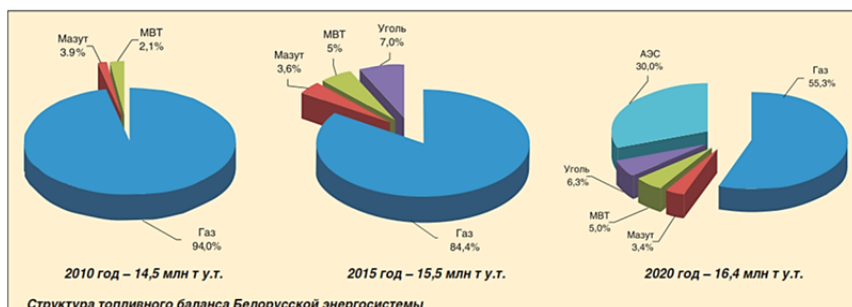


Рис. 1.8. Структура топливного баланса Белорусской энергосистемы в 2010, 2015, и 2020 гг.

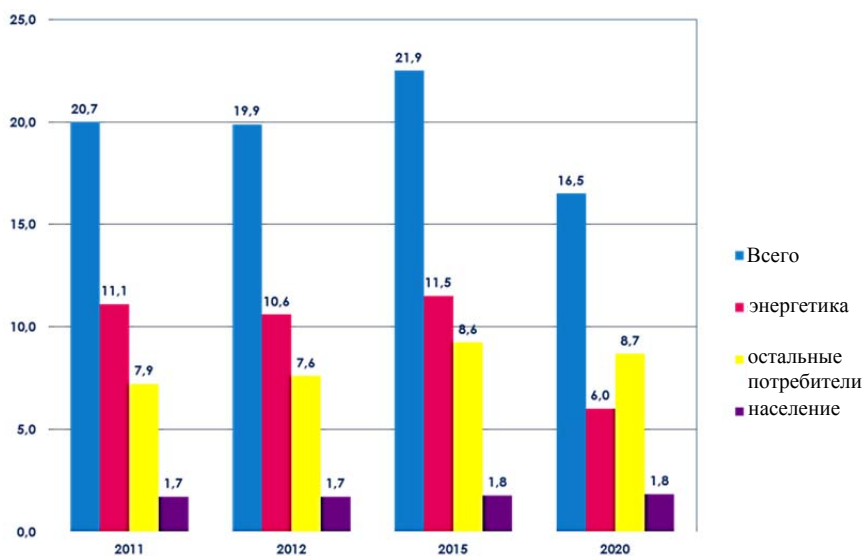


Рис. 1.9. Динамика изменения потребления природного газа в Республике Беларусь до 2020 г. (млн т у.т.)

В структуре конечного электропотребления (см. рис. 1.10) наибольшие объемы приходятся на промышленность (53,2 %) и насе-

ление (24,3 %), в потреблении тепловой энергии – жилищно-коммунальное хозяйство (57,9 %) и промышленность (26 %) (см. рис. 1.11). Поэтому важным является разработка и реализация программ энергосбережения в этих отраслях экономики.

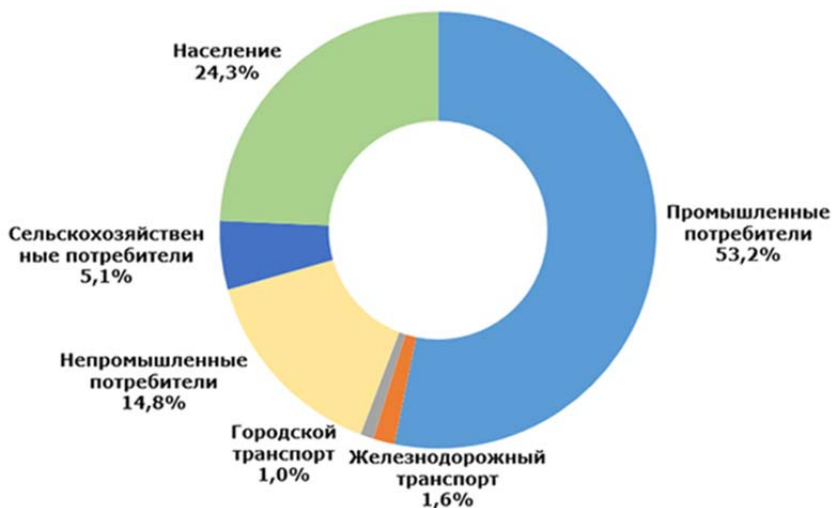


Рис. 1.10. Структура конечного потребления электрической энергии, 2016 г.

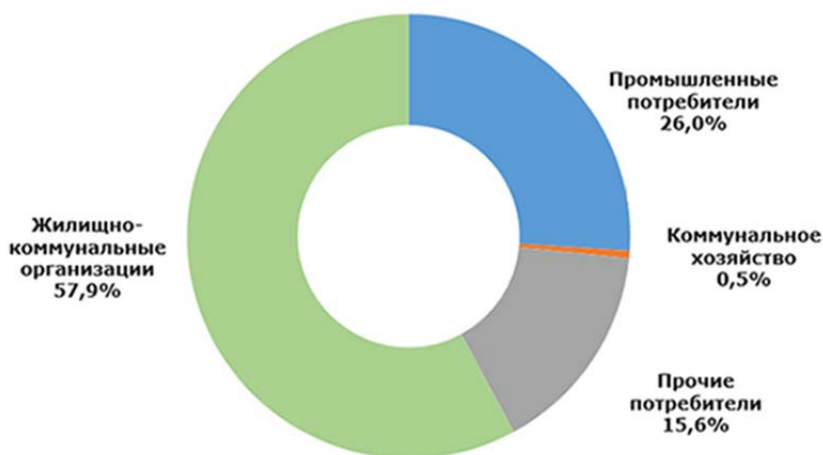


Рис. 1.11. Структура конечного потребления тепловой энергии, 2016 г.

Энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП) – это отношение суммарного энергопотребления к величине ВВП.

В официальной статистике ВВП определяется через совокупную стоимость конечных товаров и услуг, произведенных на экономической территории страны в течение года.

Информация об энергоемкости ВВП чаще всего представляется как отношение количества энергии (в т у.т.), затрачиваемого на производство единицы ВВП стоимостью 1000 \$. Показатели энергоемкости валового внутреннего продукта (ВВП) в мире по данным Международного энергетического агентства (МЭА) (Key World Energy Statistics) и динамика их изменения для некоторых стран мира приведена на рис. 1.12. Видно, что в последние годы Беларусь по энергоэффективности экономики достигла значительных успехов в сравнении со странами СНГ и приблизилась к развитым европейским странам. Это связано с ростом в последнее десятилетия ВВП при незначительном увеличении энергопотребления (рис. 1.13). Такие успехи Беларуси во многом связаны с успешной реализацией государственной политики в области энергосбережения.

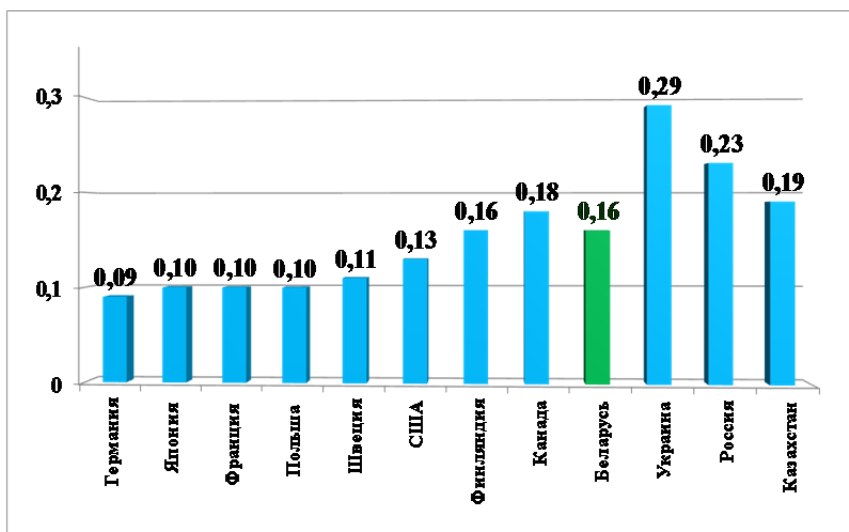


Рис. 1.12. Показатели энергоемкости валового внутреннего продукта (ВВП) в мире по данным Международного энергетического агентства (Key World Energy Statistics 2017)

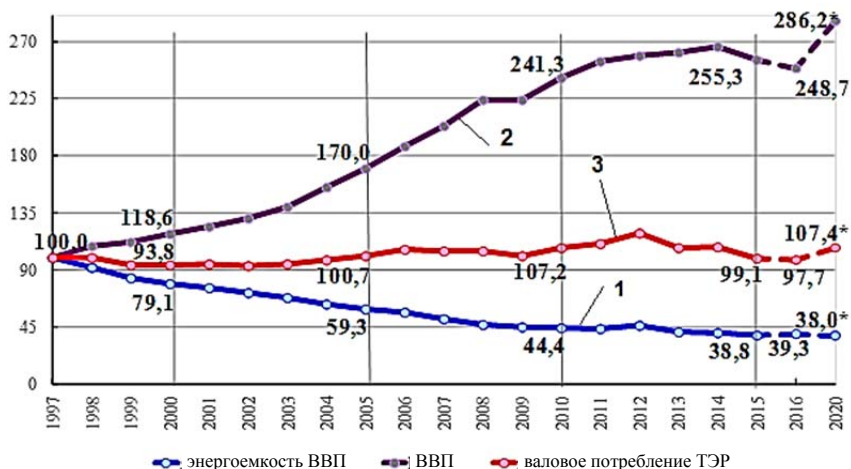


Рис. 1.13. Динамика потребления топливно-энергетических ресурсов и энергоёмкость валового внутреннего продукта (ВВП):
 1 – энергоёмкость ВВП; 2 – ВВП; 3 – валовое потребление ТЭР

Как видно из табл. 1.2 Беларусь имеет наилучшие показатели (в сравнении с ближайшими соседями) по удельному расходу топлива на производство электрической и тепловой энергии. Показатели энергопотребления в стране ежегодно улучшаются, в том числе снижаются энергопотери (рис. 1.16).

Таблица 1.2

Удельный расход топливно-энергетических ресурсов на производство отдельных видов энергоёмкой продукции в Республике Беларусь и ряде стран ближнего зарубежья*

Наименование нормируемой продукции (услуги)	Республика Беларусь	Украина	Российская Федерация	Республика Казахстан
Отпуск электроэнергии, г у.т./ кВт·ч	230,4	381,9–388,2	319,6–336,0	346,5
Отпуск тепловой энергии, г у.т./ Гкал	167,8	176,5–180,0	200,0	182,1–182,5
Потери в тепловых сетях, %	9,16	14,6–15,9	15–20	21,8–23,6
Потери в электрических сетях, %	8,92	12,6	10,8	9,5–10

Примечание. * Данные Электроэнергетического совета СНГ (2016 г.).



Рис. 1.14. Энергопотери (%) в Белорусской энергосистеме:
 1 – в электрических сетях; 2 – тепловых сетях

Потребителями электроэнергии являются все объекты хозяйственного комплекса страны, жилого и социального комплекса.

Все потребители электроэнергии согласно правилам устройства электроустановок делятся на три категории.

Первая категория – потребители электроэнергии, перерыв в электроснабжении которых опасен для жизни людей, сохранности оборудования или связан с нанесением большого ущерба народному хозяйству. Эти потребители должны получать электроэнергию от двух независимых источников питания.

Вторая категория – потребители электроэнергии, для которых перерыв в электроснабжении связан со значительным ущербом вследствие простоев рабочих, механизмов и транспорта.

В данном случае желательно иметь электроснабжение от двух линий, двух независимых источников питания или от различных секций шин одной подстанции.

Перерыв в электроснабжении допускается на время включения резервного питания, которое осуществляет дежурный персонал или выездная оперативная бригада.

Третья категория – потребители электроэнергии, для которых перерыв в электроснабжении допустим на время, необходимое для

ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения (вспомогательные цехи и здания, а также жилые дома).

1.1.6. Энергетическая безопасность

Определения энергетической безопасности. Мировой Энергетический Совет: «Energy security implies the availability of energy, in its different forms and at all times, to users in sufficient quantities and at reasonable prices during normal period as well as in required quantities during accidents»

Концепция Энергетической безопасности Беларуси (утвержденная Указом Президента от 17 сентября 2007 г. № 433: «Энергетическая безопасность Республики Беларусь – это состояние топливно-энергетического комплекса, обеспечивающее достаточное и надежное энергоснабжение страны для устойчивого развития экономики в нормальных условиях и минимизацию ущерба в чрезвычайных ситуациях».

Энергетическая стратегия России на период до 2020 года: «Энергетическая безопасность – это состояние защищенности страны, ее граждан, общества, государства, состояние защищенности экономики и населения страны от угроз национальной безопасности в сфере энергетики».

Таким образом, энергетическая безопасность – это комплексное понятие, включающее:

- политическую энергобезопасность (ассоциируется с энергоне-зависимостью государства, его субъекта или региона);
- экономическую энергобезопасность (включаются тарифы и запасы энергоресурсов, позволяющие решить поставленные задачи);
- техногенную энергобезопасность (подразумевает «техногенный характер рисков для человека, имущества и окружающей среды, связанный с эксплуатацией любых энергоустановок).

В сознании простых людей энергобезопасность предстает в виде горячей лампочки и теплой батареи.

Основные факторы, ослабляющие энергетическую безопасность республики:

- Низкая обеспеченность собственными ТЭР.
- Высокая энергоемкость экономики.
- Высокая доля природного газа в топливно-энергетическом балансе страны.

– Высокая степень износа основных производственных фондов в топливно-энергетическом комплексе.

– Импорт ТЭР преимущественно из одной страны (России).

– Большие затраты на импортируемые энергоресурсы.

В Беларуси впервые в мировой практике на высшем уровне, указом Президента Республики Беларусь были утверждены:

– Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь и механизм ее реализации.

– Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования собственных топливно-энергетических ресурсов в республике.

Основные направления укрепления энергетической безопасности (рис. 1.15):

1) Энергетическая независимость, увеличение объема собственных энергоресурсов.

2) Диверсификация поставок, как по видам энергоресурсов, так и по странам.

3) Надежность энергоснабжения.

4) Энергоэффективность.

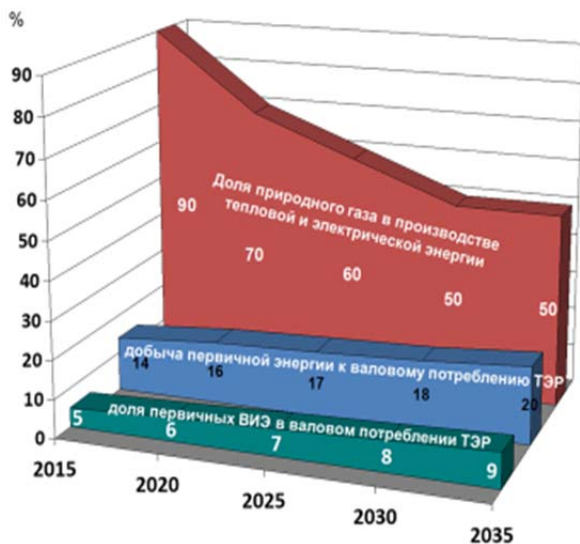


Рис. 1.15. Индикаторы энергетической безопасности РБ

Одним из приоритетных направлений обеспечения энергетической безопасности для нашей страны является диверсификация видов топлива и поставщиков энергоресурсов в энергетическом балансе, которая может быть обеспечена за счет:

1) Сокращения использования природного газа в качестве первичного топлива для производства электрической и тепловой энергии.

2) Строительства гидроэлектростанций (Западная Двина и Неман) и использования местных видов топлива (древесное топливо, торф, бурый уголь, сланцы), возобновляемых источников энергии.

Вовлечение в энергобаланс ядерного топлива:

– замещается значительная часть импортируемых органических энергоресурсов (4,1–4,2 млн т у.т.);

– ядерное топливо дешевле органического в несколько раз и может быть закуплено не только в России, но и в других странах;

– имеется возможность закупать ядерное топливо на 5–10 и более лет вперед с частичной перегрузкой топлива каждые 1,5–2 года;

– введение в энергобаланс АЭС приведет к снижению себестоимости производимой электроэнергии по сравнению с другими вариантами за счет уменьшения затрат на топливо, несмотря на более высокие капитальные затраты.

1.2. Способы получения и транспортирования энергии

1.2.1. Энергия и ее виды. Назначение и использование.

Общая характеристика способов получения энергии.

Преимущества электрической энергии

Энергия (от греч. *energeie* – действие, деятельность, впервые появилось в работах Аристотеля, представляет собой общую количественную меру движения и взаимодействия всех видов материи. Это способность к совершению работы, а работа совершается тогда, когда на объект действует физическая сила (давление или гравитация).

Работа – это энергия в действии. Различают следующие основные виды энергии: механическая; электрическая; тепловая; магнитная; атомная.

Наиболее часто в современной энергетике выделяют традиционную энергетику, основанную на использовании органического (уг-

леводородного) и ядерного топлива, и нетрадиционную энергетику, основанную на использовании возобновляемых и неисчерпаемых источников энергии.

Производство энергии необходимого вида и снабжение ею потребителей происходит в процессе энергетического производства, в котором можно выделить пять стадий:

1. Получение и концентрация энергетических ресурсов: добыча и обогащение топлива, концентрация напора воды с помощью гидротехнических сооружений и т. д.

2. Передача энергетических ресурсов к установкам, преобразующим энергию (перевозка по суше и воде или перекачка по трубопроводам воды, нефти, газа, передача по проводам электрической энергии и т. д.).

3. Преобразование первичной энергии во вторичную, имеющую наиболее удобную для распределения и потребления в данных условиях форму (обычно в электрическую и тепловую энергию).

4. Передача и распределение преобразованной энергии.

5. Потребление энергии, осуществляемое как в той форме, в которой она доставлена потребителю, так и в преобразованной форме.

Потребителями энергии являются: промышленность, транспорт, сельское хозяйство, жилищно-коммунальное хозяйство, сфера быта и обслуживания.

Если общую энергию применяемых первичных энергоресурсов принять за 100 %, то полезно используемая энергия составит только 35–40 %, остальная часть теряется, причем большая часть – в виде теплоты.

Наиболее широко применяемыми видами энергии являются электрическая и тепловая, и, соответственно, традиционную энергетику, главным образом, разделяют на электроэнергетику и теплоэнергетику (рис. 1.21).

Тепловая энергия широко используется на современных производствах и в быту в виде энергии пара, горячей воды, продуктов сгорания топлива.

Преобразование первичной энергии во вторичную, в частности, в электрическую, осуществляется на станциях, которые в своем названии содержат указания на то, какой вид первичной энергии преобразуется на них в электрическую:

- на тепловой электрической станции (ТЭС) – тепловая;
- гидроэлектростанции (ГЭС) – механическая (энергия движения воды);
- атомной электростанции (АЭС) – атомная (энергия ядерного топлива).

Электрическая энергия является одним из совершенных видов энергии. Ее широкое использование обусловлено следующими факторами:

- получением в больших количествах вблизи месторождения ресурсов и водных источников;
- возможностью транспортировки на дальние расстояния с относительно небольшими потерями;
- способностью трансформации в другие виды энергии: механическую, химическую, тепловую, световую;
- отсутствием загрязнения окружающей среды (при потреблении);
- внедрением на основе электроэнергии принципиально новых прогрессивных технологических процессов с высокой степенью автоматизации.

Уровень развития стран в значительной степени определяется потреблением электрической энергии. Как видно из рис. 1.16 страны, имеющие высокий уровень развития экономики и социальной сферы (Норвегия, Швеция и др.) имеют и большее удельное потребление энергии. Поэтому, увеличение использования электрической энергии в Республике Беларусь, которое планируется к 2020 г., позволит поднять нашу страну в этом рейтинге.

Единицы измерения энергии:

- в системе СИ – джоуль (Дж). 1 Дж – это работа силы в 1 Н (ньютон) при перемещении точки ее приложения на 1 м, то есть $1 \text{ Дж} = 1 \text{ Н} \cdot \text{м}$;
- калория (ккал), $1 \text{ ккал} = 4,1868 \text{ Дж}$;
- ватт-секунда (Вт·с) – работа, которая производится в течение 1 с при мощности в 1 Вт, $1 \text{ Вт} \cdot \text{с} = 1 \text{ Дж}$;
- киловатт-час (кВт·ч), $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 3\,600\,000 \text{ Вт} \cdot \text{с} = 3\,600\,000 \text{ Дж}$.

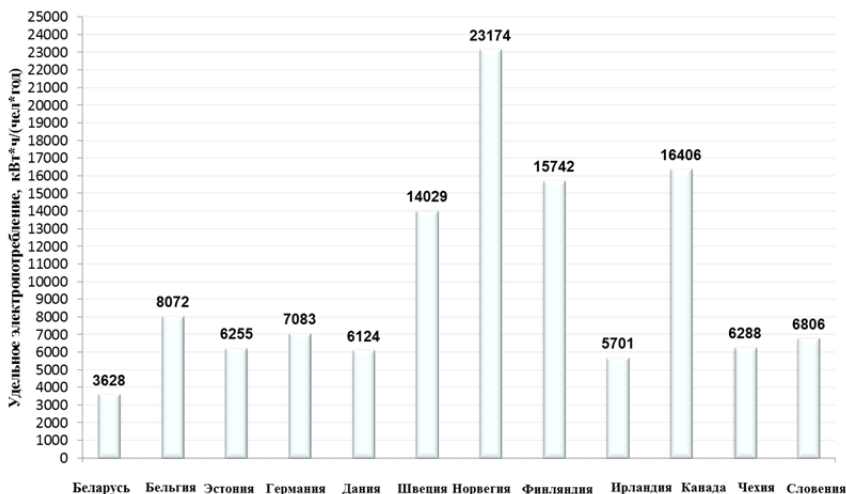


Рис. 1.16. Удельное электропотребление

1.2.2. Паротурбинные конденсационные электростанции (КЭС, ГРЭС) и электростанции с комбинированной выработкой тепла и электрической энергии (ТЭЦ), электростанции с газотурбинными (ГТУ) и парогазовыми установками (ПГУ)

В Республике Беларусь более 95 % энергии вырабатывается на тепловых электростанциях (ТЭС), которые по назначению делятся на два типа: *конденсационные тепловые электростанции (КЭС)*, предназначенные для выработки только электрической энергии, и *теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)*, на которых осуществляется комбинированное производство электрической и тепловой энергии.

КЭС (рис. 2.8) и ТЭЦ (рис. 1.17) имеют схожие технологические процессы. В обоих случаях имеется котел, в котором сжигается топливо, и за счет выделяемого тепла нагревается пар под давлением. Далее нагретый пар подается в паровую турбину, где его тепловая энергия преобразуется в энергию вращения. Вал турбины вращает ротор электрогенератора, в котором энергия вращения преобразуется в электрическую энергию, которая подается в сеть.

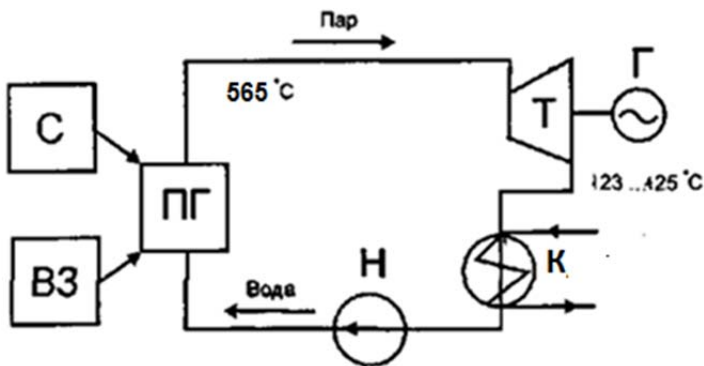


Рис. 1.17. Схема ТЭС:

С – склад топлива; *ВЗ* – водозабор; *Н* – насос; *К* – конденсатор;
Т – турбина; *Г* – генератор

Принципиальным отличием ТЭЦ от КЭС является то, что часть нагретого в котле пара уходит на нужды теплоснабжения (дополнительно к конденсатору устанавливается теплообменник (ТО), где пар нагревает воду, подаваемую в тепловые магистрали (рис. 1.18)). При такой комбинированной выработке электроэнергии и тепла достигается значительная экономия топлива по сравнению с отдельным электроснабжением от КЭС и выработкой тепла от местных котельных (рис. 1.19). На ТЭЦ производится около 25 % электроэнергии, их КПД составляет 70–80 %.

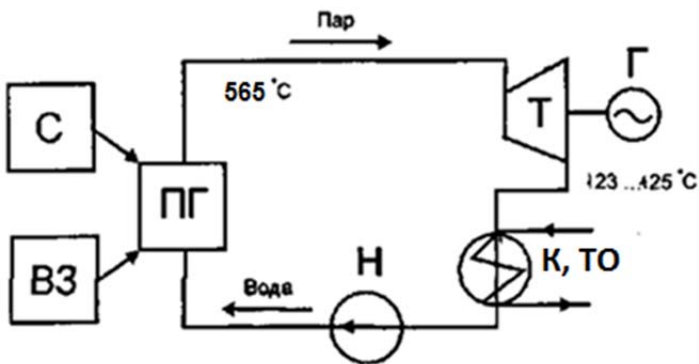


Рис. 1.18. Схема ТЭЦ

Сравнение эффективности технологий

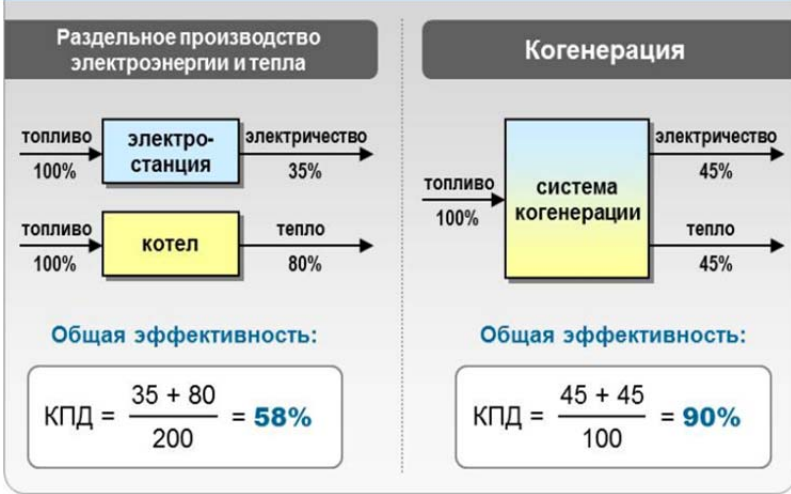


Рис. 1.19. Сравнение эффективности выработки энергии с помощью КЭС и ТЭС

Основу современных газотурбинных электростанций составляют газовые турбины мощностью 25–100 МВт.

Как видно их схемы (рис. 1.20) в газотурбинной электростанции газовое топливо подается в камеру сгорания, туда же подается сжатый воздух от компрессора. Продукты сгорания отдают энергию газовой турбине, которая вращает электрический генератор и компрессор. Запуск установки осуществляется от стартового двигателя (на рисунке не показан), что позволяет газотурбинные станции быстро запускать и использовать для покрытия пиков нагрузки. Основная часть тепла выбрасывается в атмосферу, что обуславливает низкий КПД = 25–30 % и значительное влияние на экологию.

Парогазовая установка – это турбинная теплосиловая установка, в тепловом цикле которой используются два рабочих тела – газы, поступающие из камеры сгорания, и водяной пар (рис. 1.21).

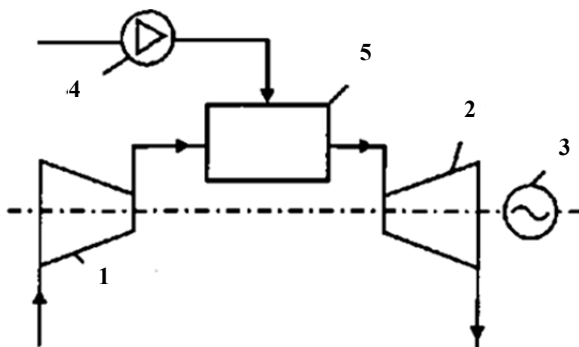


Рис. 1.20. Схема газотурбинной электростанции:
 1 – воздушный компрессор; 2 – газовая турбина; 3 – генератор;
 4 – топливный насос; 5 – камера сгорания

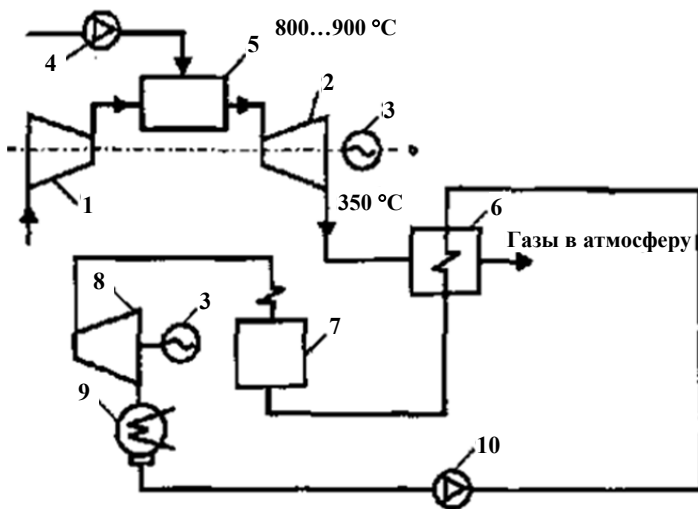


Рис. 1.21. Схема парогазовой установки
 1 – воздушный компрессор; 2 – газовая турбина; 3 – электрогенератор;
 4 – топливный насос; 5 – камера сгорания; 6 – подогреватель; 7 – котел;
 8 – паровая турбина; 9 – конденсатор водяного пара; 10 – питательный насос

Поступающий воздух из атмосферы в компрессор 1 (см. рис. 1.21) сжимается с повышением температуры и подается в камеру сгорания 5, в которую при помощи топливного насоса подается газовое

топливо. В камере сгорания 5 происходит горение топлива, а образующиеся газы поступают в газовую турбину 2, где и совершается работа. Отработанные газы с температурой 350 °С и пониженным давлением поступают в подогреватель 6, где нагревают питательную воду, поступающую в котел 7 и, охладившись при этом, сбрасываются в атмосферу. Питательная вода используется в котле для получения пара, который подается в паровую турбину 8 с температурой около 540 °С. Отработанный в турбине пар поступает в конденсатор 9, а образовавшийся конденсат при помощи насоса 10 направляется сначала в подогреватель 6, где воспринимает тепло отработавших газов в газовой турбине, а затем – в паровой котел 7. Термический коэффициент полезного действия установок свыше 60 %.

Котельная установка (рис. 1.22) представляет собой комплекс устройств для получения водяного пара под давлением или горячей воды. Она состоит из котлоагрегата и вспомогательного оборудования, газо- и воздухопроводов, трубопроводов пара и воды с арматурой, тягодутьевых устройств и др. В настоящее время широко применяются блочно-модульные котельные (см. рис. 1.22).



a



б

Рис. 1.22. Блочно-модульная котельная:
а – конструкция; *б* – общий вид

Районные или производственные котельные предназначены для централизованного теплоснабжения жилищно-коммунального хозяйства или самого предприятия (рис. 1.23). С вводом в действие ТЭЦ некоторые из них остались без дела и могут использоваться как резервные и пиковые, и тогда их называют резервно-пиковыми.



Рис. 1.23. Общий вид и оборудование районной котельной

1.2.3. Атомные электростанции

Развитие атомной энергетики обусловлено следующими причинами:

1) истощаемость углеводородных источников (разведанные мировые запасы нефти – на 46 лет, газа – на 60 лет, см. п. 1). В то же время ожидается, что глобальное потребление энергоресурсов к 2030 г. увеличится на 60 %).

2) проблема глобального изменения климата, связанная с эмиссией парниковых газов от углеводородных источников энергии.

Тепловые схемы АЭС зависят от типа реактора, вида теплоносителя, состава оборудования, и могут быть одно-, двух- и трехконтурными. При одноконтурной схеме, как видно из рис. 1.24, пар вырабатывается непосредственно в реакторе и поступает в паровую турбину. Отработанный пар конденсируется в конденсаторе, и конденсат подается насосом в реактор.

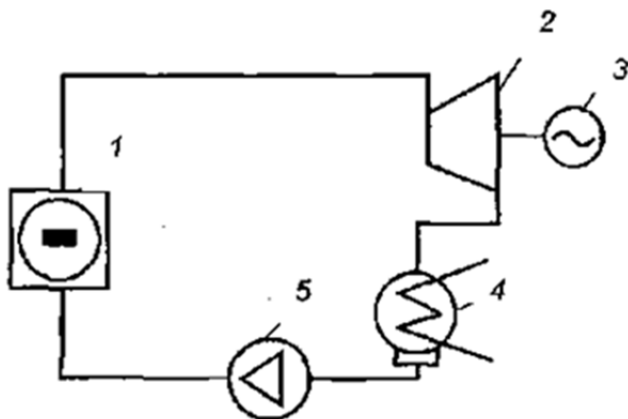


Рис. 1.24. Схема одноконтурной АЭС:

1 – атомный реактор; 2 – турбина; 3 – электрогенератор;
4 – конденсатор водяных паров; 5 – питательный насос

Недостатки: пар (рабочее тело) на выходе из реактора становится радиоактивным, что предъявляет повышенные требования к биологической защите и затрудняет проведение контроля и ремонта оборудования.

В двухконтурной схеме (рис. 1.25) давление в первом контуре (контуре теплоносителя) значительно выше, чем во втором. Полученный в теплогенераторе пар подается в турбину, совершает работу, затем конденсируется, и конденсат питательным насосом подается в парогенератор. Это усложняет установку и уменьшает ее экономичность, но препятствует появлению радиоактивности во втором контуре.

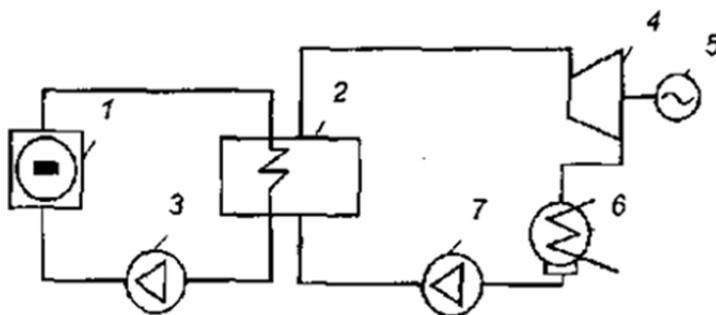


Рис. 1.25. Схема одноконтурной АЭС:

- 1 – атомный реактор; 2 – теплообменник-парогенератор;
3 – главный циркуляционный насос; 4 – турбина; 5 – электрогенератор;
6 – конденсатор водяных паров; 7 – питательный насос

В трехконтурной схеме (рис. 1.26) теплоносителями первого контура служат жидкие металлы (например, натрий). Радиоактивный натрий из реактора поступает в теплообменник промежуточного контура с натрием, которому отдает теплоту и возвращается в реактор. Давление натрия во втором контуре выше, чем в первом, что исключает утечку радиоактивного натрия.

В промежуточном втором контуре натрий отдает теплоту рабочему телу (воде) третьего контура. Образовавшийся пар поступает в турбину, совершает работу, конденсируется и поступает в парогенератор.

Во всем мире самая дешевая энергия вырабатывается на атомных электростанциях. По предварительным оценкам, Белорусской АЭС будет производить около 27–30 % всей потребляемой в республике энергии (Франция – 78 %).

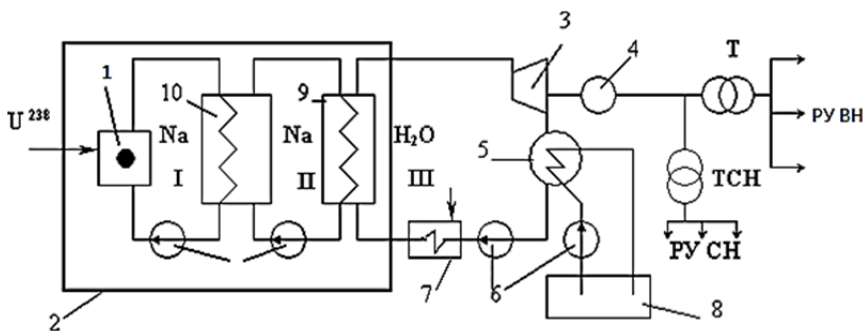


Рис. 1.26. Схема трехконтурной АЭС:

1 – ядерный реактор с первичной биологической защитой; 2 – вторичная биологическая защита; 3 – турбина; 4 – генератор; 5 – конденсатор; 6 – циркуляционные насосы; 7 – регенеративный теплообменник; 8 – резервуар с водой; 9 – парогенератор; 10 – промежуточный теплообменник; Т – повышающий трансформатор; ТСН – трансформатор собственных нужд; РУ ВН – распределительное устройство высокого напряжения (110 кВ и выше); РУ СН – распределительное устройство собственных нужд

Ввод в эксплуатацию Белорусской АЭС на фоне существующей динамики цен на внешние энергоносители позволит сдерживать рост тарифов на электроэнергию. На Белорусской атомной электростанции будет два энергоблока с реакторами типа ВВЭР-1200 (водно-водяной) каждый мощностью до 1200 МВт (рис. 1.27, 1.28). Проектируемая мощность АЭС составляет 2,4 тыс. МВт (КПД – около 30 %). Срок ввода в эксплуатацию первого энергоблока – 2019 г.

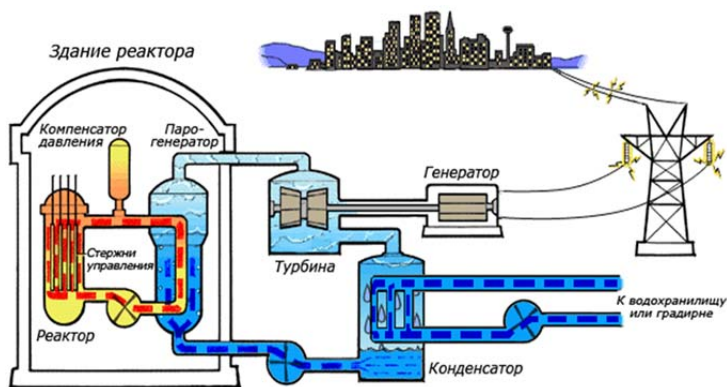


Рис. 1.27. Схема реактора типа ВВЭР Белорусской АЭС



Рис. 1.28. Общий вид строительной площадки Белорусской АЭС

Недостатки АЭС:

- 1) При эксплуатации АЭС образуется большое количество радиоактивных веществ в топливе, теплоносителе, конструкционных материалах, что требует специальных методов их утилизации, и соблюдения требований безопасности для обслуживающего персонала.
- 2) Требования специальных методов утилизации или переработки отработанного топлива.
- 3) Опасность аварий. Для решения этой проблемы повышаются требования к надежности и безопасности АЭС.

1.2.4. Гидроэнергетика

Гидроэлектроэнергия является традиционным источником энергии с одной стороны и возобновляемым – с другой. В настоящее время гидроэнергия составляет около 4 % от общего мирового потребления энергии.

Гидроэлектростанция представляет собой комплекс гидротехнических сооружений и энергетического оборудования, посредством которых энергия водных потоков или расположенных на относи-

тельно более высоких уровнях водоемов преобразуется в электрическую энергию (рис. 1.29).

Технологический процесс получения электроэнергии на ГЭС включает:

- создание разных уровней воды с помощью плотины (исключение: мини ГЭС проточного типа);
- превращение энергии потока воды в энергию вращения вала гидравлической турбины;
- превращение гидрогенератором энергии вращения в энергию электрического тока.

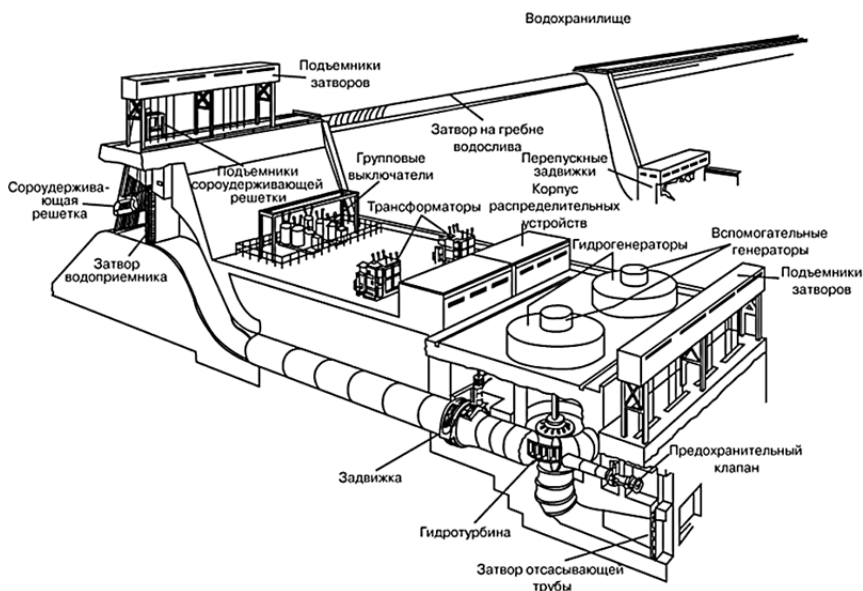


Рис. 1.29. Оборудование ГЭС

Индикаторами мощности гидроэлектростанции являются расход воды и гидростатический напор, зависящий от разности высот между начальной и конечной точками падения воды. Проект станции может основываться на каком-то одном из этих показателей или на обоих.

Преимущества гидроэлектростанций:

- работа ГЭС не сопровождается выделением угарного газа и углекислоты, окислов азота и серы, пылевых загрязнителей и других вредных отходов, тем самым не загрязняет почву;

- вода – возобновляемый источник энергии;
- производительность ГЭС легко контролировать, изменяя скорость водяного потока (объем воды, подводимый к турбинам);
- водохранилища, сооружаемые для гидростанций, можно использовать в качестве зон отдыха, порой вокруг них складывается поистине захватывающий пейзаж;
- вода в искусственных водохранилищах, как правило, чистая, так как примеси осаждаются на дне. Эту воду можно использовать для питья, мытья, купания и ирригации.

Недостатки гидроэлектростанций:

- большие водохранилища затопляют значительные участки земли, которые могли бы использоваться с другими целями;
- разрушение или авария плотины большой ГЭС практически неминуемо вызывает катастрофическое наводнение ниже по течению реки;
- сооружение ГЭС неэффективно в равнинных районах;
- протяженная засуха снижает и может даже прервать производство электроэнергии ГЭС;
- экологические проблемы: плотина снижает уровень растворенного в воде кислорода, поскольку нормальное течение реки практически останавливается, что отрицательно влияет на флору и фауну водохранилища; плотина может нарушить нерестовый цикл рыбы.

На 01.08.2017 г. в Республике Беларусь действует 53 гидроэлектростанции с общей мощностью 95,4 МВт.

1.2.5. Транспортирование и потребление тепловой и электрической энергии. Тепловые сети. Тепловая изоляция. Потери энергии при транспортировке

Основными потребителями тепловой и электрической энергии являются промышленные предприятия и жилищно-коммунальное хозяйство.

Для большинства производственных потребителей требуется тепловая энергия в виде пара (насыщенного или перегретого) либо горячей воды. Например, для силовых агрегатов, которые имеют в качестве привода паровые машины или турбины (паровые presses, копочные машины, турбонасосы и др.), необходим пар с давлением 0,8–3,5 МПа и температурой до 250–450 °С.

Для технологических аппаратов и устройств (разного рода подогреватели, сушилки, химические реакторы) преимущественно требуется насыщенный или слабо перегретый пар под давлением 0,3–0,8 МПа и вода с температурой до 100–150 °С.

В жилищно-коммунальном хозяйстве основными потребителями теплоты являются системы отопления и вентиляции жилых и общественных зданий, системы горячего водоснабжения и кондиционирования воздуха. В жилых и общественных зданиях температура поверхности отопительных приборов в соответствии с требованиями санитарно-гигиенических норм не должна превышать 95 °С, а температура воды в кранах горячего водоснабжения должна быть не ниже 50–60 °С в соответствии с требованиями комфортности и не выше 70 °С по нормам техники безопасности.

Электрическая энергия используется основными потребителями (промышленность, жилищно-коммунальное, сельское хозяйство и др.), в виде напряжения 220/360 В.

Одной из важнейших задач политики энергосбережения является снижение потерь при транспортировке тепловой и электрической энергии от производителя к потребителям.

Системой теплоснабжения называется комплекс устройств по выработке, транспорту и использованию теплоты. Снабжение тепловой энергией потребителей (систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологических процессов) состоит из трех взаимосвязанных процедур: сообщения теплоты теплоносителю, транспорта теплоносителя и использования теплового потенциала теплоносителя.

Теплоноситель – среда, которая передает теплоту от источника теплоты к нагревательным приборам систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

По виду теплоносителя системы теплоснабжения делятся на две группы – водяные и паровые. В водяных системах теплоснабжения теплоносителем служит вода, в паровых – пар. В Беларуси для городов используются водяные системы теплоснабжения. Пар применяется на промышленных объектах для технологических целей (рис. 1.30).

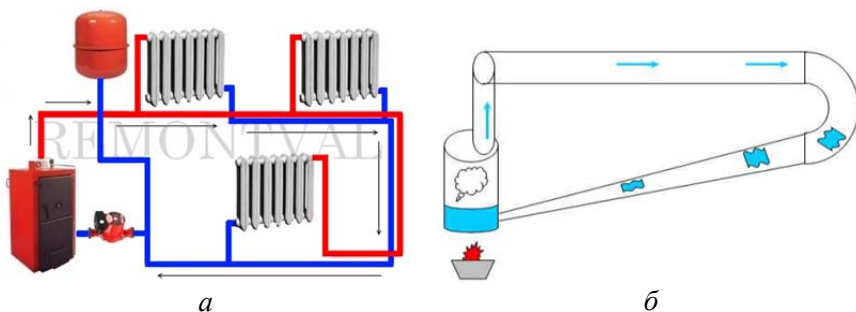


Рис. 1.30. Схемы теплоснабжения:
а – водяная; *б* – паровая

Системы водяных тепловодов могут быть однотрубными (рис. 1.31) и двухтрубными (рис. 1.32). Наиболее распространенной является двухтрубная система (по одной трубе подается горячая вода потребителю (давление 0,4–1,0 МПа, температура 90–200 °С), по другой, обратной, охлажденная вода возвращается на ТЭЦ или котельную (давление 0,2–0,4 МПа, температура 70 °С)).

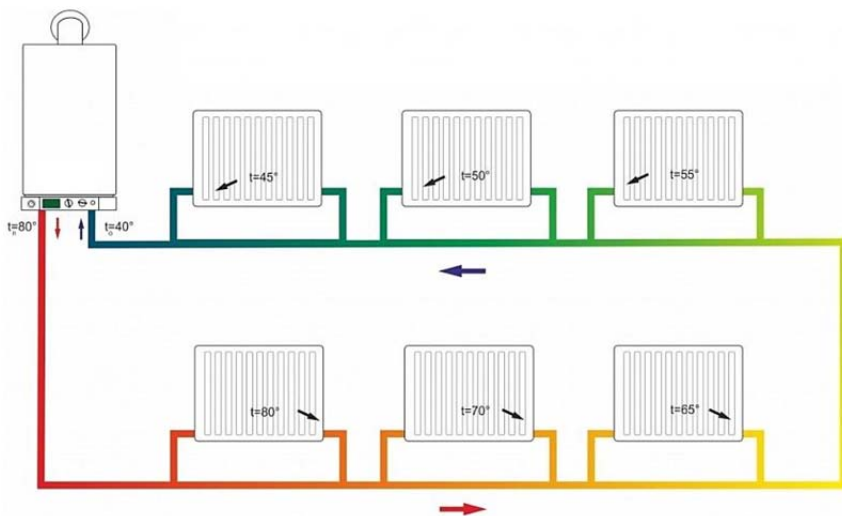


Рис. 1.31. Схема однотрубной системы отопления

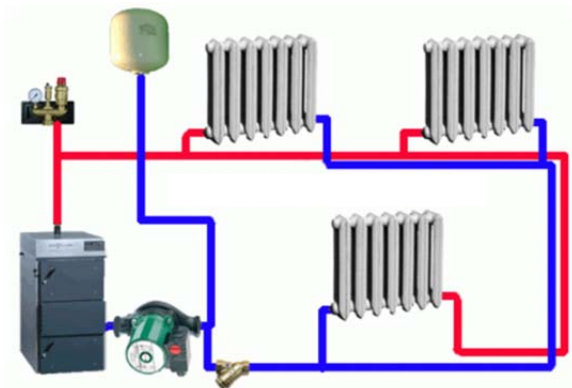
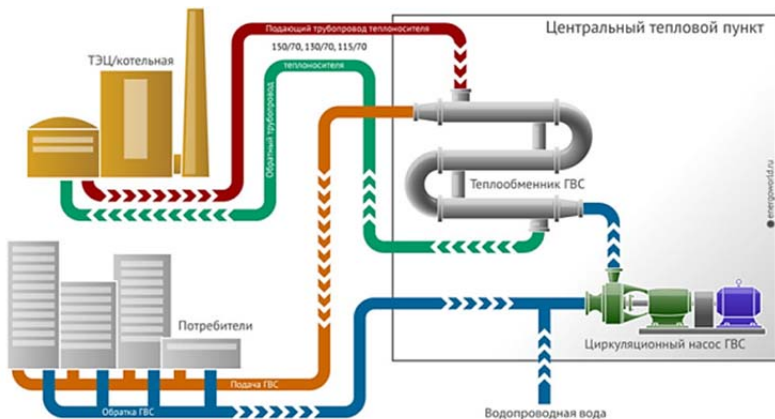


Рис. 1.32. Схемы двухтрубной системы теплоснабжения и отопления

Основными элементами тепловых сетей являются трубопровод, состоящий из стальных или пластмассовых труб, соединенных между собой с помощью сварки, изоляционной конструкции, предназначенной для защиты трубопровода от наружной коррозии и тепловых потерь, и несущей конструкции, воспринимающей вес трубопровода и усилия, возникающие при его эксплуатации (рис. 1.33). Применяется канальная и бесканальная система прокладки трубопроводов (теплотрасс). Канальная система, как видно из рис. 1.33, б,

требует рытья траншеи под бетонный короб, располагаемый чаще всего ниже глубины промерзания грунта. Трубы располагаются на несущих конструкциях в коробе, который закрывается бетонной крышкой и засыпается грунтом. В зимнее время в коробе сохраняется положительная температура, что снижает теплопотери в окружающую среду, исключают повреждения теплоизоляционного слоя трубопроводов.



a



б

Рис. 1.33. Общий вид бесканальной (*a*) и канальной прокладки (*б*) теплосети

В настоящее время для монтажа теплосетей в основном применяются предварительно изолированные трубы (ПИ-трубы), стальные (рис. 1.34, 1.35) и пластмассовые (рис. 1.36, 1.37).



a



б

Рис. 1.34. Стальные предварительно изолированные трубы:
a – конструкция; *б* – общий вид



Рис. 1.35. Монтаж стальных ПИ-труб



Рис. 1.36. Конструкция и общий вид пластмассовых ПИ-труб



Рис. 1.37. Монтаж пластмассовых ПИ-труб

Преимущества использования ПИ-труб:

1) они изготавливаются в условиях производства с использованием специальной оснастки и инструмента, что обеспечивает лучшее качество изоляции, точность размеров, производительность труда и снижает в итоге стоимость технологии;

2) к трубам изготавливаются в условиях производства угловые фитинги, переходники и т. п., что также упрощает их монтаж в полевых условиях;

3) пластмассовые предварительно изолированные трубы могут монтироваться прямо в траншею, нет необходимости использования бетонных коробов и угловых соединений, что снижает стоимость и увеличивает производительность монтажных работ (см. рис. 1.37).

Чем длиннее трубы (больше радиус действия тепловых сетей), тем больше энергии затрачивается на прокачку теплоносителя, больше тепловые потери. Основное количество теплоты транспортируется в холодное время года, т. е. при значительной разности температур теплоносителя и окружающей среды; эта разность обуславливает величину потерь, а также нарушения теплоизоляции (рис. 1.38).



Рис. 1.38. Общий вид теплотрасс в зимнее время (источники тепловпотерь)

По ходу теплоносителя устраиваются специальные камеры, колодцы, в которых находятся задвижки, вентили, манометры, компенсаторы (П-образные, линзовые, сальниковые), стойки, фиксаторы и т. п., увеличивающие тепловпотери (рис. 1.39).

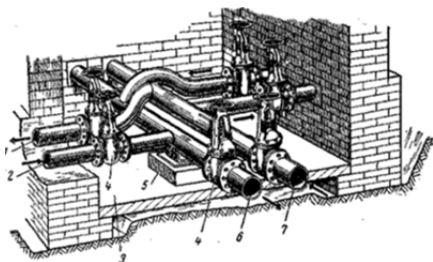


Рис. 1.39. Дополнительные источники теплотерь на теплотрассах

Особенно велики теплотери при бесканальной прокладке труб (так называемые «наружные» тепловые сети), где требуется большие расходы на теплоизоляцию. Плохая эксплуатация (открытые люки, поврежденная изоляция, влажность, сквозняки и т. п.) также увеличивает теплотери.

1.2.6. Электрические сети. Электрическая изоляция. Потери энергии при транспортировке

Электроэнергетическая (электрическая) система – это совокупность электрических частей станций, сетей и потребителей электроэнергии, связанных общностью режима и непрерывностью процесса производства, распределения и потребления электроэнергии (рис. 1.40). *Электрическая сеть* – совокупность электроустановок для распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, воздушных и кабельных линий электропередачи (рис. 1.41).

Выбор номинального напряжения ЛЭП определяется передаваемой мощностью и расстоянием.

По величине номинального напряжения сети подразделяются:

- на сети низкого напряжения (НН) – до 1,0 кВ (рис. 1.42, а);
- среднего напряжения (СН) – 3–35 кВ;
- высокого напряжения (ВН) – 110–220 кВ (рис. 1.42, б);
- сверхвысокого напряжения (СВН) – 330–750 кВ;
- ультравысокого напряжения (УВН) – свыше 1000 кВ (рис. 1.42, в).



Рис. 1.40. Схема магистральных электросетей Беларуси



Рис. 1.41. Типовые электроустановки электросети

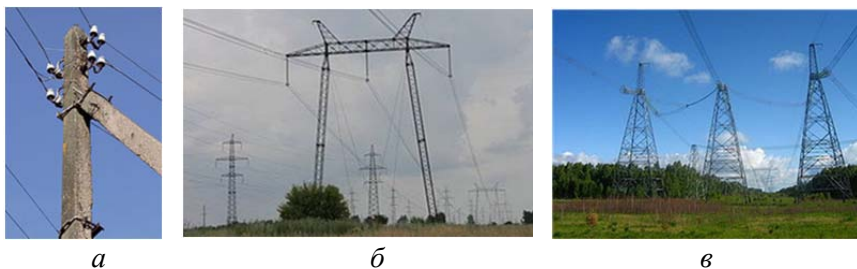


Рис. 1.42. Общий вид электросетей различного напряжения

Важный элемент электрических сетей – линии электропередач. В настоящее время используются воздушные (см. рис. 1.42) и кабельные линии электропередач (рис. 1.43). Воздушные линии электропередач – традиционная, хорошо отработанная технология в электроэнергетике. Они дешевле в монтаже, но подвержены влиянию внешних воздействий (обрывы, повреждения, коррозия и т. п.), кроме этого занимают земельные уголья (особенно с учетом охранной зоны). Этим недостатком лишены кабельные линии электропередач. Однако высоковольтные кабели являются дорогостоящими изделиями, требующими специальных методов изоляции. С развитием технологий стоимость кабелей снижается.



Рис. 1.43. Общий вид и прокладка кабельных линий электропередач

Электрическая подстанция – электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической

энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств (рис. 1.44).



Рис. 1.44. Общий вид оборудования подстанций различной мощности

В состав подстанций входит кроме трансформаторов большое количество силового коммутационного оборудования, системы и секции шин, системы защиты и автоматики, заземляющие устройства и др.

В электрических сетях применяются следующие виды изоляции:

- воздушная (обеспечение необходимого расстояния между проводами (рис. 1.45));
- с помощью керамических изоляторов (см. рис. 1.45);
- пластмассовая, бумажная (кабельные линии) (рис. 1.46).



Рис. 1.45. Воздушная изоляция и изоляция с помощью керамических изоляторов



Рис. 1.46. Бумажная и пластмассовая изоляция электрических кабелей

1. Потери технического характера. Они возникают при передаче энергии по электросетям и обуславливаются физическими процессами, которые происходят в проводах и оборудовании:

– падение напряжения за счет сопротивления проводов. Закон Ома:

$$U = I \cdot R, P = U \cdot I;$$

– реактивные потери (неполного поглощения энергии, ее отражения от нагрузки и циркуляция паразитных токов в проводах при $\cos f \neq 1$ (обычно 0,3–0,8);

– увеличение сопротивления контактов (износ контактов переключателей, пускателей и др.;

– токи утечки (уменьшение сопротивления изоляции).

Электрические сооружения и агрегаты могут быть отдельно стоящими или встроенными в основные промышленные объекты и обеспечивать технологические процессы, работу агрегатов, контроль и управление производством.

2. Электроэнергия, которая расходуется на обеспечение работы подстанций и деятельности персонала.

3. Потери, которые обусловлены погрешностями при измерении приборами электроэнергии.

4. Потери коммерческого характера. Это хищения энергии, различия в показаниях счетчиков и произведенной оплаты потребителями.

Международные эксперты определили, что энергетические потери при передаче по электрическим сетям считаются соответствующими требованиям, если их показатель не выше 4–5 %. В том случае, когда они достигают 10 % их нужно считать максимально допустимыми (для стран с большой территорией). Как уже отмечалось выше, в настоящее время энергопотери в электросетях Республики Беларусь не превышают 9 %.

1.2.7. Энергетическое хозяйство промышленных предприятий. Источники энергопотерь

Энергетическое хозяйство промышленных предприятий представляет собой единый взаимосвязанный технический комплекс, состоящий из цехов, сооружений и агрегатов, обеспечивающих прием, преобразование, транспортировку и использование различных видов энергии.

Энергохозяйство предприятия включает в себя установки и сети электро-, тепло-, паро-, воздухо-, газо- и водоснабжения.

Существуют две системы управления энергохозяйством: централизованная и децентрализованная. При системе централизованного управления энергохозяйством эксплуатация всех установок как общезаводского характера, так и цеховых производится службой главного энергетика (рис. 1.47). Весь персонал предприятия, связанный с энергетикой, подчиняется непосредственно главному энергетику, как в техническом, так и в административном порядке.

Эта система управления находит широкое применение на небольших предприятиях с малым потреблением энергетических ресурсов. Все объекты энергохозяйства обычно эксплуатируются одним производственным подразделением – энергоцехом, начальник которого подчиняется главному энергетику.

Система децентрализованного управления энергохозяйством является наиболее целесообразной для крупных предприятий, где от-

дельные цеха, по существу, представляют собой заводы малой или даже средней мощности.

При этой системе энергетические установки в производственных цехах предприятия находятся в ведении и эксплуатации того цеха, где они установлены. Ответственность за состояние и рациональную эксплуатацию внутрицеховых энергетических установок несут начальник и энергетик (механик) производственного цеха.

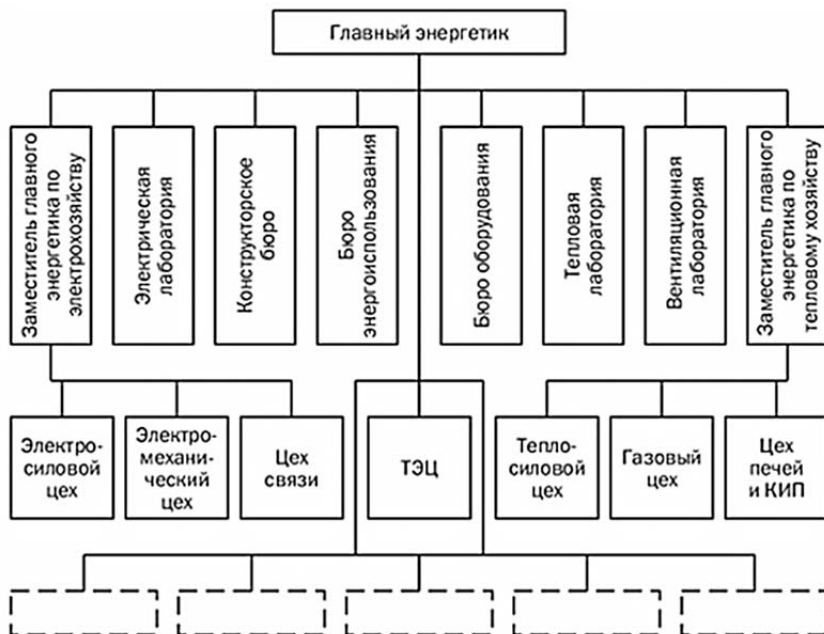


Рис. 1.47. Система централизованного управления энергохозяйством

Наиболее важными источниками потерь энергии являются:

1) потери в технологических процессах, обусловлены неправильным применением и/или недогрузкой основного технологического оборудования (для уменьшения потерь ТЭР в технологическом цикле необходимо подавать их потребителям в строгом соответствии с действительными, а не расчетными нагрузками);

2) потери из-за перегрузки оборудования и роста технологической энергоемкости;

3) потери, обусловленные несоответствием качества электроэнергетики;

4) потери из-за нарушений метрологического характера (отсутствие на входе и выходе технологических энергетических систем счетчиков ТЭР, превышение погрешностей от заданных в технической документации у имеющихся средств измерений);

5) потери из-за методических погрешностей расчетов (ошибки в определении норм потерь и норм выработки, потребления энергии и топлива для производства продукции и оказания услуг).

Для того, чтобы детально разобраться с состоянием энергоиспользования на предприятии или в организации необходимо провести независимое энергетическое обследование (энергоаудит, будет рассматриваться ниже, составить по итогам работы аналитические энергетические балансы с выделением в расходной части полезно использованного энергоресурса и его потерь, дифференцировав последние по вышеуказанным направлениям.

1.2.8. Графики электрических и тепловых нагрузок

По видам потребления различают пять групп электрических и тепловых нагрузок:

- 1) промышленная нагрузка;
- 2) коммунально-бытовое потребление;
- 3) электрический транспорт;
- 4) уличное освещение;
- 5) сельскохозяйственные нужды.

Характеристика видов нагрузок:

– промышленная нагрузка за счет одно- и двухсменных режимов работы предприятий снижается в ночное и вечернее время.

– коммунально-бытовое потребление значительно в утреннее и вечернее время, вечерний пик более продолжительный.

– транспортные перевозки имеют пики в утренние и вечерние часы.

– уличное освещение имеет максимум в ночные часы.

– сельскохозяйственные графики потребления достаточно равномерны с сезонным изменением его величины.

График нагрузки – это потребление энергии в зависимости от времени суток, месяца, года. Графики нагрузки существенно отличаются для воскресных и рабочих дней, для зимних и летних месяцев и т. п. (рис. 1.48, 1.49). Кроме этого, графики нагрузки отдель-

ных потребителей и в целом энергосистемы имеют неравномерный характер. В одни часы суток требуется большая суммарная мощность генераторов, а в другие – часть генераторов или электростанций должна быть отключена или работать с меньшей нагрузкой. Этот факт является одной из задач обеспечения эффективности работы энергетической системы страны, в том числе связанной с энергосбережением.



Рис. 1.48. Типовые графики электрических и тепловых нагрузок

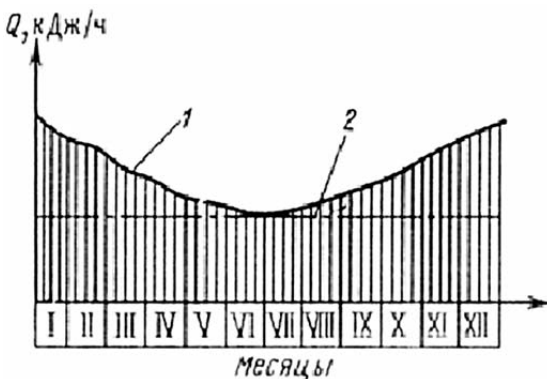


Рис. 1.49. Годовой график потребления теплоты потребителем:
1 – неравномерное; 2 – равномерное

Из графиков нагрузки отдельных потребителей складывается суммарный график потребления для энергосистемы страны, так называемая «национальная кривая нагрузки». Задача энергосистемы состоит в обеспечении этого графика. Количество электростанций в энергосистеме страны, их установленная мощность определяются относительно непродолжительным максимумом национальной кривой нагрузки. Поэтому в ночное и зимнее время может иметь место недоиспользование энергетического оборудования, удорожание энергосистем, рост себестоимости вырабатываемой тепловой и электрической энергии.

Чтобы обеспечить неравномерные графики нагрузки, электроэнергетические системы должны быть достаточно маневренными, т. е. способными быстро изменять мощность электростанций.

В большинстве промышленно развитых странах преобладающая часть электроэнергии, около 80 %, вырабатывается на ТЭС, для которых наиболее желателен равномерный график нагрузки. Обычные паровые котлы и турбины тепловых станций допускают изменение нагрузки на 10–15 %. Работа крупных ТЭС в резко переменном режиме нежелательна, так как приводит к повышенному расходу топлива, износу теплосилового оборудования и снижению его надежности.

Еще более нежелательны переменные режимы для АЭС. Поэтому ТЭС и АЭС работают в режиме так называемых базовых электростанций, покрывая неизменяющуюся постоянную нагрузку энергосистемы, т. е. базовую часть графика нагрузки.

Основными способами покрытия пиков электрической нагрузки являются:

- использование временной перегрузки паротурбинных ТЭС за счет режимных мероприятий (изменение параметров пара перед турбиной, отключение потребителей и т. п.);
- аккумулирование энергии путем заполнения газохранилищ сжатым воздухом, используемым затем в газотурбинных установках;
- накопление теплоты в виде горячей воды в баках-аккумуляторах;
- использование избыточной электроэнергии для получения водорода (электролиз воды);
- использование ТЭЦ, как наиболее экономичного способа получения тепловой энергии;

– эксплуатация гидроэлектростанций благодаря простоте пуска, останова, регулирования, возможности изменения нагрузки;

– использование резерва мощности обычных паротурбинных энергоблоков, работающих в режиме частых пусков и остановов;

– применение высокоманевренных агрегатов, таких как пиковые и полупиковые паротурбинные, газотурбинные, парогазовые и гидроаккумулирующие электростанции;

– гидроаккумулирующие электростанции (в период минимальных электрических нагрузок они перекачивают воду из нижнего водохранилища в верхнее, потребляя энергию из сети, а в период максимальных нагрузок работают как ГЭС).

Решение задачи выравнивания национальной кривой нагрузки обеспечивается также реализацией политики управления спросом на энергию, т. е. управлением энергопотреблением, которое может осуществляться социально-экономическими мероприятиями, в частности, дифференцированными тарифами на тепловую и электрическую энергию.

В периоды максимумов нагрузки устанавливаются более высокие тарифы, что стимулирует потребителей к перестройке работы с целью уменьшения потребления в часы максимума нагрузки энергосистемы.

2. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

2.1. Общая характеристика потенциала и состояния развития возобновляемой энергетики

2.1.1. Необходимость поиска новых источников энергии. Общая характеристика возобновляемых и нетрадиционных источников энергии

Основные причины поиска новых источников энергии:

- 1) увеличение потребления (рис. 2.1) и истощаемость углеводородных источников энергии (рис. 2.2);
- 2) обеспечение глобальной и локальной энергетической безопасности;
- 3) загрязнение окружающей среды, проблема сохранения климата.

В исследованиях фирмы British Petroleum показано, что одним из ключевых факторов растущего спроса на энергию является рост населения и его доходов. Усредненный житель нашей планеты потребляет в настоящее время в 16 раз больше энергии, чем 130 лет назад.

Прогнозируется, что в 2030 году население Земли достигнет 8,3 млрд, что означает дополнительные 1,3 млрд чел. будут нуждаться в энергии, а общемировые доходы в 2030 году, как ожидается, будут более чем в два раза выше уровня 2016 года в реальном выражении. Общемировое потребление первичной энергии увеличится к 2030 году на 36 %.

Более 90 % прироста населения до 2030 года произойдет в странах с низким и средним уровнем дохода, так как благодаря их быстрой индустриализации, урбанизации и моторизации, эти страны, как планируется, также обеспечат 70 % роста мирового ВВП и более 90 % глобального роста спроса на энергию (см. рис. 2.1). Как видно из рис. 2.1 наибольшее увеличение потребления прогнозируется в энергетике, по-прежнему будут широко использоваться углеводородные источники энергии. Все страны планируют расширение использования возобновляемых источников.

Мировые разведанные запасы углеводородных источников энергии (при текущем состоянии развития техники) оцениваются на потребление в течение 50–60 лет (нефть, газ) и 100 лет (уголь) (см. рис. 2.2). По другим прогнозам, угля будет достаточно на 400 лет и более.

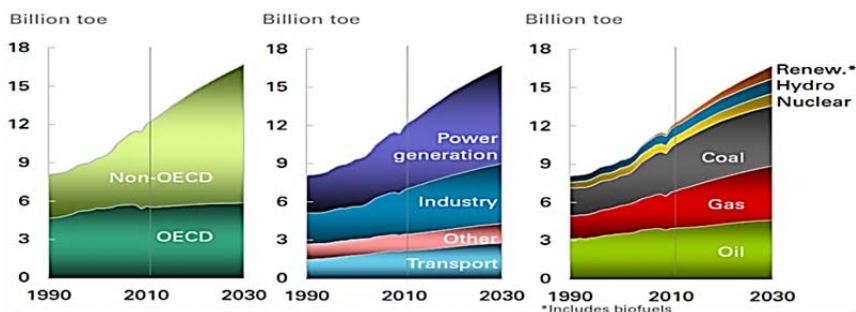


Рис. 2.1. Тренд в мировом потреблении энергии

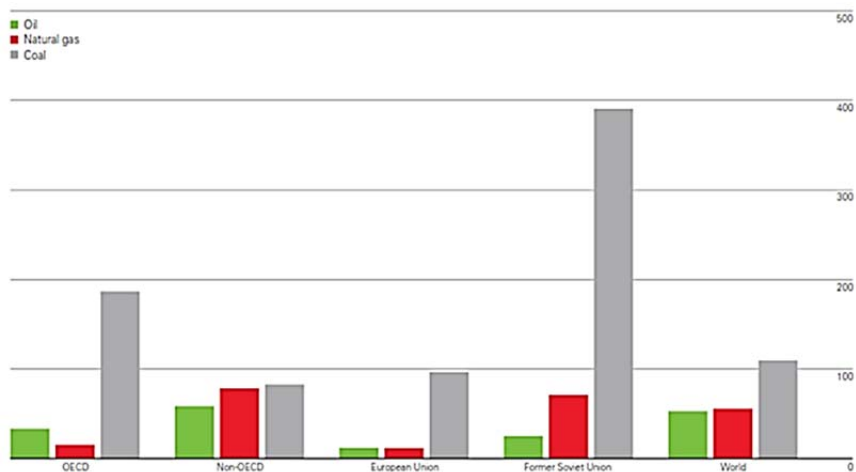


Рис. 2.2. Мировые резервы углеводородных источников энергии

С точки зрения энергетической безопасности необходимость поиска новых источников энергии определяется следующими факторами:

- 1) энергетической зависимостью и возможными конфликтами между энергопроизводителями и потребителями, региональные кризисы;
- 2) влиянием на ценовую политику транснациональных объединений (ОПЕК);
- 3) централизованные системы поставки энергоносителей увеличивают опасность террористических атак и техногенных катастроф.

Использование углеводородных источников энергии связано с загрязнением окружающей среды вредными выбросами, а также увеличением выбросов парниковых газов, являющихся одной из причин глобального потепления климата.

Следует отметить, что изменение климата связано и с другими причинами, в частности, солнечной и вулканической активностью и др.

Под возобновляемыми источниками энергии понимаются источники электрической и тепловой энергии, использующие энергетические ресурсы рек, водохранилищ и промышленных водостоков, энергию ветра, солнца, редуцируемого природного газа, биомассы (включая древесные отходы), сточных вод и твердых бытовых отходов (рис. 2.3). Сегодня к нетрадиционным невозобновляемым источникам можно отнести управляемый термоядерный синтез, водородную энергию и энергию, получаемую за счет использования магнетогидродинамических генераторов.



Рис. 2.3. Общий вид возобновляемых источников энергии

Основной особенностью возобновляемых источников энергии является то, что воспроизводство их энергетического потенциала происходит быстрее, чем его расходование.

Основными источниками возобновляемой энергии являются:

1) солнечное излучение (поглощение тепловой энергии и излучения, возникновения ветровых потоков из-за разности температур и давлений в различных слоях атмосферы, фотосинтез и др.);

2) гравитационное взаимодействие Солнца, Луны и Земли, например, морские приливы и отливы;

3) тепловая энергия ядра Земли, а также химических реакций и радиоактивного распада в ее недрах (геотермальная и низкопотенциальная энергия).

Использование возобновляемых источников энергии обеспечивает решение приведенных выше проблем и обеспечивает следующие преимущества:

- 1) уменьшает зависимость стран от импорта энергии;
- 2) повышает энергетическую независимость;
- 3) возможность диверсификации и децентрализации, повышение надежности поставок энергоносителей;
- 4) дает новые возможности для развития многих стран, доступ к современным технологиям и инфраструктуре (коммуникации, освещение, современные бытовые приборы и т. п.), создание новых рабочих мест.

Следует отметить, что ВИЭ вносят значительно больший вклад в решение проблемы сохранения климата, чем их процент в глобальном энергопотреблении. Причина в том, что ВИЭ преимущественно используются для генерации электроэнергии, которая в настоящее время производится в основном электростанциями, работающими на угле, сжигание которого обеспечивает максимальные выбросы парниковых газов (в сравнении с жидким топливом и газом).

С учетом природных условий республики (географическое положение, метеорологические условия) предпочтение отдается малым гидроэлектростанциям, ветровым установкам, биоэнергетическим установкам, солнечной энергетике.

2.1.2. Потенциал возобновляемых источников энергии

Энергетический потенциал ВИЭ может оцениваться различными значениями в зависимости от степени учета технико-экономических аспектов применения возобновляемой энергетики.

С этих позиций принято различать:

- валовый (теоретический) потенциал;
- технически доступный;
- экономически-обоснованный потенциал ВИЭ.

Валовый (теоретический) потенциал – это количество энергии, заключенное в данном виде энергоресурса, при условии ее полного полезного использования.

Технически доступный потенциал – это часть валового потенциала, преобразование которого в полезную энергию целесообразно при соответствующем уровне развития технических средств (при соблюдении требований по охране окружающей среды).

Экономически-обоснованный (целесообразный) потенциал ВИЭ – часть технического потенциала, который экономически целесообразно преобразовывать в полезную энергию при конкретных экономических условиях (при уровне цен на ископаемое топливо, тепловую и электрическую энергию, оборудование, материалы, транспортные услуги, оплату труда и др.). С точки зрения практического использования ВИЭ наиболее важным является информация об экономически-обоснованном потенциале.

Особенности оценки потенциала, применяемые методы рассматриваются в монографии «Методы расчета ресурсов возобновляемых источников энергии / под ред. В. И. Виссарионова, М.: МЭИ, 2009, 144 с.». В БНТУ разработана также информационная система для анализа потенциала возобновляемых источников энергии, с помощью которой возможно производить их автоматизированную оценку для выбора оптимальных площадок для размещения ВИЭ [18].

Республика Беларусь имеет определенный потенциал практически всех видов возобновляемых источников энергии.

Потенциальная мощность водотоков в Беларуси составляет 850 МВт. Технически доступный потенциал – 520 МВт (3,6 млрд кВт·ч/год, около 10 % от потребления электроэнергии в стране, экономически целесообразный потенциал 250 МВт.

В результате проведенных в 90-х годах исследований было определено в Беларуси 1840 потенциальных площадок, пригодных для размещения ветроустановок, которые могли бы обеспечить ветроэнергетический потенциал порядка 1600 МВт (теоретический). Ветроэнергетический потенциал составляет порядка 9 млрд кВт·ч/год или 24 % от потребления электроэнергии в стране. Для строительства ветроустановок пригодны 8 % территории Беларуси. Как видно на рис. 2.4, 2.5 наиболее по скорости ветра и ее повторяемости районы Гродненской и Минской областей. Возможно также использование ветровой энергии в Могилевской и Витебской области.

При анализе потенциала ветровой энергии следует учитывать ограничения на размещения таких установок (экологические, санитарно-гигиенические и др.).

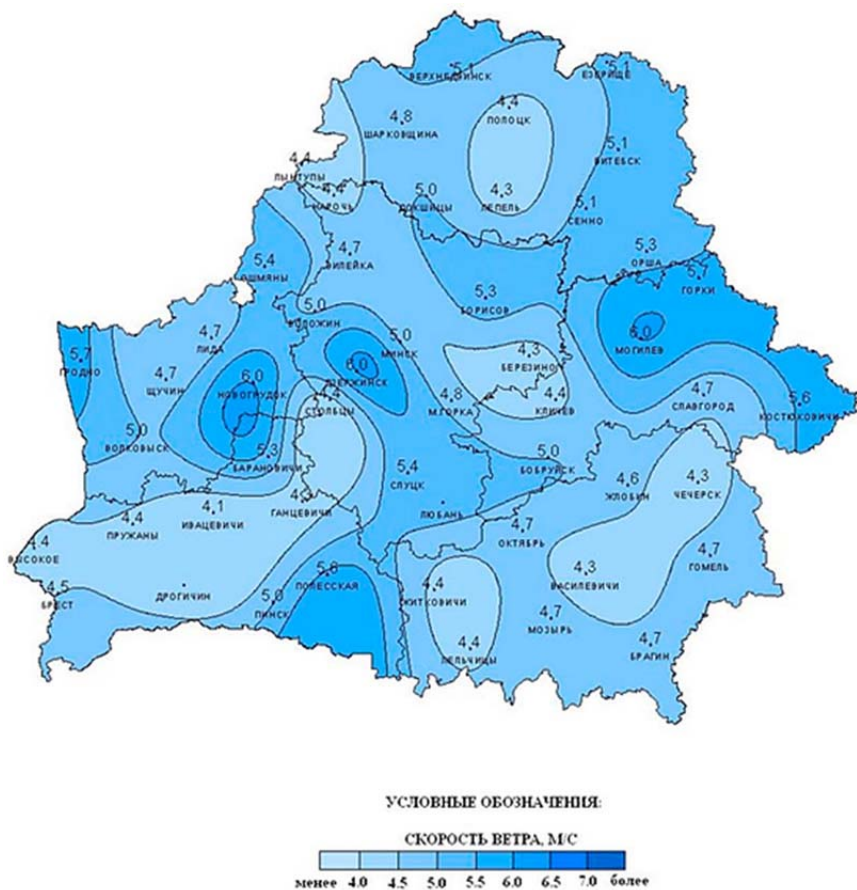
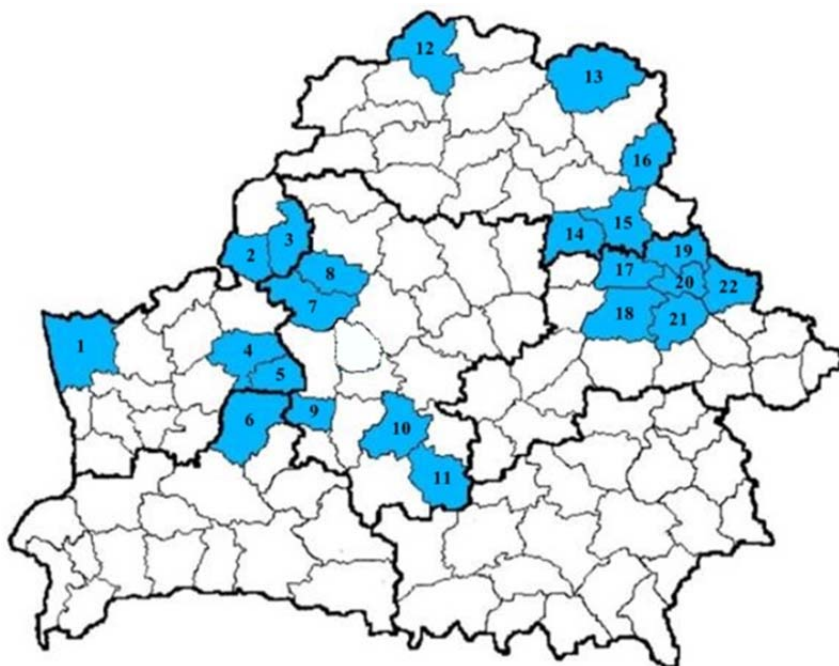


Рис. 2.4. Карта ветров Республики Беларусь на высоте 80 м

Что касается потенциала солнечной энергии Республики Беларусь (рис. 2.6) среднее годовое поступление энергии лежит в диапазоне 1150–1350 кВт·ч/м², он также достаточно большой. По метеорологическим данным в нашей стране ежегодно (в среднем) 150 пасмурных дней, 185 дней с переменной облачностью, 30 солнечных дней, а средняя энергия, падающая на поверхность Земли (с учетом ночей и облачности) 2,8 кВт·ч / (м²·сут.), и с 12%-й эффективностью преобразования можно получать 0,3 кВт·ч / (м²·сут.), т. е. эти значения близки к значениям среднеевропейских стран (рис. 2.7)

и позволяют достаточно эффективно использовать этот вид возобновляемой энергии.



1. Гродненский, 2. Ошмянский, 3. Сморгонский, 4. Новогрудский, 5. Кареличский	Гродненская область
6. Барановичский	Брестская область
7. Воложинский, 8. Молодечненский, 9. Несвижский, 10. Слуцкий, 11. Любанский	Минская область
12. Верхнедвинский, 13. Городокский 14. Толочинский, 15. Оршанский, 16. Лиозненский	Витебская область
17. Шкловский, 18. Могилевский, 19. Горецкий, 20. Дрибинский, 21. Чаусский, 22. Мстиславский	Могилевская область

Рис. 2.5. Наиболее перспективные районы Республики Беларусь для развития ветроэнергетики

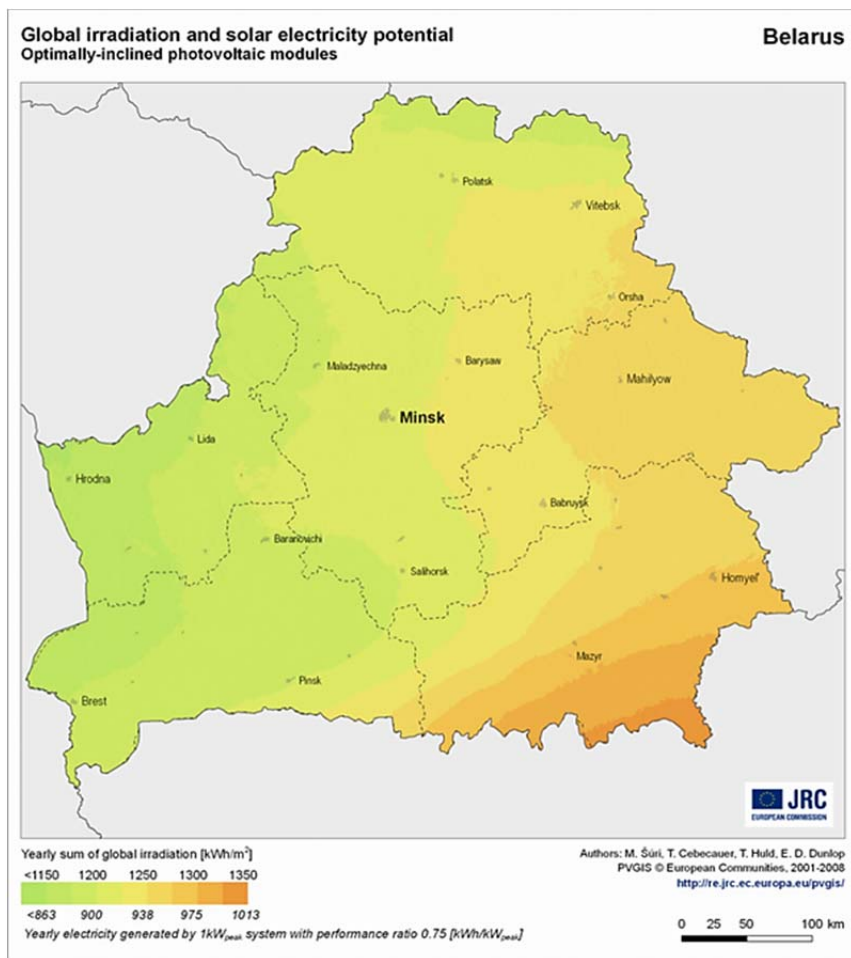


Рис. 2.6. Потенциал солнечного излучения территории Беларуси

Около 38 % территории страны покрыто лесами (рис. 2.8). Возможный среднегодовой объем заготовки древесных топливных ресурсов в лесах Республики Беларусь в 2016 году составил 13,6 млн м^3 , что эквивалентно 3,7 млн т у.т. (9 % потребления ТЭР в стране). Страна имеет большой неиспользуемый энергопотенциал – более 3 млн т у.т. За счет использования всех видов биомассы (древесная

биомасса, отходы с/х, коммунальные отходы) возможно покрыть до 15 % потребностей страны в ТЭР.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

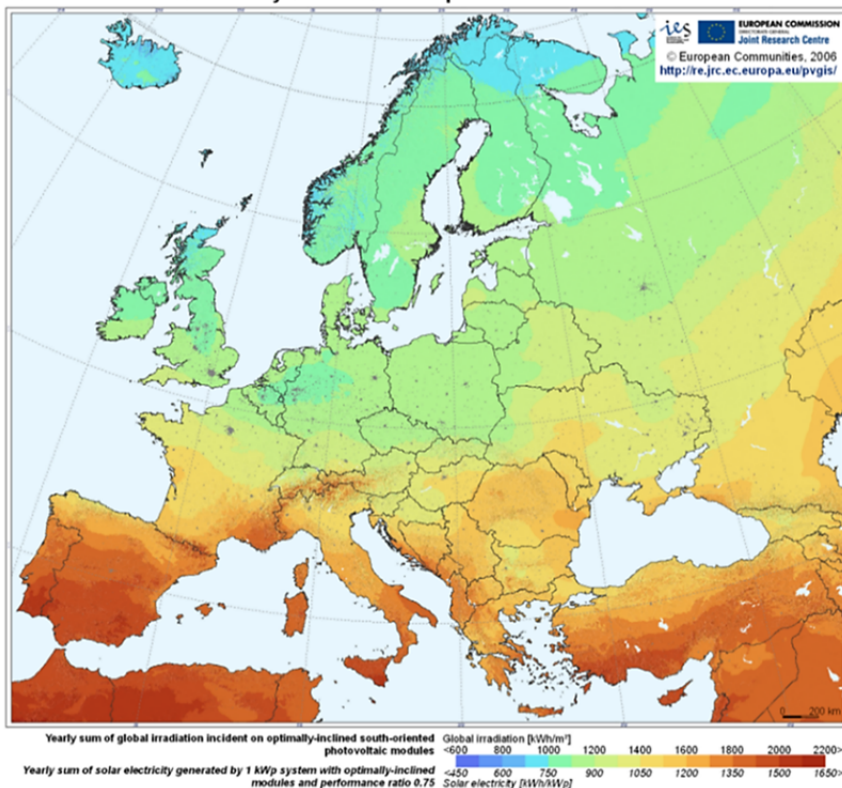


Рис. 2.7. Потенциал солнечного излучения европейских стран

Биоэнергетический потенциал включает энергию древесной биомассы, сельскохозяйственных и муниципальных отходов.

Перспективным источником древесного биосырья являются быстрорастущие насаждения, прежде всего, ива, тополь (одна тонна ивовый щепы (сырой массы) дает 8,9 ГДж, то есть примерно столько, сколько и одна тонна торфяных брикетов (для сравнения: 1 тонна мазута – 38,5 ГДж). Ива дает первый урожай спустя 4–5 лет. Затем

он снимается каждые три года. Урожайность составляет примерно 45–50 тонн (сырой массы) древесины с 1 га (рис. 2.9).

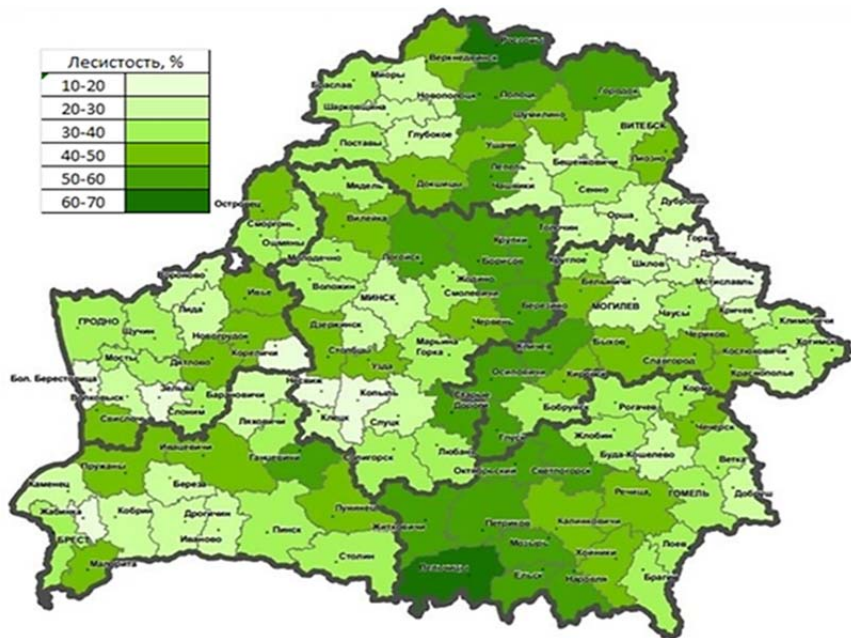


Рис. 2.8. Лесистость районов Республики Беларусь



Рис. 2.9. Использование ивы в качестве древесного топлива

Ресурсной базой для биогазовых технологий являются отходы от выращивания крупнорогатого скота, свиноводства и птицеводства.

В Беларуси действуют следующие объекты (как источник биогаза) (рис. 2.10):

- 105 крупнейших свиноводческих комплексов (более 30 тыс. голов);
- 82 комплекса по выращиванию КРС (более 5 тыс. голов);
- 55 птицефабрик (более 200 тыс. голов).

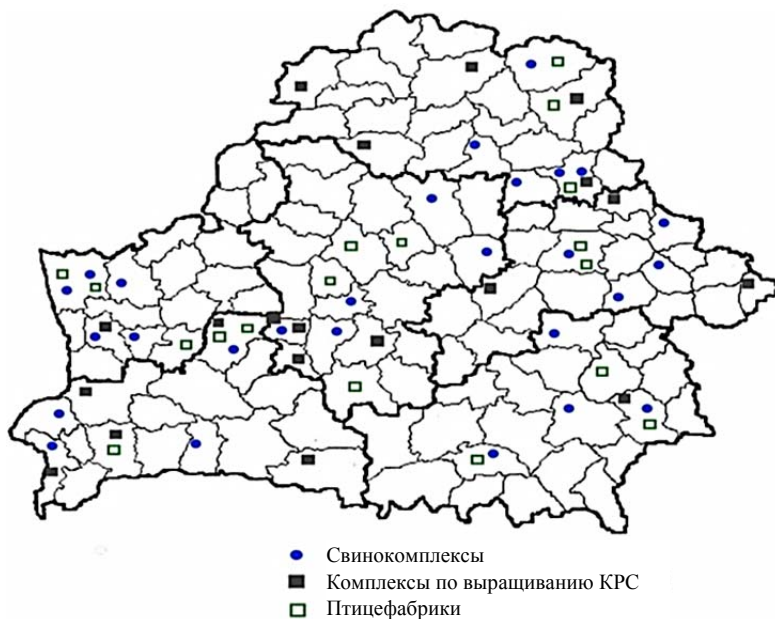


Рис. 2.10. Размещение ресурсной базы биогазовых технологий на территории Республики Беларусь

Кроме этого, как возможные источники биогаза, в Республике Беларусь находятся в эксплуатации около 2450 канализационно-насосных станций. Годовой пропуск сточных вод через канализационно-насосные станции составляет примерно 593,2 млн м³. В стране действуют также 167 объектов захоронения твердых коммунальных отходов с проектным объемом захоронения 239,8 млн м³ (фактический объем захоронения 206,6 млн м³). Потенциальная энергия, заключенная в этих отходах, равноценна 470 тыс. т у.т. При их биопереработке в целях получения биогаза эффективность составит 20–25 процентов, что эквивалентно 100–120 тыс. т у.т.

Геотермальные воды Беларуси относятся к низкоэнталийным источникам с невысокой температурой. На большей части Беларуси температура осадочных пород до глубины 1 км изменяется от 6,5–7 °С до 20 °С. В глубоких осадочных бассейнах – Подляско-Брестской и Оршанской впадинах – она в отдельных случаях на глубине 2 км достигает 35–40 °С, и лишь в Припятском прогибе на глубинах более 3 км ее значения иногда превышают 100 °С в высокоминерализованных водах (рассолах).

Высокое содержание солей осложняет использование подземных вод в качестве источников геотермальной энергии.

2.1.3. Состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики в мире и Республике Беларусь

По данным информационного ресурса международной сети возобновляемой энергетики (REN21) вклад ВИЭ в валовое потребление энергетических ресурсов составляет 21,5 % (рис. 2.11). Наибольший объем вносит использование традиционной биомассы (7,8 %).

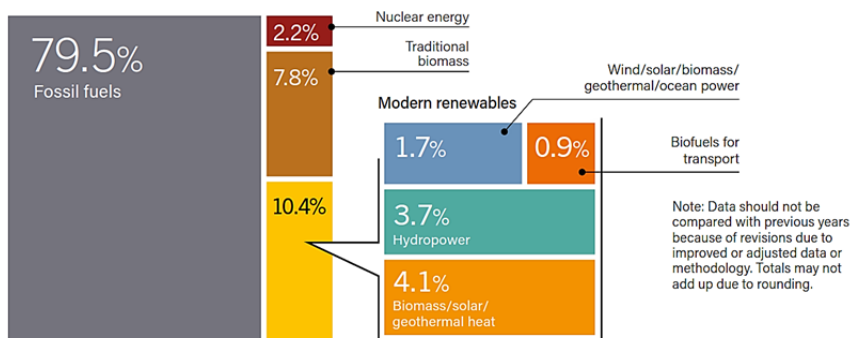


Рис. 2.11. Вклад ВИЭ в мировое валовое энергопотребление (2016 г.)

Доля ВИЭ в мировом потреблении электрической энергии несколько выше и составляет 24,5 % (рис. 2.12). Максимальный вклад в электропотребление вносит гидроэнергетика (16,6 %).

Наибольшую установленную мощность ВИЭ имеют по состоянию на 2016 г. Китай, США и Германия (рис. 2.13). Следует отметить интенсивное развитие возобновляемой энергетики в последние

годы в Китае, в особенности ветро- и солнечной энергетике, что характерно и для Германии. Учитывая, что Германия намного меньше Китая по удельному потреблению она стоит на первом месте в мировом рейтинге.

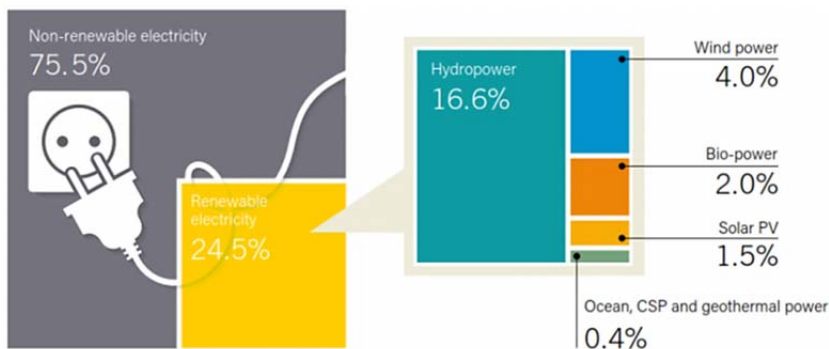


Рис. 2.12. Вклад ВИЭ в мировое потребление электрической энергии (2016 г.)

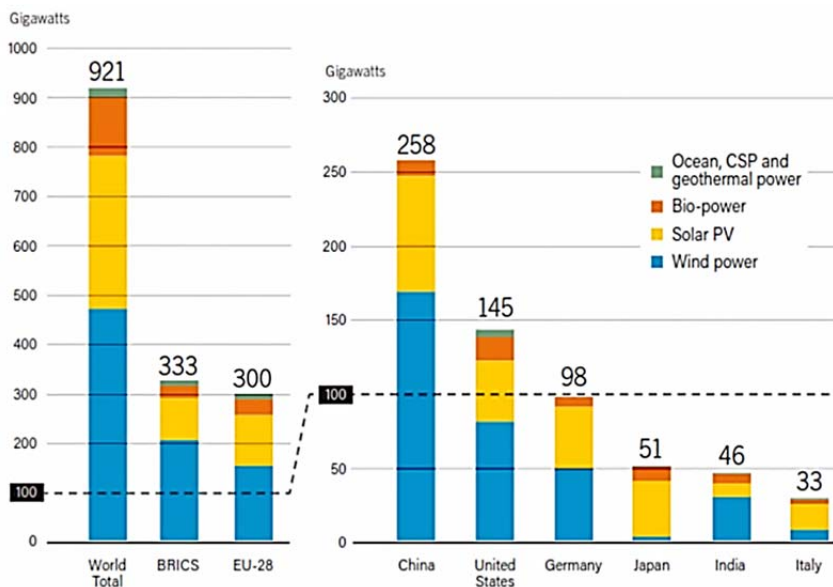
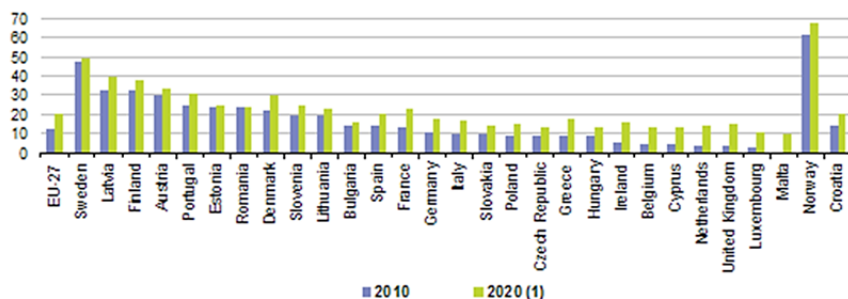


Рис. 2.13. Установленная мощность ВИЭ в регионах мира и первые 6 стран в мировом рейтинге (2016 г.)

Значительные достижения в развитии возобновляемой энергетики имеют страны Евросоюза (300 ГВт установленной мощности, см. рис. 2.13). Если рассмотреть процентный вклад ВИЭ в энергопотребление стран Евросоюза, то можно отметить значительные достижения скандинавских стран и Латвии (рис. 2.14). Такие успехи Европы в рассматриваемой отрасли обусловлены государственной поддержкой и стимулированием использования ВИЭ.



(1) Legally binding targets for 2020.
Source: Eurostat (online data code: t2020_31)

Рис. 2.14. Тенденция развития ВИЭ в странах Евросоюза

В долгосрочной перспективе развития мировой энергетики до 2100 г. планируется снижение использования углеводородной энергетики до 30–35 % за счет замены ее возобновляемыми источниками энергии (рис. 2.15).

В Республике Беларусь, как и мире, наибольший вклад в возобновляемую энергетику вносят источники, работающие на древесном топливе (дрова, щепа, древесные отходы) (табл. 2.1, рис. 2.16). В последние годы в стране введены в эксплуатацию новые фотоэлектрические станции, ветроэнергетические установки и гидростанции, которые будут рассмотрены в соответствующих подразделах пособия.

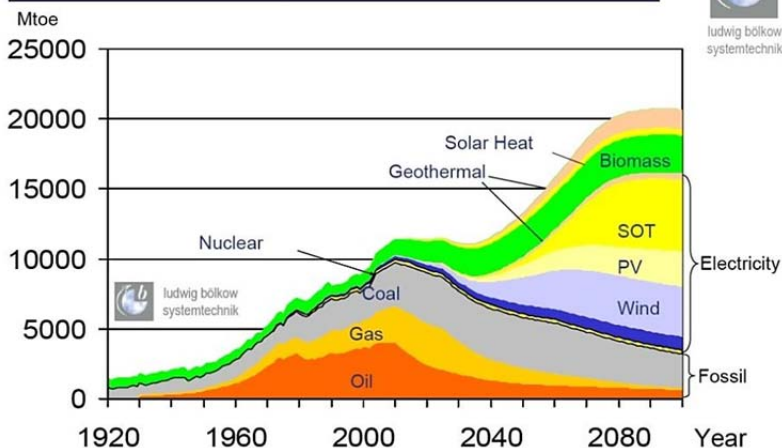


Рис. 2.15. Сценарий развития мировой энергетики

Таблица 2.1

Установки ВИЭ в Республике Беларусь по состоянию на 01.08.2017 г.

Вид установки ВИЭ	Количество установок в Республике Беларусь / установленная мощность, МВт (по состоянию на 01.08.2017)
Энергоисточники на местных видах топлива, в т. ч. мини-ТЭЦ на древесном топливе	Около 6000 шт. / более 6300 МВт тепловой 17 шт. / 73, 6 МВт электрической / 264 МВт тепловой
Биогазовые установки	19 / 27,4 МВт
Гидроэлектростанции	53 / 95,4 МВт
Ветроэнергетические установки	78 / 75,9 МВт
Фотоэлектрические станции	45 / 137,8 МВт

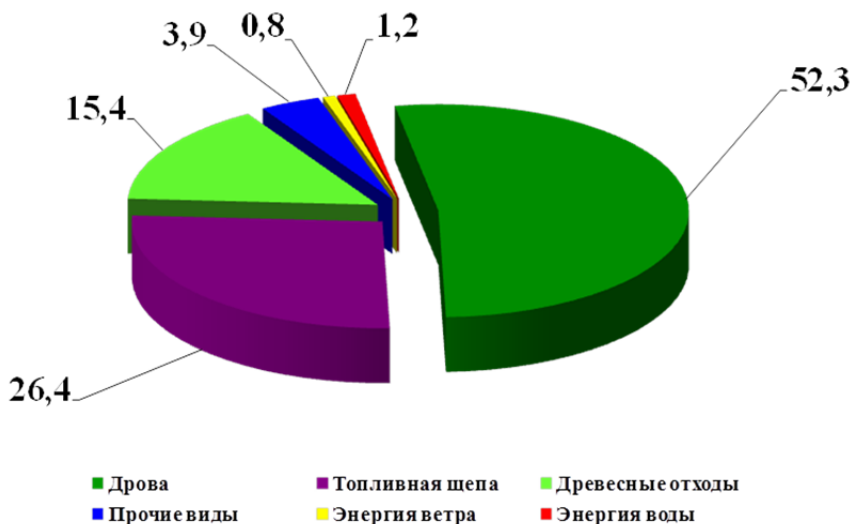


Рис. 2.16. Баланс возобновляемых источников энергии в Беларуси, % (2016 г.)

2.2. Солнечная энергетика

2.2.1. Солнечное излучение и его характеристики

Солнечная энергия излучается в пространство благодаря термоядерной реакции, которая протекает внутри звезды.

На землю падает поток энергии, равный $174 \cdot 10^{15}$ Вт. Основной величиной, характеризующей этот вид энергии, является солнечная постоянная, т. е. плотность потока излучения, падающего на площадку, перпендикулярную этому излучению и расположенную над атмосферой. Ее численное значение составляет около 1353 Вт/м^2 .

Проходя через атмосферу, солнечное излучение ослабляется, частично пронизывает атмосферу прямыми лучами и достигает земной поверхности в виде прямого и рассеянного излучения (рис. 2.17, 2.18). На уровне Земли солнечная постоянная не превышает 1000 Вт/м^2 .

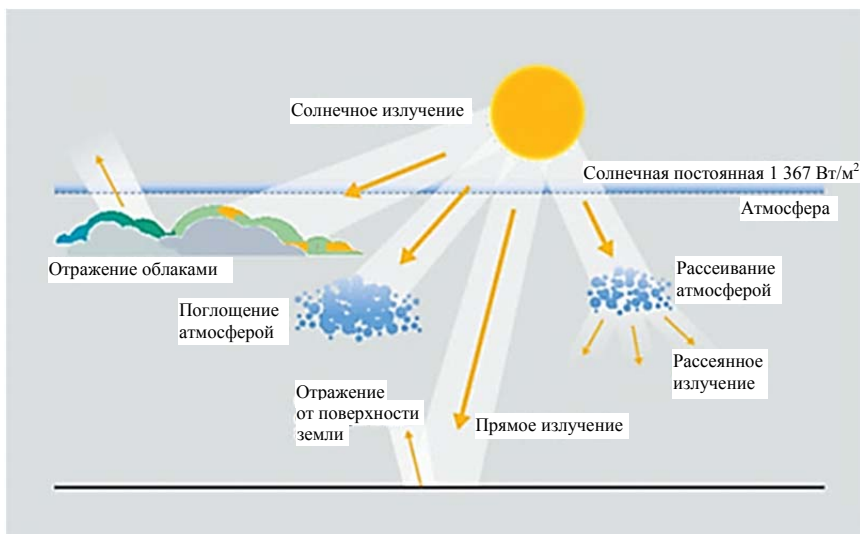


Рис. 2.17. Процессы, происходящие при прохождении солнечного излучения через атмосферу

Как видно из рис. 2.18 только примерно половина энергии (89 из 174 пента Вт) достигает поверхности земли. Остальная часть энергии, как уже упоминалось, отражается атмосферой, облаками, поверхностью земли. 33 пента Вт энергии адсорбируется атмосферой. Энергия также излучается в околоземное пространство атмосферой и поверхностью земли.

Солнечное излучение, достигающее земной поверхности, неоднородно по своему составу и его можно разделить на три диапазона: ультрафиолетовый, видимое излучение и инфракрасный диапазон.

Каждый участок спектра вносит свою долю излучения: ультрафиолетовый – 7 %, видимый – 47 %, инфракрасный – 46 %.

Облученность рассматриваемой площадки зависит от географической широты, времени года, суток, наличия облаков и загрязнений в атмосфере, от угла наклона к горизонту.

Как уже упоминалось выше, солнечное излучение состоит из прямого и рассеянного (диффузного) излучения. Последнее возникает от солнечного света, который рассеивается через облака, за счет испарения и др. и попадает на поверхность земли по различным направлениям. Некоторые солнечные системы (гелиоустановки) используют

прямое излучение (яркое солнце), в большинстве случаев можно использовать как прямое, так и диффузное излучение.

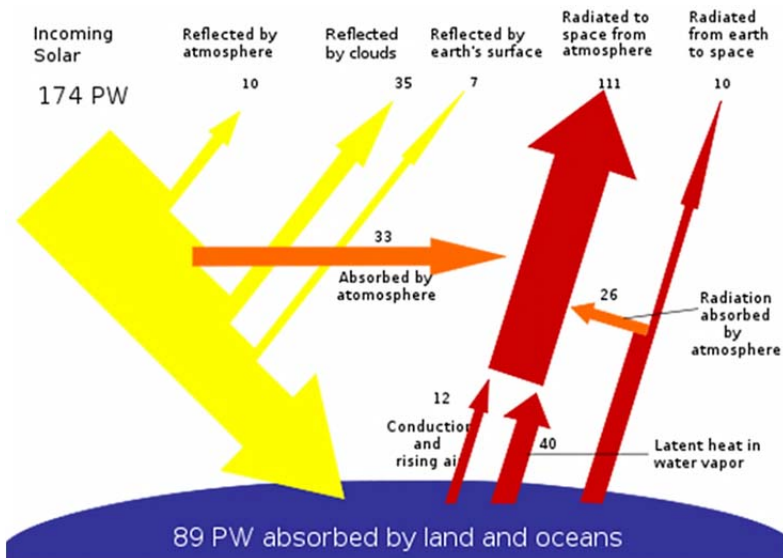


Рис. 2.18. Количественные характеристики солнечной энергии:
(earth – земля; clouds – облака; latent heat – латентная (скрытая) теплота;
PW – penta (penta) watt (10^{15} ватт); absorbed by land and oceans – абсорбировано
землей и океанами)

Солнце является основным поставщиком энергии на нашей планете. Его излучение превышает нынешнее мировое потребление энергии в 7 тыс. раз. Если бы солнечное излучение в Сахаре использовалось на 10 %, то на площадь приблизительно 700 км на 700 км можно было бы производить нынешнюю мировую потребность в энергии (рис. 2.19). Однако, при современном развитии техники и технологий невозможно экономически выгодно обеспечить передачу энергии потребителям, находящимся в различных местах земного шара.

На географической широте Республики Беларусь солнечное излучение намного меньше, чем в Сахаре: в республике в год излучается до 1200 кВт·ч/м². Это соответствует количеству энергии, содержащемуся в 60 литрах нефти. В целом ежегодное солнечное излучение на всей территории Беларуси составляет такое количество

энергии, которое превышает в 20 раз потребность в газе для выработки энергии.

Required space for full maintenance of solar energy

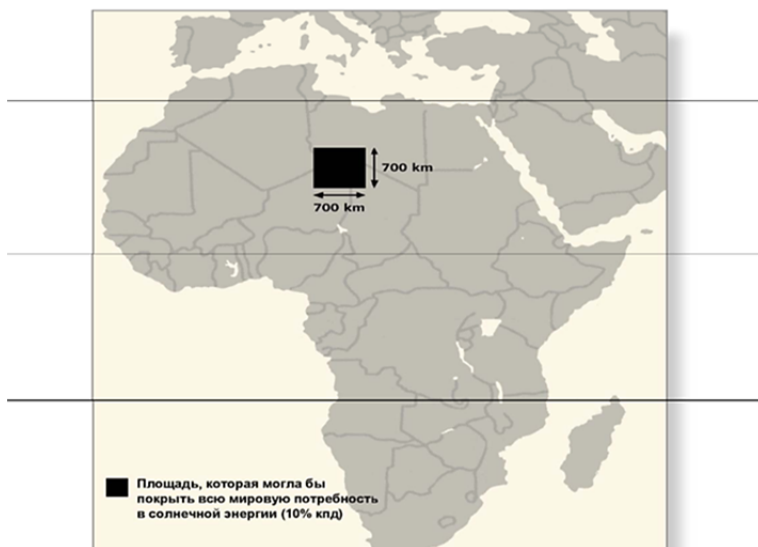


Рис. 2.19. Потенциальные возможности использования солнечной энергии в пустыне Сахара

Величина солнечной радиации, приходящейся на квадратный метр поверхности, зависит в значительной степени от угла падения и, соответственно, от времени года. Как видно из табл. 2.2, месячное излучение на территории г. Минска изменяется примерно от $12 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ (декабрь) до $158 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$.

2.2.2. Общая характеристика технологий использования солнечного излучения. Пассивное использование солнечной энергии

Технологии использования солнечной энергии можно классифицировать следующим образом:

- пассивное использование солнечного излучения;
- водонагрев (солнечные тепловые коллекторы) (рис. 2.20, а);
- фотоэлектричество (фотоэлектрические модули) (рис. 2.20, б);

- использование концентрированного солнечного излучения (рис. 2.20, в);
- использование солнечного излучения для получения топлива (например, водорода).

Таблица 2.2

Ежемесячное солнечное излучение на территории г. Минска и г. Василевичи (кВт ч/м²)

Местоположение	Минск	Василевичи
Январь	23,10	25,80
Февраль	35,27	38,88
Март	81,38	71,38
Апрель	90,27	83,05
Май	132,22	125,55
Июнь	147,50	138,67
Июль	141,38	128,33
Август	115,27	117,44
Сентябрь	85,27	91,61
Октябрь	44,44	49,72
Ноябрь	15,55	18,61
Декабрь	12,22	11,94



Рис. 2.20. Варианты использования солнечной энергии

Преобразование солнечной энергии в тепловую обеспечивается за счет способности атомов вещества поглощать электромагнитное излучение. При этом энергия электромагнитного излучения преобразуется в кинетическую энергию атомов и молекул вещества,

т. е. в тепловую энергию. При пассивном использовании солнечного излучения нагрев объектов, например, внутренних помещений жилых зданий, осуществляется за счет прямого поглощения солнечного излучения, конструкциями, мебелью и другими предметами, находящихся внутри помещения (рис. 2.21). Результатом этого является повышение температуры и, соответственно, снижение тепловой энергии, требуемой для обогрева зданий за счет других источников (котельные, электрический обогрев и др.). Это направление в домостроении получило название «солнечная архитектура».

Важным с точки зрения пассивного использования солнечной энергии является учет следующих факторов (рис. 2.22):

- ориентация строения на юг;
- его максимальная теплоизоляция;
- распределение жилых помещений на солнечной стороне;
- минимизация внешних затеняющих элементов;
- отсутствие затенения зданий при квартальной застройке;
- использование внутри помещений элементов его отделки и материалов, максимально поглощающих солнечную энергию и имеющих повышенную теплоемкость (плитка темных оттенков, мраморные подоконники, отсутствие обоев и т. п.)

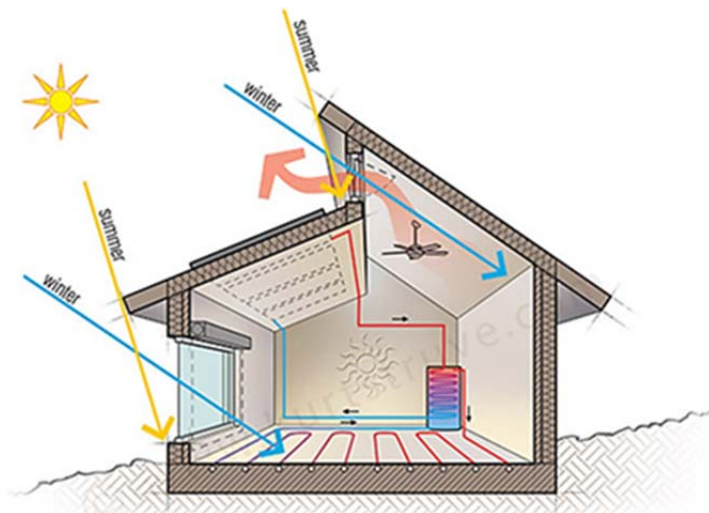
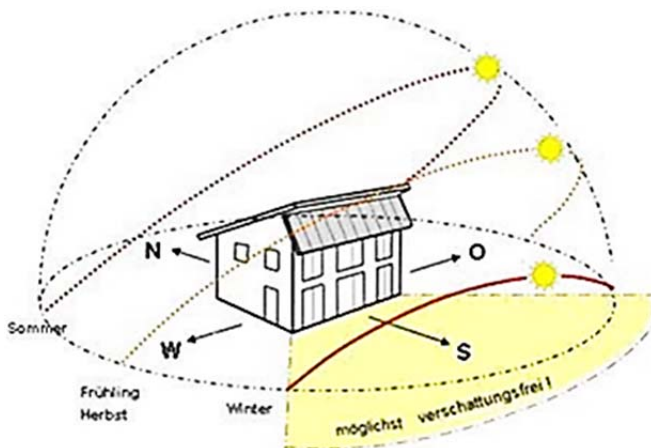


Рис. 2.21. Пассивное использование солнечной энергии в домостроении



a



б

Рис. 2.22. Размещение здания и особенности его конструкции в солнечной архитектуре

Как видно из рис. 2.21, 2.22 применение специальных выступающих элементов конструкции здания позволяет обеспечить проникновение солнечных лучей внутрь помещений в зимнее время, а в летнее горячее время ограничить нагрев за счет солнечной энергии. Можно также отметить, что зашторивание окон вместе с остеклением (рис. 2.23) обеспечивает проникновение в дом только 12,1 % тепловой и 8 % радиационной составляющей солнечной энергии.

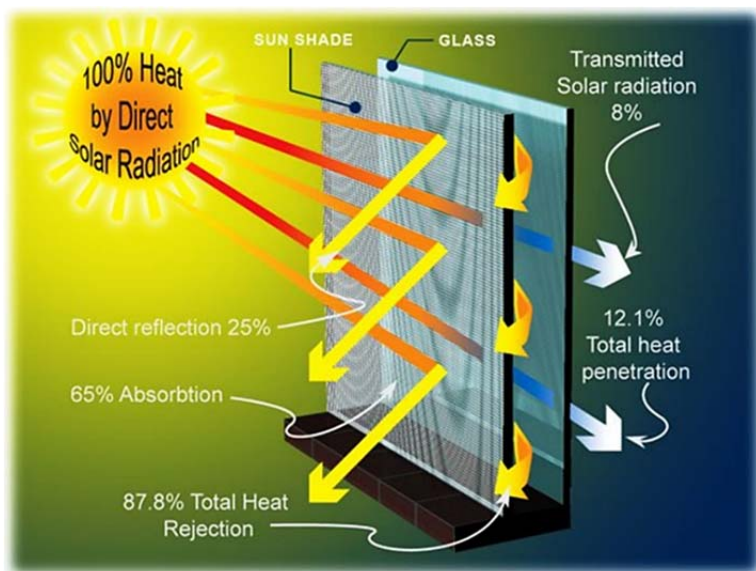


Рис. 2.23. Влияние зашторивания и остекления на проникновение в дом солнечной энергии

Преимущества солнечной архитектуры:

- летом отсутствует перегрев, вызванный солнечным излучением, и поэтому уменьшается необходимость охлаждения;
- зимой солнечное излучение используется максимально, уменьшая необходимость отопления;
- при планировании домов используются только пассивные решения, такие как расположение и величина окон, расположение здания по отношению к сторонам света и т. д., поэтому не происходит дополнительного энергопотребления и загрязнения окружающей среды;
- является экономически целесообразным, так как пассивные, являющиеся частью здания компоненты служат столько же, сколько само здание;
- поскольку используются традиционные архитектурные элементы, это не влияет на внешний облик здания;
- уменьшает использование углеводородного топлива;
- препятствует дальнейшему развитию климатических изменений.

Недостатки солнечной архитектуры:

- архитектуру пассивной солнечной энергии следует учитывать при проектировании здания;
- здание может иметь невыгодное для максимального использования солнечного излучения местоположение;
- в случае зданий, находящихся под защитой (исторические), могут возникнуть препятствия при изменении их внешнего вида;

2.2.3. Преобразование солнечной энергии в тепловую. Тепловые коллекторы, конструкции, применение

Для энергетических целей наиболее распространенным является использование солнечного излучения для нагрева воды в системах отопления и горячего водоснабжения (рис. 2.24).

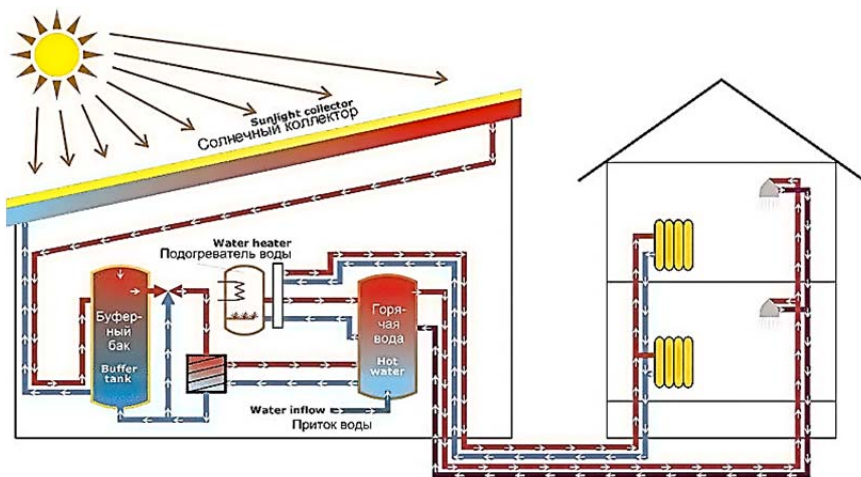


Рис. 2.24. Схема использования солнечных водонагревательных коллекторов

Солнечные водонагревательные коллекторы можно классифицировать по следующим характеристикам:

- 1) по конструкции систем циркуляции жидкости:
 - а) открытые (рис. 2.25, а);
 - б) закрытые (рис. 2.25, б).

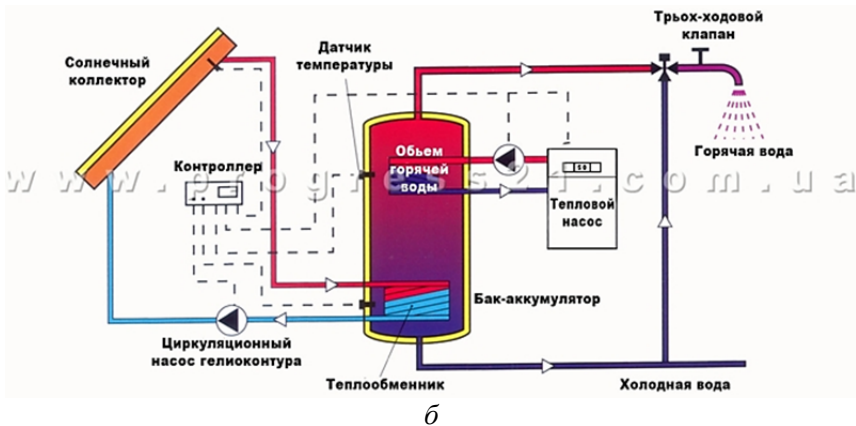
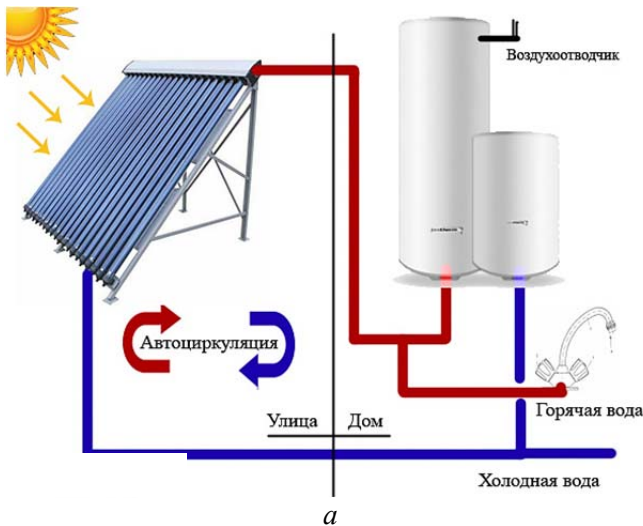


Рис. 2.25. Открытая (использование одного теплоносителя) (а) и закрытая (б) солнечная водонагревательная система

- 2) по принципу циркуляции жидкости в системе:
 - в) пассивные (с естественной циркуляцией жидкости) (рис. 2.26, а);
 - г) активные (с принудительной циркуляцией жидкости) (рис. 2.26, б).
- 3) по конструкции водонагревательной системы:
 - д) коллекторы на вакуумных трубках, (рис. 2.27);
 - е) неостекленные плоские коллекторы, (рис. 2.28, а);
 - ж) остекленные плоские коллекторы (рис. 2.28, б, в).

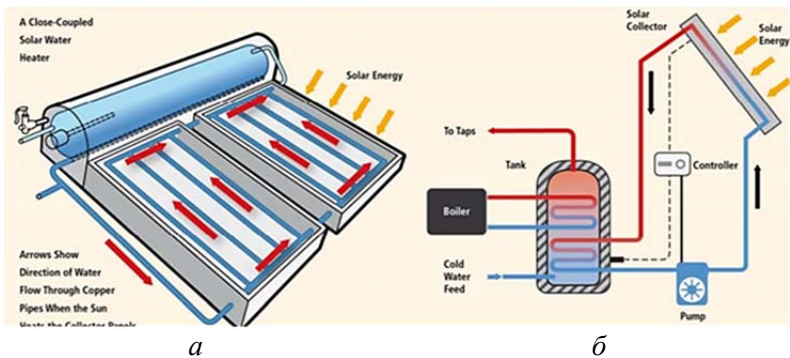


Рис. 2.26. Солнечная водонагревательная система: *a* – пассивная (естественная); *б* – активная (насосная)

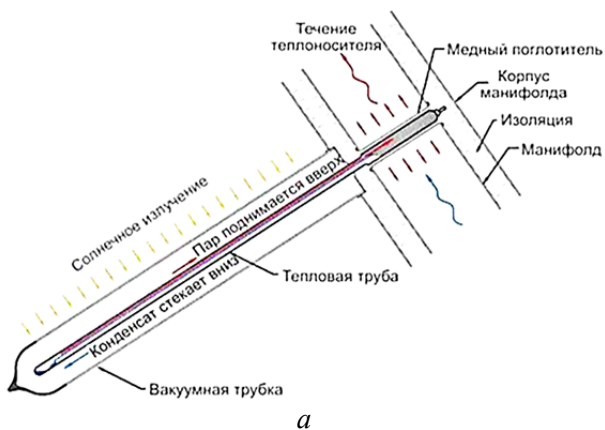
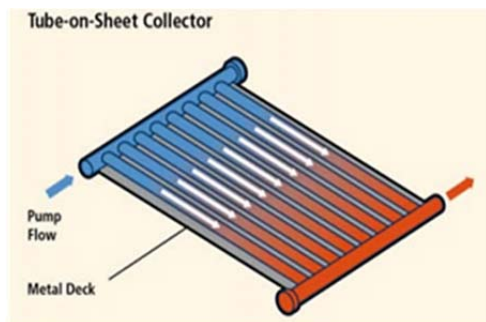
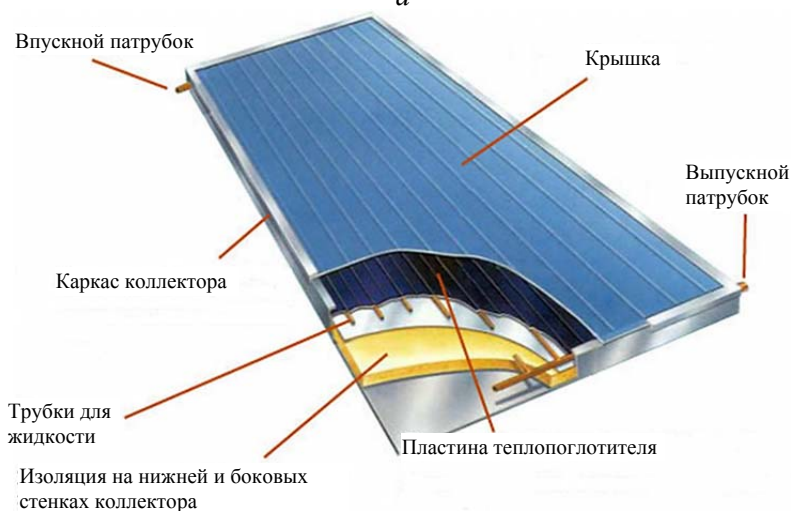


Рис. 2.27. Схема (*a*) и общий (*б*) вид солнечного теплового коллектора на вакуумных трубках



a



б

Рис. 2.28. Общий вид и конструкция плоского неостекленного (*a*), остекленного (*б*) коллекторов

В настоящее время в мире получили большее распространение солнечные тепловые коллекторы на вакуумных трубках (68 % рынка), объем применения плоских остекленных коллекторов составляет (28 %) и неостекленных – 4 %.

Открытые системы получили большее распространение в странах с плюсовыми температурами окружающей среды, так как в таких коллекторах в качестве теплоносителя применяется вода. Как видно из рис. 2.25, *б* закрытая система содержит два контура. Во внешнем контуре в качестве теплоносителя используются антифризы, что

позволяет применять системы в зимнее время (эффективность значительно ниже, чем в летнее время).

В активной системе (см. рис. 2.26, б) попадающее на коллектор солнечное излучение нагревает находящуюся в коллекторе жидкость (смесь из воды и антифриза). С помощью циркуляционного насоса подогретая жидкость поступает в теплообменник, находящийся в баке-накопителе, и нагревает находящуюся там воду. Охлажденная жидкость снова поступает в коллектор. Блок управления выравнивает температуру в коллекторе и накопителе и следит за тем, чтобы циркуляционный насос работал только в том случае, когда температура теплоносителя в коллекторе выше, чем в накопителе, обеспечивают возможность оперативного регулирования температуры во вторичном контуре за счет изменения скорости циркуляции жидкости.

Неостекленные коллекторы (см. рис. 2.28, а), хотя и имеют наиболее простую конструкцию, однако подвержены в большей степени атмосферным воздействиям, поэтому их применение постоянно снижается. Коллектор состоит из трубчатого поглотителя черного цвета. Поглотители такого вида используются преимущественно для подогрева воды в бассейнах в летний период, т. к. разница температур между абсорбером и внешней средой незначительна. Наиболее часто их изготавливают из синтетических материалов (полипропилен), что делает их производство более выгодным по сравнению с металлическими поглотителями. За счет их стойкости к такому химикату, как хлор, вода из бассейна может непосредственно использоваться в качестве теплоносителя. За исключением некоторых моделей пластмассовые поглотители существуют в виде трубчатого либо плоского абсорбера.

Плоский остекленный коллектор (см. рис. 2.28, в) состоит из трубок водяного коллектора (поглотителя), крышки в виде стеклянного покрытия, корпуса коллектора, в нижней части которого и на боковых стенках размещается теплоизоляционный слой. Поглотитель, расположенный внутри коллектора, адсорбирует солнечное излучение, нагревается и отдает тепло теплоносителю.

Корпус коллектора может быть изготовлен из пластмассы либо металла. Теплоизоляцию задней стенки коллектора должен обеспечивать термостойкий материал с высоким термическим сопротивлением (на основе стекловолокон). Так как температура в коллекторе может достигнуть 200 °С (если тепло временно не используется), все компоненты системы также должны быть термостойкими.

С одной стороны, стеклянное покрытие передней стенки коллектора должно как можно лучше пропускать солнечные лучи, с другой стороны, удерживать тепло поглотителя, как в парнике. Материал, из которого изготовлено покрытие коллектора, должен обладать следующими свойствами:

- высокая светопроницаемость на протяжении всей эксплуатации коллектора;
- низкая степень отражения солнечных лучей;
- защита от охлаждения ветром либо через конвекцию;
- защита от влажности;
- стабильность при механическом воздействии.

В качестве покрытия передней стенки коллектора в большинстве случаев используется термически обработанное стекло с низким содержанием железа.

Для изготовления поглотителя тепла используется преимущественно медь, сталь либо алюминий, причем существуют различные конструктивные модели этой детали коллектора. Основной акцент делается на том, чтобы поглотитель имел высокую способность поглощать свет и низкую способность излучать тепло в окружающую среду. Это достигается с помощью селективного покрытия, способствующего преобразованию коротковолнового солнечного излучения в тепло и снижающего длинноволновое излучение. Селективное покрытие изготавливается из черного хрома либо черного никеля.

Функционирование вакуумных коллекторов основывается на принципе минимизации тепловых потерь за счет создания вакуумного пространства между поглотителем и стеклянным покрытием (см. рис. 2.27). Используя также и селективное покрытие поглотителя, сокращающее потери теплового излучения.

Различают вакуумно-трубчатые и вакуумные плоские коллекторы. В вакуумно-трубчатых коллекторах поглотитель встроен в вакуумную стеклянную трубку. В коллекторном модуле друг около друга расположено от 6 до 30 вакуумных труб (диаметр 6,5–10 см). В изолированной коробке стеклянные трубки подключаются к тепловой системе.

За счет лучшей термоизоляции и более интенсивной теплопередачи, в частности, за счет использования тепловых труб, коллекторы на вакуумных трубках имеют наибольший КПД (70–80 %).

В Республике Беларусь солнечные водонагревательные коллекторы чаще всего применяются в бытовых целях для водоподогрева, а также интенсификации процессов сушки в сельскохозяйственном производстве. По состоянию на 2016 г. в стране работало более 300 солнечных водонагревателей с общей установленной мощностью 3,8 МВт. В мире суммарная тепловая мощность солнечных коллекторов на конец 2016 г. составила 456 ГВт.

2.2.4. Воздушные солнечные коллекторы

Использование воздуха в качестве теплоносителя в коллекторах (рис. 2.29) имеет свое преимущество: это позволяет напрямую сушить, например, сельскохозяйственные продукты или отапливать помещения. Кроме этого, при создании такой гелиоустановки возникает значительно меньше проблем, т. к. неполная герметичность не ставит под угрозу функционирование коллектора, а также не существует опасности замерзания жидкого теплоносителя.

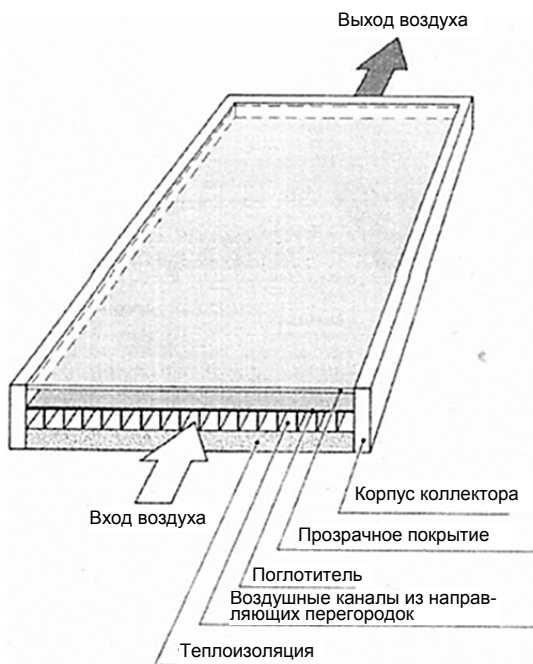


Рис. 2.29. Конструкция солнечного воздушного коллектора

Учитывая теплоемкость воздуха, которая в 3400 раз меньше теплоемкости воды, требуется относительно большой объем циркулирующего воздуха, соответственно большое поперечное сечение трубы и мощность привода вентиляторов.

Как видно из рис. 2.29 поступающий воздух из окружающей среды проходит через воздушные каналы коллектора и нагревается солнечными лучами через прозрачное покрытие, пропускающее тепловую часть спектра солнечного излучения. Для улучшения теплопередачи обратная сторона поглотителя может оснащаться ребристыми тепловыми дефлекторами.

2.2.5. Использование концентрированного солнечного излучения

Использование концентрированного солнечного излучения (Concentrating Solar Power) – перспективное направление в солнечной энергетике, которое в последние годы активно развивается в мире, в особенности в странах с горячим климатом. Сущность технологии состоит в концентрации солнечного излучения на объекте нагрева (чаще всего вода) с помощью специальных зеркал или системы отражателей (рис. 2.30). Производимый при этом пар может использоваться для целей нагрева или же для привода турбины электростанции.

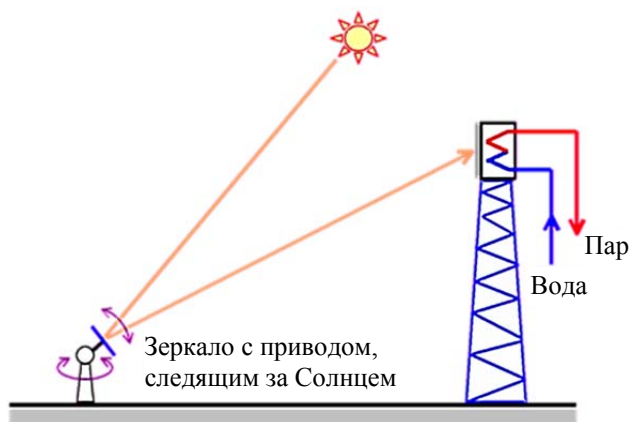


Рис. 2.30. Технология использования концентрированного солнечного излучения

Существуют солнечные теплоэлектростанции трех типов:

– башенного типа с центральным приемником-парогенератором, на поверхности которого концентрируется солнечное излучение от плоских зеркал-гелиостатов (рис. 2.31, *а*);

– параболического (лоткового) типа, где в фокусе параболоцилиндрических концентраторов размещаются вакуумные приемники-трубы с теплоносителем (рис. 2.31, *б*);

– тарелочного типа, когда в фокусе параболического тарелочного зеркала размещается приемник солнечной энергии с рабочей жидкостью (рис. 2.31, *в*).

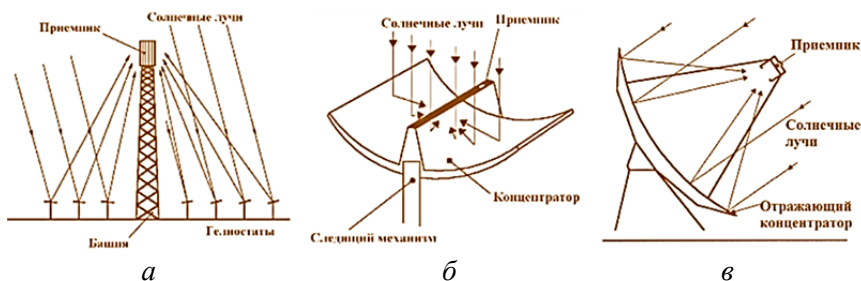


Рис. 2.31. Варианты использования концентрированного солнечного излучения

Станции башенного типа (см. рис. 2.33, *а*) состоят из пяти основных элементов:

- 1) оптической системы (гелиостаты);
- 2) автоматической системы управления зеркалами и станцией в целом;
- 3) парогенератора;
- 4) башни, которая удерживает гелиоприемник;
- 5) системы преобразования энергии, включающей теплообменники, аккумуляторы энергии и турбогенераторы.

Температура, которую можно получить на вершине башни с помощью зеркальных концентраторов, составляет 300–1500 °С. В одном модуле можно получить мощность, не превышающую 200 МВт, что связано со снижением эффективности переноса энергии от наиболее удаленных концентраторов на вершину башни.

Мировая практика эксплуатации станций башенного типа доказала их техническую осуществимость и работоспособность. Основ-

ными недостатками таких установок являются их высокая стоимость и значительная площадь, которую они занимают (рис. 2.32). Так для размещения башенной электростанции мощностью 100 МВт необходима площадь 200 га.

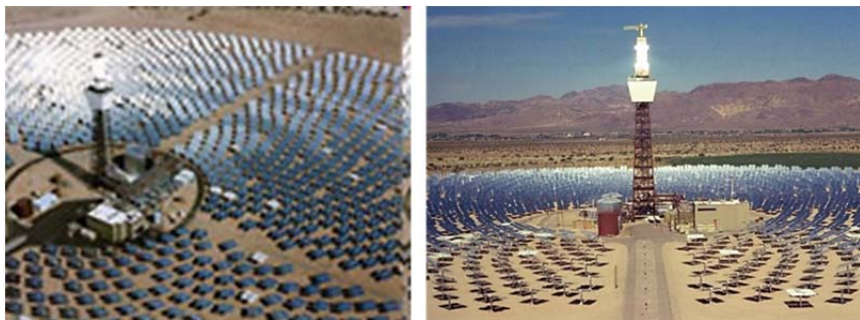


Рис. 2.32. Общий вид теплоэлектростанций башенного типа

В солнечных электростанциях параболического типа (см. рис. 2.31, б, рис. 2.33) используются параболические зеркала (лотки), концентрирующие солнечную энергию на приемных трубках, которые расположены в фокусе конструкции и содержат в себе жидкостный теплоноситель. Эта жидкость нагревается приблизительно до $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ и прокачивается через ряд теплообменников, при этом вырабатывается перегретый пар, который приводит в действие обычный турбогенератор для выработки электрической энергии.

Станции параболического типа применяются все шире, благодаря более простой системе слежения за Солнцем и меньшей материалоемкости. КПД может достигать 20 %, а мощность 100 МВт (в Калифорнии функционирует электростанция с общей мощностью 353 МВт).

В установках тарелочного типа (рис. 2.34) используются параболические тарелочные зеркала, которые фиксируют солнечную энергию на приемнике, расположенном в фокусе каждой тарелки. Жидкость в приемнике нагревается до $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ее энергия используется для выработки электрической энергии. Установки имеют систему слежения за Солнцем. Ввиду эффекта абберации в связи с отклонением от идеальной формы и других конструктивных факторов мак-

симальный диаметр тарелок не превышает 20 м при средней мощности до 60–75 кВт.



Рис. 2.33. Общий вид электростанции с протяженными параболическими концентраторами

Удельная стоимость солнечной электростанции тарелочного типа может быть меньше, чем электростанций башенного и параболического типа, и близка к удельной стоимости АЭС.



Рис. 2.34. Общий вид электростанций с параболическими тарелочными зеркалами

Как видно из рис. 2.35 интенсивное использование концентрированного солнечного излучения началось во втором десятилетии текущего века. Установленная мощность электростанций этого типа в мире на конец 2016 г. составила 4,8 ГВт.

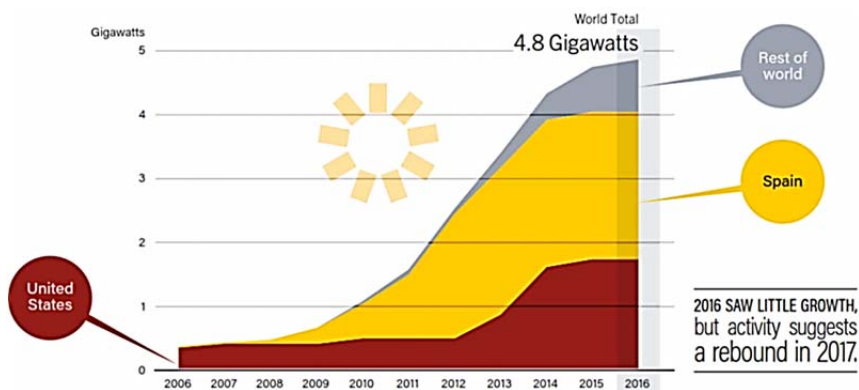


Рис. 2.35. Динамика использования концентрированного солнечного излучения в мире

Концентрированное солнечное излучение используется также в специальных солнечных печах для нагрева и плавки материалов. В этих устройствах энергия концентрируется в ограниченном пространстве и коэффициент концентрации энергии может достигать величин от 3000 до 20 000, а температура в рабочей зоне – 3000–4000 °С. При этой температуре плавится любой материал.

Преимуществом нагрева с помощью солнечных лучей является высокая скорость процесса, которая превышает 1000 К/с. Расплавляемый материал не загрязняется посторонними включениями, так как узкий луч плавит его в форме из того же материала. В рабочей камере можно создавать окислительную или восстановительную атмосферу.

В мире построено несколько десятков солнечных печей. Они имеются в США, Франции, Японии, Алжире, Узбекистане, Армении и в других странах. Мощность установок колеблется в широких пределах от 5–10 кВт до 1000–5500 кВт. Самый большой солнечный концентратор в мире построен в Узбекистане недалеко от Ташкента (рис. 2.36). Площадь зеркал – 1840 м², (12 090 зеркал). Максимальная температура в рабочей зоне – 2000 °С.



Рис. 2.36. Общий вид самого большого солнечный концентратор в мире (Узбекистан)

Швейцарская компания Clean Hydrogen Producers (CHP) разработала технологию производства водорода из воды при помощи параболических солнечных концентраторов. Площадь зеркал установки составляет 93 м². В фокусе концентратора температура достигает 2200 °С. Вода начинает разделяться на водород и кислород при температуре более 1700 °С. Производство водорода составляет 3800 кг в год (около 10,4 кг в день).

2.2.6. Фотоэлектрические преобразователи солнечной энергии

Прямое преобразование солнечной энергии в электрическую (фотоэлектрические преобразователи) возможно при использовании такого физического явления как фотоэффект. Фотоэффектом называются электрические явления, происходящие при освещении вещества светом, а выход электронов из металлов (фотоэлектрическая эмиссия, или внешний фотоэффект) (рис. 2.37, а); перемещение зарядов через границу раздела полупроводников с различными типами проводимости (вентильный фотоэффект) (рис. 2.37, б, в); изменение электрической проводимости п/п (фотопроводимость).

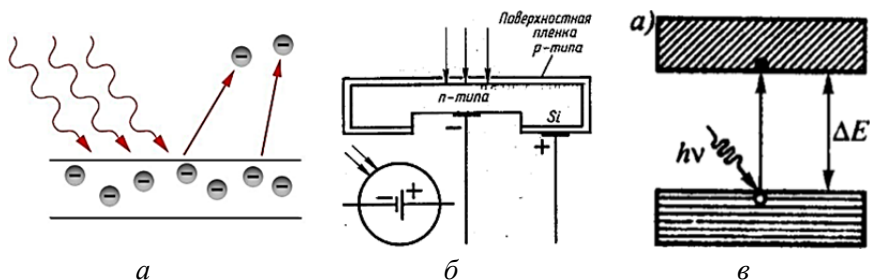


Рис. 2.37. Варианты проявления фотоэффекта

При создании фотоэлектрических преобразователей солнечной энергии (солнечных фотоэлементов и батарей) используется вентильный фотоэффект, который, как уже упоминалось, проявляется при освещении границы раздела полупроводников с различными типами проводимости ($p-n$) (между ними устанавливается разность потенциалов (фото-ЭДС)) (рис. 2.38). Наиболее распространенным полупроводником, используемым для создания солнечных элементов, является кремний (поликристаллический, аморфный, пленочный). Более эффективными являются сложные полупроводники (фосфид индия, арсенид галлия и др.) Как видно из рис. 2.39, КПД фотоэлектрических преобразователей находится в пределах 12–24 % в зависимости от конструкции и применимых полупроводниковых материалов.

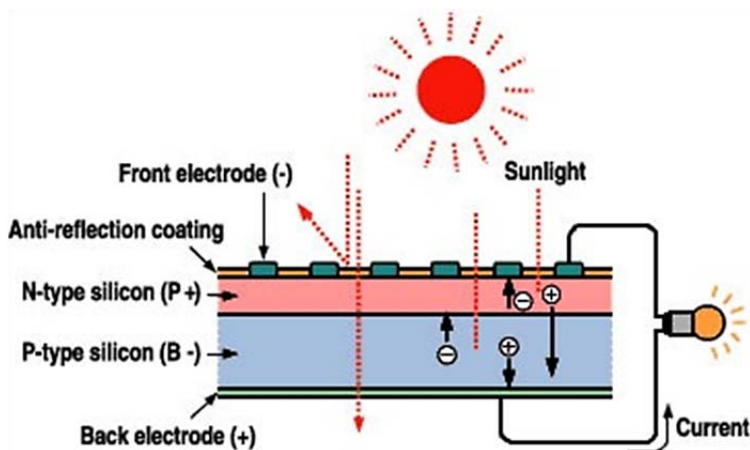


Рис. 2.38. Принцип работы фотоэлектрических преобразователей солнечной энергии

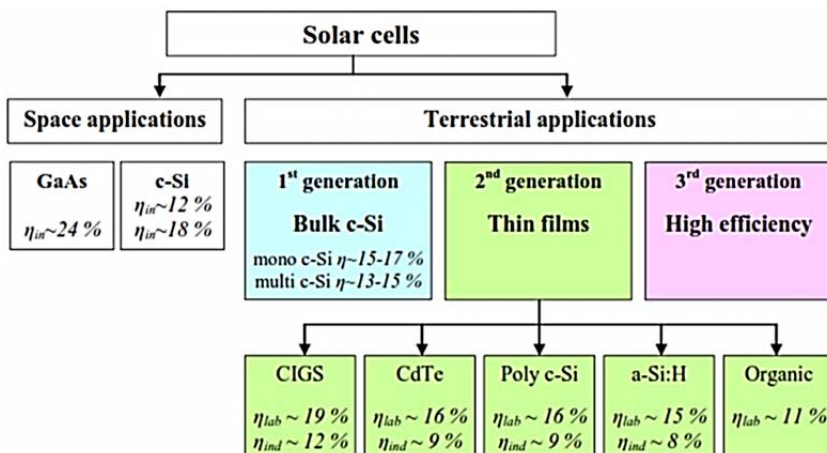


Рис. 2.39. Материалы, применяемые для изготовления фотоэлектрических преобразователей

При полном солнечном излучении (примерно 1000 Вт/м^2) на фотоэлектрическую ячейку размером $10 \times 10 \text{ см}$ приходится около 10 Вт энергии (рис. 2.40). В зависимости от качества изготовления ячейка может иметь мощность от 1 до $1,5 \text{ Вт}$, что соответствует КПД равному $10-15\%$.

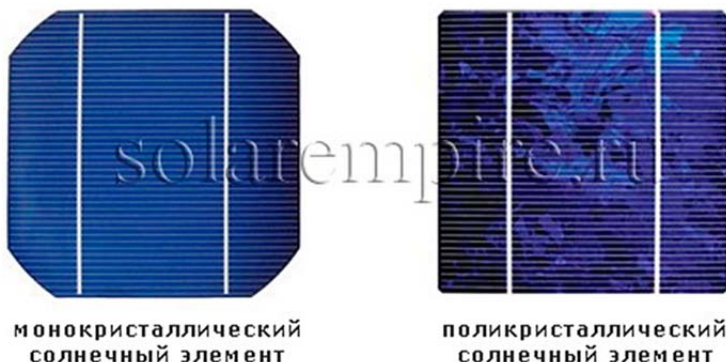


Рис. 2.40. Общий вид солнечных элементов

Максимальная эффективность использования солнечных батарей достигается при перпендикулярном падении солнечных лучей на поверхность. Это практически может быть достигнуто использова-

нием автоматических систем ориентации, которые называются трекерами (рис. 2.41). Их применение позволяет повысить эффективность в зимнее время – до 30 %. В летнее время – до 50 %.



Рис. 2.41. Общий вид солнечных батарей с системой автоматической ориентации

Конструктивно солнечные модули представляют собой плоские конструкции механически, электрически объединяющие между собой определенный набор фотоэлементов, которые для увеличения величины напряжения на выходе модуля соединяются между собой последовательно (рис. 2.42, 2.43). Мощность модулей обычно находится в пределах 150–250 Вт. Вырабатываемая мощность увеличивается при параллельном соединении модулей в батарее, таким образом создаются солнечные установки (электростанции). Обычно солнечные батареи размещаются на крышах домов или на открытой местности (рис. 2.44).

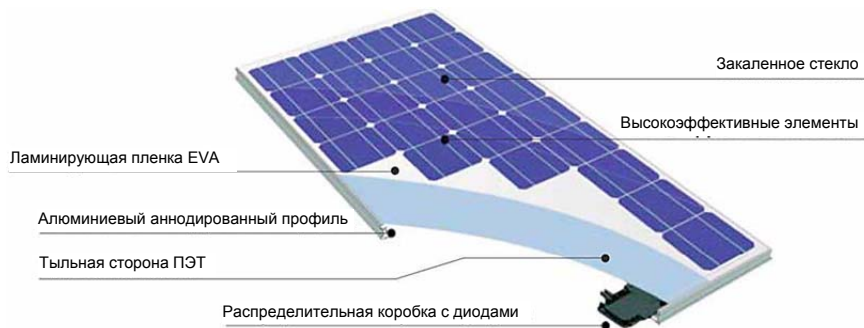


Рис. 2.42. Конструкция солнечного модуля



Рис. 2.43. Общий вид солнечных модулей



Рис. 2.44. Варианта монтажа солнечных батарей

К концу 2016 года суммарная мощность фотогальванических установок в мире достигла отметки в 303 ГВт, что является достаточным для обеспечения 1 % всей мировой потребности в электричестве (рис. 2.45). На мировой арене в увеличении производства солнечной энергии ведущие позиции заняли Китай, Германия и Япония.

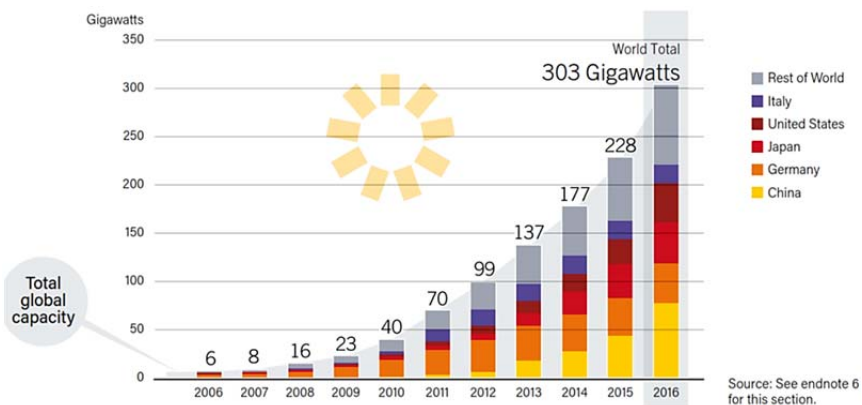


Рис. 2.45. Установленная мощность солнечных фотоэлектрических электростанций в мире

Самая крупная солнечная электростанция находится в Марокко (пустыня Сахара) (рис. 2.46). Ее мощность составляет 500 МВт.



Рис. 2.46. Общий вид самой крупной солнечной электростанции (Марокко)

В Республике Беларусь на 01.08.17 г. работало 45 фотоэлектрических станций с общей установленной мощностью 137,0 МВт. Наиболее крупные солнечные фотоэлектростанции: недалеко от

озера Нарочь в Мядельском р-не (5,7 МВт) и в Брагинском районе Гомельской обл. (18,5 МВт). В 2017 г. введена в эксплуатацию ФЭС мощностью 55, 0 МВт недалеко от г. Речицы (ГПО «Беларусьнефть») (рис. 2.47).



Рис. 2.47. Общий вид крупнейших в РБ солнечных электростанций:
а – Брагинский р-н; *б* – г. Речица

Следует отметить, что с совершенствованием и отработкой технологий стоимость солнечного электричества постоянно снижается (рис. 2.48). При сохранении тенденций на рынке фотоэлектрических преобразователей, уже в ближайшие годы солнечная энергетика станет конкурентоспособной относительно других видов.

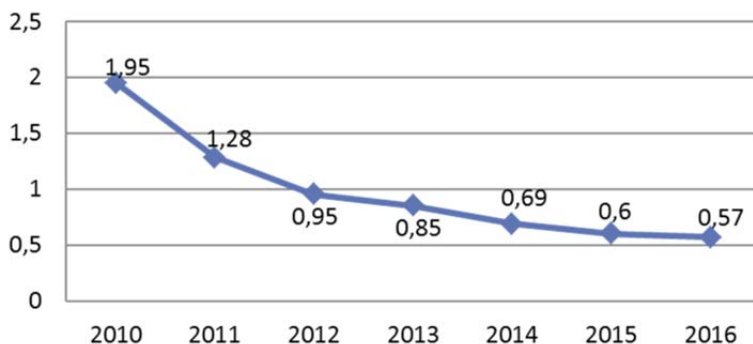


Рис. 2.48. Изменение стоимости фотоэлектрических преобразователей (модулей) (USD/Вт)

Наряду с промышленным производством электрической энергии, солнечные модули в последние годы используются при создании новых экологически чистых транспортных средств (гибридных автомобилей, самолетов, дирижаблей и т. п. (рис. 2.49).



Рис. 2.49. Использование солнечных преобразователей для энергообеспечения транспортных средств

2.2.7. Космические солнечные электростанции

На сегодняшний день солнечные батареи считаются одним из самых надежных и достаточно хорошо отработанных вариантов обеспечения космического аппарата энергией (рис. 2.50). Для обеспечения максимума отдаваемой батареями энергии перпендикуляр к их поверхности должен быть направлен на Солнце с точностью $10\text{--}15^\circ\text{C}$. В случае жестких панелей это достигается или ориентацией самого космического аппарата или специализированной автономной электромеханической системой ориентации солнечных батарей, при этом панели подвижны относительно корпуса аппарата.

При затенении батарей в результате маневров или входа в тень планеты выработка энергии фотоэлектрическими преобразователями прекращается, поэтому систему энергоснабжения дополняют химическими аккумуляторами или топливными ячейками.



Рис. 2.50. Использование солнечных батарей для энергообеспечения солнечных аппаратов

Основной принцип идеи солнечных космических электростанций заключается в том, что установки, расположенные на поверхности Луны, или в космосе концентрируют солнечное излучение (зеркала-концентраторы) и передают его в виде микроволнового пучка частотой 2,5–6 ГГц на приемник, расположенный на поверхности Земли.

Такая система позволяет концентрировать зеркалами на 35 % больше излучения, которое рассеивается при попадании в атмосферу Земли. Кроме того, геостационарные спутники позволяют поставлять энергию стабильно и непрерывно, что тоже немаловажно, ввиду отсутствия на сегодняшний день выгодных устройств для аккумулирования больших объемов энергии (рис. 2.51).

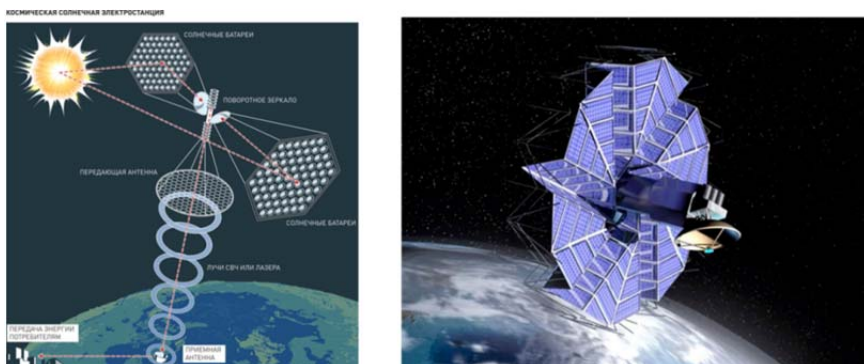


Рис. 2.51. Проекты солнечных электростанций

Использование микроволнового излучения накладывает ряд ограничений. Во-первых, размер передатчика даже при низшей границе частоты передачи в 2,5 ГГц составит около километра. Приемник же придется делать и того больше – около 10 километров. Во-вторых, электронные компоненты, позволяющие преобразовывать свет в микроволновое излучение и работать при огромных температурах, пока существуют лишь в виде малопригодных к промышленному использованию лабораторных прототипов. И, наконец, размеры зеркал и солнечных батарей оказываются в разы больше передатчика, а это километры материалов, которые нужно не только поднять на орбиту, но и собрать и настроить.

Однако эта область вызывает живой интерес в научном и техническом сообществе. Среди самых амбициозных проектов – запуск космической солнечной электростанции, представленный американской компанией Solaren.

Планируется вывести на геостационарную орбиту 5 спутников, со специальными зеркалами, фокусирующими солнечное излучение на солнечных модулях. Все 5 спутников будут собой представлять одну космическую солнечную электростанцию. Энергия будет передаваться на Землю с помощью микроволн и преобразовываться на приемной станции в электроэнергию. К реализации проекта планируется подключить такие промышленные гиганты как Boeing, Lockheed Martin, Pacific Gas & Electric. Планируемая мощность этой космической солнечной электростанции 200 МВт.

2.3. Ветроэнергетика

2.3.1. Физические основы ветроэнергетики.

Характеристики ветра

Первопричиной образования ветра, так же как и многих других динамических явлений, происходящих на поверхности Земли и в ее атмосфере, является энергия Солнца. Прямое поглощение солнечной энергии атмосферой весьма незначительно, поскольку активно поглощают ее только водяной пар, озон, углекислый газ и пыль. Что касается основных компонентов воздушной оболочки азота и кислорода, то эти газы для солнечных лучей прозрачны. Поэтому основная часть солнечной энергии передается атмосферному воздуху от нагретой поверхности Земли в виде инфракрасного излучения, молекулярной диффузии, конвективного теплообмена и прочих физических явлений.

Воздух, нагреваясь возле поверхности Земли, поднимается вверх, так как его удельный вес при нагревании становится меньше. Это вертикальное движение воздуха является первичным и основным в ряду последовательных процессов, вызывающих появление ветра. Последовательность процессов движения воздуха от нагрева к охлаждению и снова к нагреву, и т. д. по мере его движения относительно вращающейся вокруг оси поверхности Земли во времени и пространстве, приводит к возникновению атмосферной циркуляции (рис. 2.52).



Рис. 2.52. Атмосферная циркуляция воздуха от экватора к северному полюсу

Под влиянием циркуляций перемещение воздушных масс совершается как во времени, так и в пространстве:

- микромасштабные (продолжительность до 1 ч, перемещение на расстояние не более 20 км),
- синоптические (продолжительность более двух суток, перемещение на расстояние более 500 км),
- мезомасштабные (на расстояния, промежуточные между указанными выше).

Влияние форм и размеров океанов и материков искажает общую стабильную картину циркуляций вдоль побережий. С удалением от побережий циркуляция стабилизируется, но, тем не менее, влияние местных особенностей на скорость ветра иногда значительно (рис. 2.53).

В ветроэнергетических расчетах исходные характеристики общего уровня интенсивности ветра определяются по метеорологическим данным за длительный период времени, сопоставимый с предписанным сроком эксплуатации ветроэнергетической установки 20–25 лет.

Средняя скорость ветра определяется как средняя арифметическая величина, полученная из ряда замеров скорости ветра, выполненных через равные интервалы времени в течение заданного периода.

Фоновая скорость ветра – это приведенная расчетным путем к условиям открытой (без влияния крупных водных массивов) ровной местности в приземном слое на высоте 10 м от поверхности земли средняя годовая (сезонная или месячная) скорость ветра за 20–25-летний период, оцененная многолетними исследованиями государственных метеорологических станций и постов (рис. 2.55).

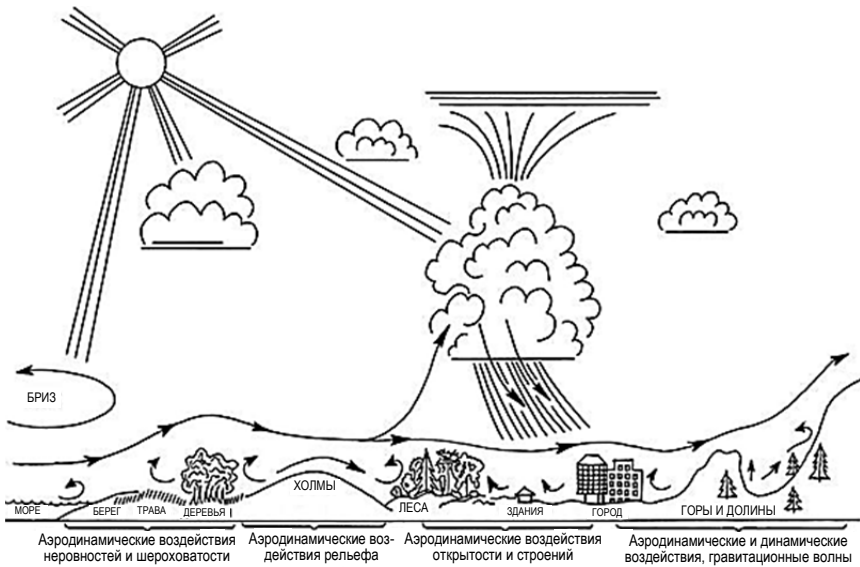


Рис. 2.53. Влияние на скорость ветра рельефа и шероховатости поверхности земли

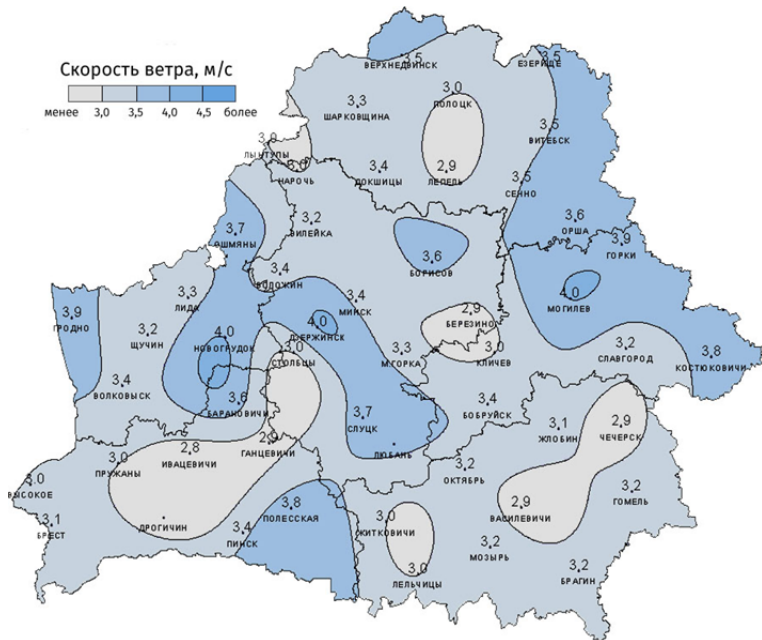


Рис. 2.54. Фоновая скорость ветра на территории Республики Беларусь (высота 10 м)

Для оценки эффективности использования ВЭУ необходимо знать среднегодовую скорость ветра на высоте опоры. Приблизительно эту скорость можно рассчитать с помощью следующей эмпирической формулы:

$$U_x = U_\phi \cdot (h_{10}/h_x)^m,$$

где U_x , U_ϕ – скорости ветра на высотах $h_{10} = 10$ м и $h_x = x$ м;
 m – показатель степенной функции.

Скорость ветра на высоте 10 м (см. рис. 2.54), как уже упоминалось, измеряется метеорологическими станциями. Значения m во многих работах принимается $m = 0,143$. В нормативных документах рекомендуют $m = 0,2$.

Один из примеров расчета скорости ветра на высоте 60 м показан на рис. 2.55. Однако для принятия решений о финансировании строительства ветроустановок расчетных значений скорости ветра недостаточно. Необходимо проводить практические измерения на высоте размещения ветротурбины (80–120 м) в течение года. Для этих целей строятся мачтовые конструкции и используется специальное оборудование с дистанционной передачей данных о скорости и других параметрах в онлайн режиме.

Для энергетического использования ветрового потока необходимо знать удельную кинетическую энергию, т. е. энергию воздушной массы плотностью ρ (кг/м³), имеющую скорость v (м/с).

$$P_y = 1/2 \rho v^3.$$

Плотность воздуха ρ при нормальных условиях равна 1,225 кг/м³. Ветровой поток, имеющий скорость 4 м/с и проходящий через поперечное сечение площадью 1 м² обладает энергией 20 Вт.

Основным показателем эффективности ветроустановок является коэффициент использования энергии ветрового потока ξ (коэффициент использования мощности ветрового потока), т. е. отношение величины механической энергии, развиваемой ветродвигателем, к полной энергии ветра, проходящей через ометаемую ветродвигателем площадь (идеальная величина $\xi = 0,593$). Под ометаемой площадью понимается площадь круга, создаваемого ветроколесом при вращении.

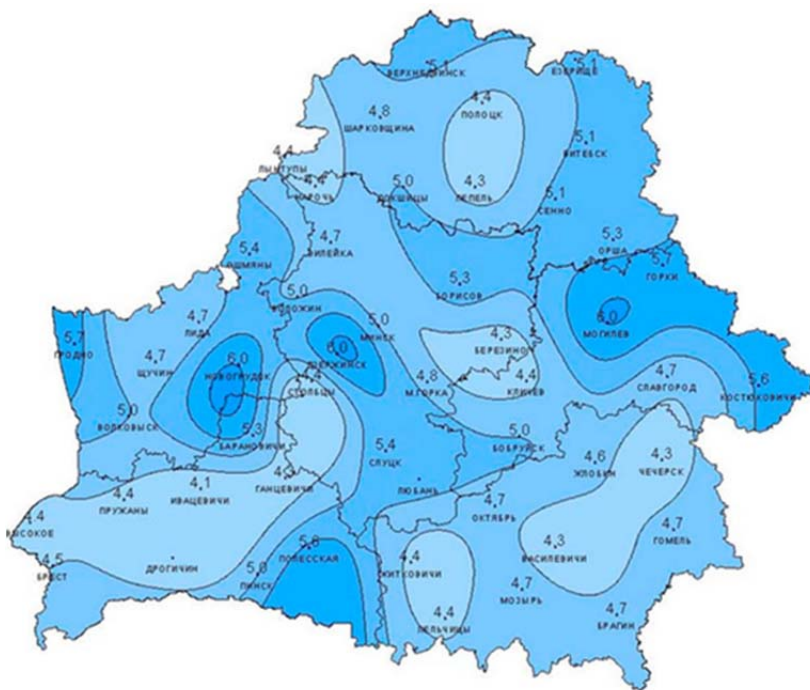


Рис. 2.55. Фоновая скорость ветра (м/с) на территории Республики Беларусь (высота 60 м, расчетные значения)

Эффективность использования энергии ветра зависит от количества дней в году, в течение которых скорость ветра достаточна для работы ветроустановок. Оценивается с помощью коэффициента использования мощности (the capacity factor) – отношение фактически выработанной энергии к теоретически возможной.

Типовое значение коэффициента – 15–40 % (максимальное значение достигается для площадок с высокими ветровыми нагрузками). Среднее значение коэффициента для ветроэнергетики Германии в 2012 г. составило 17,5 %, в Европе – 20–25 %, ВЭУ 1,5 МВт в Грабниках (Новогрудский р-н) – 32 %.

Пример: турбина, мощностью 1 МВт с коэффициентом использования мощности 35 % не произведет 8760 МВт·час в год ($1 \times 24 \times 365 = 8760$), а только $1 \times 0,35 \times 24 \times 365 = 3066$ МВт·час, т. е. ее фактическая мощность будет 0,35 МВт.

2.3.2. Классификация ветроэнергетических установок. Конструктивные особенности и характеристики ВЭУ с горизонтальной осью вращения

Ветроэнергетические установки укрупненно можно классифицировать по мощности (рис. 2.56), месту расположения (на суше – оншорные) и в шельфовых зонах водных бассейнов (оффшорные) (рис. 2.57), а также по конструкции (ВЭУ с горизонтальной и вертикальной осью вращения ветроколеса (см. рис. 2.58, рис. 2.59).



Рис. 2.56. Классификация ВЭУ по мощности



Рис. 2.57. Расположение ВЭУ на суше и в шельфовых зонах водных бассейнов (оффшорные ВЭУ)



Рис. 2.58. Общий вид ВЭУ с вертикальной осью вращения

Конструктивные особенности ВЭУ с горизонтальной осью вращения. Как видно из рис. 2.59, 2.60 конструкция ВЭУ включает механическую, аэромеханическую и электрическую (электронную) части. Это разделение достаточно условное, так как, например, следящая система включает и механическую, и электронную составляющие.

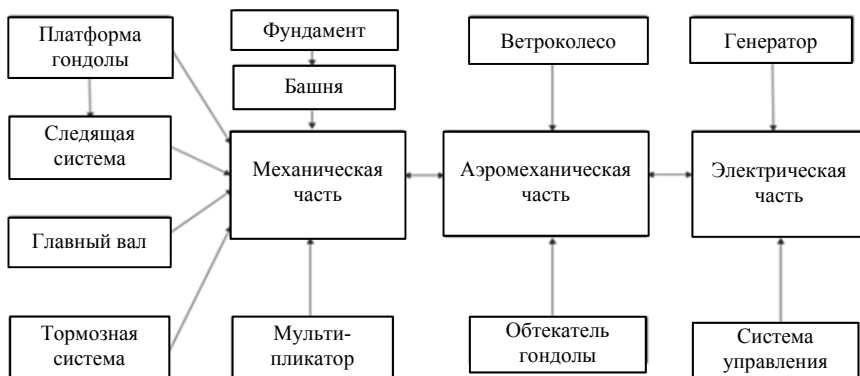


Рис. 2.59. Типовые конструктивные элементы ВЭУ с горизонтальной осью вращения

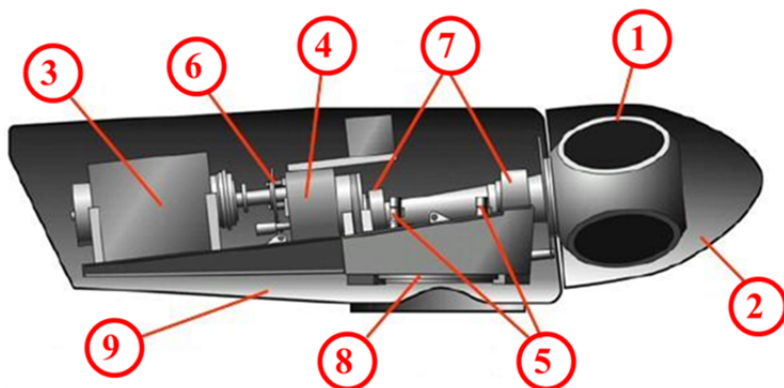


Рис. 2.60. Элементы конструкции, расположенные в гондоле:
 1 – втулка ветроколеса; 2 – обтекатель; 3 – генератор; 4 – мультипликатор;
 5 – следящая система; 6 – дисковый тормоз; 7 – основной вал;
 8 – подшипник азимута; 9 – рама гондолы

Гондола с ветроколесом называют ветрогенератором. Ветрогенератор размещается (монтируется) в верхней части башни (рис. 2.61). Башни современных ВЭУ имеют телескопическую форму и собираются на фундаменте установки из ряда секций с помощью мощных резьбовых соединений.



Рис. 2.61. Монтаж башни современной ВЭУ

Ротор ветрогенератора (рис. 2.62) состоит из ветроколеса и первичного вала, с которого энергия ветра передается на рабочие механизмы ВЭУ.



Рис. 2.62. Конструкция ротора ветрогенератора

Ветроколесо представляет собой втулку, с прикрепленными к ней лопастями (рис. 2.63).



Рис. 2.63. Конструкция ветроколеса ВЭУ

Мультипликатор (редуктор) (рис. 2.64) повышает обороты первичного вала до рабочего значения оборотов генератора (с 15–20 до 1800 об/мин).



Рис. 2.64. Общий вид мультипликатора ВЭУ

Редуктор является сложным механическим устройством, которое содержит множество деталей (шестерни, оси, червячные механизмы и т. п.). Поэтому редуктор является одним из наименее надежных устройств ВЭУ. При выходе его из строя замена или ремонт учитывая высоту современных ВЭУ (80–120 м) является дорогостоящей операцией. Решение этой проблемы найдено фирмой Enercon, которая разработала безредукторную конструкцию ВЭУ. Как видно из рис. 2.65 ось (ступица) ветроколеса ВЭУ соединяется непосредственно с осью генератора. Отсутствие необходимости повышать обороты на валу генератора достигнуто за счет применения многосекционной конструкции статора и ротора генератора.

Такие ВЭУ являются более надежными и долговечными, что выражается в более высокой их стоимости (на 10–20 %).

Более простую конструкцию имеют маломощные ВЭУ (30–5000 Вт) (рис. 2.66). Они применяются как зарядные устройства для аккумуляторных систем и создания локальных электрических сетей в местах, где нет доступа к общей энергосистеме и др. (рис. 2.67).

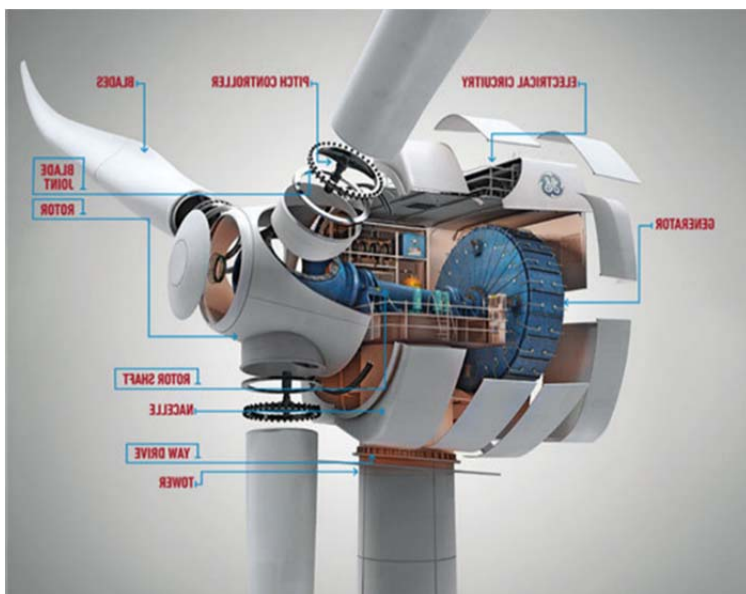


Рис. 2.65. Конструкция безредукторного генератора и общий вид ВЭУ фирмы Enercon:

hub – ступица; *yaw system* – отклоняющая система; *canopy* – крышка; *bed plate* – опорная плита; *tower* – башня; *pitch controller* – контроллер шага лопастей; *yaw drive* – привод отклонения; *nacelle* – гандола



Рис. 2.66. Общий вид маломощных ВЭУ



Рис. 2.67. Применение ВЭУ малой мощности

Широкое распространение получило направление строительства оффшорных ветропарков и, как следствие, появились ВЭУ, предназначенные для использования в шельфовых зонах водных бассейнов (рис. 2.68).



Рис. 2.68. Общий вид оффшорных ветропарков

Достоинством офшорных ветропарков является возможность размещения большого количества ВЭУ высокой мощности, меньшее влияние на здоровье населения (шум, оптические эффекты и др.). Однако стоимость их строительства и обслуживание несколько выше, чем для ВЭУ наземного базирования.

В качестве преимуществ ВЭУ с горизонтальной осью вращения можно отметить:

- изменяющийся угол атаки лопастей ветротурбины позволяет использовать энергию ветра по максимуму в зависимости от времени дня и сезона;

- высокая мачта способствует использованию энергии ветра на большем расстоянии от земли, что повышает эффективность установки (с увеличением высоты на каждые 10 м скорость ветра увеличивается на 20 %).

Недостатки ВЭУ с горизонтальной осью вращения:

- необходимость применения высоких мачт (башен) с высотой более 100 м и длинных лопастей затрудняет их транспортировку и монтаж (стоимость транспортировки и монтажа составляет до 20 % от общей стоимости проекта);

- для монтажа ветроустановок большой мощности требуется специальное оборудование (подъемное) и высококвалифицированные кадры, поэтому производство таких ВЭУ осуществляется только небольшим количеством стран;

- из-за больших размеров ВЭУ они оказывают помехи на радиосвязь и работу радиолокационных установок;

- необходимость в специальных системах ориентации ветротурбины на ветер.

2.3.3. Конструктивные особенности и характеристики ВЭУ с вертикальной осью вращения

В настоящее время используются разновидности конструкций роторов ВЭУ с вертикальной осью вращения: Савониуса; Савониуса спиральной конструкции; Дарье; Гиромила; Геликоидый и др.

Ротор Савониуса создан одноименным финским инженером в 1922 г. (рис. 2.69, 2.70). Принцип его работы заключается в следующем. При воздействии воздушных масс на разомкнутые диафрагмы полукруглого или логарифмического профиля ветроротора

Савониуса, возникает разница сил сопротивления диафрагм ветровому потоку. При обтекании вогнутой диафрагмы коэффициент сопротивления ветровому потоку равен примерно 1,3. При обтекании этой же диафрагмы в противоположном направлении коэффициент сопротивления 0,35. Разница сил сопротивления приводит к созданию на приводном валу крутящего момента.

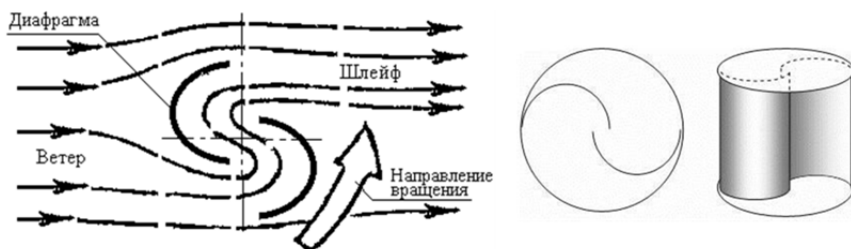


Рис. 2.69. Принцип работы и общий вид ротора Савониуса

В настоящее время выпускается несколько конструктивных вариантов ВЭУ на основе ротора Савониуса, которые отличаются компоновкой роторов, их количеством в установке, применяемыми материалами.



Рис. 2.70. Конструктивные варианты ВЭУ на основе ротора Савониуса

Высокая материалоемкость и трудности с балансировкой препятствуют промышленному изготовлению мощных ветророторов Савониуса. ВЭУ с такими ветродвигателями предназначены для автономных технологических объектов с невысокими потребляемой мощностью и качеством энергии.

В настоящее время диафрагмы роторов изготавливаются из пластика, что снижает их стоимость, упрощает балансировку.

Преимуществами ветроэнергетических установок этого типа являются низкий уровень шума, небольшая занимаемая площадь, отличная работа на малых ветрах (3–5 м/с). Поскольку это ротор с вертикальной осью вращения, то он не нуждается в устройствах ориентирования на ветер, что значительно упрощает конструкцию – ветроколесо отличается исключительной простотой. Однако эта турбина является самой тихоходной, и, как следствие, имеет очень низкий коэффициент использования энергии ветра, всего 0,18–0,24 и коэффициент использования мощности – 17–18 %.

Ротор Дарье (французский авиаинженер, изобретение 1931 г.) представляет собой симметричную конструкцию, состоящую из двух и более аэродинамических крыльев, закрепленных на радиальных балках (рис. 2.71).

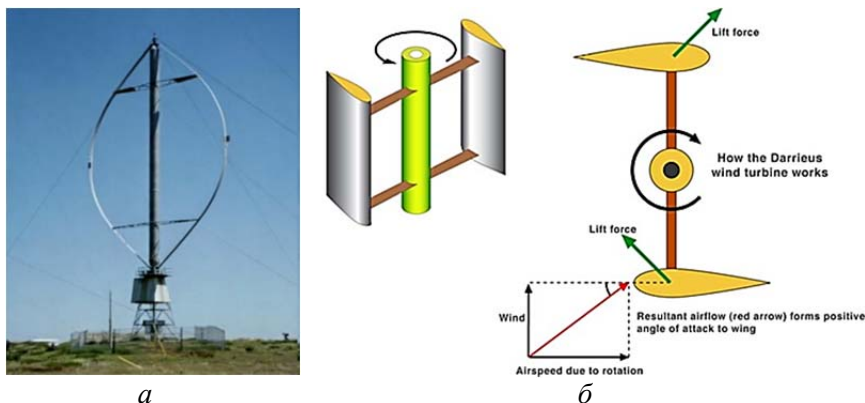


Рис. 2.71. Общий вид и принцип работы ВЭУ на основе роторов Дарье

На каждое крыло, движущееся относительно потока, действует подъемная сила, величина которой зависит от угла между вектора-

ми скорости потока и мгновенной скорости крыла. Максимального значения подъемная сила достигает при ортогональности данных векторов. Ввиду того, что вектор мгновенной скорости крыла циклически изменяется в процессе вращения ротора, момент силы, развиваемый ротором, также является переменным.

Поскольку для возникновения подъемной силы необходимо движение крыльев, ротор Дарье характеризуется плохим самозапуском. Самозапуск улучшается в случае применения трех и более лопастей, но и в этом случае требуется предварительный разгон ротора.

Турбина Гиромила (разновидность турбины Дарье) (рис. 2.72). В отличие от турбины Дарье лопасти имеют прямую конструкцию и следующие преимущества:

- высокий стартовый момент;
- широкая кривая вращательного момента;
- относительно низкая скорость вращения лопастей, меньшие напряжения на лопастях;
- более высокая эффективность;
- лучшая работа при ветровых турбуленциях.



Рис. 2.72. Общий вид ВЭУ на основе турбины Гиромила

2.3.4. Автономное и сетевое использование ВЭУ

Несмотря на достаточно развитую систему государственного электроснабжения, всегда существует потребность в автономном энергообеспечении, независимом от централизованной поставки энергии. Вызвано это тенденцией развития мелких, но весьма эффективных фермерских хозяйств усадебного типа. Не исчезли проблемы в энергоснабжении и крупных сельскохозяйственных предприятий, объединяющих в силу своей производственной специфики, обширную сеть локально расположенных производственных объектов на довольно большом расстоянии от электросетей. Эта проблема может быть решена с применением автономных ветроэнергетических установок (рис. 2.73).

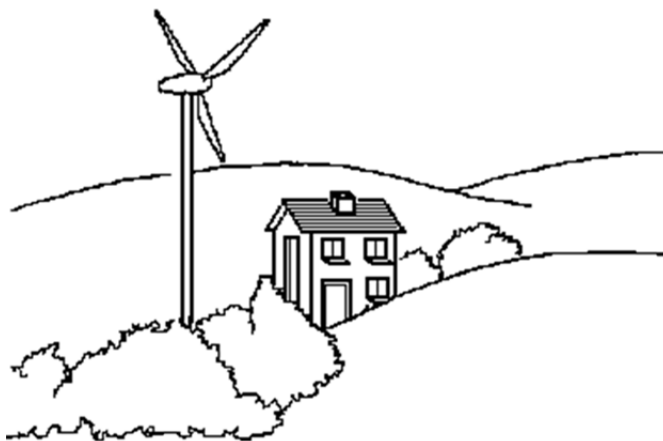


Рис. 2.73. Автономное использование ВЭУ

Любая автономная система, в том числе и ветроэлектрическая, работает независимо от сети централизованного энергоснабжения. В этих условиях ВЭУ может функционировать самостоятельно, использоваться как дублер любого другого генератора или применяться в сочетании с другими энергетическими установками в качестве компонента комбинированной системы энергоснабжения. Такие системы используются также для подъема воды или для электроснабжения домов, ферм или производственных помещений малых предприятий.

Как видно из рис. 2.74 необходима система управления со специальным конвертером, который осуществляет преобразование постоянного тока в переменный, повышение до сетевого и стабилизацию напряжения. Кроме этого, для накопления электрической энергии и ее использование при отсутствии ветра в систему должны входить аккумуляторы требуемой емкости.

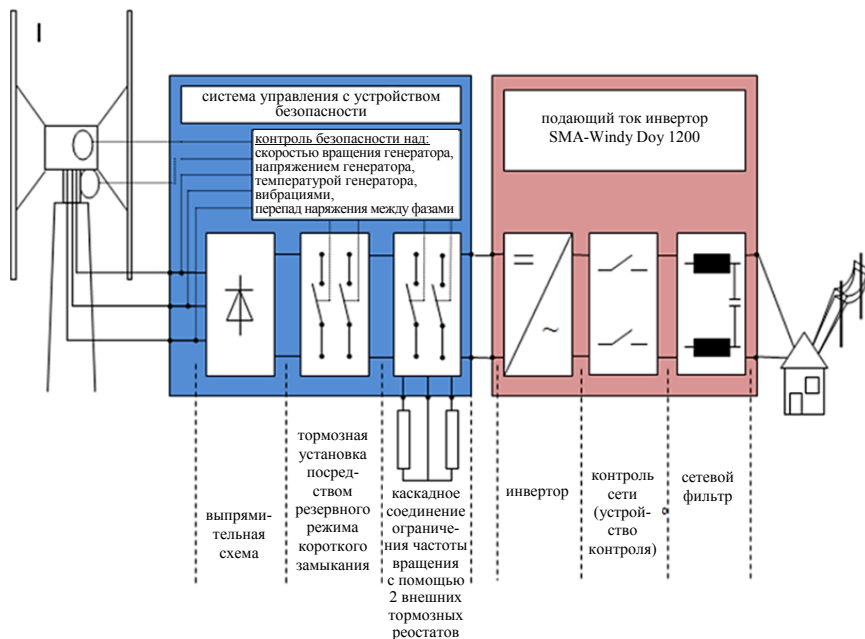


Рис. 2.74. Схема подключения автономной ВЭУ к потребителю

В состав автономной системы электрообеспечения могут входить и другие возобновляемые источники энергии (солнечные батареи) (рис. 2.75) и дизель-генератор, что обеспечит бесперебойное энергообеспечение автономного потребителя даже при длительном отсутствии ветра.

При подключении к сети электроэнергия, вырабатываемая ветроэнергетической установкой, расположенной на территории потребителя, может также использоваться в качестве дополнительного источника к общественному энергоснабжению. В условиях параллельного автономного электроснабжения вырабатываемая электроэнергия используется приоритетно для покрытия в энергии собст-

венных нужд, а «излишки сдаются» в электросети по более высоким («зеленым») тарифам.

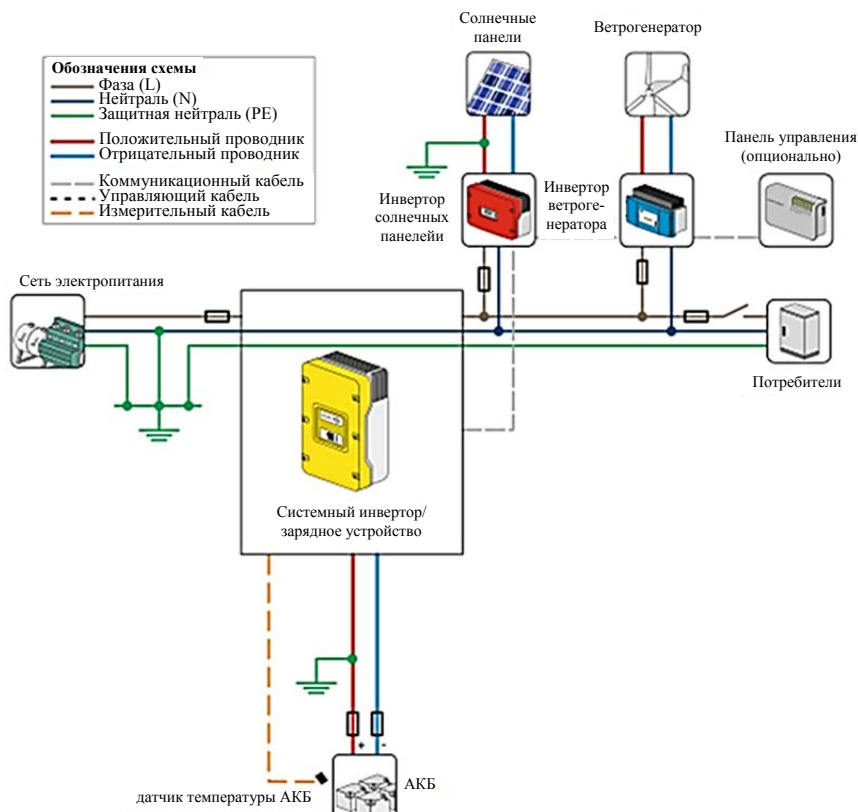


Рис. 2.75. Схема комплексного использования ВИЭ для автономного энергообеспечения потребителей

В этом случае у потребителя должен быть установлен дополнительный счетчик электроэнергии (счетчик обратной последовательности), передаваемой в общественную сеть и ВЭУ зарегистрирована в Министерстве природных ресурсов и защиты окружающей среды, как возобновляемый источник.

Мощность подключаемой ветроэнергетической установки в этой ситуации должна быть не ниже 10 кВт. Максимальная мощность подключаемых ВЭУ не должна превышать 20 % мощности энергосистемы, так как могут возникать колебания частоты и напряжения.

Значительные проблемы для устойчивой работы энергосети, равномерности выработки и передачи в сеть электроэнергии представляют ветропарки с мощностями более 100 МВт (погода – зависимая поставка энергии).

2.3.5. Ветроэнергетические парки

Под ветроэнергетическим парком понимается совокупность ВЭУ, размещаемых и производящих электроэнергию на одной локализованной территории, которые имеют наряду с индивидуальной, общую систему управления и контроля.

Согласно существующим международным нормам и ТКП РБ устанавливаются следующие требования к размещению ветропарков:

- необходимое удаление ветропарка от обитаемых районов (минимальное удаление от одиночных жилых домов на расстоянии не менее 300 м, селений – 800 м);

- уровень шума, распространяемого ВЭУ в ночное время должен находиться в интервале 35–40 децибел;

- расстояние между установками по фронту (по главному направлению ветра) должно быть не менее 3–5 диаметров роторов ВЭУ (рис. 2.76);

- по глубине главного направления между ВЭУ расстояние должно составлять не менее 8–10 диаметров роторов ВЭУ, по другим направлениям – расстояние должно быть не менее 5 диаметров роторов ВЭУ;

- удаление ВЭУ ветропарка от близлежащего лесного массива должно составлять не менее 15 величин высот деревьев лесного массива (рис. 2.77).



Рис. 2.76. Размещение ВЭУ ветропарка по главному направлению ветра



Рис. 2.77. Размещение ВЭУ ветропарка вблизи лесных массивов

Одним из требований размещения ветропарков является отсутствие в выбранном районе предполагаемого строительства водоемов, таких как рек, озер, болот, т. к. их наличие приведет к различным техническим проблемам, в частности:

- невозможности использования большегрузного крана для монтажа ВЭУ;
- трудностям при прокладке кабельных трасс для соединения электрической части ВЭУ;
- усложнению конструкции фундамента ВЭУ, вызванному возможным высоким уровнем грунтовых вод;
- необходимости насыпке (намывке) грунта и поднятию уровня земли строительного участка.

Для определения наилучшего места для будущего расположения ветропарка необходимо:

- знать наилучшие ветровые условия окрестной местности;
- иметь карту, по которой можно будет правильно спланировать конкретное место для строительства ветропарка (рис. 2.78);

Основными факторами, которые влияют на принятие решения о размещении ветропарка, являются:

- наличие близлежащих хороших подъездных путей (морские порты, ж/д станции и ж/д пути, автомобильные дороги и т. д.) или возможность строительства специальных временных дорог для транспортировки крупногабаритных конструкций (рис. 2.79);
- близость места размещения ВЭУ к высоковольтным линиям электропередачи (возможные места подключения ветропарка к вы-

соковольтной сети напряжением 110 кВ), возможности прокладки высоковольтного электрокабеля.

$R = 40$ м радиус ветроколеса, $a = 1280$ м, $b = 640$ м, $S = a \times b = 1280 \times 640 = 819.200 \text{ м}^2 / 10.000 \text{ м}^2 = 81,9$ га

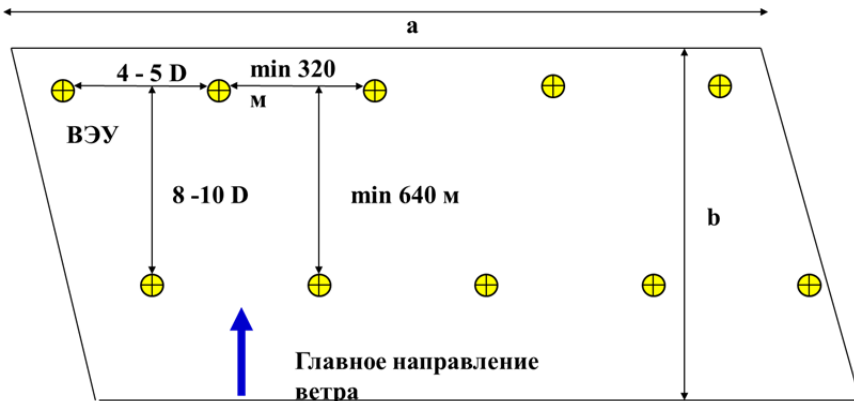


Рис. 2.78. План размещения ВЭУ типа «NORDEX N-80/2500»



Рис. 2.79. Транспортирование конструктивных элементов ВЭУ

Разрешение на размещение ветропарка выдается районной администрацией после согласования с экологическими, санитарно-эпидемиологическими, пожарными службами, лесничеством и другими организациями, в том числе Министерством обороны, так как ВЭУ влияют на радиосвязь и работу радиолокационных станций.

2.3.6. Использование ветроустановок для водоснабжения, мелиорации и других целей

В сельском хозяйстве для подъема воды из любых водоисточников (скважины, колодца, открытого водоема) без применения электропровода или двигателя внутреннего сгорания может быть использована технология с применением ветронасосных установок, которые принадлежат к числу современных устройств данного класса и приблизительно идентичны по ряду основных параметров (рис. 2.80).



Рис. 2.80. Общий вид ветронасосной установки

Ветронасосные установки бесшумны в работе, не требуют постоянного контроля за их работой, удобны в эксплуатации, снабжены устройством, позволяющим качать воду при отсутствии ветра в ручном режиме, позволяют подавать воду ритмичными порциями, и могут быть использованы при поливе участков по бороздам, капельным методом, дождеванием. При использовании емкости для накопления воды полив может осуществляться прогретой солнцем водой.

В ходе исследований установлено, что для целей водоснабжения, мелиорации оптимальная мощность источников энергии составляет 4–10 кВт. Для этих целей во многих странах, в том числе в Беларуси разработан ряд установок. Именно под этот параметр и была разработана ветроэлектрическая установка АВЭУ6-4М российского НПО

«Ветроэн» (РФ) (рис. 2.81). По аналогичному назначению может использоваться и ВЭУ 6,3 (6,3 кВт) производства фирмы «Аэрола-Энерго» (Республика Беларусь) (рис. 2.82).

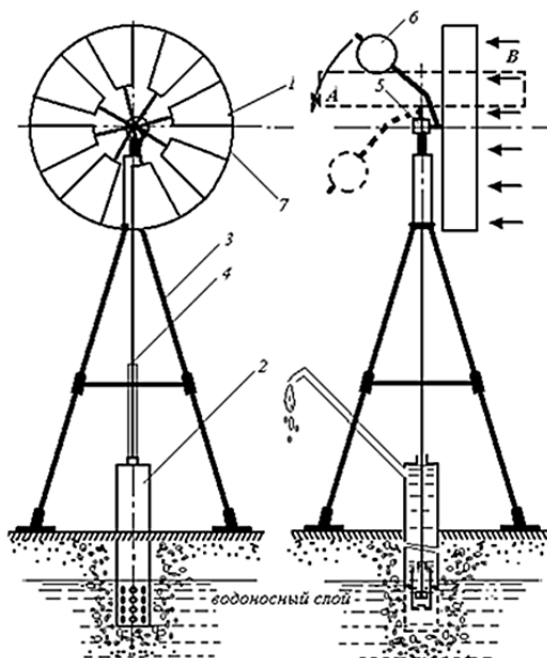


Рис. 2.81. Схема использования ВЭУ АВЭУ4-4М



Рис. 2.82. Общий вид ВЭУ-6,3 фирмы «Аэрола-Энерго»

2.3.7. Состояние, перспективы и новые направления в развитии ветроэнергетики

Как видно из рис. 2.83, 2.84 в мире ветроэнергетика находится в состоянии постоянного роста. Суммарная установленная мощность ветроэнергетики в 2016 г. составила 487 ГВт. Наибольшая динамика роста наблюдается в Китае (+23 %). В первые 5 стран по развитию ветроэнергетики входят Китай, США, Германия, Индия и Испания. Учитывая размеры стран, наибольшие успехи в развитии ветроэнергетики имеет Германия (см. рис. 2.84).

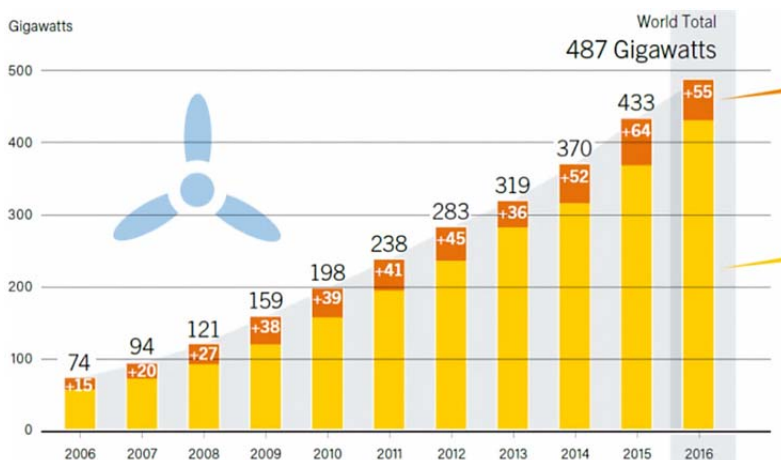


Рис. 2.83. Тенденция развития мировой ветроэнергетики



Рис. 2.84. Первые 10 стран в развитии мировой ветроэнергетики

Ветроэнергетика получает свое развитие и в Республике Беларусь. По сведениям Департамента по энергоэффективности на 01.08.2017 г. в стране действует 78 ВЭУ с общей мощностью 75,9 МВт. Запущен в эксплуатацию первый ветропарк в Новогрудском районе, который включает 6 ВЭУ каждая мощностью 1,5 МВт (рис. 2.85). В 2017 г. введена в эксплуатацию ВЭУ фирмы Vestas мощностью 3,3 МВт (высота мачты – 120 м.).



Рис. 2.85. Общий вид первого в Республике Беларусь ветропарка мощностью 9 МВт

Можно выделить следующие направления и тренды развития ветроэнергетики:

- увеличение установленной мощности ВЭУ (до 10–20 МВт) (рис. 2.86);
- расширение строительства офшорных ветропарков;
- совершенствование автономных ветроэнергетических систем;
- разработка новых более эффективных ветротурбин;
- снижение стоимости электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ (рис. 2.87).

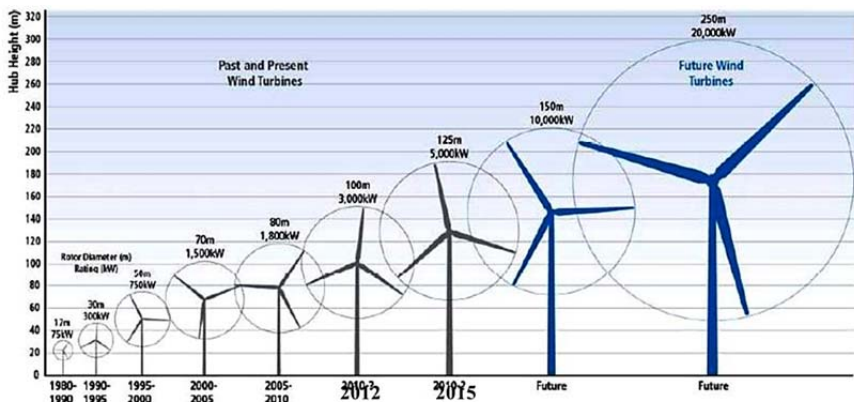
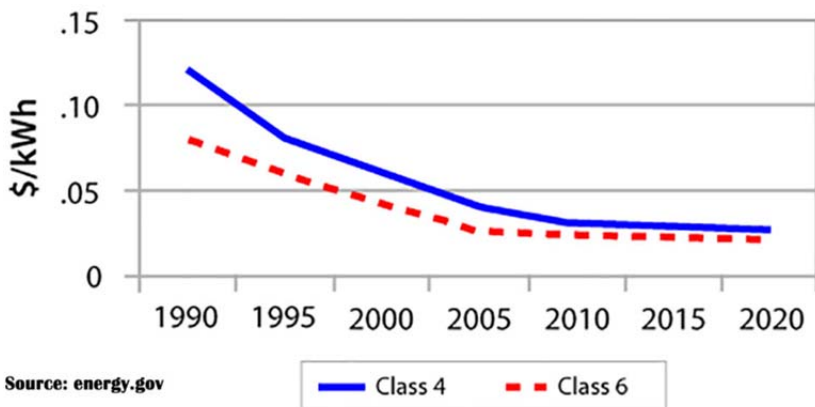


Рис. 2.86. Тренды в развитии ветроэнергетики



Source: energy.gov

Рис. 2.87. Тренды в изменении стоимости электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ

Новые конструкции ветроустановок. Аэродинамическая турбина AeroGreen (РФ). Основана на использовании турбинных технологий и оригинальной конструкции, обеспечивающей увеличение коэффициента использования воздушного потока в два раза (рис. 2.88). Конструкция турбин AeroGreen обеспечивает не только хорошую шумоизоляцию, но исключает опасность попадания посторонних предметов, птиц в плоскость вращения, а также обеспечивает воз-

возможность работы аэродинамической турбины даже при самых неблагоприятных погодных условиях (снег с дождем, град, шквалистый ветер, ураган и т. п.).



Рис. 2.88. Общий вид ветротурбин AeroGreen

Ветроколесо AeroGreen, в отличие от ВЭУ трехлопастной схемы вращается не в вертикальной плоскости, а в горизонтальной, т. е. параллельно земле. Воздушные массы, с любой стороны перемещаются по сужающему корпусу ветроустановки вверх вдоль вертикально установленных ребер и направляются через лопасти ветроколеса в зону разряжения верхнего обтекателя. Эти особенности конструкции позволяют получить ускорение воздушного потока и обеспечивают вращение ветроколеса уже при скорости ветра от 1,5 м/с.

Как видно из рис. 2.89 ветротурбина AeroGreen по сравнению с обычными ВЭУ с вертикальной и горизонтальной осью вращения имеет преимущества по уровню шума, диапазону ветровых скоростей и стоимости киловатт вырабатываемой электроэнергии.

	горизонтальные	вертикальные	турбинные	AeroGreen
Ориентация на ветер	требуется	не требуется	требуется	не требуется
Разнонаправленные потоки воздуха	не работает	не работает	не работает	работает
Коэффициент травмоопасности	0,8	0,6	0,4	0,1
Уровень шума	60 дБ	50 дБ	45 дБ	30 дБ
Ветровой диапазон	3–14 м/с	2–10 м/с	3–25 м/с	2–40 м/с
CAPEX на 1 кВт	1000 \$	1200 \$	1100 \$	950 \$

Рис. 2.89. Сравнительные характеристики ветротурбин

Перспективным направлением в дальнейшем развитии ветроэнергетики является репрепрофилирование выводимых из разработки шахт, рудников и других подземных предприятий в ветроэнергетические станции. Согласно проекту (Украина), в горных выработках закрытых шахт будет размещаться каскад ветроэнергетических установок (турбинные ветрогенераторы). Их будет приводить в действие естественная тяга воздуха, возникающая из-за разности температур, на земной поверхности и в подземных тоннелях.

2.4. Геотермальная энергетика

2.4.1. Физические особенности геотермальной энергетики.

Характеристики термальных вод

Геотермальная энергетика – направление энергетики, основанное на производстве электрической и тепловой энергии на геотермальных станциях за счет тепловой энергии, содержащейся в недрах земли. Источниками тепловой энергии Земли являются процессы, протекающие в ее недрах, и энергия Солнца.

К внутренним источникам тепла относят радиогенное тепло, которое создается благодаря распаду рассеянных в горных породах изотопов урана, тория, калия и иных радиоактивных элементов, и тепло, обусловленное различными процессами, протекающими в Земле (гравитационной дифференциацией, плавлением, химическими реак-

циями с выделением или поглощением тепла, деформацией за счет приливов под действием Луны и Солнца и некоторыми другими).

В земной коре существует подвижный и чрезвычайно теплоемкий энергоноситель – вода, играющая важную роль в тепловом балансе верхних геосфер. Вода насыщает все породы осадочного чехла. Жидкая вода существует только до глубин 10–15 км, ниже при температуре около 700 °С вода находится исключительно в газообразном состоянии. Температура вглубь земли возрастает на 1 °С каждые 36 метров. На глубине 50–60 км при давлениях около $3 \cdot 10^3$ МПа исчезает граница фазовости, т. е. водяной газ приобретает такую же плотность, что и жидкая вода (рис. 2.90).

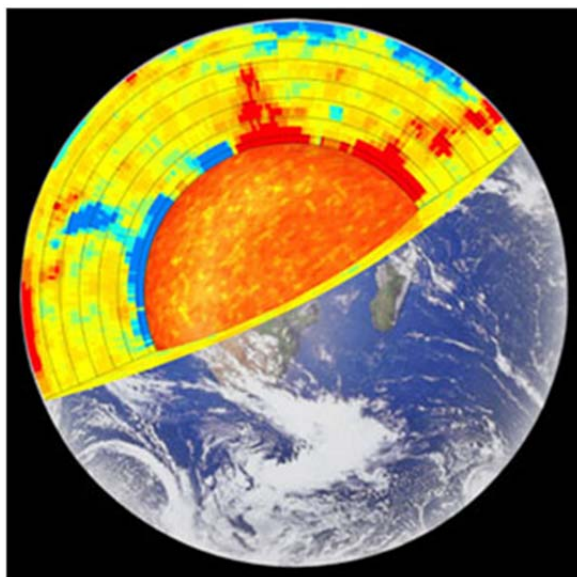


Рис. 2.90. Термограмма земной коры

В любой точке земной поверхности на определенной глубине, зависящей от геотермических особенностей района, залегают пласты горных пород, содержащие термальные воды (гидротермы). В связи с этим в земной коре следует выделять еще одну зону, условно называемую «гидротермальной оболочкой». Она прослеживается повсеместно по всему земному шару только на разной глубине.

В районах современного вулканизма гидротермальная оболочка иногда выходит на поверхность. Здесь можно обнаружить не только горячие источники, кипящие грифоны и гейзеры, но и парогазовые струи с температурой 180–200 °С и выше (рис. 2.91).

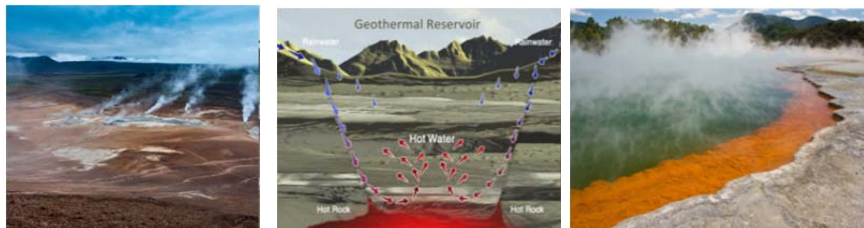


Рис. 2.91. Выход гидротермальной оболочки на поверхность земли в виде гейзеров и грифонов

Геотермальные воды классифицируются по следующим характеристикам.

По температуре:

- слаботермальные до 40 °С;
- термальные 40–60 °С;
- высокотермальные 60–100 °С;
- перегретые более 100 °С.

По минерализации (сухой остаток):

- ультрапресные до 0,1 г/л;
- пресные 0,1–1,0 г/л;
- слабосоленоватые 1,0–3,0 г/л;
- сильносоленоватые 3,0–10,0 г/л;
- соленые 10,0–35,0 г/л;
- рассольные более 35,0 г/л.

По общей жесткости:

- очень мягкие до 1,2 мг-экв/л;
- мягкие, средние, жесткие;
- очень жесткие более 11,7 мг-экв/л.

По кислотности, pH:

- сильнокислые до 3,5;
- кислые, слабокислые, нейтральные;
- слабощелочные 7,2–8,5;
- щелочные более 8,5.

По газовому составу:

- сероводородные, сероводородно-углекислые,
- углекислые, азотно-углекислые, метановые,
- азотно-метановые, азотные.

По газонасыщенности:

- слабая до 100 мг/л;
- средняя 100–1000 мг/л;
- высокая более 1000 мг/л.

К областям распространения месторождений термальных вод относятся: вулканическое кольцо бассейна Тихого океана, Альпийский складчатый пояс, рифтовые долины континентов, срединно-океанические хребты, платформенные погружения и предгорные краевые прогибы (рис. 2.92).

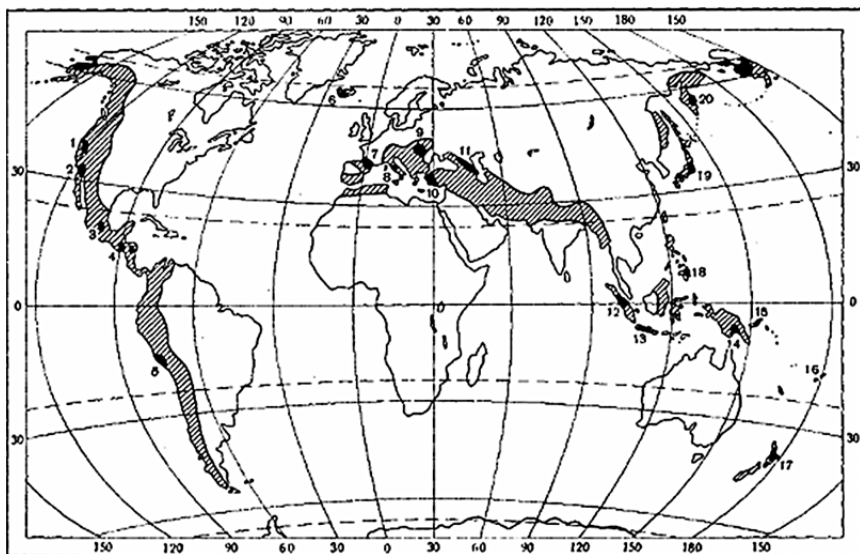


Рис. 2.92. Мировые запасы геотермальных вод

По своему происхождению месторождения термальных вод можно подразделить на два типа, различающиеся способом переноса тепловой энергии: конвекционный и кондукционный. Первый тип образуют геотермальные системы конвекционного происхождения, отли-

чающиеся высокой температурой вод, разгружающихся на поверхность земли. Это районы расположения современных или недавно потухших вулканов, где на поверхность выходят не только горячие воды, но и пароводяная смесь с температурой до 200 °С и более.

На сегодняшний день все крупные геотермальные электростанции работают в районах современного вулканизма.

Второй тип геотермальных месторождений образуется при преобладающем кондуктивном прогреве подземных вод, сосредоточенных в глубоких платформенных впадинах и предгорных прогибах. Они располагаются в невулканических районах и характеризуются нормальным геотермическим градиентом – 30–33 °С/км.

Бурением скважин на нефть и газ, а частично и на воду были обнаружены сотни подземных артезианских бассейнов термальных вод, занимающих площади в несколько миллионов квадратных километров. Как правило, артезианские бассейны, расположенные в равнинных областях и предгорных прогибах, содержат воду с температурой 100–150° С на глубине 3–4 км.

Мощность теплового потока, исходящего из центра Земли, приблизительно в четыре тысячи раз уступает мощности солнечной радиации, доходящей до поверхности планеты. Но в то же время геотермальный потенциал в двадцать раз превышает потенциал всех мировых электростанций. Это относится только к десяти километрам земной коры, большие глубины технически пока не доступны.

2.4.2. Геотермальные электростанции (ГеоТЭС). Состояние и перспективы развития

Геотермальная электростанция (ГеоЭС или ГеоТЭС) – вид электростанций, которые вырабатывают электрическую энергию из тепловой энергии подземных источников. Содержимое геотермальных электростанций изображено на рис. 2.93, 2.94.

В настоящее время применяется прямая и бинарная схемы построения ГеоТЭС.

При использовании прямой схемы (рис. 2.95), непосредственно пар из скважины или пар, получаемый в сепараторе из горячих подземных вод, направляется по трубам в турбины, соединенные с электрогенераторами.

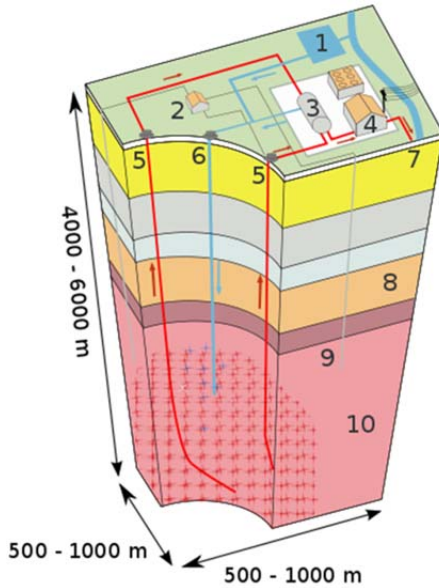


Рис. 2.93. Структура ГеоТЭС:

- 1 – резервуар; 2 – насосная станция; 3 – теплообменник; 4 – турбинный зал;
 5 – эксплуатационная скважина; 6 – нагнетательная скважина; 7 – горячая вода для отопления;
 8 – пористая осадочная порода; 9 – наблюдательная скважина;
 10 – кристаллическая коренная порода

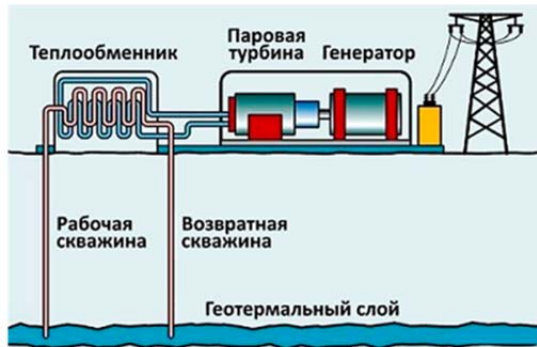


Рис. 2.94. Общий вид и схема оборудования ГеоТЭС

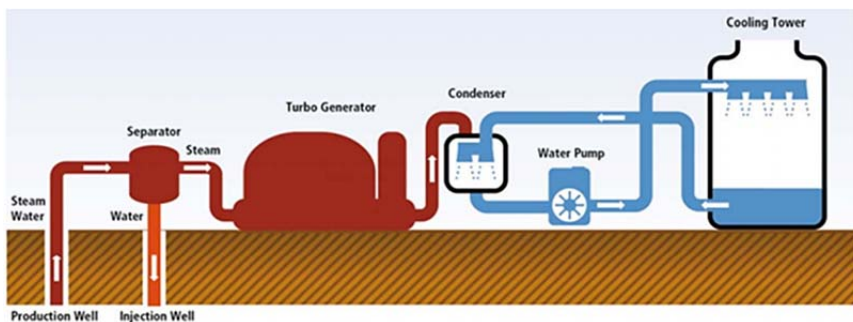


Рис. 2.95. ГеоТЭС с прямой схемой построения

В бинарной схеме ТЭС в качестве рабочего тела используется не термальна́я вода или пар, а другая жидкость, имеющая низкую температуру кипения (рис. 2.96). Термальна́я вода пропускается через теплообменник, где образуется пар другой жидкости (углеводородизобутан), используемый для вращения турбины.

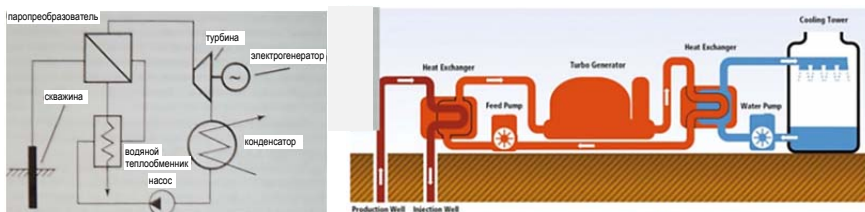


Рис. 2.96. Бинарная схема ТЭС

Как видно из рис. 2.97 оборудование бинарного блока ГеоТЭС включает различные емкости, трубопроводы, насосы, теплообменники и т. п.

Геотермальна́ые ТЭС могут эффективно использоваться, как для отопления, так и для производства электроэнергии (рис. 2.98).

Как видно из рис. 2.99 наиболее широкое применение геотермальна́ые электростанции получили в США, Филиппинах и Индонезии (например, в США установленная мощность ГеоТЭС составляет более 3,5 ГВт (рис. 2.99)).



Рис. 2.97. Общий вид оборудования бинарного блока ГеоТЭС

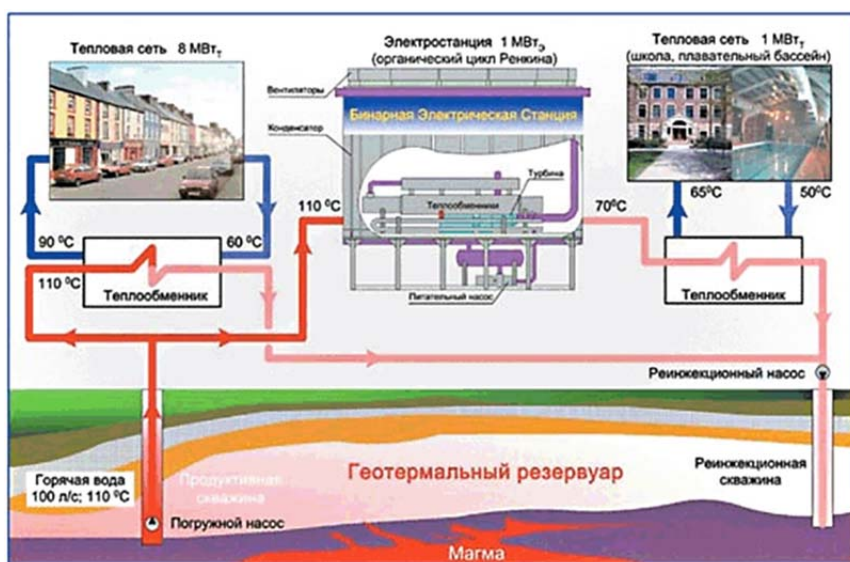


Рис. 2.98. Схема использования блочной бинарной ГеоТЭС для выработки тепловой и электрической энергии

Первая геотермальная станция создана в нашей стране в Бресте (парниковый комплекс «Берестье», 1520 м, 40 °C, 1,0 МВт) (рис. 2.100).

Недостаток геотермальных вод в Беларуси – большое содержание солевых примесей, что требует их очистки перед применением, соответственно, приводит к увеличению стоимости.

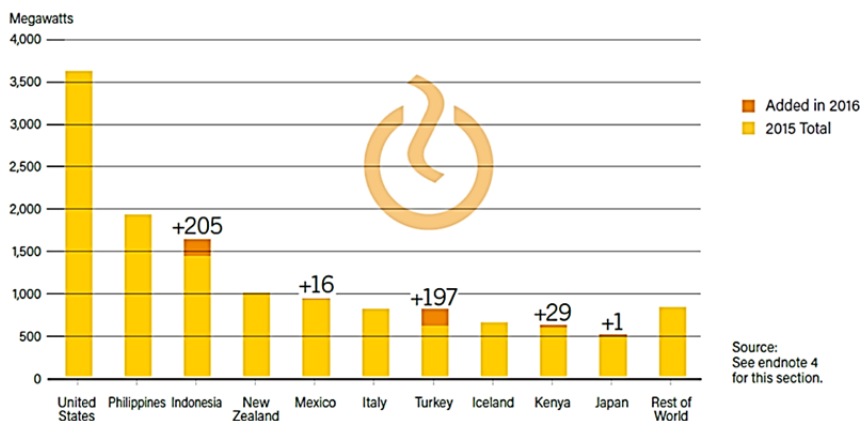


Рис. 2.99. Мировые лидеры в использовании геотермальной энергии



Рис. 2.100. Общий вид ГеоТЭС (парниковый комплекс «Берестье»)

2.4.3. Тепловые насосы. Принцип работы, конструкции

Одним из направлений геотермальной энергетики является использование низкопотенциальной энергии земли, особенностью которой является низкая температура источников (3–30 °С) (рис. 2.101). Эту энергию невозможно напрямую использовать в системах энергоснабжения. Утилизировать такую энергию позволяют устройства, называемые тепловыми насосами.



Рис. 2.101. Источники низкопотенциальной энергии для тепловых насосов

Тепловой насос – устройство для преобразования и переноса тепловой энергии от источника низкопотенциальной энергии к потребителю с повышением ее температуры.

В зависимости от принципа работы тепловые насосы подразделяются на компрессионные и абсорбционные.

Компрессионные тепловые насосы всегда приводятся в действие с помощью механической энергии (электроэнергии), в то время как абсорбционные тепловые насосы могут также использовать тепло в качестве источника энергии (с помощью электроэнергии или топлива). В рамках дисциплины будут более глубоко рассмотрены компрессионные тепловые насосы, широко применяемые в системах отопления.

Исходя из источников тепла, первичный контур компрессионного теплового насоса практически создается в виде двух скважин или горизонтальной укладки контура (обычно пластиковая труба) ниже глубины промерзания грунта. Он может укладываться также в озеро или протекающую реку. Используются также воздушные тепловые насосы (кондиционеры с функцией нагрева).

В зависимости от источника ввода и вывода энергии тепловые насосы классифицируются (рис. 2.102):

- воздух-воздух (air-to-air);
- воздух-вода (air-to-water);
- грунт-вода (ground-to-water);
- грунт-воздух (ground-to-air);
- вода-вода (water-to-water);
- вода-воздух (water-to-air).

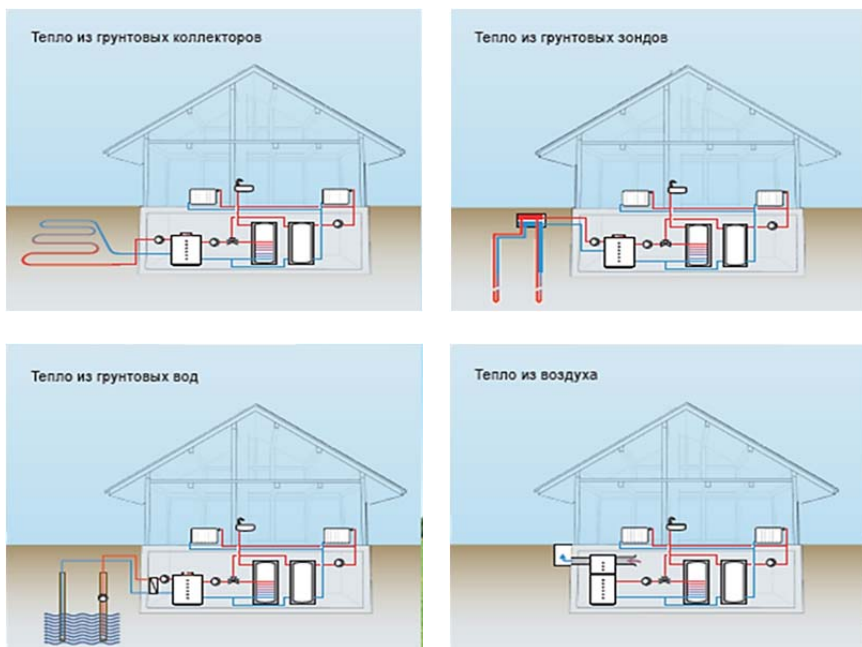


Рис. 2.102. Классификация тепловых насосов в зависимости от источника ввода и вывода энергии

Эта классификация достаточно условная. Во многих случаях источники низкопотенциальной энергии конкретизируются, исходя из конструктивного решения способа подачи энергии (например, «рассол-вода», рассол может подаваться с помощью тепловых труб, специальных теплоотборных погружных устройств и др.), как это показано на рис. 2.103.

Принцип работы теплового насоса (рис. 2.104) строится на том, что в испаритель (первичный теплообменник) подается среда низкопотенциального источника тепла (наружный воздух, незамерзающая жидкость, нагреваемый в грунте или грунтовыми водами рассол) и происходит нагрев и испарение хладагента во внутреннем контуре теплового насоса (процесс 1–3) (в качестве хладагента, как правило, выступают хладагенты R407C или R410A). Хладагент в паровой фазе поступает в компрессор, где происходит его сжатие и повышение параметров (процесс 3–4). Далее, хладагент с давлением

до 4,2 МПа и температурой до 50–130 °С (max) поступает в конденсатор, где происходит нагрев теплоносителя системы отопления и конденсация хладагента. Последующее расширение в дроссельном клапане снижает параметры хладагента до первоначального уровня (давление 0,1–0,3 МПа, температуры от +4 до –30 °С (min, для воздушных ТН).

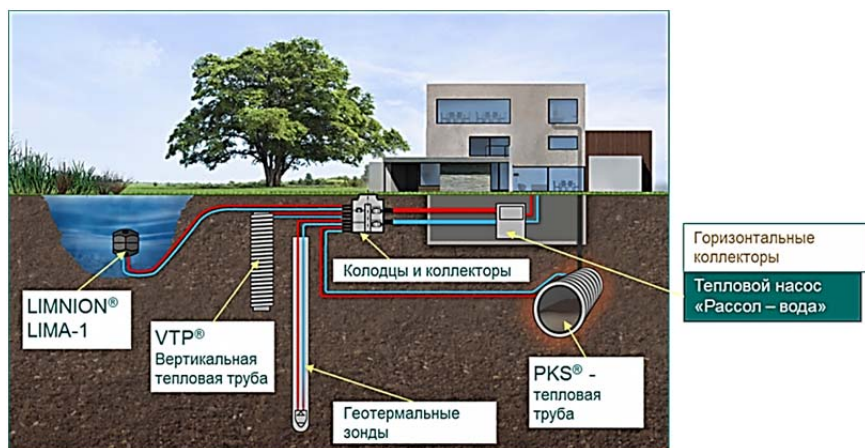


Рис. 2.103. Способы подачи низкопотенциальной энергии (конструктивное решение первичного контура теплового насоса)

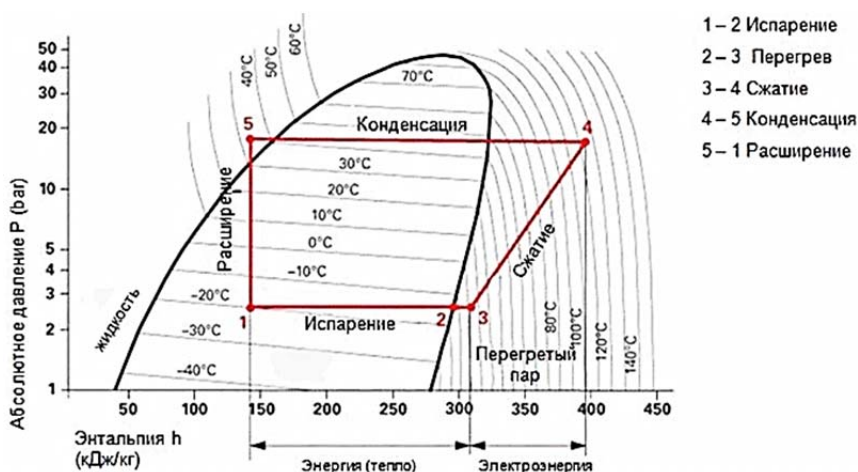


Рис. 2.104. Диаграмма P-h теплового насоса

Термодинамически аналогичен компрессионный тепловой насос холодильной машине. Однако если в холодильной машине основной целью является производство холода путем отбора теплоты из какого-либо объема испарителем, а конденсатор осуществляет сброс теплоты в окружающую среду, то в тепловом насосе картина обратная. Конденсатор является теплообменным аппаратом, выделяющим теплоту для потребителя, а испаритель – теплообменным аппаратом, утилизирующим низкопотенциальную теплоту (рис. 2.105).

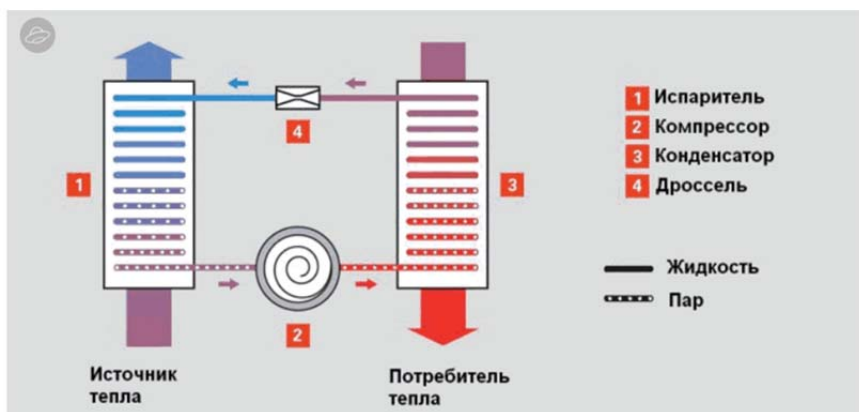


Рис. 2.105. Схема компрессионного теплового насоса

Тепловой насос характеризуется как минимум тремя показателями по мощности:

1) Q_T – тепловая мощность насоса, передаваемая к потребителю, кВт.

2) Q_X – холодопроизводительность или холодильная мощность, т. е. мощность собираемая от низкотемпературного контура тепла, кВт.

3) Q_e – потребляемая электрическая мощность, затрачиваемая на привод компрессора, автоматики, циркуляционного насоса, кВт.

Следует отметить, что тепловые насосы имеют высокую эффективность использования энергии. Эффективность тепловых насосов принято характеризовать величиной безразмерного коэффициента трансформации энергии K_{Tr} или COP (Coefficient of Performance), т. е.

отношения полученной полезной тепловой энергии и затраченной для работы теплового насоса электрической энергии (компрессор) (рис. 2.106, 2.107).

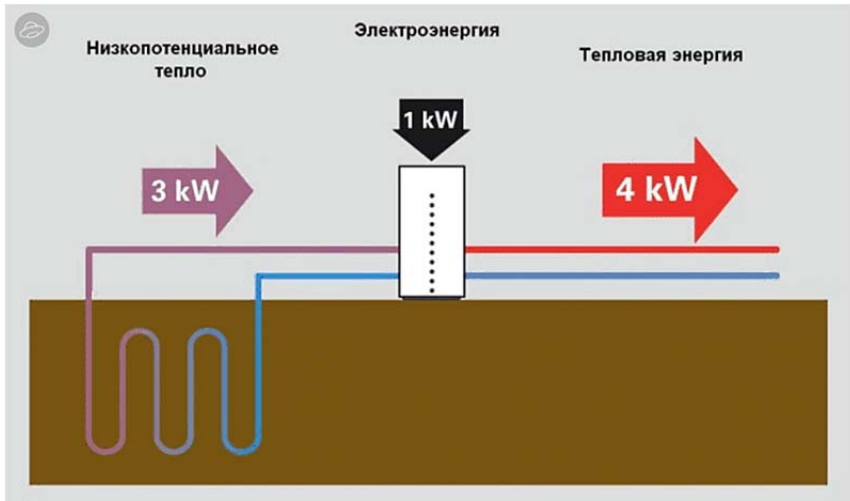


Рис. 2.106. Трансформация энергии в тепловых насосах

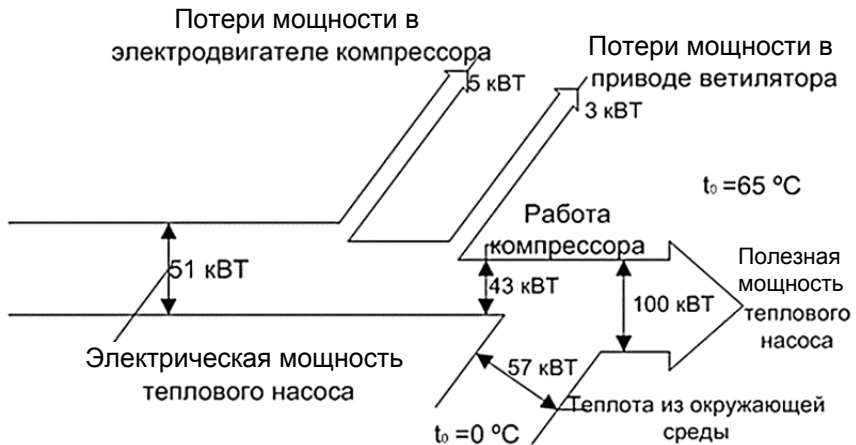


Рис. 2.107. Упрощенная энергетическая схема теплового насоса

Типичной величиной для тепловых насосов на данный момент является значение $K_{тр} = 4$. В современных тепловых насосах, предлагаемых компанией Viessmann, коэффициент трансформации может достигать величин порядка 7, таким образом, на 1 кВт подведенной для работы теплового насоса электроэнергии обеспечить выработку до 7 кВт тепловой. Однако в реальном оборудовании такая эффективность достигается редко.

Следует иметь в виду, что $K_{тр}$ не является постоянной величиной. Он будет зависеть от разности температур источника низкопотенциального тепла и требуемой температуры подачи, т. е. от времени года (рис. 2.108). Это относится, прежде всего, к воздушным тепловым насосам.

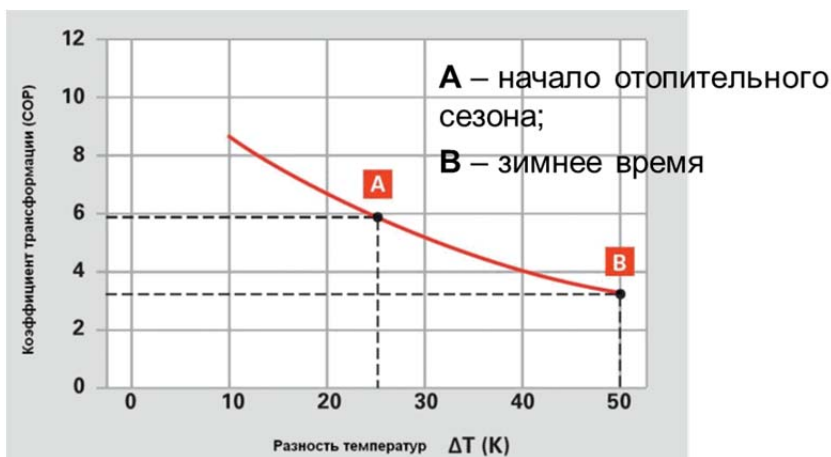


Рис. 2.108. Зависимость $K_{тр}$ теплового насоса от разности температур источника низкопотенциального тепла и требуемой температуры подачи

Земляные коллекторы. Змеевики из полиэтиленовых труб укладываются под поверхностью земли на глубине 20–30 см ниже глубины промерзания в регионе установки (~ 1,5 м, РБ) и шагом 50–70 см в зависимости от диаметра трубопроводов (рис. 2.109). Контур заполняется незамерзающей жидкостью (углекислота, аммиак, фреоны).



Рис. 2.109. Схема теплового насоса и укладка земляного коллектора

Главной задачей при эксплуатации системы с земляными коллекторами не допустить замораживания змеевиков из-за сверхнормативного отбора тепла с поверхности земли, т. к. единственным источником первичной энергии в поверхностном слое является Солнце.

В зависимости от теплопроводности грунта и климатических условий в месте установки закладывается цифра удельного отбора мощности для грунта q_e (табл. 2.3). Исходя q_e можно определить площадь участка, под которым необходимо проложить коллектор для обеспечения теплового насоса достаточным количеством первичной энергии (для $P = 10$ кВт, $S = 400$ м²).

Таблица 2.3

Величина удельного отбора мощности для различных грунтов

Сухая песчаная почва	$q_e = 10\text{--}15$ Вт/м ²
Влажная песчаная почва	$q_e = 15\text{--}20$ Вт/м ²
Сухая глинистая почва	$q_e = 20\text{--}25$ Вт/м ²
Влажная глинистая почва	$q_e = 25\text{--}30$ Вт/м ²
Почва с грунтовыми водами	$q_e = 30\text{--}35$ Вт/м ²

Геотермальные зонды. Зонды, в отличие от коллекторов, используют геотермальное тепло коры планеты, что обеспечивает высокую стабильность поступления низкопотенциальной энергии. Производится бурение скважины (или нескольких на расстоянии 5–6 м

друг от друга) на глубину до 100–150 м, в скважину с помощью груза укладывается петля трубопроводов, представляющая собой два U-образных зонда из полиэтилена со специальным «наконечником» (рис. 2.110). В качестве теплоносителя также используется незамерзающая жидкость с температурой замерзания не выше – 15 °С.



Рис. 2.110. Бурение скважин под геотермальные зонды

Нормативные показатели по отдельным видам пород, без климатической привязки к региону установки, показаны в табл. 2.4. При использовании земляных зондов в качестве источника низкопотенциального тепла для теплового насоса мощностью 10 кВт необходима скважина глубиной около 200 м или 2 по 100 м.

Таблица 2.4

Нормативные характеристики грунтов

Грунт	Удельный средний отбор мощности q_e , Вт/м
Общие нормативные показатели: Плохой грунт (сухая осадочная порода) ($\lambda < 1,5$ Вт/(м·К))	20
Нормальная твердая каменная порода и насыщенная водой осадочная порода ($1,5 \leq \lambda \leq 3,0$ Вт/(м·К))	50
Твердая каменная порода с высокой теплопроводностью ($\lambda > 3,0$ Вт/(м·К))	70

Грунт	Удельный средний отбор мощности q_e , Вт/м
Отдельные породы:	
Галька, песок (сухой)	< 20
Галька, песок (влажный)	55–65
Суглинок, глина (влажная)	30–40
Известняк (массивный)	45–60
Песчаник	55–65

По сравнению с земляными коллекторами, зонды требуют больших капитальных вложений, но имеют целый ряд преимуществ:

1) Минимальная занимаемая полезная площадь, вплоть до размещения скважин непосредственно под постройкой.

2) Стабильность получения тепла, в средних широтах на глубинах уже более 7–10 м поддерживается стабильная в течение года температура 5–10 °С.

3) Высочайшая надежность и срок службы (до 70 лет).

Использование тепла грунтовых вод (подземные и поверхностные). В этом случае создаются две или более скважины (или погружной контур) для забора и сброса грунтовых вод, из заборной скважины вода с температурой 3–12 °С в зависимости от региона подается в теплообменник, необходимый для защиты испарителя теплового насоса от загрязнения, и нагревает незамерзающую жидкость, циркулирующую в первичном контуре установки (рис. 2.111).

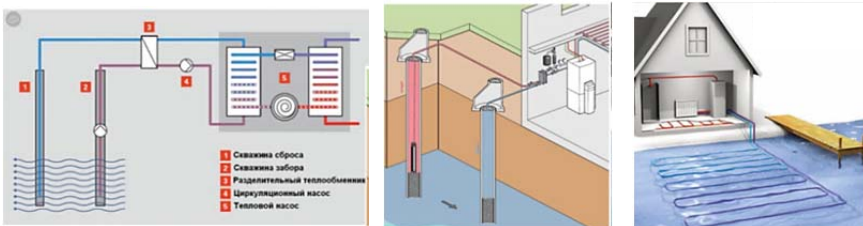


Рис. 2.111. Тепловые насосы на основе использования тепла грунтовых вод

Воздушные тепловые насосы. Воздух из окружающей среды подается непосредственно в испаритель теплового насоса, отдавая

тепло хладагенту внутреннего контура, и удаляется наружу. Этот вид установок позволяет свести к минимуму капитальные затраты на обустройство низкотемпературного контура, но ограничивающим фактором становятся климатические условия установки, в зависимости от модели, воздушные тепловые насосы имеют минимальную рабочую температуру $-15/-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рис. 2.112). Однако уже разработаны и применяются хладагенты с температурой испарения до $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже. Примером простейших воздушных тепловых насосов являются кондиционеры, работающие в реверсивном режиме (сплиттеры).

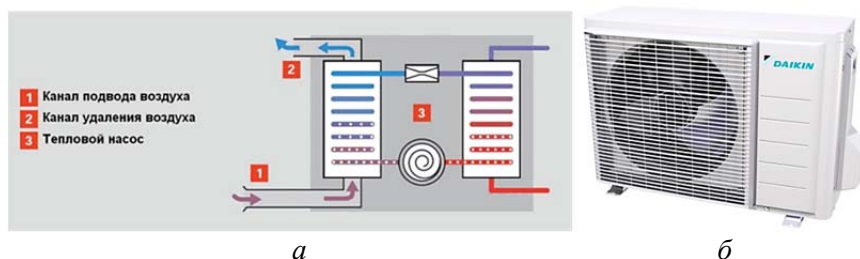


Рис. 2.112. Схема и общий вид воздушного теплового насоса

Тепловые насосы, использующие сбросовое тепло (вторичные источники энергии) (рис. 2.113). Источником первичной энергии для теплового насоса можно использовать энергию, выбрасываемую в атмосферу:

- 1) канализационными коллекторами;
- 2) системой охлаждения;
- 3) теплом, выделяемым технологическими процессами;
- 4) другие виды.

Наиболее технологичным является монтаж внешнего контура теплового насоса вместе с прокладкой, специально изготовленных для этих целей канализации труб и выводом точек подключения тепловых насосов (недалеко от потребителей тепловой энергии).

Особенности конструкции тепловых насосов. Как следует из рис. 2.114, 2.115 основными конструктивными элементами тепловых насосов являются компрессор, различного вида насосы для перекачки рассола во внешнем контуре и теплоносителя внутреннего

контура, теплообменник, система управления. Часто в состав теплового насоса включается накопительный резервуар для нагретой воды (см. рис. 2.115). Он может быть установлен и отдельно.

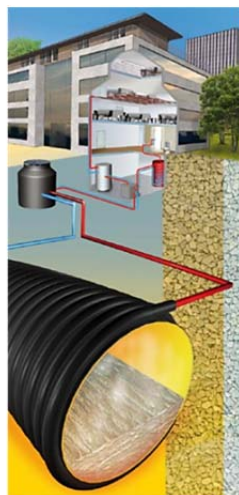
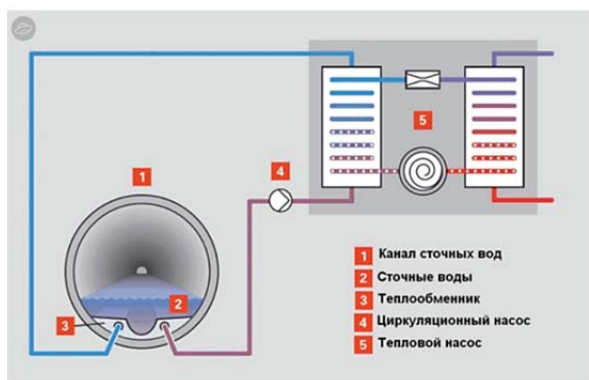


Рис. 2.113. Тепловые насосы, использующие сбросовое тепло сточных вод



Рис. 2.114. Типовая конструкция теплового насоса

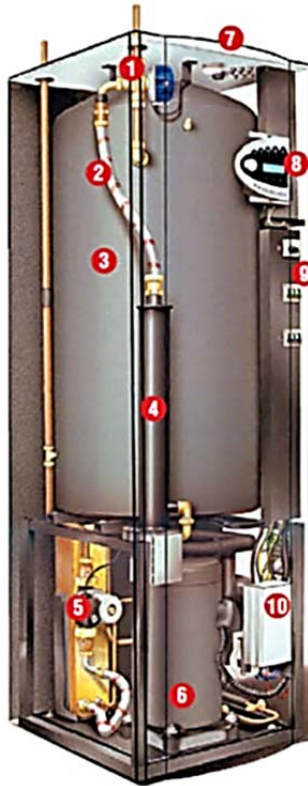


Рис. 2.115. Конструкция теплового насоса со встроенным баком-аккумулятором для горячей воды:

1 – встроенный реверсивный клапан с фазовым переключателем горячей воды; 2 – звукоизолирующие гибкие трубы; 3 – двухсторонний нержавеющий резервуар для горячей воды; 4 – электрический патрон с трехступенчатым регулированием; 5 – циркулирующий насос со стороны теплового агента; 6 – высокопроизводительный бесшумный компрессор; 7 – электрические и гидравлические соединения на крышке; 8 – контрольная панель с четырьмя линиями для текста; 9 – встроенная электрическая панель; 10 – REGO637. Управляющий контроллер, предназначенный для автоматизации и мониторинга теплового насоса

Отличительной особенностью воздушного теплового насоса является наличие в конструкции вентилятора и испарителя в виде радиатора (рис. 2.116). В других конструктивных решениях блок вентилятора с испарителем размещается снаружи здания, а блок конденсатора с компрессором и другими элементами располагается внутри здания.

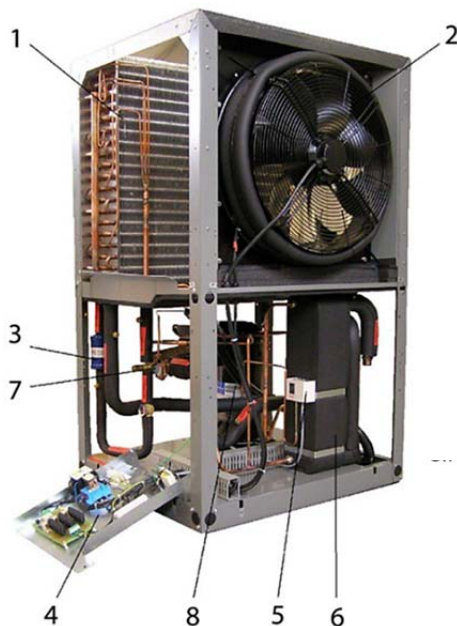


Рис. 2.116. Конструкция воздушного теплового насоса:

1 – испаритель; 2 – вентилятор; 3 – фильтр-осушитель; 4 – электрический щит; 5 – реле оттаивания; 6 – конденсатор; 7 – дросселирующий вентиль; 8 – компрессор

В настоящее время выпускается широкая линейка тепловых насосов, которые отличаются мощностью, дизайном, но, чаще всего, их внутренняя конструкция примерно одинаковая. Она может отличаться степенью автоматизации его работы, применяемыми комплектующими устройствами, величиной коэффициента преобразования.

Применение тепловых насосов в системах теплоснабжения. В системах теплоснабжения чаще всего используются грунтовые тепловые насосы, хотя в последнее время все более широкое применение находят воздушные тепловые насосы (рис. 2.117, 2.118). Это объясняется появлением конструктивных решений, которые работают эффективно в зимних условиях.

Как видно из рис. 2.117 воздушный тепловой насос размещается снаружи здания и может непосредственно подключаться к системе отопления.

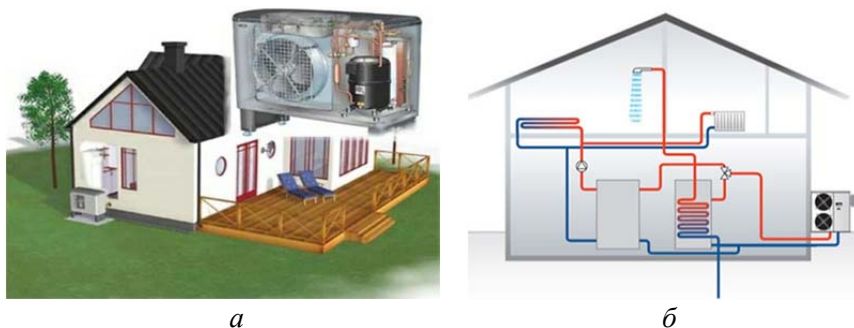


Рис. 2.117. Общий вид (а) и схема (б) размещения воздушного теплового насоса

Для использования теплового насоса в системе отопления и горячего водоснабжения в его конструкцию включаются накопительные емкости с двумя спиральными водонагревателями. Для горячего водоснабжения используется вода, находящаяся в накопительном баке (рис. 2.118).

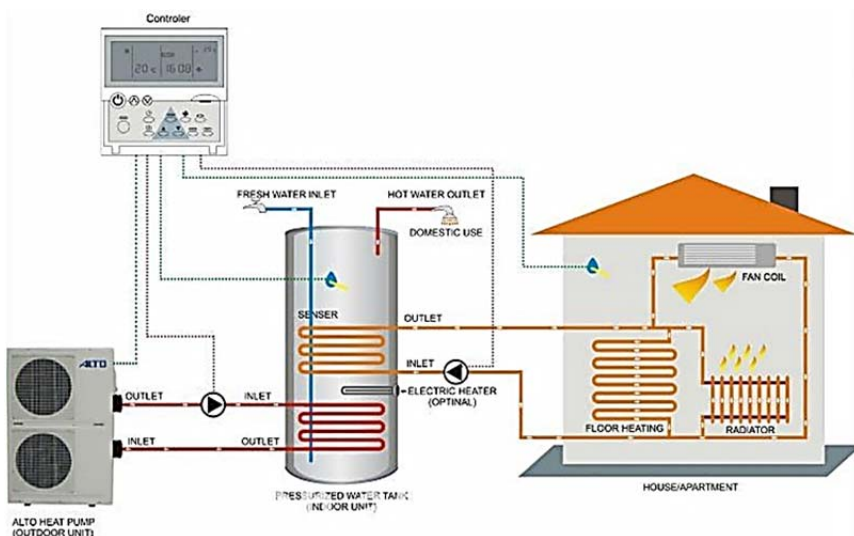


Рис. 2.118. Подключение теплового насоса к системе отопления и горячего водоснабжения

Грунтовые тепловые насосы чаще всего имеют бóльший состав оборудования и для его размещения требуется специальное помещение (тепловой пункт) (рис. 2.119, 2.120).

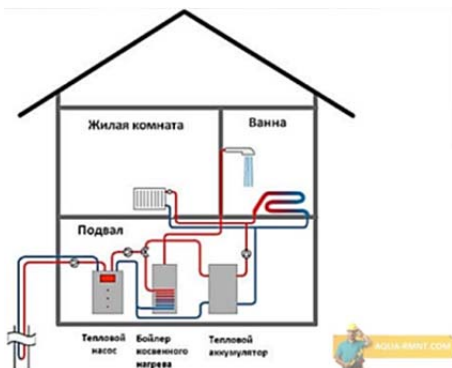


Рис. 2.119. Размещение оборудования геотермического теплового насоса в тепловом пункте здания

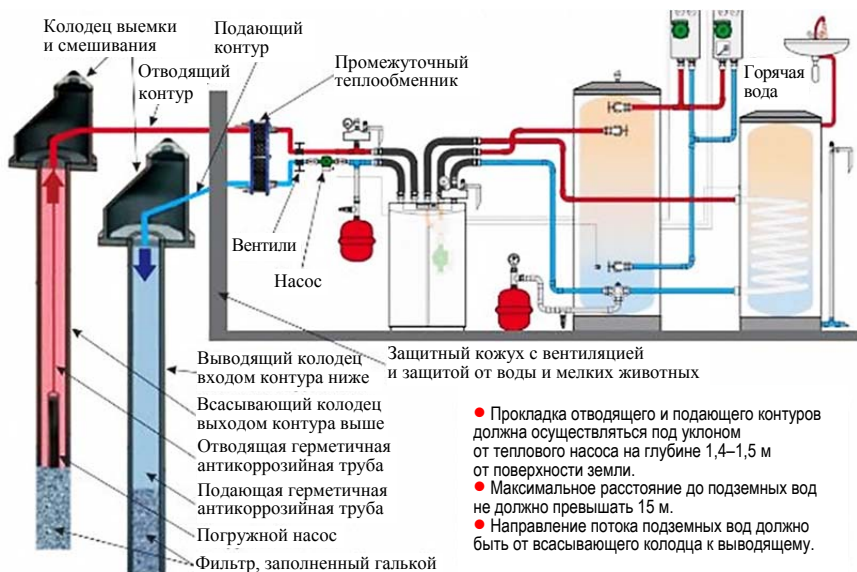


Рис. 2.120. Состав оборудования геотермического теплового насоса

За рубежом тепловые насосы получают все более широкое применения в системах отопления жилищного хозяйства. В США и Канаде тепловые насосы составляют 45 % на рынке систем теплоснабжения (рис. 2.121). Евросоюз планирует в ближайшие годы обеспечить более 50 % теплоснабжения за счет тепловых насосов.

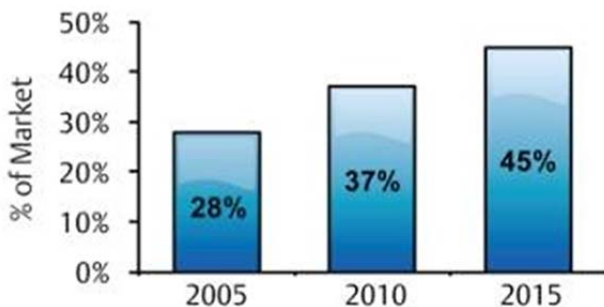


Рис. 2.121. Доля тепловых насосов на рынке систем теплоснабжения в Северной Америке

В нашей стране это направление также получило развитие. Общее количество эксплуатируемых тепловых насосов в Беларуси на 01.01.2016 г. по информации Департамента по энергоэффективности составляло 161 ед. с суммарной тепловой мощностью 9 МВт (табл. 2.5). Сдерживающим фактором развития этого направления является отсутствие относительно дешевого отечественного оборудования.

Таблица 2.5

Количество эксплуатируемых тепловых насосов в Республике Беларусь

Наименование	Количество	Тепловая мощность, кВт
Брестская область	6	1436,4
Витебская область	22	312
Гомельская область	2	285
Гродненская область	12	523,4
Минская область	13	657,1
Могилевская область	10	602
г. Минск	93	5215,5
Всего	161	9031,4

Для установки теплового насоса необходимы первоначальные затраты: стоимость насоса и монтажа системы составляет 300–1200 \$ на 1 кВт необходимой мощности отопления. Время их окупаемости составляет 4–9 лет, при сроке службы по 20–30 лет до капитального ремонта (компрессор, 15 % стоимости ТН).

На дом площадью 100–120 м² будет необходим компрессор мощностью до 1,7 кВт; на дом 200 м² – компрессор мощностью до 3,4 кВт (эксплуатационные затраты на оплату электроэнергии).

2.5. Энергия мирового океана и малых рек

2.5.1. Классификация видов энергии океана

Водная среда морей и океанов может производить два вида энергии:

– механическую энергию волн и приливов (отливов). Механическая энергия, генерируемая приливными потоками, связана с действием гравитационных сил Луны. Волновые процессы вызываются ветрами.

– термическую энергию нагретой солнцем воды. Моря и океаны покрывают более 70 % земной поверхности, образуя крупнейший коллектор солнечной энергии. Так как водная поверхность океанов нагревается до более высокой температуры, то полученный температурный градиент может быть использован для получения энергии.

Источниками возобновляемой энергии океанов являются:

- 1) волновые процессы в морях и океанах
- 2) изменения уровня воды во время приливов и отливов;
- 3) течения, возникающие во время приливов и отливов;
- 4) течения, существующие в морях и океанах;
- 5) использование термической энергии океанов;
- 6) изменение градиента солености воды;
- 7) энергия морской биомассы.

Суммарный теоретический ресурс энергии волн составляет 32 000 ТВт·ч/год (115 ЭДж/год) (рис. 2.122), однако технический потенциал гораздо меньше и будет зависеть от развития технологий использования энергии волн (ЭДж – ЭкзоДжоуль – $\times 10^{16}$).

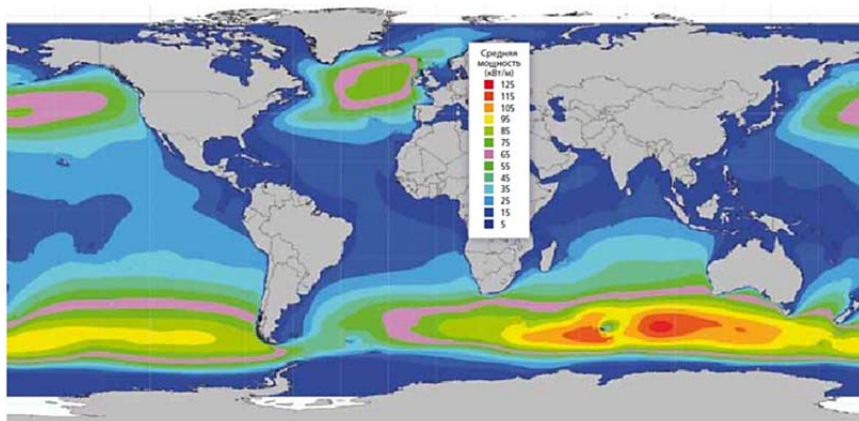


Рис. 2.122. Энергия волн мировых океанов

Теоретически мировой потенциал энергии приливов и отливов, происходящих на относительно мелководье, находится в пределах 1–3 ТВт (рис. 2.123). Технический потенциал приливо-отливных течений составляет 48 ТВт·ч/год (0,17 ЭДж) в Европе и 30 ТВт·ч/год (0,11 ЭДж/год) в Китае.

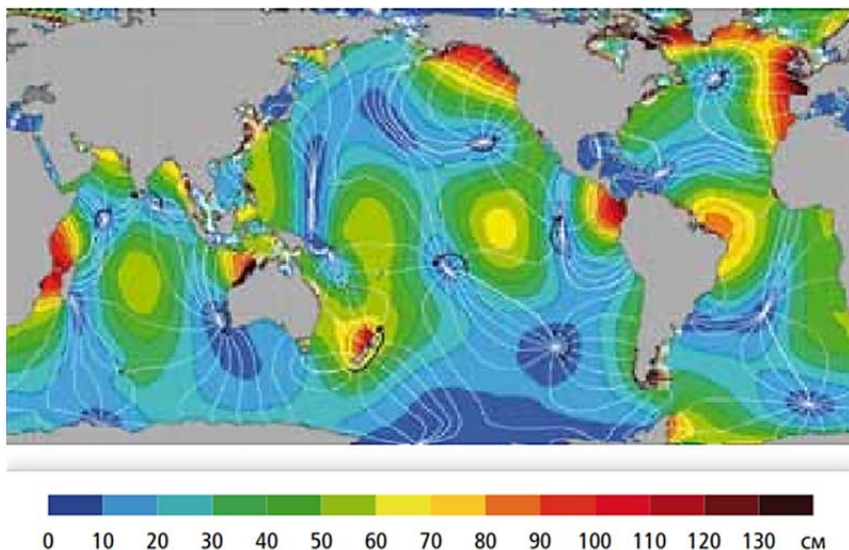


Рис. 2.123. Глобальное распределение амплитуды приливов

Большой энергетический потенциал имеют и океанические течения. Например, течение Гольфстрим обладает техническим потенциалом для выработки 25 ГВт энергетического эквивалента.

Потенциал термальной энергии океана составляет 44 000 ТВт·ч/год (159 ЭДж/год) (рис. 2.124). Как видно из рисунка, этот вид энергии имеет максимальное значение в районах экватора.

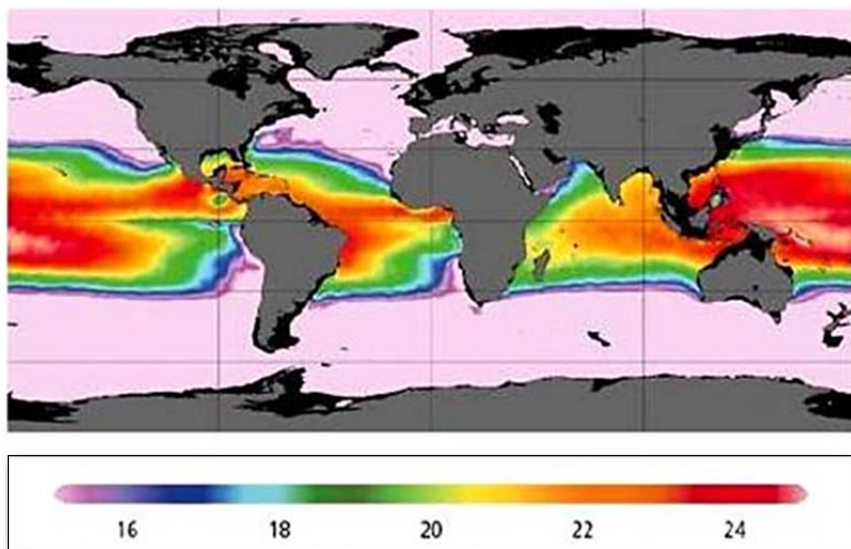


Рис. 2.124. Глобальное распределение тепловой энергии океанов

Теоретический потенциал градиентов солёности оценивается в 1 650 ТВт·ч/год (6 ЭДж/год). Солёность воды изменяется в различных океанах, а также по их глубине (рис. 2.125). Это относится также и к температуре воды.

Энергия морской биомассы. Подвергнув морские водоросли ферментации, можно получить этанол. Их же можно компостировать для получения биогаза. Водоросли могут подвергаться также сушке и последующему сжиганию в энергетических целях (рис. 2.126).

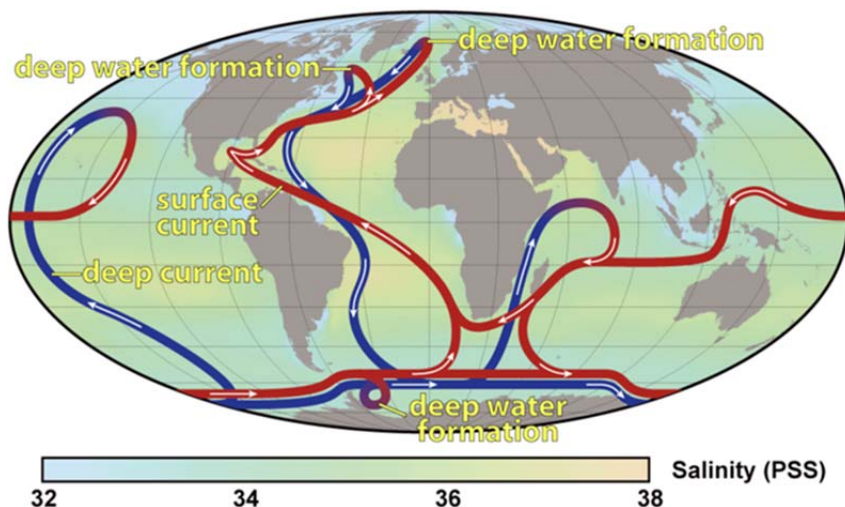


Рис. 2.125. Глобальное распределение тепловой энергии и солёности воды океанов

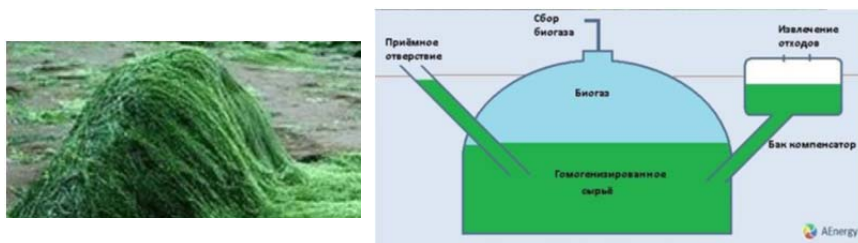


Рис. 2.126. Энергия морской биомассы

2.5.2. Использование энергии волн

Существуют четыре основных метода преобразования энергии волн в электричество (рис. 2.127):

- принцип «осциллирующей водяной колонны» (oscillating water column OWC);
- аттенуатор, ослабитель (attenuators);
- принцип «колеблющегося тела» (point absorber);
- принцип «перелива» (overtopping).

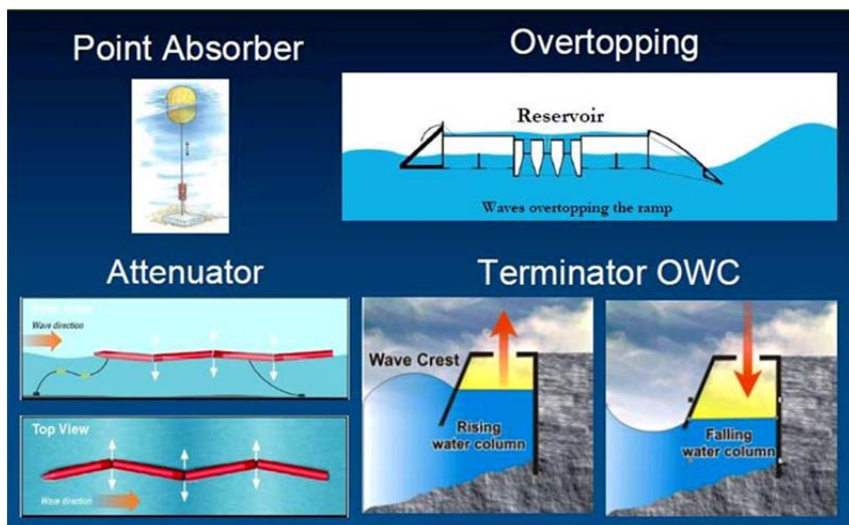


Рис. 2.127. Методы использования энергии волн

Метод «Осциллирующая водяная колонна (oscillating water column, OWC)» (рис. 2.128, 2.129). В полый, частично погруженной колонне из стали или бетона есть отверстие под водой. Внутренняя часть колонны содержит воздух над столбом воды. Волны, попадая в сооружение, вызывают подъем и уменьшение уровня воды. Движение воды то сжимает, то разжимает воздух в конструкции. Сжатый воздух образуется, когда вода входит в колонну, и передается турбине, прикрепленной к генератору. Волны заставляют воздух выходить через турбины и возвращаться обратно, когда давление падает. В колонне воды используется турбина Уэллса, уникальные лопасти которой позволяют ей вращаться вне зависимости от того, в каком направлении движется воздух.

Метод «Аттенуатор» (attenuators) (рис. 2.130). Колебательные движения рычажных механизмов, вызванные волновыми процессами, преобразуются во вращательное движение вала генератора электрической энергии.

Принцип «колеблющегося тела» (point absorber) (рис. 2.131). Колебательные движения, вызванные волновыми процессами, преобразуются во вращательное движение вала генератора или электромагнитного преобразователя.

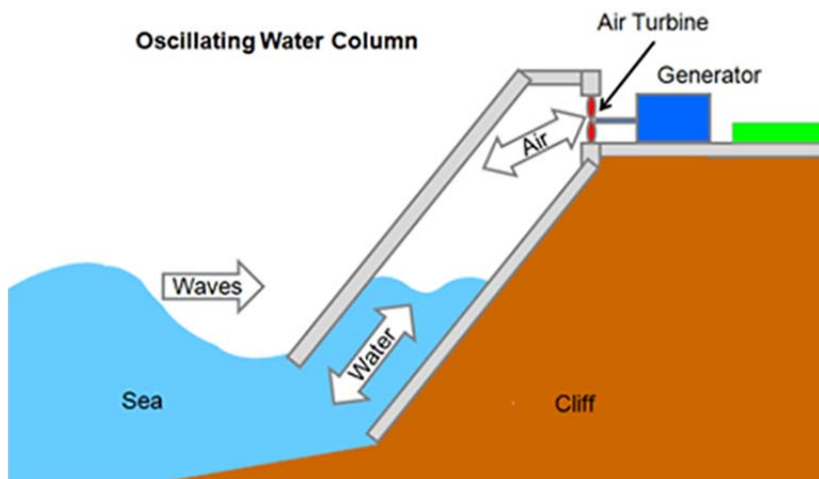


Рис. 2.128. Схема использования метода «Осциллирующая водяная колонна, OWC»



Рис. 2.129. Общий вид оборудования для использования метода «Осциллирующая водяная колонна, OWC»

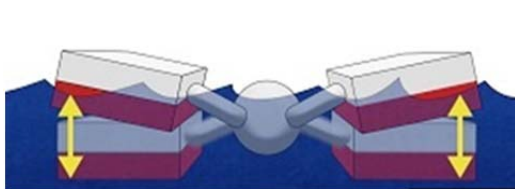


Рис. 2.130. Общий вид оборудования для использования метода «Аттенюатор».
Pelamis волновая электростанция (Scotland) 4 сегмента – 750 кВт,
длина – 150 м, ширина – 3,5 м

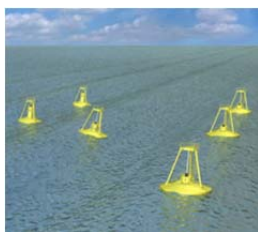
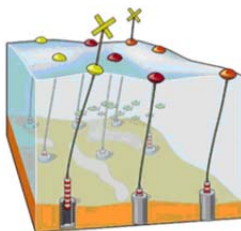


Рис. 2.131. Схема реализации и общий вид оборудования
для использования метода «колеблющееся тело»

Принцип «перелива» (overtopping) (рис. 2.132). Устройство содержит резервуар, который заполняется волновым движением. Вода с резервуара сливается на более низкий уровень и вращает турбину.

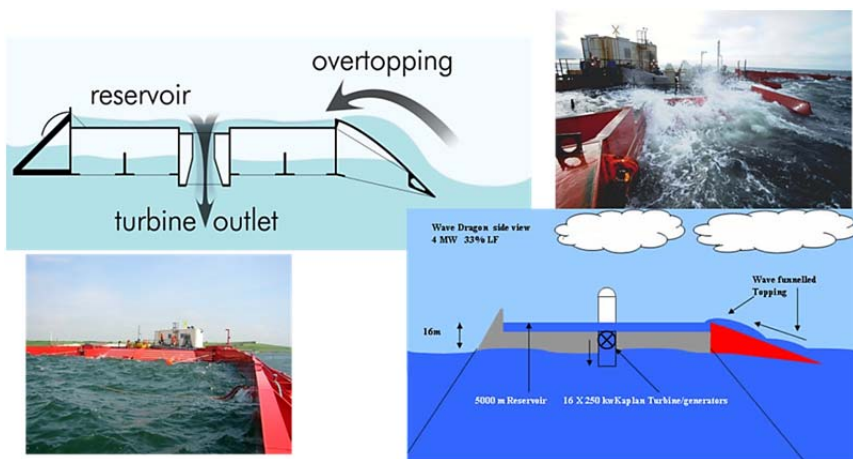


Рис. 2.132. Схема реализации и общий вид оборудования
для использования метода перелива

Наряду с офшорными конструкциями разработаны и прибрежные переливные электростанции (рис. 2.133).

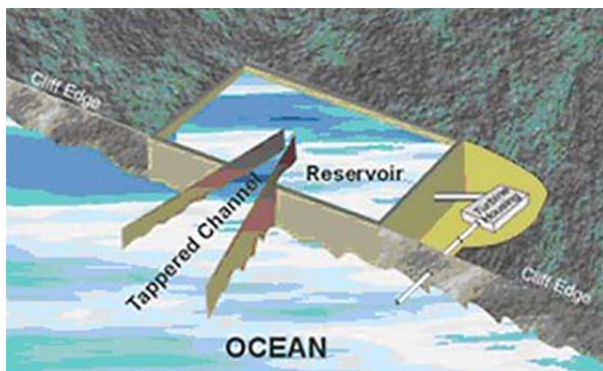


Рис. 2.133. Схема реализации прибрежных переливных электростанций

2.5.3. Использование энергии приливов и отливов, морских течений

В прибрежных зонах, где образуются течения за счет приливов и отливов устанавливаются турбины, которые могут вращаться в двух направлениях (рис. 2.134). На данном этапе наиболее мощно развивается приливно-отливная электроэнергетика в Китае, Южной Корее, Шотландии.



Рис. 2.134. Схема реализации и общий вид оборудования для использования энергии приливов и отливов, морских течений

Первая промышленная приливная электростанция построена в 1966 г. во Франции на берегу Ла-Манша (рис. 2.135). Для ее строительства использовано устье реки Ране, где высота прилива достигает 13,5 метров. Длина плотины в 750 метров. Вырабатываемая мощность доходит до 544 млн кВт·ч ежегодно.

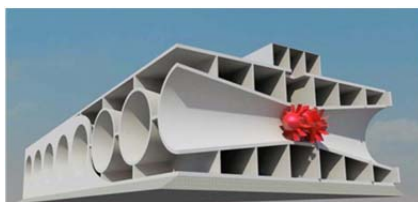
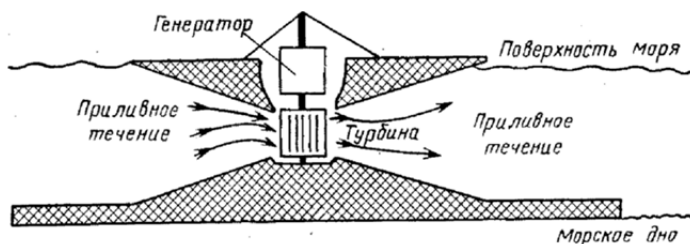


Рис. 2.135. Схема реализации и общий вид промышленной приливной электростанции во Франции на берегу пролива Ла-Манш

Одна из самых мощных в мире приливных турбин (1,2 МВт) построена в Стренгфорд Лаф (Ирландия) (рис. 2.136). Она состоит из двух парных турбин с диаметром лопастей 16 метров. Весит турбина 300 тонн. Способность вращаться вокруг своей оси позволяет турбине настраиваться на набегающий поток воды при приливе или отливе. Турбина может быть поднята из-под воды для проведения обслуживания.

Энергия морских течений преобразуется в электрическую с помощью погружных турбин (см. рис. 2.136). Водные турбины работают на том же принципе, что и ветровые. Хотя скорость водных потоков ниже, чем скорость ветра, но благодаря более высокой плотности воды по сравнению с воздухом (в 835 раз выше) водные турбины имеют аналогичную установленную мощность при меньшем размере лопастей.



Рис. 2.136. Общий вид водных погружных турбин

Аналогично ветровым турбинам, используются и водные турбины с горизонтальной осью вращения (Axial Flow Turbine, требуют ориентации), турбины, работающие в двух направлениях течения (Cross Flow Turbine) и в виде качающихся конструкций (Reciprocating Device) (рис. 2.137).

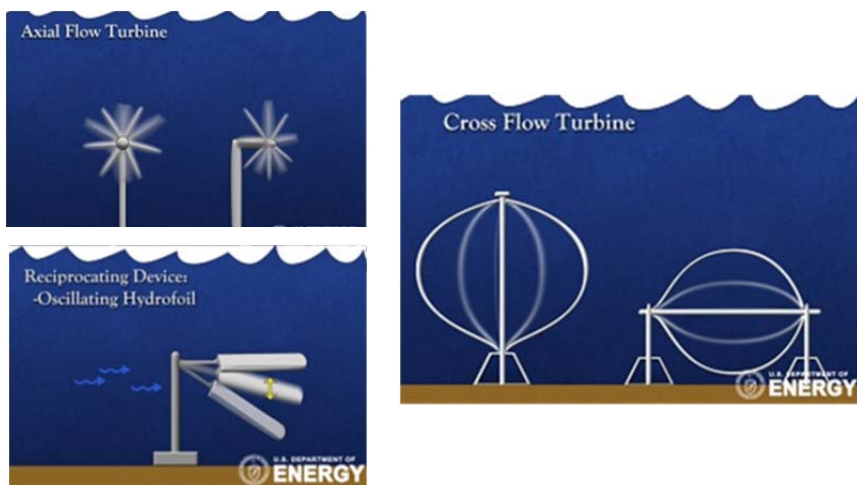


Рис. 2.137. Схема реализации водных турбин с горизонтальной осью вращения

2.5.4. Использование в энергетических целях тепла океана и градиента солености

Использование в энергетических целях тепла океана. Технология Ocean Thermal Energy Conversion (ОТЕС). Для производства электрической энергии используются разность в температуре верхнего и глубинных слоев воды морей и океанов.

Различают следующие варианты технологий ОТЕС:

- 1) с закрытым циклом;
- 2) с открытым циклом;
- 3) гибридная технология.

Технология с закрытым циклом. В системе используются жидкость с низкой температурой испарения (например, аммиак), которая испаряется в теплообменнике, поглощая энергию нагретых верхних слоев воды ($15\text{--}24\text{ }^{\circ}\text{C}$). Пар вращает турбину генератора и конденсируется во втором теплообменнике, охлаждаемом холодной водой из нижних слоев океана (рис. 2.138, 2.139).

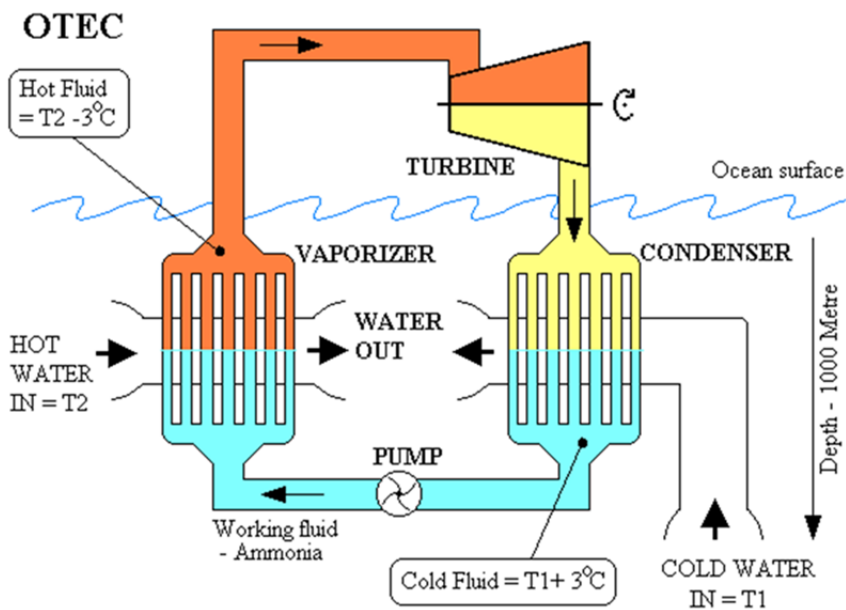


Рис. 2.138. Схема реализации технологии ОТЕС с закрытым циклом

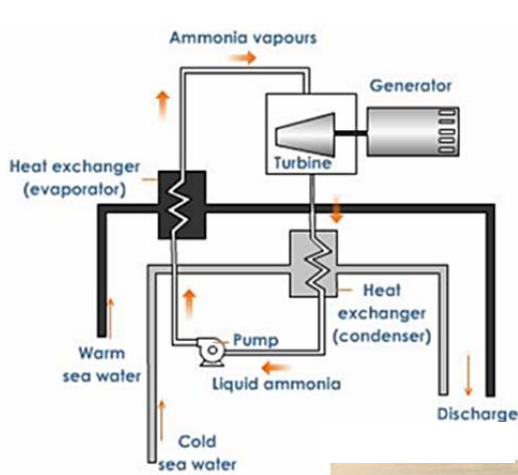


Рис. 2.139. Схема реализации и оборудование технологии ОТЕС с закрытым циклом

Технология ОТЕС с открытым циклом (рис. 2.140). Система использует теплые воды экваториальной части океана. Вода поступает в контейнер с низким давлением, испаряется, пар вращает турбину генератора с последующим охлаждением холодной глубоинной водой.



Рис. 2.140. Схема реализации и общий вид технологии ОТЕС с открытым циклом

В гибридных системах теплая поверхностная вода поступает в камеру низкого давления, где испаряется (открытый цикл). Пар нагревает

ет жидкость с низкой точкой кипения (закрытый цикл), пар которой вращает турбину (рис. 2.141).

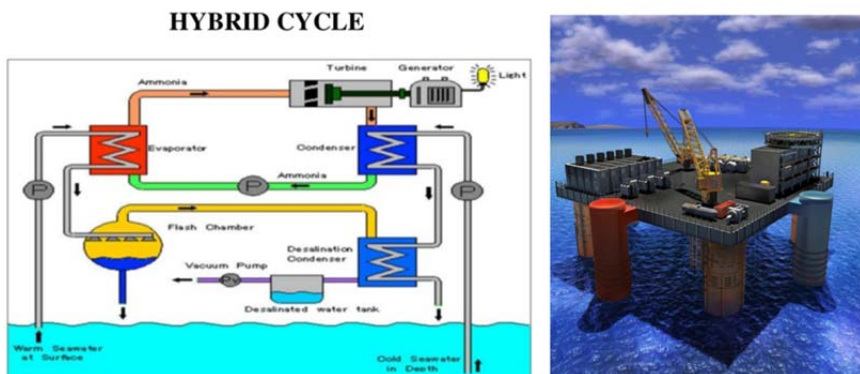


Рис. 2.141. Схема реализации и общий вид электростанции ОТЕС с гибридным циклом

Использование в энергетических целях градиента солености. Для получения энергии используется метод, основанный на осмотическом давлении на соленую воду вследствие селективной диффузии пресной воды через мембраны (Pressure Retarded Osmosis (PRO)). Под действием давления вода может подниматься на высоту до 200 м и направляться в турбину генератора (рис. 2.142).

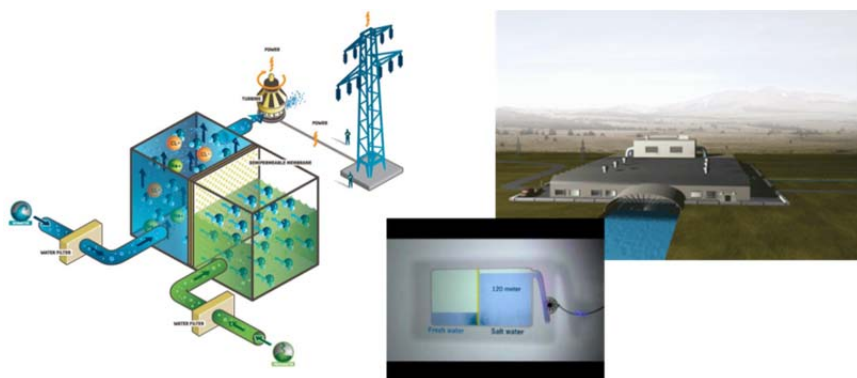


Рис. 2.142. Схемы использования в энергетических целях градиента солености

На начало 2016 г. установленная мощность электростанций, использующих энергию морей и океанов, составляла 530 МВт.

2.5.5. Малая гидроэнергетика, потенциал, технические решения

Развитие малой гидроэнергетики – тенденция будущего, которая пользуется огромной популярностью из-за стремления улучшить экологическую ситуацию в мире. Сооружение и эксплуатация МГЭС не влияет на качество воды, вызывает минимальное затопление местности. Современные мини-ГЭС полностью автоматизированы. Их срок службы составляет примерно 40 лет.

Использование малых гидроэлектростанций является замечательной альтернативой традиционным источникам электроэнергии, особенно, для тех районов, где подключение к централизованной энергосети затруднительно.

Малая гидроэнергетика, потенциал. Расчет энергетического потенциала водотоков осуществляется на основе информации о количестве и мощности водотоков, приведенной в Водном кадастре Республики Беларусь. Для расчета потенциальной энергии \mathcal{E} реки на участке протяженностью L (км), при падении на нем (напор) H (м) и среднем расходе на этом участке Q (м³/с) в течение времени T (час) осуществляется с использованием эмпирических формул:

$$\mathcal{E} = N \cdot T, \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$N = 9,81 \cdot Q \cdot H, \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где N – мощность, кВт;

T – время, часы;

\mathcal{E} – вырабатываемая энергия, кВт·ч.

Таким образом, для расчета валовых гидроэнергетических ресурсов следует знать значения расход воды Q на определенном участке реки и перепад высот H .

При выборе энергетических параметров малой ГЭС, для обеспечения ее надежной и безаварийной эксплуатации, наибольший практический интерес представляет среднееголетний расход $Q_{\text{мгг}}$ и максимальный паводковый расход $Q_{\text{макс}}$.

Для определения расчетного расхода $Q_{\text{макс}}$ необходимо иметь значение среднемноголетнего расхода $Q_{\text{мнг}}$, позволяющего при выбранном значении напора H подсчитать мощность (N) ГЭС. Правильное решение этой задачи важно для определения экономической эффективности малой ГЭС.

Запасы гидроэнергоресурсов Республики Беларусь составляет теоретический потенциал ее рек – около 7,5 млрд кВт·ч в средний по водности год, а его часть, которая путем выработки электроэнергии на ГЭС или иными техническими средствами может быть использована (технический потенциал) – 2,5–3,0 млрд кВт·ч/год. Экономический гидроэнергопотенциал в Республике Беларусь составляет 1,3 млрд кВт·ч/год, или 325 МВт общей установленной мощности возможных ГЭС в условиях Беларуси.

Глобальное производство гидроэлектроэнергии в 2016 г. составило 1064 ГВт. Как видно из рис. 2.143, в топ 10 стран мировых производителей гидроэлектроэнергии входит Китай (около 28 % мирового производства), Бразилия, США, Канада и др.

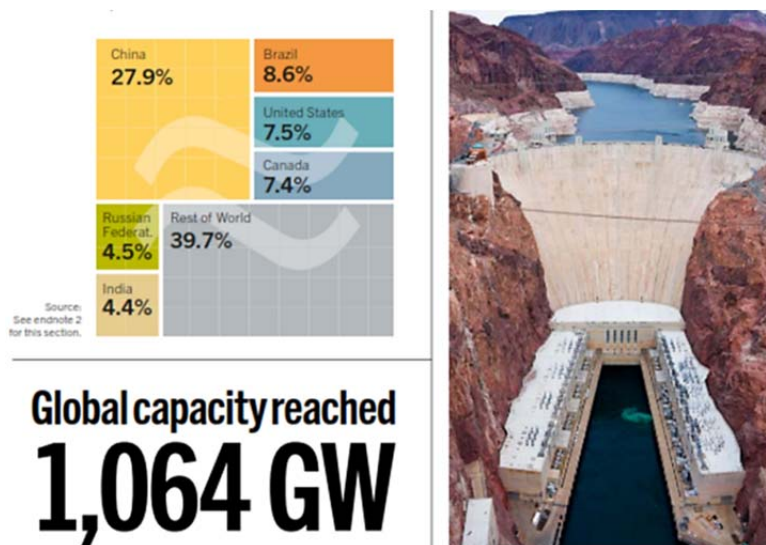


Рис. 2.143. Производство гидроэлектроэнергии ведущими мировыми производителями (2016 г.)

Как видно из табл. 2.6 развитие малой энергетики приносит значительные экономические, технические, экологические и социальные преимущества.

Таблица 2.6

Преимущества использования малых ГЭС

№ п/п	Факторы	Преимущества
1	Экономические	<ul style="list-style-type: none"> – себестоимость вырабатываемой электроэнергии в 2–2,5 раза ниже, чем на крупных ГЭС; – не требует строительства плотин и больших площадей затопления; – не отвлекает из хозяйственного оборота плодородные земли; – приближенность к потребителю и отсутствие необходимости прокладки дорогостоящих ЛЭП, в том числе в труднодоступных районах; – возможность привлечения средств населения, среднего и малого бизнеса; – открывает дополнительные возможности для освоения новых территорий; – более короткие сроки получения электроэнергии
2	Технические и технологические	<ul style="list-style-type: none"> – не требуется использования большегрузной автотехники, строительства дорог для транспортировки техники и материалов для строительства плотин и т. д.; – простота в регулировании режимов эксплуатации; – возможность использования при строительстве МГЭС маломощных транспортных средств
3	Экологические	<ul style="list-style-type: none"> – отсутствие зон заполнения и сохранение естественных земельных угодий (без засоления и эрозии), лесов, флоры и фауны; – сохранение экологического равновесия; – сохранение качества влаги, поступающей для коммунальных нужд и орошения
4	Социальные	<ul style="list-style-type: none"> – электрификация удаленных от основных коммуникаций поселений; – создание новых рабочих мест и привлечение рабочей силы на освоение новых и более эффективное использование действующих производств; – улучшение социально-бытовых условий населения

По состоянию на 01.08.2017 г. в Беларуси эксплуатировалось 53 ГЭС общей установленной мощностью 95,4 МВт. Наиболее крупные ГЭС: Витебская (40 МВт, 2017 г.) (рис. 2.144) и Полоцкая (21 МВт, 2016 г.). В 2018–2020 годах намечается поэтапный ввод на Днестре и Западной Двине относительно крупных ГЭС: Бешенковичская ГЭС (30 МВт); Оршанская ГЭС (5,7 МВт); Речицкая ГЭС (4,6 МВт); Верхнедвинская ГЭС (20 МВт); Шкловская ГЭС (4,9 МВт).



Рис. 2.144. Панорамный вид Витебской ГЭС

2.5.6. Малая гидроэнергетика, технические схемы и компоновочные решения

Классификация малых ГЭС в зависимости от установленной мощности, принятая в РБ:

- крупные от 10 МВт и выше;
- малые от 1 до 10 МВт;
- мини от 100 кВт до 1 МВт;
- микро менее 100 кВт.

Наибольшая привлекательность установки малых ГЭС заключается в том, что для их работы нет необходимости сооружать крупные гидротехнические объекты.

Схемы малых ГЭС (рис. 2.145):

1) Плотинная схема – напор создается с помощью плотины. Возможно использование существующих водохранилищ.

2) Деривационная схема – часть стока реки отводится по каналу или трубопроводу.

3) Комбинированная (плотинно-деривационная).

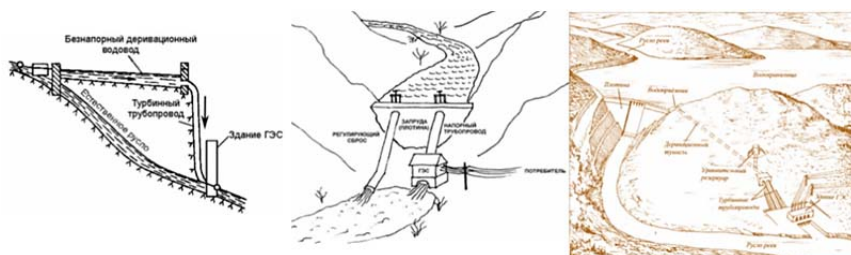


Рис. 2.145. Схемы малых ГЭС

Плотинная схема создания напора (рис. 2.146) – это наиболее распространенная схема использования гидроэнергетического потенциала малых водотоков, равнинных малых рек со сравнительно малыми уклонами. Особое влияние на тип и компоновку сооружений, образующих гидроузлы играет величина напора и место расположения здания ГЭС. Напор на гидроустановке создается сооружением плотины перегораживающей реку и подпирающей в ней воду. Водное пространство перед плотиной носит название верхнего бьефа (ВБ), водное пространство ниже плотины называется нижним бьефом (НБ) (рис. 2.147).



Рис. 2.146. Схема и общий вид плотинной ГЭС



Рис. 2.147. Схема расположения плотины и общий вид ГЭС

Плотинная схема может осуществляться в зависимости от типа речной долины равнинной реки и напора в двух вариантах: без выхода подпорного уровня на пойму и с выходом на нее. Первая схема рекомендуется для рек с широкой поймой и глубоко врезанным руслом. В этом случае отметка нормального подпорного уровня назначается так, чтобы при возведении плотины вода не выходила из основного русла реки. Для такой схемы характерны русловая компоновка здания ГЭС с небольшими напорами (от 1,5 до 4,5 м) и небольшая мощность станции (от нескольких сотен до одного-двух тысяч киловатт) (рис. 2.148).



a

б

Рис. 2.148. Схема (а) и общий вид плотинной ГЭС без выхода подпорного уровня на пойму (б):
1 – здание ГЭС; 2 – водосбросная плотина

На равнинных реках с относительно неширокой глубоко врезанной поймой и слабо развитым руслом целесообразно создавать ГЭС с водохранилищем сезонного регулирования с затоплением поймы (рис. 2.149).

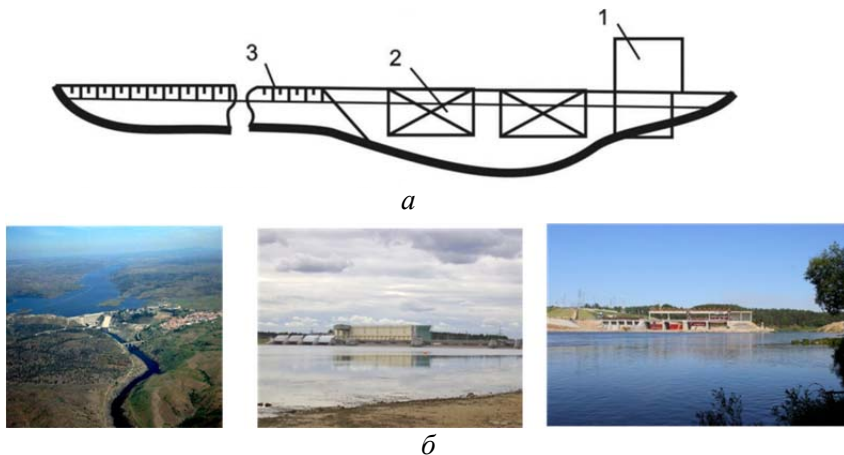


Рис. 2.149. Схема (а) и общий вид плотинных ГЭС с выходом подпорного уровня на пойму (б):
 1 – здание ГЭС; 2 – водосбросная плотина; 3 – глухая плотина

Для плотинных ГЭС характерны два основных варианта компоновки сооружений ГЭС – русловые и приплотинные. В русловых ГЭС здание с основным оборудованием расположено в русле реки, в приплотинных – на берегу (рис. 2.150).



Рис. 2.150. Общий вид малых ГЭС с русловыми и приплотинными вариантами компоновки сооружений

Деривационная система малых ГЭС. Вода из речного русла отводится деривационным каналом (безнапорная деривация), туннелем или напорным трубопроводом (напорная деривация) к стационарному узлу, где за счет естественного понижения местности создается перепад уровней между верхним и нижним бьефами (рис. 2.151). Деривационные схемы чаще всего используются на горных реках, в конструкциях микро-ГЭС.

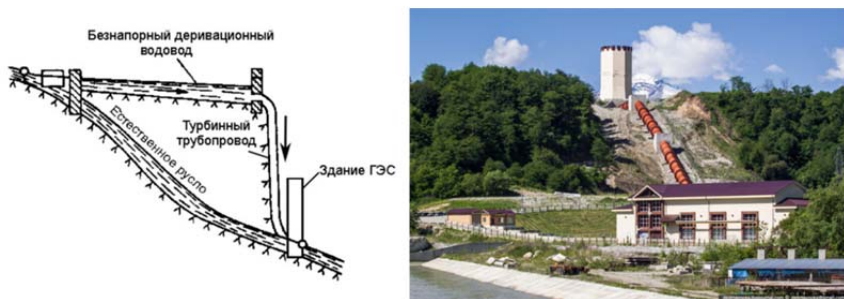


Рис. 2.151. Схема и общий вид реализации малых деривационных ГЭС

При *комбинированной схеме* напор на ГЭС образуется частично за счет подпора уровня реки плотиной и создания водохранилища, как при приплотинной схеме, и частично за счет деривации, что позволяет при соответствующих природных условиях использовать преимущества обеих схем и можно получить высокие напоры на ГЭС.

В состав ГЭС в зависимости от ее типа входят головной узел, деривация (в деривационных и смешанных ГЭС) и силовой узел. Головной узел представляет собой глухую или водосливную плотину при помощи, которой можно поднять уровень воды в верхнем бьефе до расчетной высоты с целью подачи воды в напорный бассейн ГЭС или в деривацию (рис. 2.152). Головной узел включает также водоприемник, водосброс и водовыпуск.

Деривация представляет собой группу водопроводящих напорных или безнапорных сооружений (каналы, штольни, трубопроводы и т. д.), при помощи которых вода из реки (водохранилища) подается в напорный бассейн ГЭС (рис. 2.153).



Рис. 2.152. Общий вид головного узла малой ГЭС



Рис. 2.153. Общий вид оборудования деривационной ГЭС

Силовой узел состоит из напорного трубопровода, берущего начало от напорного бассейна и соединенного с турбинами, здания станции и отводящего канала. В здании ГЭС установлены турбины с генераторами и вспомогательным оборудованием (рис. 2.154).



Рис. 2.154. Общий вид генераторного оборудования малых ГЭС

Параметры и характеристики малых ГЭС. Основными энергетическими характеристиками малых ГЭС являются:

- расчетный напор;
- расчетный расход;
- установленная мощность и число гидроагрегатов;
- годовая выработка электроэнергии.

Статический напор $H_{ст}$ равен разности отметок верхнего (ВБ) и нижнего бьефа (НБ), м:

На ГЭС часть энергии идет на гидравлические потери при движении воды в ее проточном тракте. Расчетный напор H_p равен минимальному напору, при котором обеспечивается установленная мощность ГЭС. Расчетный расход воды (Q_p , м³/с) определяется исходя из объема воды, протекающей через турбины генератора в единицу времени (при расчетном напоре).

Установленная мощность ГЭС. Установленная мощность одной гидротурбины ($N_{уст. г}$) рассчитывается исходя из расчетного напора H_p и расчетного расхода воды Q_p :

$$N_{уст. г} = 9,81 \cdot Q_p \cdot H_p \cdot \eta;$$

где η – коэффициент полезного действия гидроагрегата, равный $\eta = \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}}$;

$\eta_{\text{т}}$ и $\eta_{\text{г}}$ – КПД соответственно турбины и генератора (90–94 %).

Установленная мощность ГЭС будет равна сумме паспортных (номинальных) мощностей (n) генераторов, смонтированных в малой ГЭС, составляет:

$$N_{\text{уст}} = n \cdot N_{\text{г}},$$

и обычно соответствует максимальной мощности, которую может выдать ГЭС.

Годовая выработка электроэнергии малой ГЭС не является постоянной величиной, а изменяется в зависимости от объема стока, поступающего в водохранилище, степени его регулирования и условий эксплуатации ГЭС:

$$W = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{у}} \text{ (кВт}\cdot\text{ч)},$$

где $T_{\text{у}}$ – число часов использования установленной мощности в году.

Для оценки работы ГЭС в энергосистеме служит условное число часов использования установленной мощности в году $T_{\text{у}}$ представляющее собой отношение:

$$T_{\text{у}} = \mathcal{E}_{\text{г}} / N_{\text{у}},$$

где $N_{\text{у}}$ – установленная мощность ГЭС;

$\mathcal{E}_{\text{г}}$ – среднегодовая выработка электроэнергии.

Для остропиковых ГЭС $T_{\text{у}} = 2000$ ч, а для ГЭС, работающих в полупиковом режиме, $T_{\text{у}}$ возрастает до 4000 ч. Если ГЭС предназначена для базисной работы, то $T_{\text{у}}$ составляет обычно 6000–6500 ч. Теоретическим пределом является $T_{\text{у}} = 8760$ ч.

Унификация технических решений. Основным направлением сокращения стоимости строительства МГЭС является налаживание системы массового, поточного их строительства. В отличие от крупных ГЭС, не признающих типовых инженерных решений, это позволяют делать технологии, применяемые при строительстве гидроузлов малой мощности. В СНиП 2.06.01-86 «Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования», где указывается, что при про-

ектировании малых ГЭС необходимо применять унифицированные проекты, учитывающие требования максимальной типизации технических характеристик малых ГЭС, их оборудования и строительной части; высокой заводской готовности технологического оборудования; широкого применения промышленных строительных конструкций и изделий, местных (грунтовых и каменных) материалов.

Восстановление малых ГЭС. В 1950–1960 годы в республике было построено более 170 небольших ГЭС общей мощностью около 20 МВт с годовой выработкой электроэнергии в среднем по водности год 88 млн кВт·ч. Наиболее крупная – Осиповичская ГЭС (проектная мощность 2,2 МВт), возведена на реке Свислочь. В настоящее время часть старых малых ГЭС восстановлена (табл. 2.7).

Типовой перечень восстановительных работ включает:

- 1) ремонт плотин (деривационных каналов);
- 2) ремонт силового узла МГЭС;
- 3) ремонт или установка нового оборудования ГЭС;
- 4) ремонт или монтаж новой электрической подстанции и линий электропередач.

Таблица 2.7

Восстановленные ГЭС Беларуси с участием НПО
«Малая энергетика»

Название ГЭС	Год восстановления	Установленная мощность, кВт	Организация, выполнившая работы	Характеристика работ
Клястицкая	1994	700	«Витебскэнерго» «Малая энергетика»	Капитальный ремонт
Гонолес	1994	300	«Малая энергетика» «Минскводоканал»	Восстановление
Жемыславльская	1994	160	«Малая энергетика»	Восстановление
Богинская	1995	400	БЭРН	Восстановление
Лохозвинская	1995	100	«Малая энергетика»	Восстановление
Гомельская	1996	250	«Малая энергетика»	Восстановление
Тетеринская	1996	600	БЭРН	Капитальный ремонт
Войтовщизна	1997	220	«Малая энергетика»	Капитальный ремонт

Окончание табл. 2.7

Название ГЭС	Год восстановления	Установленная мощность, кВт	Организация, выполнившая работы	Характеристика работ
Лукомльская (2 оч.)	2000	150	«Малая энергетика» «Лукомльэнерго-монтаж»	Новое строительство
Дубровская	2001	110	«Минскмелиоводхоз»	Новое строительство
Новосёлковская	2002	100	«Гродноэнерго» «Малая энергетика»	Восстановление
Лепельская	2003	320	«Малая энергетика» «Лукомльэнерго-монтаж»	Восстановление
Селявская	2003	110	«Малая энергетика» «Лукомльэнерго-монтаж»	Восстановление
Васьковцы	2005	75	«Малая энергетика» «Молодечненские электросети»	Восстановление

Строительство МГЭС на неэнергетических гидроузлах. На территории Беларуси расположено 153 водохранилища с общей площадью зеркала 822 км² (наиболее крупные Вилейское и Заславское). Большинство водохранилищ построены без ГЭС и предназначены для орошения земель, водоснабжения населения и промышленности. Создаваемые плотинами гидроузлов таких водохранилищ напор и попуски в нижний бьеф могут быть использованы для выработки электроэнергии.

Пристройка малой ГЭС к неэнергетическим водохранилищам обеспечит повышение эффективности комплексного использования водных ресурсов, уменьшит или полностью исключит затраты на создание напорного фронта, водохранилища, водосборных сооружений, на переустройство нижнего бьефа, основание стройплощадки (прокладка дорог, электроснабжение строительства) и др. Малые ГЭС мощностью более 100 кВт могут устанавливаться на водохранилищах объемом больше 10 млн м³ и составляют значительное число водохранилищ Республики Беларусь (рис. 2.155).



Рис. 2.155. Общий вид ГЭС на неэнергетическом гидроузле

Малые ГЭС, сооружаемые при водохранилищах неэнергетического назначения, будут работать в режиме попусков в нижний бьеф, подчиненных требованиям основных водопользователей. Водохранилища, предназначенные для коммунально-бытового и промышленного водоснабжения в нижнем бьефе, характеризуются круглогодичным режимом попусков, поэтому МГЭС, пристраиваемые к таким водохранилищам, будут иметь относительную высокую, причем гарантированную в меженный период, мощность и значительное число часов ее использования (6000–7000).

Снижение уровней верхнего бьефа, следовательно, и напора, на ряде гидроузлов по отношению к максимальному достигает 50–60 %. Эффективное использование гидроэнергетического потенциала таких водохранилищ возможно по таким схемам:

- применение многоскоростных турбин, соединяемых с генератором через редуктор с постоянной частотой вращения;
- применение многоскоростных генераторов;
- установка на одной ГЭС турбин, рассчитанных на разные напоры.

2.5.7. Оборудование малых ГЭС

Оборудование МГЭС по функциональному назначению делится на несколько групп.

Гидросиловое оборудование – это гидротурбины и гидрогенераторы (на ГАЭС – обратимые гидромашины и двигатель-генераторы).

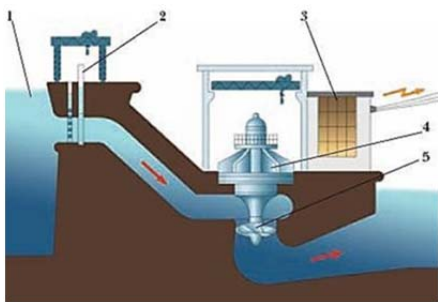
Вспомогательное оборудование необходимо для обеспечения работы гидросилового оборудования. К нему относятся системы технического водоснабжения, пневматического хозяйства, масляного хозяйства, осушения и т. п.

Механическое оборудование включает в себя затворы, сороудерживающие решетки, грузоподъемные механизмы, краны для обслуживания гидротурбин и гидрогенераторов.

Электротехническое оборудование – электрическая часть генераторов, повышающие трансформаторы, коммутационная аппаратура: шинные, воздушные и кабельные токопроводы, система релейной защиты, автоматики, телеуправления, связи.

Санитарно-техническое оборудование, обеспечивающее отопление, вентиляцию, пожаротушение, водоснабжение и канализацию.

Гидравлическая турбина (гидротурбина) – это двигатель, преобразующий энергию движущейся воды в механическую энергию вращения (рис. 2.156). Турбина служит приводом для электрического генератора (гидрогенератора). Роторы гидротурбины и гидрогенератора, как правило, посажены на единый вал, имеющий общую систему опор вращающихся частей. Такое объединение образует сложную машину, называемую гидроагрегатом.



a



б

Рис. 2.156. Схема расположения (*a*) и общий вид (*б*) гидротурбины:

1 – водохранилище; 2 – затвор шлюза; 3 – трансформатор;
4 – генератор; 5 – гидротурбина

В реактивной гидротурбине рабочее колесо полностью погружено в поток, который постоянно воздействует на лопасти турбины. В наиболее распространенной турбине Френсиса вращение колеса осуществляется за счет разности давления потока на входе и на выходе вода поступает в рабочее колесо радиально. Зазор между рабочим колесом и камерой – переменный. После взаимодействия потока с колесом он разворачивается на 90° (рис. 2.157). Переменный зазор и поворот потока повышает эффективность турбины.

По конструктивным признакам реактивные турбины подразделяются на радиально-осевые (см. рис. 2.157, *а*), пропеллерные (*б*), поворотные-лопастные (*в*) и диагональные (*з*, *д*).

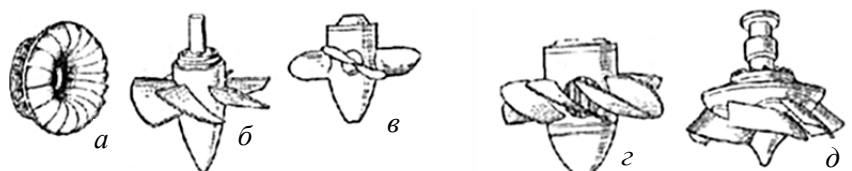


Рис. 2.157. Общий вид рабочих колес реактивных турбин

По конструктивным признакам активные турбины подразделяются на ковшовые и двукратные (рис. 2.158).

Для малых ГЭС с напорами от 1 до 40 м чаще всего применяются поворотные-лопастные и пропеллерные турбины. Поворотные-лопастная турбина (рис. 2.159) отличается от пропеллерной тем, что лопасти ее рабочего колеса не закреплены неподвижно, с помощью специального механизма, находящегося внутри втулки рабочего колеса, лопасти могут поворачиваться. Это позволяет регулировать скорость вращения турбины при изменении напора воды (в зависимости от времени года, погодных условий (засуха, наводнение)).

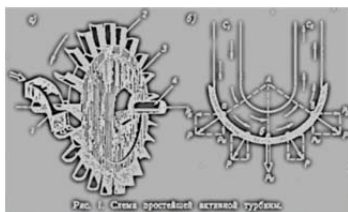


Рис. 2.158. Общий вид ковшовых и двукратных активных турбин

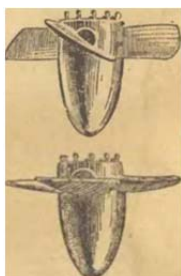
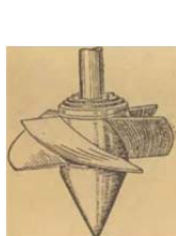


Рис. 2.159. Конструктивные решения поворотной-лопастных турбин

В состав гидротурбины входит гидрогенератор – это электрическая машина, преобразующая механическую энергию вращения в электрическую. На малых ГЭС применяются в качестве генераторов синхронные машины трехфазного переменного тока (рис. 2.160).

Затворы малых ГЭС (рис. 2.161). В зданиях ГЭС и водохранилищах затворы применяются для перекрытия водопропускных отверстий и регулирования пропускания расхода воды.

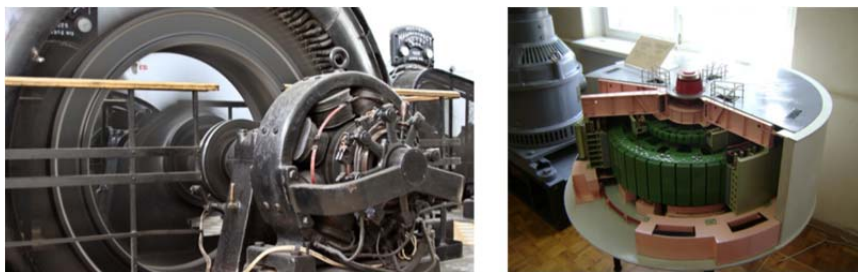


Рис. 2.160. Общий вид генераторов малых ГЭС



Рис. 2.161. Общий вид затворов малых ГЭС

По функциональному назначению можно выделить:

- основные (рабочие) затворы предназначены для регулирования расходов;
- аварийные затворы применяются в случае аварии с основным затвором, при потере регулирования или повреждении турбины, разрыве водовода;
- ремонтные затворы устанавливают при выравненных уровнях воды перед затвором и за ним для перекрытия отверстий с последующим осушением водоводов при плановых ремонтах.

МикроГЭС – один из наиболее ранних видов ГЭС в истории развития гидроэнергетики. Созданная в 1940-е годы номенклатура гидротурбин включала все основные типы, применявшиеся в гидроэнергетике, радиально-осевые, пропеллерные, ковшовые. Как и для малых ГЭС, применительно к различным природным условиям можно выделить два типа микроГЭС: реализующие потенциальную энергию и реализующие кинетическую энергию водотока. Примерами первого типа являются микроГЭС с традиционным оборудованием, русловые либо деривационные, а также рукавные малые переносные гидроэлектростанции (разновидность деривационных).

МикроГЭС кинетического (активного) типа устанавливаются непосредственно в водотоке. Примерами их являются разработанные и применявшиеся гирляндные ГЭС конструкции Б. С. Блинова, штанговая плоскопараллельная и плоскоподъемная М. И. Логинова и др. (рис. 2.162).



Рис. 2.162. МикроГЭС кинетического (активного) типа

Примером микроГЭС напорного типа (реактивные) является гидротурбина МГА-1-0,25 (НПО «РАНД» (РФ)) (рис. 2.163).

Экономические характеристики малых ГЭС. К экономическим преимуществам малой гидроэнергетики, по сравнению с электростанциями на органическом топливе, можно отнести низкую себестоимость электроэнергии и эксплуатационные затраты, относительно недорогую замену оборудования, более длительный срок службы ГЭС (40–50 лет), комплексное использование водных ресурсов (электроэнергетика, водоснабжение, мелиорация, охрана вод, рыбное хозяйство) (табл. 2.8).

Инвестиционные затраты ГЭС в Республике Беларусь (>10 МВт) оцениваются в диапазоне от 5000 до 6000 \$ за 1 кВт установленной мощности и в среднем составляли около 4000 \$ за 1 кВт (в Беларуси – около 6000 \$). Средняя стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, выработанной на МГЭС в Европе, составляла около 0,03 \$. Себестоимость выработки электроэнергии ГЭС в Республике Беларусь в среднем составляет 0,07 \$ (50 % – аренда земли).

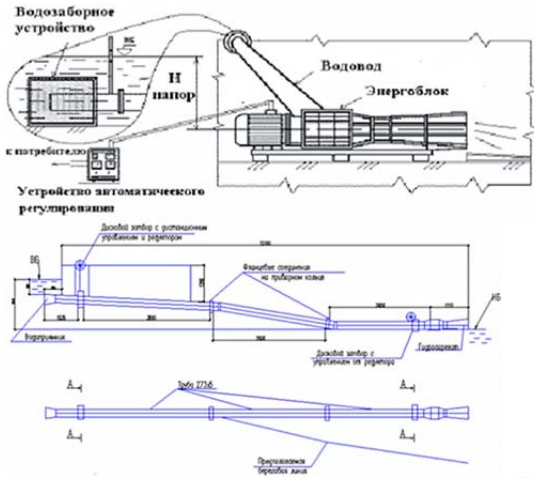


Рис. 2.163. Конструкция и общий вид микроГЭС на базе гидротурбины МГА-1-0,25

Удельные затраты на строительство малых гидроэлектростанций при их индивидуальном проектировании и возведении часто могут превышать удельные затраты на строительство крупных ГЭС. Вместе с тем опыт проектирования и строительства различных малых гидроузлов все же позволяет говорить о возможности значительного снижения удельной стоимости вводимых мощностей при условии типового проектирования, унификации оборудования, применения местных материалов.

В странах Евросоюза, в том числе и нашей стране, принимая во внимание эти факторы, расширяют использование гидроэнергетических ресурсов малых рек.

2.6. Биоэнергетика. Способы использования энергии биомассы

2.6.1. Общая характеристика технологий и биоэнергетического потенциала

Биоэнергетика – направление в возобновляемой энергетике, которое основано на использовании энергии органического сырья, включает следующие технологии: прямое сжигание и пиролиз древесного

топлива и твердых бытовых отходов; биогазовые технологии; получение жидкого биотоплива для транспортных средств. Исходным сырьем для указанных технологий являются древесина, отходы древесины; бытовой и промышленный мусор; растениеводческая продукция и отходы сельского хозяйства и пищевой промышленности.

Республика Беларусь на сегодняшний день имеет большой биоэнергетический потенциал.

Древесная биомасса. Беларусь обладает значительными лесными ресурсами. Возможный среднегодовой объем заготовки древесных топливных ресурсов в лесах Республики Беларусь в 2015 году составил 13,6 млн м³, что эквивалентно 3,7 млн т у.т. (9 % потребления ТЭР в стране). Страна имеет большой неиспользуемый энергопотенциал древесного топлива более 3 млн т у.т. За счет использования всех видов биомассы (древесная биомасса, отходы с/х, коммунальные отходы) возможно покрыть до 15 % потребностей страны в ТЭР.

Перспективным источником древесного биосырья являются быстрорастущие насаждения, прежде всего, ива, тополь (одна тонна ивовой щепы (сырой массы) дает 8,9 ГДж, то есть примерно столько, сколько и одна тонна торфяных брикетов (для сравнения, 1 тонна мазута – 38,5 ГДж) (табл. 2.8). Ива дает первый урожай спустя 4–5 лет. Затем он снимается каждые три года. Урожайность примерно 45–50 тонн (сырой массы) древесины с 1 га (рис. 2.164).

Таблица 2.8

Сравнительные энергетические характеристики различных видов биомассы

Вид биомассы	Влажность *, %	Теплота сгорания, кВт·ч/кг		Объемная плотность *, кг/м ³	Энергетическая плотность, кВт·ч/м ³
		высшая **	низшая *		
Древесные гранулы	10,0	5,5	4,6	600	2756
Древесная щепка твердых пород	50,0	5,5	2,2	450	1009
То же, просушенная ***	30,0	5,5	3,4	320	1094
Древесная щепка мягких пород	50,0	5,5	2,2	350	785
То же, просушенная ***	30,0	5,5	3,4	250	855

Вид биомассы	Влажность [*] , %	Теплота сгорания, кВт·ч/кг		Объемная плотность [*] , кг/м ³	Энергетическая плотность [*] , кВт·ч/м ³
		высшая ^{**}	низшая ^{**}		
Трава ^{***}	18,0	5,1	3,8	200	750
Кора	50,0	5,6	2,3	320	727
Хлебные злаки ^{***}	15,0	5,2	4,0	175	703
Древесные опилки	50,0	5,5	2,2	240	538
Солома озимой пшеницы ^{****}	15,0	5,2	4,0	120	482

Примечание: * Расчет по массе влажного сырья.

** Расчет по массе сухого сырья.

*** В виде сильно спрессованных брикетов.

**** Сушка проводилась на воздухе в течение 9 мес.



Рис. 2.164. Выращивание и уборка ивы в качестве древесного топлива

Источником биомассы для биогазовых технологий являются:

- 105 крупнейших свиноводческих комплексов (более 30 тыс. голов);
- 82 комплекса по выращиванию крупного рогатого скота (более 5 тыс. голов);
- 55 птицефабрик (более 200 тыс. голов)
- отходы сельского хозяйства.

В Республике Беларусь находятся в эксплуатации около 2450 канализационно-насосных станций. Годовой пропуск сточных вод через канализационно-насосные станции составляет примерно 593,2 млн м³ (рис. 2.165).



Рис. 2.165. Общий вид объектов хранения и захоронения жидких и твердых бытовых отходов

В стране действуют 167 объектов захоронения твердых коммунальных отходов с проектным объемом захоронения 239,8 млн м³ (фактический объем захоронения 206,6 млн м³). Потенциальная энергия, заключенная в этих отходах, равноценна 470 тыс. т у.т. При их биопереработке в целях получения газа эффективность составит 20–25 %, что эквивалентно 100–120 тыс. т у.т.

2.6.2. Использование древесного топлива. Котельные агрегаты на древесном топливе. Пиролиз и газификация биомассы

В настоящее время применяются следующие способы использования энергии биомассы:

- прямое сжигание древесной биомассы;
- пиролиз и газификация биомассы;
- анаэробное сбраживание органических отходов с получением биогаза;
- получение свалочного газа;
- прямое сжигание органических отходов.

Как видно из рис. 2.166 древесина используется в виде твердого и жидкого топлива. Твердое древесное топливо поступает на сжигание в виде обычных дров, щепы, топливных брикетов и пеллет (рис. 2.167).

Следует отметить, что в последнее время все более широкое применение находят в целях сжигания щепы и топливные пеллеты, которые позволяют применять автоматизированное котельное оборудование. Кроме этого, как следует из табл. 2.8, пеллеты и брикеты имеют более высокую энергетическую плотность в сравнении с традиционной древесиной.

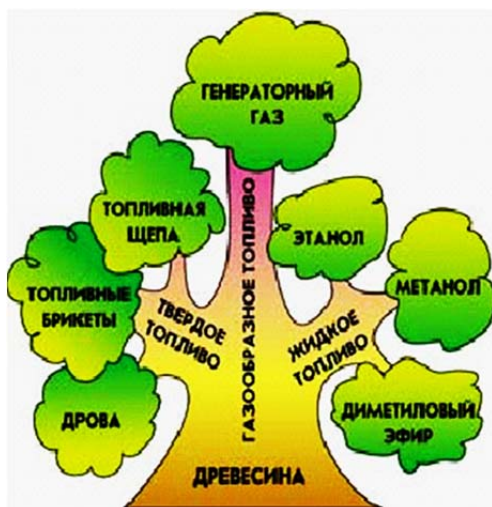


Рис. 2.166. Варианты использования древесного топлива



а



б



в



г

Рис. 2.167. Общий вид дров (*а*), топливных брикетов (*б*), щепы (*в*) и пеллет (*г*)

Для прямого сжигания древесного топлива и получения тепловой энергии используются специальные котлы. При этом применяются следующие технологии сжигания:

- в вихревой (циклонной) топке;
- распыленного сырья в горелке;
- на решетке;
- во вращающейся печи;
- в кипящем слое;
- в циркулирующем кипящем слое;
- ротационное сжигание.

Каждая из технологий имеет свои особенности, достоинства и недостатки. Например, котлы ротационного типа (рис. 2.168, *а*) за счет удлиненной траектории движения сгораемой биомассы (щепа, пеллеты) и повышенной температуры (более 800 °С) обеспечивают более полное ее сжигание, что приводит к снижению вредных выбросов в отходящих газах и повышенный КПД котлов (до 95 %). Эффективные конструкции разработаны и для сжигания обычных дров (см. рис. 2.168, *б*), котел фирмы КОВ (Австрия) мощностью 150 кВт, загрузка дров на 6 часов работы, КПД – 92 %).

Важное значение для эффективной работы котла играет соблюдение требований по влажности сжигаемого сырья. С увеличением влажности до 50–60 % теплотворная способность древесного топлива снижается в несколько раз (рис. 2.169). Согласно техническим нормативам древесное сырье должно иметь влажность не более:

- 35 % для опилок пилорам;
- 20 % для опилок строгальных цехов, щепы и кусковой древесины;
- 15 % для брикетов, пеллет.

Пиролиз древесины происходит в широком диапазоне температур от 200 до 800 градусов. Процесс носит экзотермический характер, то есть протекает с выделением тепла, в результате этого отмечается улучшение подсушивания топлива и его прогрева, а также выполняется нагрев воздуха, который попадает в зону действия горелки. Тепловая энергия получается в результате горения выделившегося при высокой температуре пиролизного газа, который смешивается с кислородом воздуха.

Котлы на твердом топливе с пиролизным сжиганием иначе именуют газогенераторными (рис. 2.170). Основные преимущества та-

ких котлов заключаются в возможности управления мощностью работы и высоким КПД, который может достигать 85 % и выше.



a

б

Рис. 2.168. Общий вид котлов фирмы КОВ (Австрия) для ротационного сжигания щепы (*a*) и сжигания дров (*б*)

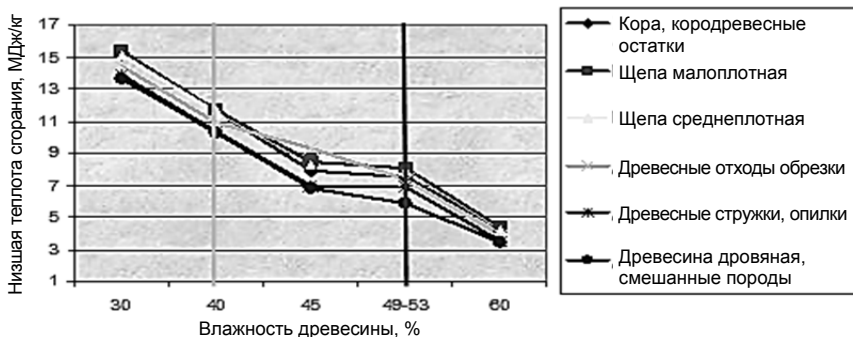


Рис. 2.169. Влияние влажности на теплотворную способность различных видов древесного топлива

Отличительная особенность твердотопливных котлов с пиролизным сжиганием состоит в том, что в них под действием высоких температур происходит выделение из древесины пиролизного газа, который сгорает в нижней части котла.

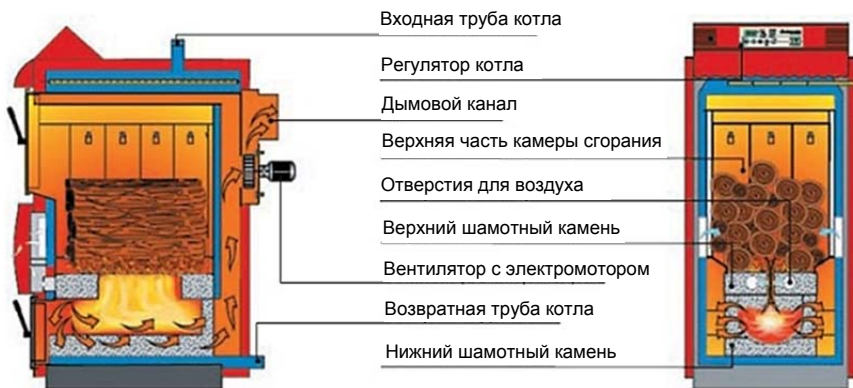


Рис. 2.170. Конструкция газогенераторного котла

В газогенераторе сырье проходит четыре этапа преобразования в газ (рис. 2.171):

– *первый этап* – быстрое высушивание материала под действием высокой температуры;

– *второй* – термическое разложение (пиролиз) биомассы с образованием угля и дегтя, с последующим его испарением и преобразованием в смоляной газ;

– *третий* – сгорание органических соединений смоляного газа и части угля;

– *четвертый* – восстановление на поверхности раскаленного угля двуокси углерода CO_2 до ее моноокси CO , а воды H_2O – до водорода H_2 .

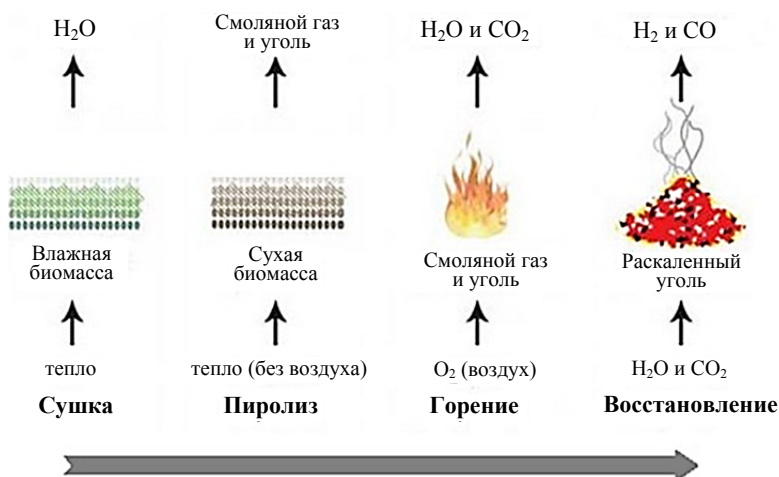


Рис. 2.171. Этапы газогенераторного цикла

Схема работы пиролизного котла может быть упрощенно представлена следующим порядком действий (см. рис. 2.170):

- загрузка дров либо древесных отходов в предпоток;
- термическая возгонка топлива;
- подача генераторного газа в топку для сжигания;
- утилизация теплоты дымовых газов в теплообменнике;
- контроль подачи воздуха в предпоток, необходимый для пиролизного процесса.

В процессе горения пиролизный газ контактирует с активным углеродом, благодаря чему на выходе из котла в дымовых газах практически отсутствуют вредные примеси. Составляющей дымового газа на выходе являются водяной пар и углекислый газ. При

этом выбросы в атмосферу углекислого газа в три раза меньше, чем при работе аналогичных котлов, работающих на угле либо дровах.

К числу недостатков пиролизных котлов относятся их высокая цена, в сравнении с традиционными твердотопливными котлами, а также необходимость наличия электрического питания.

В качестве топлива для газогенераторных котлов можно применять любые виды древесины, древесные брикеты и отходы древесины, влажность которых не превышает 20 %. Пиролизные котлы являются гораздо более эффективными, нежели традиционные твердотопливные котлы, так как при сжигании дров, особенно в случае их переувлажнения, не удастся добиться высокой температуры, что вполне возможно при сжигании древесного газа.

Как следует из табл. 2.9 в настоящее время выпускается большая номенклатура котельного оборудования (в том числе и в Республике Беларусь), работающего на различных принципах и имеющего достаточно большой диапазон мощностей, что позволяет обеспечить потребности как частных домовладений, жилищно-коммунального хозяйства, так и промышленности.

Таблица 2.9

Характерные мощности котлов при различных способах сжигания.
Области их применения

Технология сжигания	Минимальная мощность, МВт	Характерная мощность, МВт
Топка с неподвижной решеткой	0,01	0,05–1
Механическая слоевая топка	0,8	2–15
Пузырьковый кипящий слой	1	> 5
Циркулирующий кипящий слой	7	> 20
Газификация топлива	0,3	2–15
Область применения котлов	Характерные мощности	
Частные дома	15–40 кВт	
Большие здания	40–400 кВт	
Котлы центрального отопления	0,4–20 МВт	
Промышленные котлы	1–80 МВт	
Котлы для сжигания бытовых отходов	10–30 МВт	
Промышленные энергетические котлы	50–350 МВт	

На 01.08.17 г. в Беларуси работало 17 мини-ТЭЦ (73,6 МВт электрическая мощность, 264 МВт – тепловая мощность, рис. 2.172) и около 6000 котельных с суммарной тепловой мощностью 6300 МВт (древесное топливо и иные виды биомассы, включая торф).

Различные виды биомассы обеспечивают в Республике Беларусь более 95 % производства энергии от возобновляемых источников.



Рис. 2.172. Общий вид мини-ТЭЦ г. Пружаны, 3,7 мВт
(топливо – древесная щепа)

2.6.3. Биогазовые технологии

Биогаз топливный – смесь газов, основным компонентом которой является метан, получаемая в результате анаэробной ферментации органических веществ (микробиологический процесс, в котором органическое вещество разлагается в отсутствие кислорода), предназначенный для использования в качестве топлива на энергоисточниках для выработки тепловой и электрической энергии. Как видно из рис. 2.173 технологический процесс получения биогаза состоит из следующих основных стадий: гидролиза биологического сырья, содержащего углеводы, жиры, белки; образования органиче-

ских кислот (уксусная кислота) и ее разложение в водной среде на метан и двуокись углерода. Биогаз содержит и другие компоненты, такие как водород, азот, кислород, сероводород, но в меньшем количестве (табл. 2.10). Наибольший выход биогаза обеспечивает использование помета птиц, свиней, отходов пищевой промышленности, а также различной зеленой травяной массы (табл. 2.11).

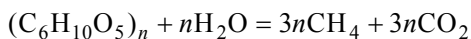


Рис. 2.173. Технологические стадии получения биогаза

Таблица 2.10

Типовой состав биогаза

Compound	Chem	%
Methane	CH ₄	50–75
Carbon dioxide	CO ₂	25–50
Nitrogen	N ₂	0–10
Hydrogen	H ₂	0–1
Hydrogen sulfide	H ₂ S	0–3
Oxygen	O ₂	0–0

Таблица 2.11

Выработка биогаза и энергетический эквивалент при сбраживании различных бытовых отходов и сельскохозяйственных культур

Вид сырья	Выход биогаза, м ³ , с 1 т сухих веществ	Эквивалент, кг у.т.
Навоз крупного рогатого скота	200–40	160–320
Навоз свиней	до 600	до 480
Помет птиц	до 660	до 530
Ботва, травы	400–600	320–480
Солома злаковых	300–400	240–320
Коммунально-бытовые стоки городов и поселков	300–400	240–320
Твердые бытовые отходы городов и поселков городского типа	300–400	240–320
Отходы пищевой, мясо-молочной, микробиологической продукции	300–600	240–480
Сорняки	280	225
Силосные отходы	250	200

Обычно биогазовые установки содержат реактор, в котором осуществляется сбраживание биомассы (метатенк), систему загрузки биомассы и выгрузки органического остатка, а также систему сжигания биогаза для получения электрической и тепловой энергии (когенерационный блок) и другое вспомогательное оборудование (рис. 2.174). Для повышения количества вырабатываемой энергии увеличивают число метатенков (рис. 2.175).

Использование биогазовых технологий позволяет решать наряду с энергетическими задачами и экологические проблемы утилизации отходов, снижения выбросов парниковых газов, а также обеспечивает получение органических удобрений (остаточных после брожения органических веществ) (рис. 2.176).

Однако биогазовые технологии имеют и свои недостатки, в качестве которых можно отметить:

- необходимость использования в качестве добавок к отходам животноводства растительной массы (кукуруза, ботва, травы и т. п.), что влияет на продовольственную безопасность;

- для обеспечения максимального выхода метана требуется оптимизация состава биомассы;
- сложность использования тепловой энергии в сельских территориях (не всегда возможно реализовать режим когенерации).

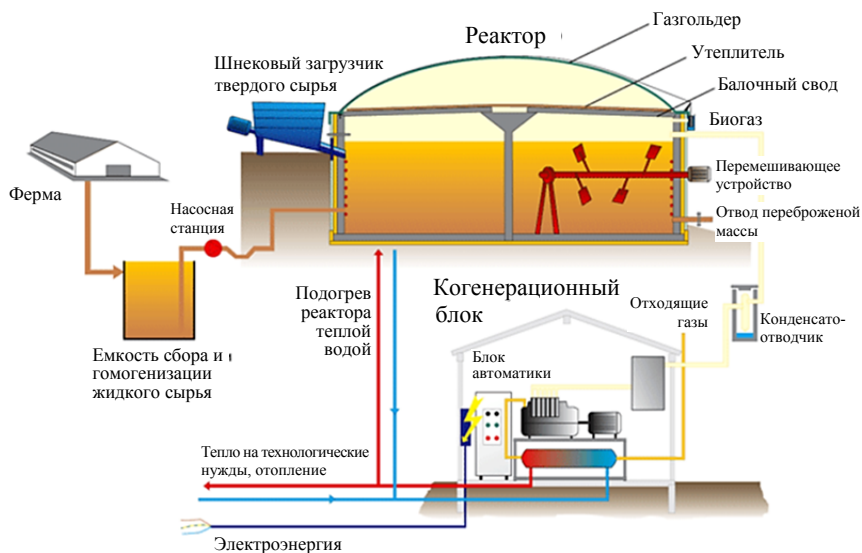


Рис. 2.174. Схема и общий вид биогазовой установки (Заславская птицефабрика, электрическая мощность – 300 кВт)



Рис. 2.175. Биогазовая установка СПК «Рассвет» имени К. П. Орловского, Могилевская обл., эл. мощность – 4,8 МВт, тепловая мощность – 5,2 МВт



Рис. 2.176. Достоинства биогазовых технологий

Одним из направлений биогазовых технологий является использования свалочного газа. Как упоминалось в начале раздела, в нашей стране имеется большое количество полигонов бытовых отходов (свалок), которые оказывают отрицательное воздействие на окружающую среду (выделение парниковых газов, загрязнение грунтовых вод и др.). Применение технологии использования свалочного газа позволяет в определенной степени снизить это воздействие. Как видно из рис. 2.177, 2.178 процесс заключается в сверлении скважин в свалочном пространстве, с опусканием в них труб с системой от-

верстий, через которые происходит диффузия свалочного газа в трубы, его сбор и утилизация сжиганием в генераторных модулях.

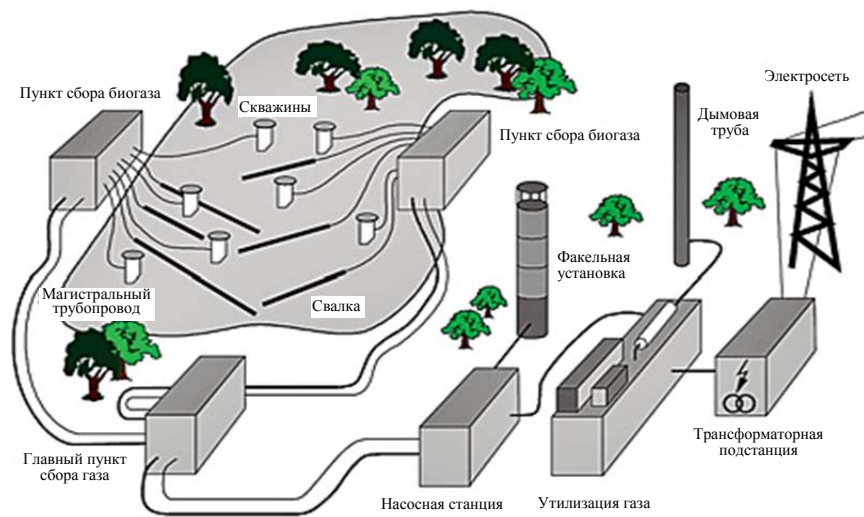


Рис. 2.177. Схема использования в энергетических целях свалочного газа



Рис. 2.178. Общий вид полигона ТБО с системой сбора свалочного газа

В Республике Беларусь действуют 6 установок по переработке свалочного газа в электроэнергию (например, полигоны Тростенц (3 мВт) и Северный (5,8 мВт)) (рис. 2.179).



Рис. 2.179. Общий вид оборудования для использования в энергетических целях свалочного (а) полигон Тростенц (3 мВт); (б) Северный (5,8 мВт)

В Республике Беларусь на 01.08.17 г. введено в эксплуатацию 19 биогазовых установок (включая установки на свалочном газе) с общей установленной мощностью 27,4 МВт (диапазон мощностей от 300 кВт до 4,8 мВт).

Органические отходы возможно утилизировать и прямым сжиганием с получением тепловой и электрической энергии (технология Waste-to-energy (WtE)). Как видно из рис. 2.180 ТЭЦ функционирует следующим образом: мусоровозы выгружают отходы в приемный бункер 1, грейферные краны 2 загружают их в питательный бункер 3; под собственной тяжестью они спускаются до питателя 4; отходы перемещаются по решетке 5 (обратно-переталкивающей или горизонтальной); в камере горения 6 энергия, заключенная в отходах, высвобождается в виде горячих газов. Это тепло превращается в перегретый пар в трубах котла, интегрированного с топкой 7. Перегретый пар поступает непосредственно из котла на турбогенератор 8, который преобразует его энергию в электричество. Если поблизости имеется теплосеть или промышленный потребитель тепла, то часть энергии может продаваться непосредственно как тепло в виде пара или горячей воды. Газы горения проходят полную очистку 9 с целью извлечения из них до выброса в атмосферу химических микрозагрязнителей, попадающих из отходов. Шлаки транс-

портируются 10 в зону хранения до того, как они утилизируются в качестве подушки при строительстве дорог.

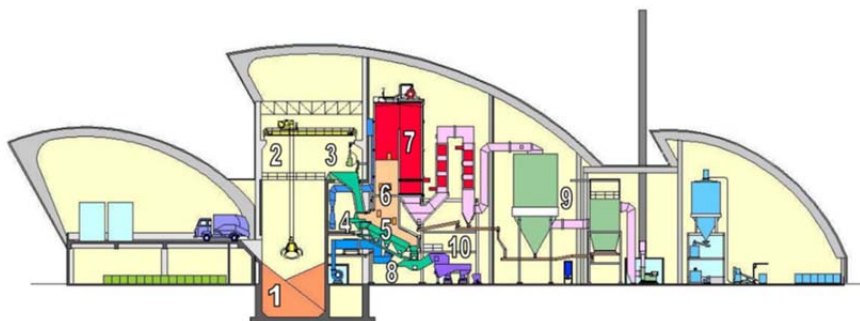


Рис. 2.180. Схема ТЭЦ для сжигания твердых бытовых отходов

Эта технология используется во многих европейских странах (рис. 2.181). Например, в окрестностях г. Вены (Австрия) создано 4 тепловые станции, работающие на промышленных и коммунальных отходах (включая токсичные, медицинские отходы), которые обеспечивают тепловой энергией этот мегаполис. При этом, наиболее крупная тепловая станция находится в центре города (рис. 2.182) (производство 1,2 млн мВт·ч тепловой энергии, 8100 мВт·ч электрической энергии). Экологические требования по выбросам в дымовых газах обеспечиваются за счет применения трехступенчатой их очистки. Это значительно удорожает проекты, но позволяет решить много экологических проблем (утилизация отходов, снижение выбросов парниковых газов и др.).

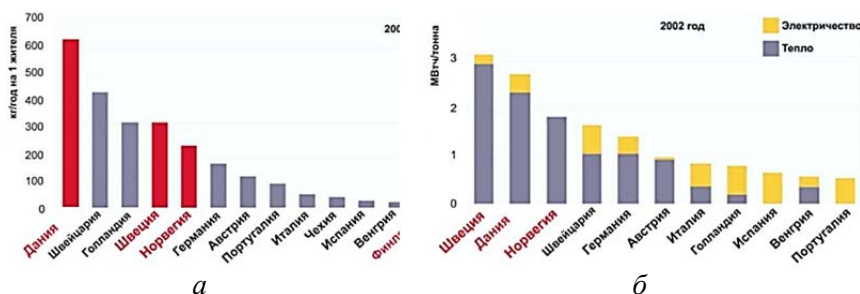


Рис. 2.181. Количество сжигаемых отходов на душу населения (а), количество используемой энергии с каждой тонны отходов (б)

В Беларуси в настоящее время обсуждаются проекты строительства мусоросжигающих заводов.



Рис. 2.182. Общий вид тепловой станции г. Вены, работающей на прямом сжигании отходов

2.6.4. Получение биотоплива для транспортных средств

В настоящее время в качестве органического биотоплива для транспортных средств применяются:

- биоэтанол (производится в основном из сахарного тростника и кукурузы);
- биометанол (из морского фитопланктона);
- биобутанол ($C_4H_{10}O$ – бутиловый спирт, из сахарного тростника, свеклы, кукурузы, пшеницы и др.);
- диметилвый эфир (из угля, природного газа, из отходов целлюлозно-бумажного производства, так и из биомассы).
- биодизель (производится на основе жиров животного, растительного и микробного происхождения, а также продуктов их этерификации (рапсовое, соевое, пальмовое, кокосовое масло).
- биотопливо второго поколения (различное топливо, полученное методами пиролиза биомассы, водорослей и др.).

Наиболее широкое применение во многих странах находит биодизель – метиловый эфир, обладающий свойствами горючего материала и получаемый в результате химической реакции из растительных жиров. Известно, что молекулы жира состоят из так называемых триглицеридов: соединений трехвалентного спирта глицерина

с тремя жирными кислотами. Для получения метилового эфира к девяти массовым единицам растительного масла добавляется одна массовая единица метанола (т. е. соблюдается соотношение 9 : 1), а также небольшое количество щелочного катализатора. Все это смешивается в реакторных колоннах при температуре 60 °С и нормальном давлении. В результате химической реакции образуется метиловый эфир и побочный продукт – глицерин, широко используемый в фармацевтической и лакокрасочной промышленности. Как видно из рис. 2.183 технология его производства включает операции отжима семян, например, рапса, с получение масла, его очистка (рафинирование) и смешивание с метанолом. Биодизель может применяться в чистом виде или в смеси с обычным дизелем.

Наряду с биодизелем в мире широко применяется этанол, получаемый из сахарного тростника и других культур.

Можно отметить следующие основные преимущества использования биотоплива:

- растительное происхождение и, как следствие, возобновляемость ресурса (сырья для производства биодизеля);
- практически полный биологический распад (в почве или в воде микроорганизмы за месяц перерабатывают до 99 % биодизеля, поэтому при переводе водного транспорта на биодизельное топливо можно минимизировать загрязнение водных ресурсов);
- уменьшение выбросов CO₂ (при сгорании биодизеля выделяется ровно такое же количество углекислого газа, которое было потреблено из атмосферы растением, являющимся исходным сырьем для производства масла, за весь период его жизни);
- малое содержание серы (в биодизеле содержится < 0,001 % при содержании в минеральном дизтопливе < 0,2 %);
- низкое содержание канцерогенного бензола;
- хорошие смазочные показатели (обуславливается химическим составом и наличием кислорода);
- высокая температура воспламенения (более 100 °С, что немаловажно при хранении и транспортировке топлива);
- простота организации производства биодизеля.

Основной проблемой в использовании биотоплива является то, что для его производства применяется продукция сельского хозяйства, что может приводить к сокращению продуктов питания. Это в некоторых странах вызывает недовольство населения.

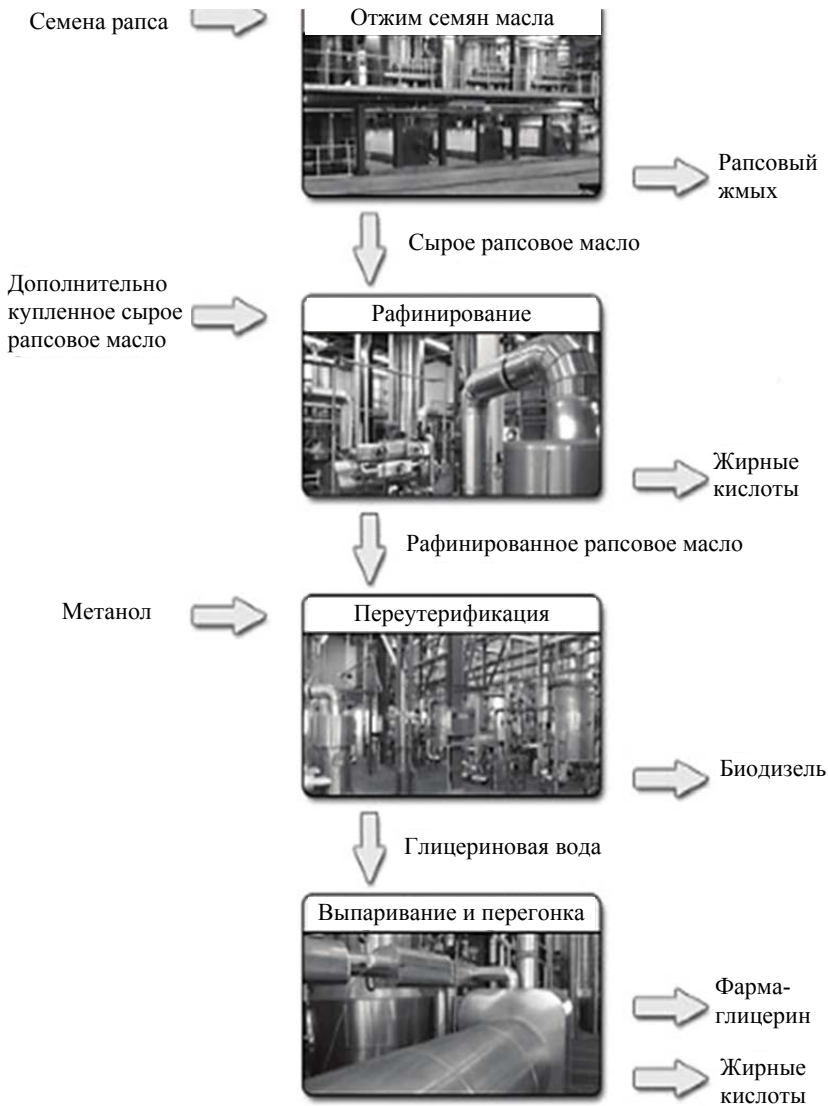


Рис. 2.183. Технология получения биодизеля

В мире (2016 г.) произведено 135 трлн литров биотоплива, из которого около 100 трлн литров приходится на топливный этанол

(74 %). Основные мировые производители биотоплива являются США и Бразилия (рис. 2.184).

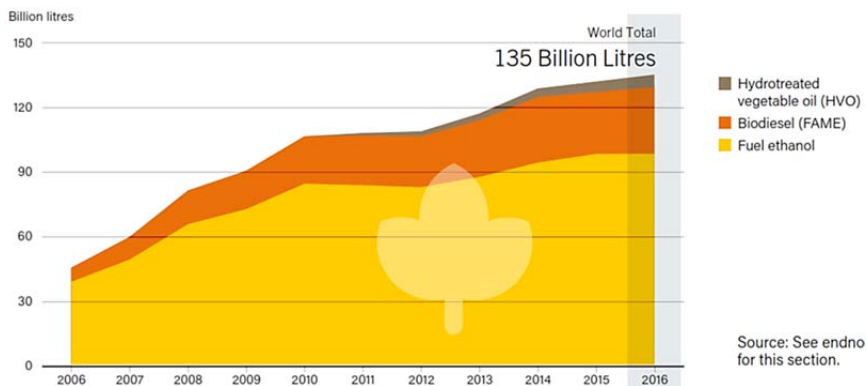


Рис. 2.184. Мировое производство биотоплива

В Беларуси налажено производство биодизеля (добавка около 5 % в обычный дизель) на следующих предприятиях: ОАО «Гродно Азот», ОАО «Могилевхимволокно», ОАО «Белшина» и некоторых других (рис. 2.185). Однако широкого применения этот вид топлива в нашей стране не получил, используется в основном сельскохозяйственной техникой.



Рис. 2.185. Производство биодизеля на Гродно Азот

2.7. Гибридные системы на основе возобновляемых источников энергии

Гибридная система представляет собой комбинацию двух и больше возобновляемых источников энергии и, возможно, углеводородные источники (дизель-генератор). Гибридные технологии использования ВИЭ являются наиболее перспективными для удаленных потребителей, для которых подключение к общественным сетям требует высоких затрат на прокладку сетей. Кроме этого, так как возобновляемые источники энергии зависят от погоды, для обеспечения бесперебойного питания требуется резервирование. Современные гибридные системы учитывают место расположения потребителя и строятся по модульной схеме с минимальным техническим обслуживанием.

Классификация гибридных систем.

1) По виду общей шины:

- с шиной постоянного тока (DC);
- с шиной переменного тока (AC);
- с шиной AC/DC.

2) По конфигурации системы:

- последовательная система;
- переключаемая система;
- параллельная система.

Гибридная система с шиной постоянного тока (DC), как видно из рис. 2.186, содержит инверторы на ВИЭ, генерирующие переменный ток (ГЭС, ветрогенераторы, дизель-генераторы). К шине постоянного тока подключается аккумулятор. При наличии потребителей переменного тока, система содержит дополнительный инвертор постоянного тока.

Гибридная система с шиной переменного тока (AC) содержит инвертор на генерируемую фотоэлектрическую энергию (рис. 2.187). Источники переменного тока могут подключаться к шине напрямую или через инвертор (повышение напряжения и обеспечение необходимого качества переменного тока). Для зарядки системы аккумуляторных батарей и при наличии потребителей постоянного тока ставится дополнительный инвертор.

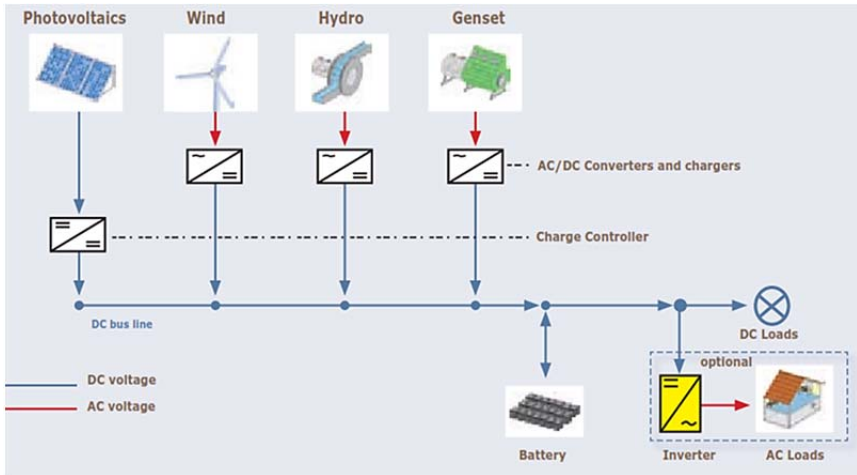


Рис. 2.186. Гибридная система с шиной постоянного тока (DC)

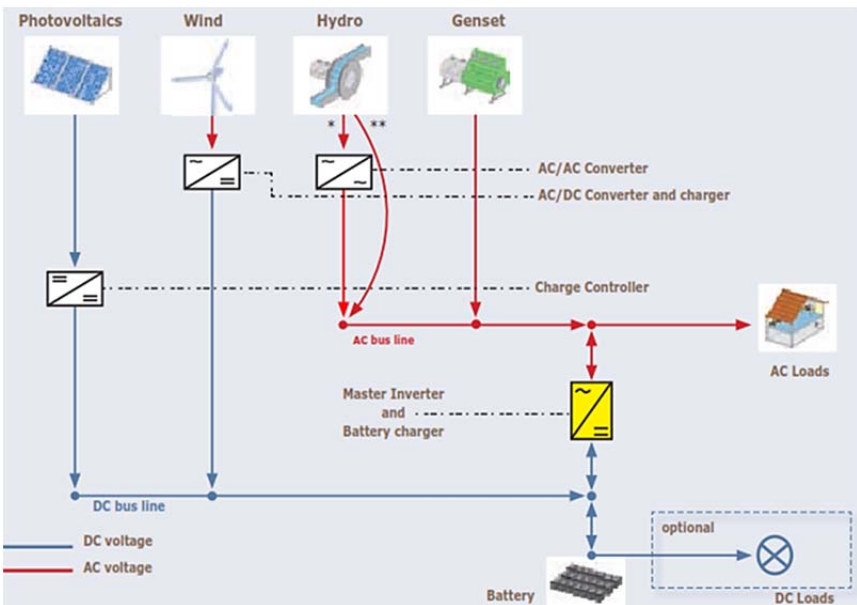


Рис. 2.187. Гибридная система с шиной переменного тока (AC)

В гибридной системе с последовательным соединением (рис. 2.188), как следует из названия, источники энергии, батарея и нагрузка со-

единяются последовательно. Система содержит необходимое количество инверторов и систему управления и контроля. Достоинства: наиболее простая схема. Недостаток: выход из строя инвертора приведет к потере напряжения на нагрузке.

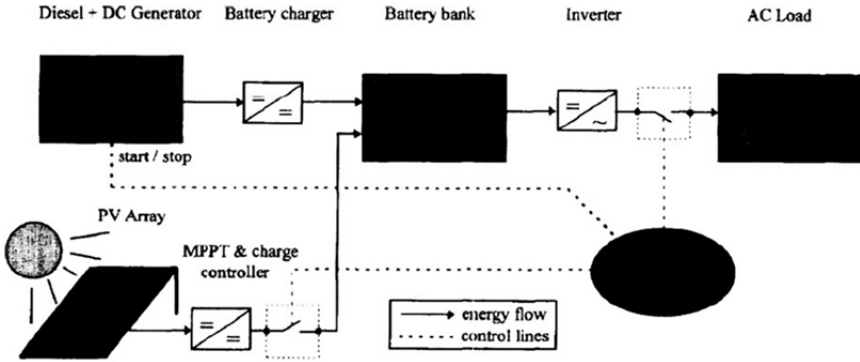


Рис. 2.188. Гибридная система с последовательным соединением

Гибридная система с переключением источников напряжения (рис. 2.189) содержит систему переключателей, обеспечивающий подключение к аккумуляторам двух или одного источника напряжения, а также их подключение непосредственно к нагрузке. Достоинства: оба источника могут подключаться непосредственно к нагрузке. Недостаток: более сложная система управления.

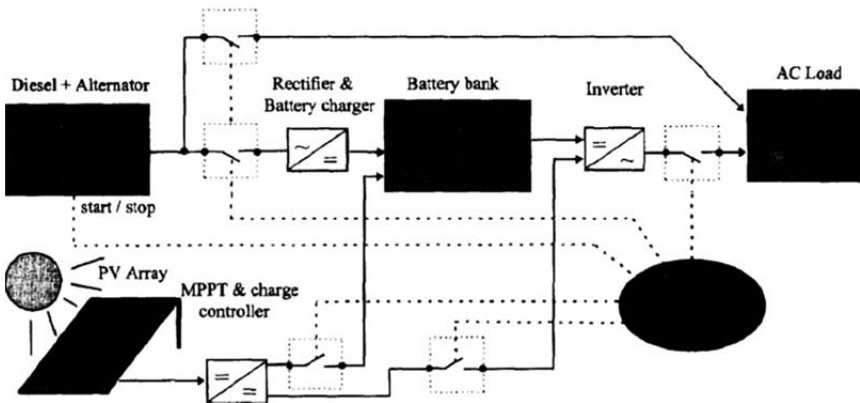


Рис. 2.189. Гибридная система с переключением источников напряжения

Гибридная система с параллельным подключением (рис. 2.190) содержит две шины: постоянного (DC) и переменного тока (AC), к которым подключены соответствующие источники и потребители энергии. Система содержит инвертор, работающий в двух направлениях (Bi-directional Inverter). Достоинства: использование дизель-генератора возможно минимизировать. Недостаток: сложная система управления.

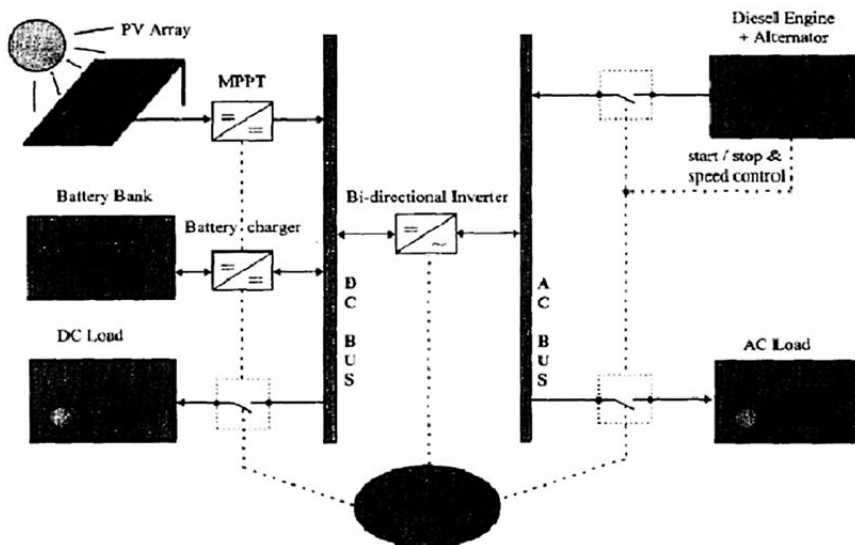
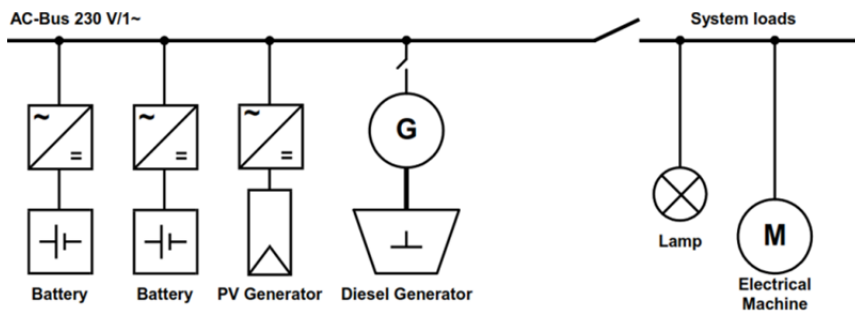


Рис. 2.190. Гибридная система с параллельным подключением

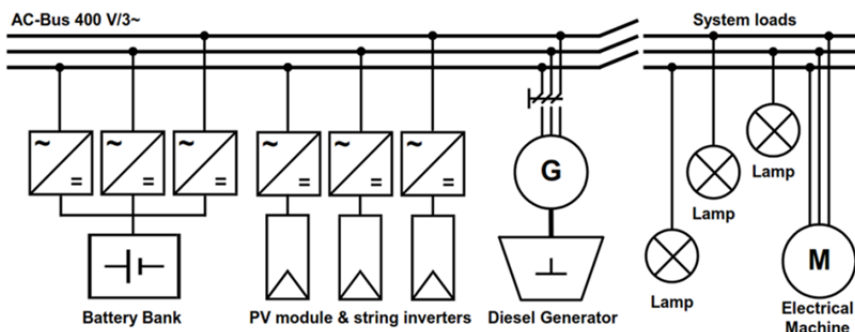
В гибридных системах может быть организовано подключение к однофазной и трехфазной сети (рис. 2.191).

Процесс проектирования гибридных сетей включает:

- 1) определение мощности нагрузки;
- 2) выбор вида подключения сети (однофазная, трехфазная);
- 3) предварительный выбор оборудования;
- 4) точный расчет параметров оборудования;
- 5) технико-экономический анализ;
- 6) уточнение характеристик и видов оборудования.



a



б

Рис. 2.191. Подключение гибридной системы к однофазной (*a*) и трехфазной сети (*б*)

Примеры гибридных систем приведены на рис. 2.192, 2.193.



Рис. 2.192. Гибридная система на основе фотоэлектрических батарей (75 Вт × 16) и дизель-генератора Honda 5GFLE, 5 кВт

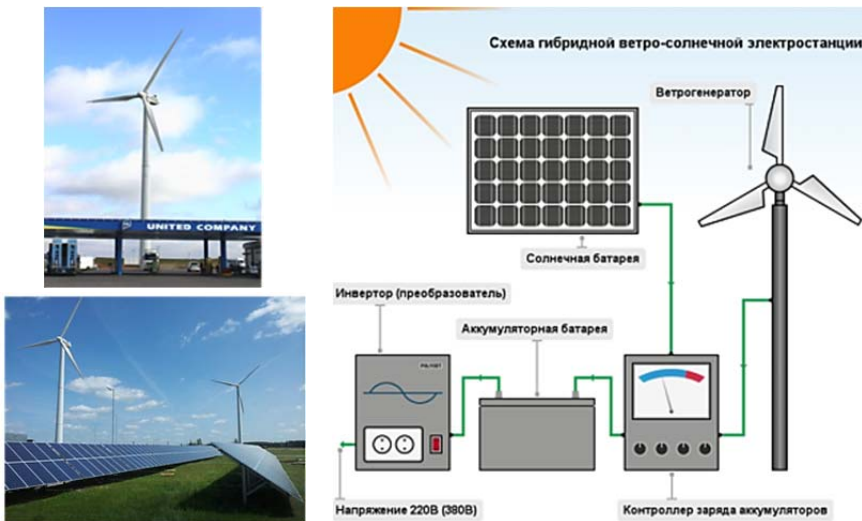


Рис. 2.193. Гибридная система на автозаправочной станции United Company (Столбцы).
 Две ВЭУ Micon M1500 600/150 (1,2 МВт) и 924 солнечных панели,
 общая мощность 265 кВт

2.8. Интегрирование ВИЭ в энергетические сети. «Умные» сети (Smart grids)

Переход к «зеленой» энергетике требует расширения использования возобновляемой энергетики и значительные финансовые вложения в новые технологии и инфраструктуру, включая создание более гибких электрических сетей, систем доставки и распределения газообразных и жидких видов топлива на основе ВИЭ, систем хранения энергии, распределения и контроля энергообеспечения зданий и сооружений.

Наиболее важной задачей является интегрирование ВИЭ в существующие энергетические сети.

Существующие проблемы:

- 1) ВИЭ имеют широкий диапазон мощностей;
- 2) вырабатываемая энергия зависит от времени суток и времени года;
- 3) расположение ВИЭ определяется существующим потенциалом (могут отсутствовать потребители вырабатываемой энергии);
- 4) характеристики вырабатываемой энергии могут отличаться от традиционных источников.

Решаемые задачи:

- 1) учет мощности существующих электросетей;
- 2) график нагрузки;
- 3) синхронизация частоты (отклонение частоты от стандарта);
- 4) нахождение оптимальных пропорций возобновляемой и традиционной энергии для обеспечения устойчивого функционирования сети (capacity credit).

Следует отметить, что возобновляемые источники энергии отличаются по возможности интеграции в общественные сети. Наилучшие условия для устойчивого функционирования в составе сети имеют электростанции, использующие концентрированное солнечное излучение, гидроэнергетику и биоэнергетику.

Интеграция ВИЭ в системы отопления и кондиционирования. Как видно из рис. 2.194 в системах отопления и кондиционирования воздуха могут применяться практически все виды ВИЭ, производящие тепловую и электрическую энергию. Оптимальный вариант – это сбор всех видов энергии на энергетическом узле поселения и распределение ее в систему энергообеспечения зданий и сооружений в соответствии с потребностями. Пользователь будет потреблять энергию от ВИЭ не с обезличиванием способа ее производства. Доведения характеристик энергии до требуемого уровня качества будет осуществляться на энергетическом узле.

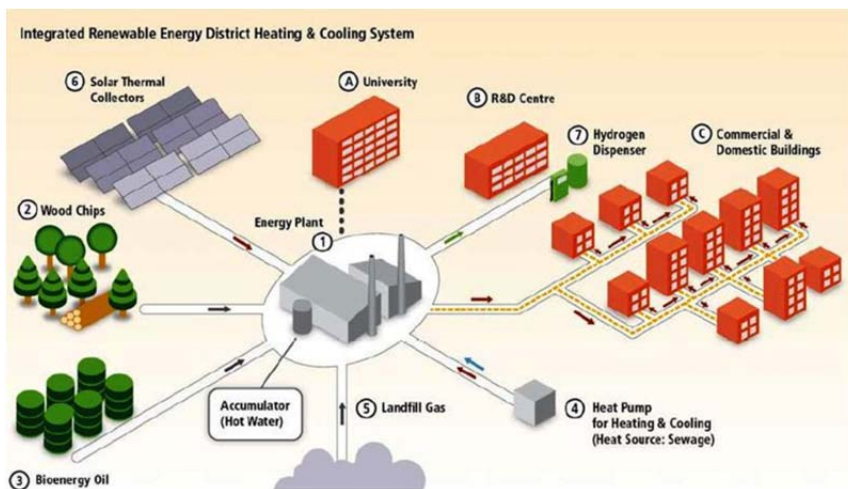


Рис. 2.194. Интеграция ВИЭ в системы отопления и кондиционирования

Интеграция ВИЭ в системы газификации. Основным источником возобновляемого метана – биогазовые установки. Биогаз в основном используется в локальных газовых сетях. Для подключения к глобальным сетям необходимо обеспечить требуемую степень чистоты биогаза. Альтернатива газовых сетей – транспортировка биогаза в цистернах (рис. 2.195).



Рис. 2.195. Интеграция ВИЭ в системы газификации

Необходима оптимизация потребления биогаза: в системах отопления; выработки электроэнергии; заправки транспорта; сжижения и т. п., а также создание систем его хранения (рис. 2.196).



Рис. 2.196. Использование биогаза

Умные сети (Smart Grid). Задачи подключения ВИЭ к энергетическим сетям могут быть оптимизированы на основе использования «умных сетей» (рис. 2.197). Особенностью решения задач оптимиза-

ции на основе умных сетей является использование элементов искусственного интеллекта, нейронных сетей, на основе которых осуществляется поиск наиболее оптимальных вариантов решения задач с использованием предыдущего опыта аналогичных задач, опыта ведущих экспертов в этой предметной области.

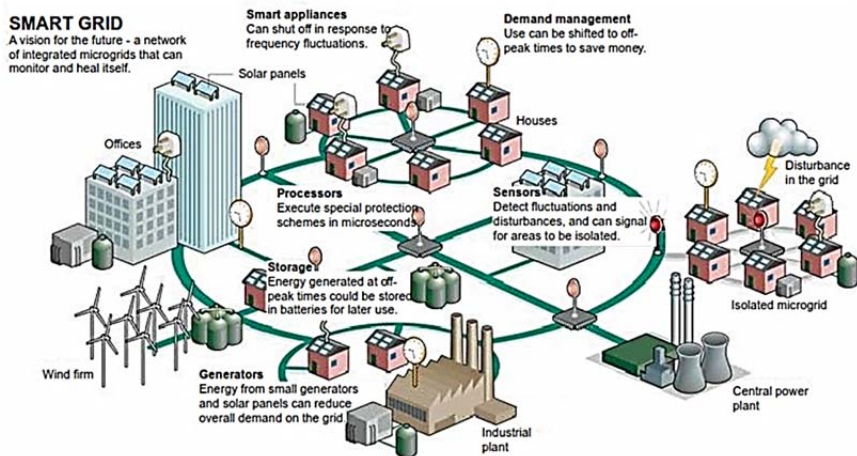


Рис. 2.197. Концептуальное построение «умных сетей» в области возобновляемой энергетики

Следует отметить, что принятие решений с использованием «умных сетей» может осуществляться в online режиме, с использованием всех современных оперативных видов связи (Интернет, мобильная и радиосвязь) (рис. 2.198).

Характеристики Smart Grid:

- способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии;
- возможность активного участия в работе сети потребителей;
- устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников;
- обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии;
- обеспечение синхронной работы источников генерации, в том числе ВИЭ, и узлов хранения электроэнергии;
- появление новых высокотехнологичных продуктов и рынков;
- повышение эффективности работы энергосистемы в целом.

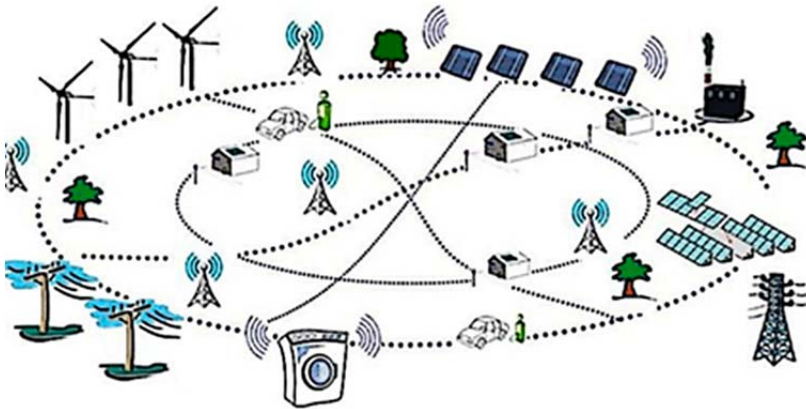


Рис. 2.198. Применение современных средств связи при реализации концепции «умные сети»

Реализация концепции Smart Grid на основе нового базиса позволит обеспечить следующие основные принципиальные технологические изменения в электроэнергетике по сравнению с традиционной энергосистемой:

- 1) переход от централизованных систем генерации и доставки энергии к распределенным, с возможностью обеспечения управления генерацией и топологией сети в любой точке, включая и потребителя;
- 2) переход от централизованного прогнозирования спроса к активному потребителю, который становится элементом и субъектом системы управления;
- 3) переход от жесткого диспетчерского регулирования (управления) к другому уровню координации работы всех субъектов сети;
- 4) переход на Smart-технологии контроля, учета и диагностики активов, позволяющие обеспечить процесс самовосстановления и самолечения активов, а также обеспечивать их эффективное функционирование и эксплуатацию;
- 5) создание высокопроизводительной информационно-вычислительной инфраструктуры как основного элемента энергетической системы;
- 6) создание предпосылок для широкого внедрения нового технологического оборудования, повышающего маневренность и управляемость, гибких связей, передач и вставок постоянного тока, накопителей энергии, сверхпроводимости и т. п.;

7) переход к распределенным интеллектуальным системам управления и аналитическим инструментам для поддержки выработки и реализации решений, работающих в режиме реального времени;

8) создание операционных приложений нового поколения, позволяющих реализовать новые алгоритмы и методы управления энергосистемой, включая и ее новые активные элементы.

В последние годы наряду с концепцией «Smart Grid» успешно используется и подсистема «умный дом» – Smart home (рис. 2.199).

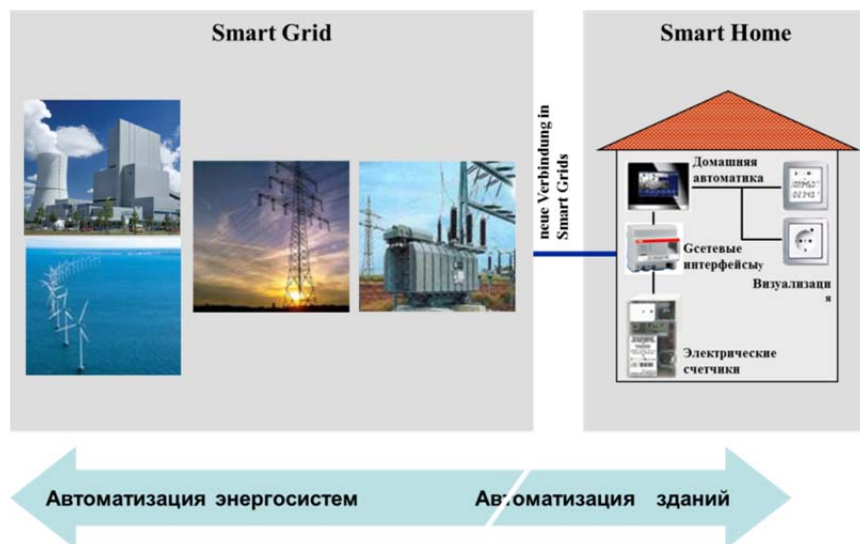


Рис. 2.199. Взаимодействие систем Smart grid и Smart Home

2.9. Аккумуляция тепловой и электрической энергии

Эффективность работы энергосистемы может быть повышена за счет аккумуляции избытков энергии в периоды снижения потребления (ночное время) и ее использования в часы максимального потребления (дневное время). Эта проблема особенно актуальна для возобновляемой энергетики. Энергия, вырабатываемая возобновляемыми источниками энергии, в значительной степени зависит от погодных условий, поэтому существует проблема приведения в соот-

ветствие выработки энергии и потребности в ней в рамках временного спроса, т. е. в выравнивании скорости потребления энергии.

В настоящее время применяются следующие способы аккумуляции энергии:

- тепловые;
- химические;
- электрические;
- в форме потенциальной или кинетической энергии.

Тепловое аккумулятие – это физический или химический процесс, посредством которого происходит накопление тепла в аккумуляторе энергии. Тепловыми аккумуляторами (ТА) называют устройства, обеспечивающие протекание обратимых процессов накопления, хранения и отдачи тепловой энергии в соответствии с нуждами потребителя.

Классификация тепловых аккумуляторов по физическим принципам аккумулятия:

- теплоемкостные (ТЕА) (камень, вода, гравий и т. п.);
- аккумуляторы с фазовым переходом (АФП) (переход с жидкого в твердое состояние и наоборот, аккумулятие теплоты плавления, например, эвтектических солей и др.);
- термохимические аккумуляторы (ТХА) (принцип работы ТХА основан на аккумулятии энергии, которая поглощается и освобождается при разрыве и создании молекулярных связей в полностью обратимых химических реакциях (например, глауберова соль).

Аккумулятие электрической энергии. Осуществляется чаще всего с помощью электрических аккумуляторов (рис. 2.200, *а*) и топливных ячеек (рис. 2.200, *б*), а также, например, в гидроэнергетике – в виде запасов воды в водохранилище (рис. 2.200, *в*).



а



б



в

Рис. 2.200. Способы аккумулятия электрической энергии

Классификация аккумуляторов осуществляется по типу используемого электролита:

- кислотные (например, свинцово-кислотный аккумулятор),
- щелочные (никель-цинковый аккумулятор, никель-кадмиевый аккумулятор);
- солевые (цинк-хлорный аккумулятор).

Принцип работы свинцово-кислотных аккумуляторов основан на электрохимических реакциях свинца и диоксида свинца в сернокислотной среде (рис. 2.201).

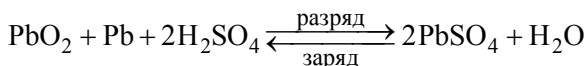
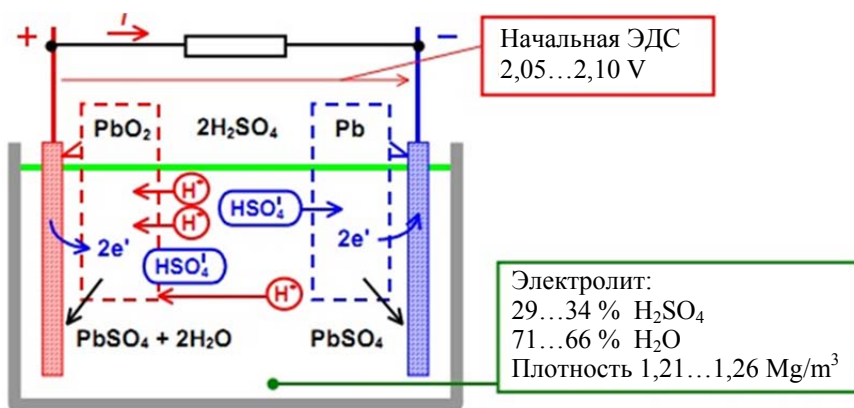
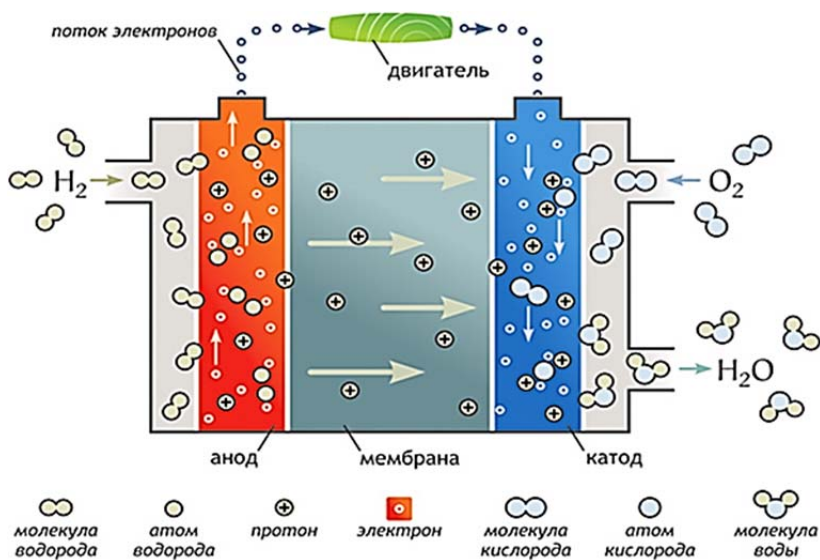


Рис. 2.201. Принцип работы свинцово-кислотных аккумуляторов

Топливные элементы. Топливный элемент преобразует химическую энергию топлива непосредственно в электрическую, минуя промежуточную стадию сжигания (рис. 2.202).

Так как преобразование тепло–работа здесь отсутствует, эффективность топливных элементов не подпадает под ограничение второго закона термодинамики, как это происходит в обычных системах топливо–тепло–работа–электроэнергия. Теоретически КПД преобразования химической энергии в электрическую может достигать 100 % (реально 40 %).



а



б

Рис. 2.202. Схема (а) и общий вид (б) топливного элемента (hydrogen fuel cell – водородный топливный элемент (ячейка))

Аналогично аккумулятору топливный элемент имеет два электрода, разделенных электролитом, переносящим ионы, а не электроны (см. рис. 2.202, а). Водород (или другой преобразуемый компонент) подводится к положительному электроду, а кислород (или воздух) – к отрицательному. В результате катализа на пористом

аноде молекулы водорода разлагаются на водородные ионы и электроны. Ионы H^+ мигрируют через электролит (обычно кислота) к катоду, где соединяются с электронами, поступающими через внешнюю цепь, и с кислородом, образуя воду.

Топливные элементы являются незаменимым аккумулятором и источником электрической энергии для удаленных и мобильных объектов (полярные и космические станции). Вода, получаемая в результате электрохимических реакций в топливном элементе, может использоваться для употребления (космические станции).

В настоящее время разработаны и применяются системы аккумулирования энергии от возобновляемых источников с помощью топливных элементов. Как видно из рис. 2.203 электрическая энергия, генерируемая солнечными батареями (или ветроэнергетическими установками), используется для получения водорода (методом электролиза), который накапливается в специальных емкостях, и подается в топливные ячейки для получения электрической энергии в периоды максимального потребления энергии (или в ночное время, когда отсутствует солнечное излучение).

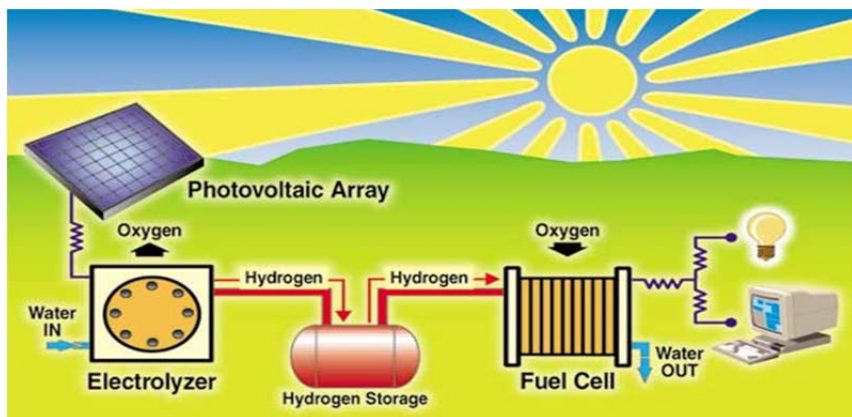


Рис. 2.203. Принцип аккумулирования и использования солнечной энергии: *photovoltaic array* – фотоэлектрическая батарея; *hydrogen storage* – аккумулятор водорода; *oxygen* – кислород; *fuel sell* – топливная ячейка

В настоящее время для аккумулирования электрической энергии используются также конденсаторы большой мощности (десятки,

сотни Фарад) – суперконденсаторы (рис. 2.204). Такую большую емкость электрических конденсаторов позволяют обеспечить последние достижения в области нанотехнологий. Работы в этой области проводятся и в нашей стране (Институт тепло- и массообмена НАН Беларуси).



Суперконденсатор BMOD,
125 В, 65 Ф

[Maxwell Technologies](http://www.maxwelltechnologies.com)



EMHSR- Nesscap
125 В, 65 Ф



Суперконденсатор
БКДТ-30, 70 В, 30 Ф,
РКК «Энергия», РФ

Рис. 2.205. Общий вид суперконденсаторов ведущих мировых производителей

3. НЕТРАДИЦИОННЫЕ НЕВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

3.1. Общая характеристика нетрадиционных невозобновляемых источников энергии

Согласно прогнозам, ожидается, что население Земли к середине XXI века возрастет с нынешних 7 миллиардов человек до 9–10 миллиардов (рис. 3.1). Оценки показывают, что к этому времени мировое потребление энергии увеличится в несколько раз. Такой рост энергопотребления на планете нужно обеспечить источниками энергетического сырья, и решение этой проблемы следует начинать уже сегодня, так как широкое внедрение новой технологии в производство энергии займет не один десяток лет.

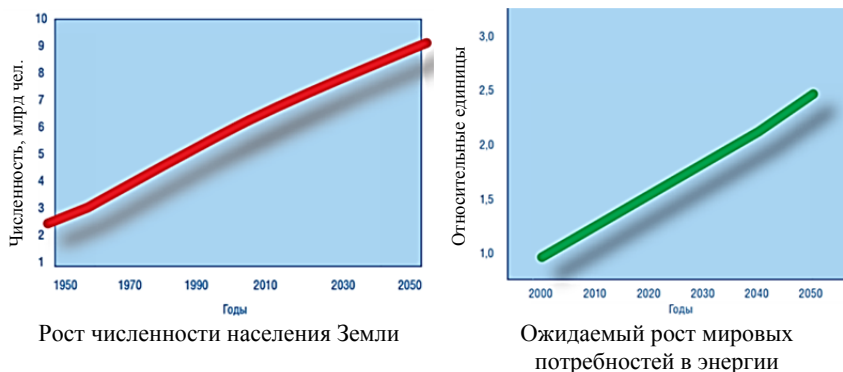


Рис. 3.1. Прогнозы роста численности населения и мировых потребностей в энергии

Решение проблемы возможно за счет использования новых нетрадиционных источников энергии. Рассматриваются в настоящее время два направления: (нетрадиционные) возобновляемые источники энергии (предыдущие темы) и нетрадиционные невозобновляемые источники энергии.

Возобновляемые источники энергии и их роль в решении энергетических проблем была представлена в предыдущем разделе. К нетрадиционным невозобновляемым источникам энергии можно отнести следующие направления:

- термоядерная энергетика;
 - водородная энергетика, использование электрохимических генераторов и энергоустановок на их основе;
 - использование магнитогидродинамических (МГД) генераторов.
- Эти источники, как следует из названия, относятся к невозобновляемым, так как ресурсы, используемые для их работы, являются исчерпаемыми и требуют восстановления.

3.2. Термоядерная энергетика

Наиболее перспективное направление в этой области связано с использованием термоядерной энергии. Энергетика на основе ядерных реакций деления тяжелых элементов (урана), как было рассмотрено выше, уже обеспечивает около 20 % выработки электроэнергии в мире, и роль ее будет возрастать.

Одной из основных проблем для ядерной энергетики на основе деления является переработка и захоронение радиоактивных отходов, что сказывается на экономических и экологических показателях этого направления.

Природа подарила человечеству и другую потенциальную возможность – ядерные реакции синтеза (слияния) легких элементов с выделением колоссальной энергии. Реакции синтеза являются источником энергии Солнца, дающего жизнь всему живому на Земле. В недрах Солнца реакции синтеза протекают при температуре около 20 миллионов градусов.

В неуправляемом виде этот процесс был реализован в середине XX столетия при взрыве водородной бомбы (рис. 3.2).

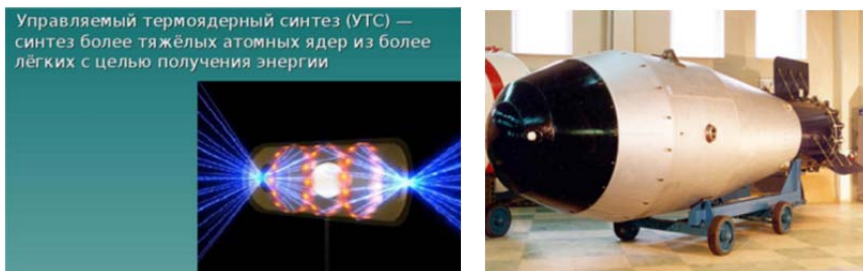


Рис. 3.2. Термоядерный синтез и общий вид самой крупной водородной (термоядерной) бомбы советского производства (50 мегатонн)

Проблема овладения энергией ядерного синтеза в мирных целях получила название управляемый термоядерный синтез (УТС). Наиболее доступной (осуществимой) является реакция слияния ядер изотопов водорода – дейтерия (D) и трития (T) (рис. 3.3). Для энергетически выгодной термоядерной реакции DT-смесь в лабораторных условиях должна быть нагрета до 100 млн градусов (в 5 раз больше, чем в недрах Солнца).

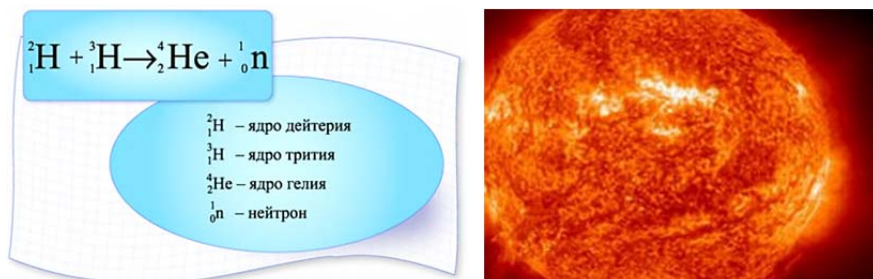


Рис. 3.3. Реакция слияния ядер изотопов водорода – дейтерия (D) и трития (T) и общий вид солнечной магмы

При термоядерной реакции DT-газ превращается в полностью ионизированную плазму, состоящую из положительно заряженных ядер и электронов. При такой температуре скорость ядер дейтерия и трития такова, что ее достаточно для преодоления сил кулоновского отталкивания и слияния с образованием нейтрона и ядра гелия (α -частицы) с выделением энергии в 17,6 МэВ на один акт реакции (рис. 3.4).

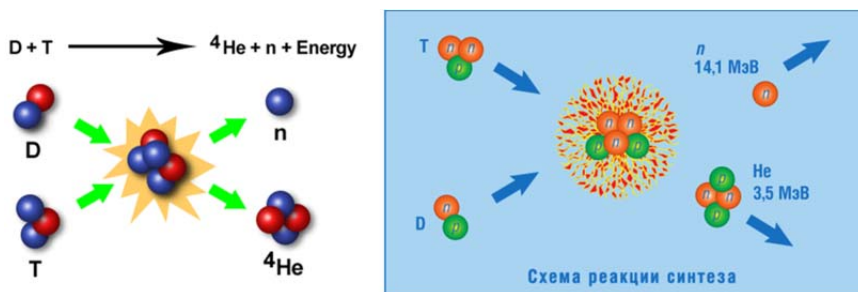


Рис. 3.4. Энергетические соотношения термоядерного синтеза

Энергия в 17,6 МэВ реализуется в виде кинетической энергии нейтрона (80 %) и α -частицы (20 %). Нейтрон, покидая плазму, падает в теплоноситель, окружающий плазму, и его кинетическая энергия переходит в тепловую, а энергия ядер атома гелия (α -частицы) может быть использована для поддержания температуры плазмы в требуемом диапазоне.

Дейтерий содержится в обычной воде и технология его получения из воды хорошо отработана. Тритий практически отсутствует на Земле, но его можно получить, если нейтрон взаимодействует с литием (Li), введенным в состав теплоносителя blankets (специальной оболочки, окружающей плазму). Таким образом, топливом для термоядерного реактора являются дейтерий и литий.

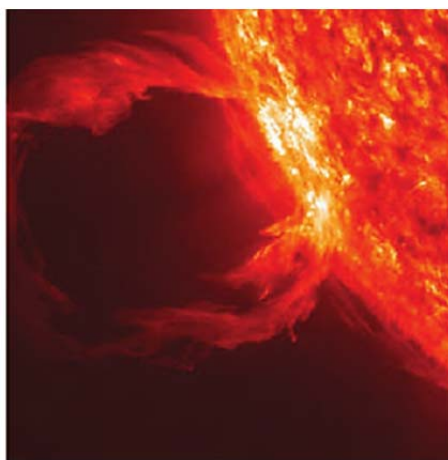
Основная проблема термоядерного синтеза заключается в создании устройства, которое будет способно поддерживать невероятно высокую температуру, требующуюся для протекания процесса (около сотни миллионов градусов Цельсия).

Подсказку к созданию установки термоядерного синтеза (УТС) дало Солнце. Существует такое явление, как протуберанцы – струи раскаленной плазмы, которые вырываются из солнечной короны наружу и удерживаются некоторое время магнитным полем. Возникла идея организовать аналогичный процесс на Земле, т. е. создать аппараты, в которых плазма оказалась бы заключенной в магнитную ловушку, в которой используется эффект движения заряженных частиц плазмы вдоль линий магнитного поля – по спирали, что позволяет избежать контакта высокотемпературной плазмы со стенками реактора (рис. 3.5).

После того, как термоядерная реакция запустится, плазма сможет подогревать себя сама: образующиеся при термоядерном синтезе ядра гелия обладают очень высокой скоростью, и, сталкиваясь с ядрами дейтерия и трития, они передают им свою энергию – этого оказывается достаточно для поддержания необходимой температуры (рис. 3.6).

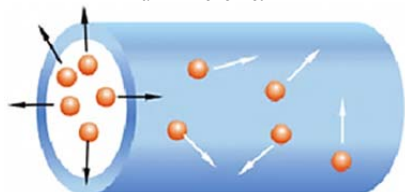
Заслуга создания аппарата, в котором впервые удалось получить плазму с нужными параметрами, принадлежит советским ученым А. Д. Сахарову и И. Е. Тамму (ранее занимавшимся разработкой отечественной термоядерной бомбы). Этот аппарат получил название ТОКАМАК – Тороидальная КАмера с МАгнитными Катушками.

Плазма в нем удерживается в кольцевой вакуумной камере в форме тора (рис. 3.7).

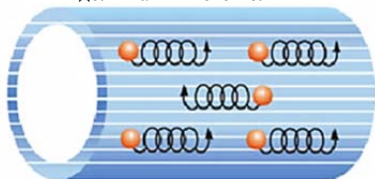


Гигантский протуберанец на Солнце

Движение заряженных частиц в отсутствие магнитного поля



Движение заряженных частиц вдоль магнитного поля



Принцип работы магнитной ловушки

Рис. 3.5. Принцип работы магнитной ловушки

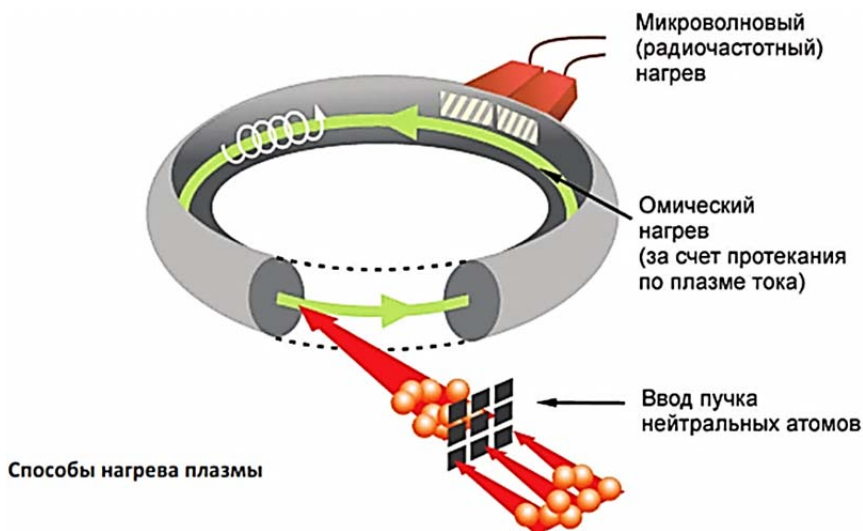


Рис. 3.6. Схема практической реализации магнитной ловушки

(Франция, Япония, Россия, США) намечено на 2019 год. Лишь в 2026 году планируется впервые запустить термоядерный синтез. При условии успешного окончания исследовательской работы реактор даст первый ток в 2037 году.

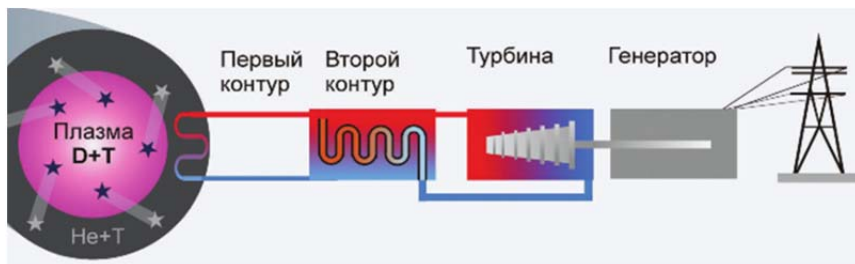


Рис. 3.9. Схема электростанции на основе термоядерного синтеза

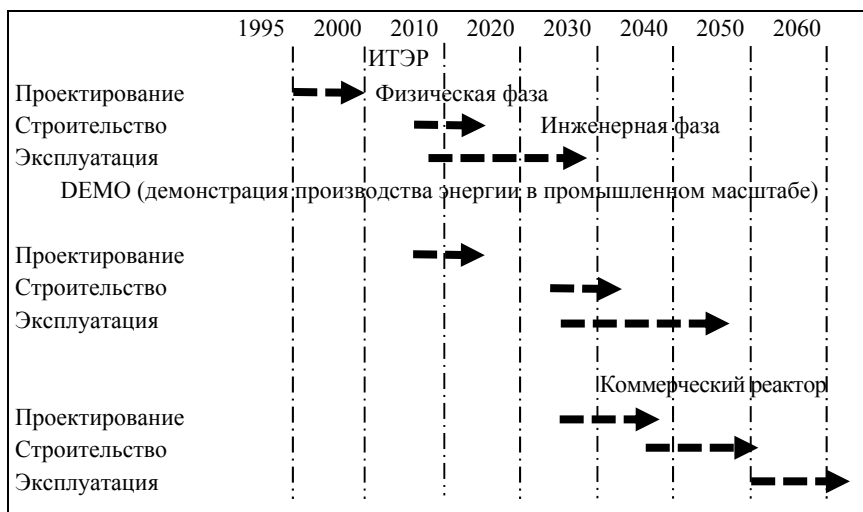


Рис. 3.10. План ввода в эксплуатацию электростанции на основе термоядерного синтеза в рамках международного проекта ITER

В перспективе термоядерные реакторы не будут работать на дейтерий-тритиевой смеси. Чтобы избавиться от нейтронов, активирующих и снижающих прочность стенки реактора, тритий заменят на гелий-3. Но существуют две проблемы:

– реакция с гелием-3 потребует достичь миллиардных температур в плазме;

– трудность получения гелия-3, который слишком рассеян.

Поэтому на сегодняшний день гелий-3 добывают из земной атмосферы в очень небольших количествах, всего по несколько десятков граммов в год. Существует альтернатива, на Луне можно добыть до 500 тысяч тонн изотопа (в атмосфере Земли – всего лишь около 35 тысяч тонн).

3.3. Водородная энергетика. Электрохимические генераторы (ЭХГ) и энергоустановки (ЭЭУ)

Крупномасштабная концепция водородной энергетика как одного из направлений научно-технического прогресса сформировалась в середине 70-х годов прошлого столетия в разгар охватившего мир энергетического кризиса. Главная идея этого направления – замена ископаемых органических видов топлива во всех сферах их применения на новый энергоноситель – водород, при сжигании которого образуется только вода и практически отсутствуют какие-либо вредные выбросы (рис. 3.11).



Рис. 3.11. Особенности водородной энергетика

В качестве других преимуществ водорода как топлива можно назвать:

- неисчерпаемость;
- массовая теплотворная способность водорода в 2,8 раза выше по сравнению с бензином;
- температура воспламенения в 15 раз меньше, чем для углеводородного топлива;
- максимальная скорость распространения фронта пламени в 8 раз больше по сравнению с углеводородами;
- излучение пламени в 10 раз меньше по сравнению с пламенем углеводородов;
- экологичность.

Водородная энергетика включает следующие технологические циклы:

- производство водорода;
- его хранение;
- транспортирование и распределение;
- использование.

В настоящее время применяются следующие способы производства водорода:

- электролиз (разложение воды);
- риформинг (паровая конверсия метана);
- газификация – разложение тяжелых углеводородов и биомассы на водород и газы для последующего риформинга;
- термохимические циклы, использующие дешевое высокотемпературное тепло ядерных реакторов или концентрированной солнечной энергии;
- биологическое производство: при некоторых условиях водоросли и бактерии вырабатывают водород.

Электролиз – это разложение воды на молекулярный водород и кислород при прохождении через нее электрического тока (рис. 3.12). Обеспечивает получение водорода высокой степени чистоты. Однако процесс связан с большими затратами электроэнергии.

Перспективным является использование для электролиза избытков возобновляемой электрической энергии (солнечной, ветро-, гидроэнергии) (см. рис. 2.204).

Electrolysis: Splitting water with electricity to produce hydrogen and oxygen:

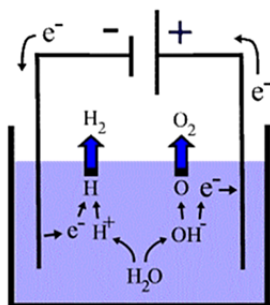


Рис. 3.12. Схема электролиза и общий вид электролизера

Паровая конверсия – это процесс получения чистого водорода из легких углеводородов (например, метана, пропан-бутановой фракции) путем парового риформинга (каталитической конверсии углеводородов в присутствии водяного пара) (рис. 3.13).

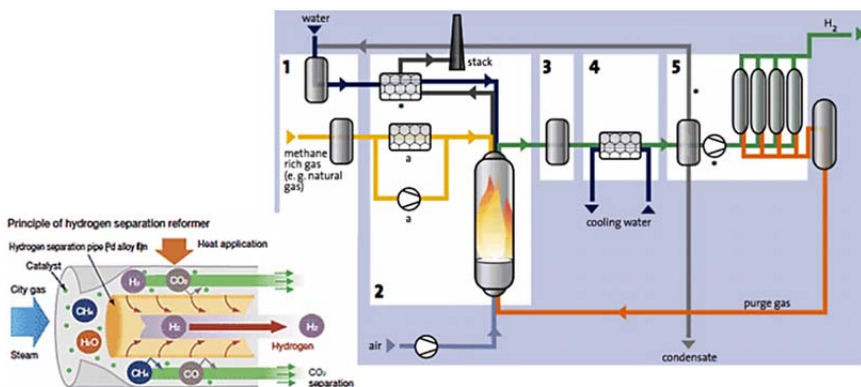


Рис. 3.13. Схема получения водорода методом паровой конверсии:
stack – дымовая труба; *purge gas* – продувочный газ

На сегодняшний день является самым дешевым способом получения водорода. Недостатки: конечный продукт содержит примеси; требуется газоочистка для некоторых приложений; выбросы двуокиси углерода; дополнительные затраты на секвестрацию двуокиси углерода.

Этот процесс хорошо отработан и широко применяется в настоящее время в промышленности (рис. 3.14).



Рис. 3.14. Общий вид промышленных установок для реформинга водорода

Термохимическая газификация. Как было рассмотрено в разделе «Биоэнергетика» термохимическая газификация представляет собой процесс частичного окисления углеродсодержащего сырья, такого, как биомасса, торф или уголь с получением газообразного энергоносителя – генераторного газа (рис. 3.15). Полученный газ состоит из монооксида углерода, метана, диоксида углерода, водорода и других газов. Получаемый таким способом водород требует интенсивной очистки перед использованием.

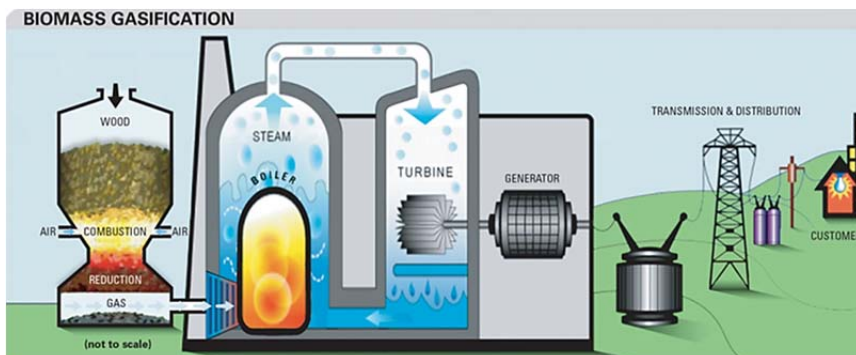
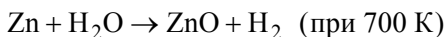
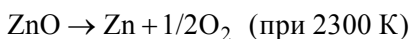
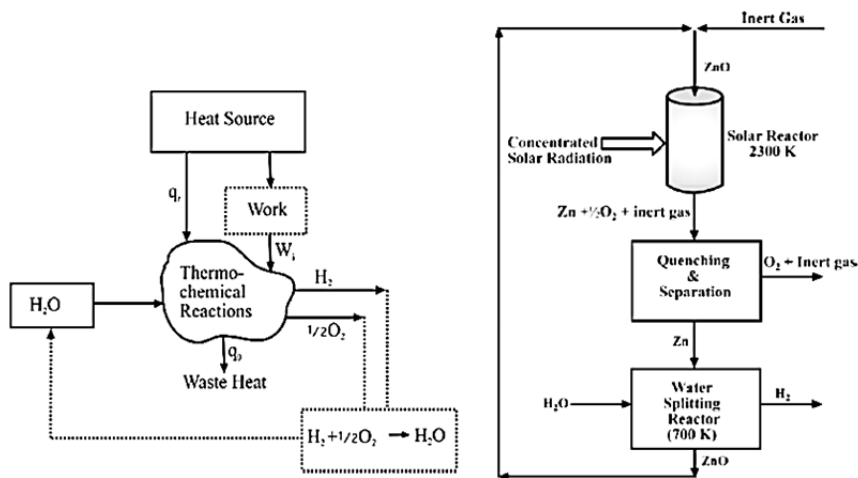


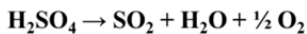
Рис. 3.15. Получение водорода методом термохимической газификации

Термохимические и термоэлектрохимические циклы. Для прямого термического разложения воды на водород и кислород требуется высокая температура на уровне 2500 °С (рис. 3.16). Такую высокую температуру можно получить, например, с помощью концентраторов солнечной энергии, ядерных реакторов. Однако воду можно термически разложить и при более низкой температуре, используя последовательность химических реакций, которые выполняют следующие функции: связывание воды, отщепление водорода и кислорода, регенерация реагентов.

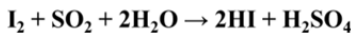


3.16. Получение водорода термохимическими циклами

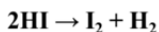
Для получения водорода можно применить метод и многостадийных термохимических циклов, например, Сера – Йодных (рис. 3.17). Эффективность процесса – 42–56 %. Однако он сложен в реализации, еще не имеет коммерческого значения, требуются долговременные исследования материалов, усовершенствование химической технологии; необходим высокотемпературный ядерный реактор (ВТЯР) или солнечные концентраторы.



(при 1123 K)



(при 393 K)



(при 723 K)

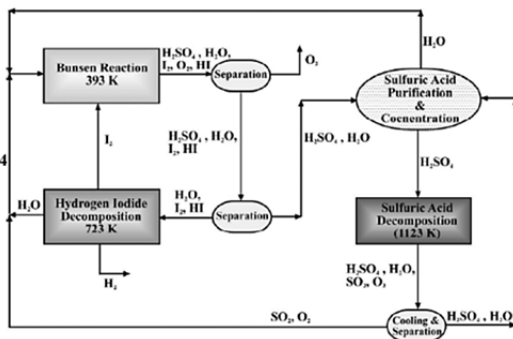


Рис. 3.17. Схема получения водорода с применением многостадийных термохимических циклов (Сера – Йодных циклов)

Биологическое способы производства водорода из водорослей. Некоторые образцы теплолюбивых сине-зеленых водорослей в присутствии платинового катализатора начинают бурную реакцию выделения водорода при температурах выше 55 °С, то есть при температуре типичной для безводных пустынь с высокой насыщенностью солнечной энергией, при этом производительность процесса может возрасти на порядок по мере увеличения температуры. В результате можно добиться выхода водорода, эквивалентного производству порядка 75 литров бензина с квадратного метра ежедневно (рис. 3.18). Технология потенциально имеет большой ресурс. Однако характеризуется малой скоростью накопления водорода; нужны большие площади; наиболее подходящие объекты (виды водорослей) еще не найдены.

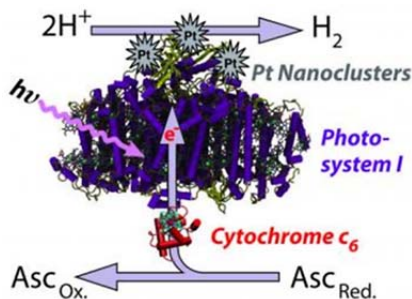


Рис. 3.18. Схема и общий вид установки для производства водорода из водорослей

Хранение и транспортирование водорода. Низкая плотность газообразного водорода, высокая взрывоопасность в сочетании с негативным воздействием на свойства конструкционных материалов, ставят на первый план проблемы разработки эффективных и безопасных систем хранения водорода – именно эти проблемы сдерживают развитие водородной энергетики и технологии в настоящее время.

Методы хранения водородного топлива можно разделить на три группы (рис. 3.19):

- использование естественных подземных хранилищ;
- физические методы, которые используют физические процессы (главным образом, компрессирование или сжижение) для перевода газообразного водорода в компактное состояние;
- химические методы (хранение водорода обеспечивается физическими или химическими процессами его взаимодействия с некоторыми материалами).



Рис. 3.19. Способы хранения водорода

Наиболее простой способ – это закачка водорода в глубокие подземные выработки (угольные и другие виды шахт, естественные подземные пустые полости и т. п.) (рис. 3.20). Технология требует постоянного контроля утечек газа.

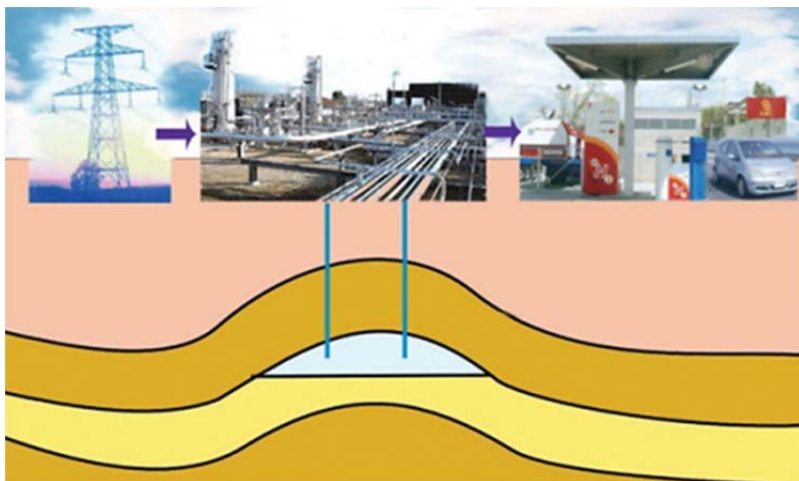


Рис. 3.20. Закачка водорода в подземные хранилища

Физические методы: водород, хранимый с помощью физических методов, состоит из молекул H_2 , слабо взаимодействующих со средой хранения.

На сегодня реализованы следующие физические методы хранения водорода (рис. 3.21):

- сжатый газообразный водород;
- газовые баллоны;
- стационарные массивные системы хранения, включая подземные резервуары;
- хранение в трубопроводах;
- стеклянные микросферы.

Для хранения жидкого водорода применяются стационарные и транспортные криогенные контейнеры и емкости (рис. 3.22).



Рис. 3.21. Физические способы хранения водорода



Рис. 3.22. Стационарные и транспортные криогенные контейнеры и емкости для хранения жидкого водорода

Хранение и транспортирование водорода в химически связанном состоянии. Применяемые методы:

Адсорбционные.

- цеолиты и родственные соединения;
- активированный уголь;
- углеводородные наноматериалы;
- абсорбция в объеме материала (металлогидриды).

Химическое взаимодействие.

- фуллерены и органические гидриды;
- аммиак;
- губчатое железо;
- водореагирующие сплавы на основе алюминия и кремния.

Преимущества хранения и транспортирование водорода в форме аммиака, метанола, этанола на дальние расстояния состоят в высокой плотности объемного содержания водорода. Однако в этих формах хранения водорода среда хранения используется однократно (температура сжижения аммиака 239,76 К, критическая температура 405 К). Так при нормальной температуре аммиак сжижается при давлении 1,0 МПа и его можно транспортировать по трубам и хранить в жидком виде.

Использование водорода. В настоящее время известны следующие применения водорода в энергетических целях:

- прямое сжигание водорода в энергетических установках;
- использование топливных элементов;
- использование водорода в двигателях внутреннего сгорания.

Прямое сжигание водорода в энергетических установках осуществляется редко ввиду его взрывоопасности. Более перспективным является применение топливных элементов. Во всем мире установлено более 900 стационарных энергетических установок на топливных элементах мощностью более 10 кВт. Их суммарная мощность около 150 МВт. Для повышения эффективности, снижения себестоимости энергии и для утилизации тепловой энергии применяются установки, совмещающие топливные элементы и газовые турбины (рис. 3.23).



Рис. 3.23. Общий вид газовой турбины для утилизации водорода и подводная лодка класса U212 (Германия) с силовой установкой на водородных топливных элементах

Водородный транспорт – это различные транспортные средства, использующие в качестве топлива водород. Это могут быть транспортные средства как с двигателями внутреннего сгорания, с газотурбинными двигателями, так и с водородными топливными элементами. Наиболее широкое применение находят автомобили на топливных элементах (рис. 3.24).

Примером таких разработок является биотопливный автомобиль корпорации BMW Hydrogen 7. Двигатель внутреннего сгорания автомобиля может работать на бензине или водороде. На Hydrogen 7 установлен бензобак 74 литра и баллон для хранения 8 кг водорода. Автомобиль может проехать 200–300 км на водороде и 480 км на бензине. Переключение с одного вида топлива на другой происходит автоматически, но предпочтение отдается водороду. Водород

хранится в жидкой форме при температуре не выше $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$. Бак для хранения водорода двухслойный. Между слоями в вакууме расположены 70 слоев специальной пены.



Рис. 3.24. Схематическое изображение и общий вид автомобиля на топливных элементах

В настоящее время автомобили с силовыми установками на водородных топливных элементах выпускаются следующими фирмами:

- Ford Motor Company – Focus FCV;
- Honda – Honda FCX;
- Hyundai – Tucson FCEV (топливные элементы компании UTC Power);
- Nissan – X-TRAIL FCV (топливные элементы компании UTC Power);
- Toyota – Toyota Highlander FCHV;
- Volkswagen – space up!;
- General Motors;
- Daimler AG – Mercedes-Benz A-Class;
- Daimler AG – Mercedes-Benz Citaro (топливные элементы компании Ballard Power Systems);
- Toyota – FCHV-BUS;
- Thor Industries – (топливные элементы компании UTC Power);
- Irisbus – (топливные элементы компании UTC Power) и другие единичные экземпляры в Бразилии, Китае, Чехии и т. д.

Проблема расширения использования водородного транспорта – создание инфраструктуры заправочных станций. В настоящее время они располагаются в основном возле мест производства и транспортирования водорода. Вторая проблема – высокие требования к проч-

ности материалов емкостей и трубопроводов (водородная хрупкость) (рис. 3.25).



Рис. 3.25. Использование водорода

Электрохимические генераторы. Напряжение, возникающее на отдельном топливном элементе (ТЭ), не превышает 1,1 вольта. Для получения необходимой величины напряжения ТЭ соединяются последовательно в батареи, а для получения необходимой мощности батареи ТЭ соединяются параллельно. Такие батареи ТЭ вместе с элементами газораспределения и терморегулирования монтируются в единый конструктивный блок, называемый электрохимическим генератором (ЭХГ) (рис. 3.26).

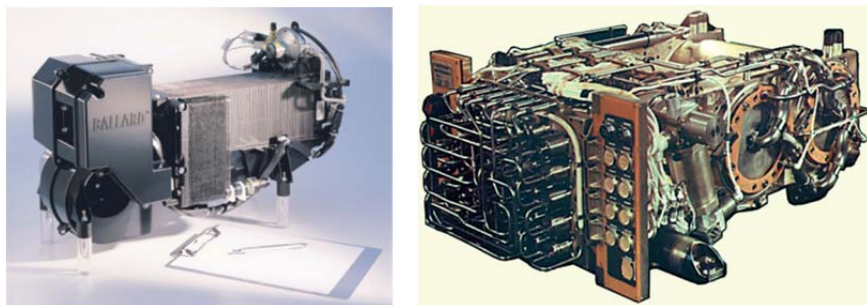


Рис. 3.26. Общий вид электрохимических генераторов для использования водорода

Электрохимические энергоустановки (ЭЭУ) объединяют электрохимические генераторы с системами подготовки, подачи топлива

и использования энергии. Они имеют более высокий КПД (в 15–20 раз выше по сравнению с тепловыми машинами, мощность до 11 МВт) (рис. 3.27).



Рис. 3.27. Общий вид электрохимических энергоустановок

Как видно из рис. 3.28 топливные элементы, электрохимические генераторы и энергетические установки на их основе находят широкое применение во многих отраслях экономики. Это объясняется эффективностью преобразования энергии в этих уникальных энергетических устройствах (рис. 3.29).



Рис. 3.28. Области применения энергоустановок на основе топливных элементов

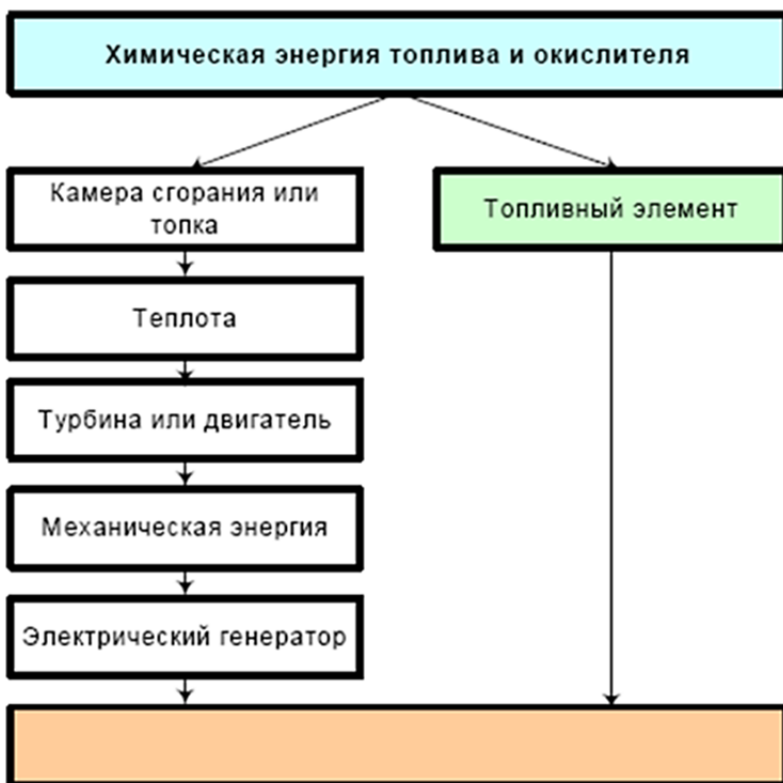


Рис. 3.39. Преобразование химической энергии в электрическую традиционным и электрохимическим способами

4. ОСНОВЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

4.1. Организация управления энергосбережением в Беларуси

Государственное регулирование в сфере энергосбережения осуществляют Президент Республики Беларусь, Совет Министров Республики Беларусь, республиканские органы государственного управления, иные государственные организации, подчиненные Совету Министров Республики Беларусь, местные исполнительные и распорядительные органы в пределах компетенции, определенной законодательством. Как видно из рис. 4.1 управление энергосбережением строится на иерархическом уровне.

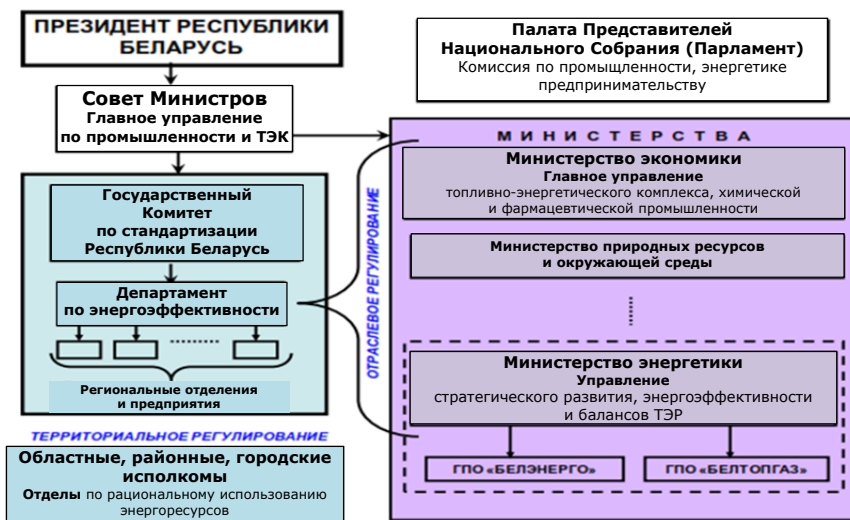


Рис. 4.1. Структура государственного управления энергосбережением в Республике Беларусь

Согласно закону Республики Беларусь «Об энергосбережении», принятым 8 января 2015 г. № 239-З, основными принципами государственного управления в сфере энергосбережения являются:

- укрепление энергетической безопасности, в том числе повышение энергетической независимости Республики Беларусь;
- эффективное и рациональное использование топливно-энергетических ресурсов;

- приоритетность внедрения энергоэффективного оборудования, технологий материалов;
- повышение научно-технической обоснованности реализуемых мероприятий;
- обеспечение системности и иерархичности управления.

Государственное регулирование в сфере энергосбережения осуществляется путем:

- разработки, утверждения и реализации республиканской, отраслевых, региональных программ энергосбережения и других программ в сфере энергосбережения;
- технического нормирования, стандартизации, оценки соответствия требованиям технических нормативных правовых актов в области технического нормирования и стандартизации;
- установления показателей в сфере энергосбережения;
- нормирования расхода топливно-энергетических ресурсов;
- проведения энергетических обследований (энергоаудитов);
- стимулирования энергосбережения;
- проведения государственной экспертизы энергетической эффективности;
- надзора в сфере энергосбережения.

Методы управления (регулирования) энергосбережением – это способы воздействия на поведение и деятельность, управляемых с целью снижения потребления, топливно-энергетических ресурсов при сохранении или увеличении объемов производства.

Можно выделить следующие методы управления:

- социально-психологические методы или меры морального стимулирования;
- административные методы, основанные на использовании разрешительно-запретительного принципа государственного управления, выполнение которого обеспечивается возможностью государственного принуждения;
- финансово-экономические методы, базирующиеся на применении денежно-стоимостных отношений, обуславливающих экономическую заинтересованность в повышении эффективности использования субъектами хозяйствования топливно-энергетических ресурсов, внедрения ими энерго- и ресурсосберегающих технологий.

Основными инструментами финансово-экономического механизма управления энергосбережением являются:

- формы и инструменты финансирования энергосберегающих мероприятий;
- кредитный механизм энергосбережения;
- режим ускоренной амортизации энергосберегающего оборудования;
- тарифы на энергию;
- энергетические налоги.

Как уже упоминалось, государственное управление в сфере энергосбережения осуществляют Правительство Республики Беларусь и уполномоченный им республиканский орган государственного управления.

Этим органом является Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации (Госстандарта), а также подчиненные ему структуры:

- областные и Минское городское управления по надзору за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов;
- Координационный межведомственный совет по энергосбережению и эффективному использованию местных топливных ресурсов;
- Межведомственная комиссия по энергосбережению и соответствующие комиссии в областях и г. Минске;
- Экспертный совет при Департаменте по энергоэффективности;
- Государственные предприятия «Белэнергосбережение» и «Белинвестэнергосбережение».

Уполномоченный республиканский орган государственного управления в сфере энергосбережения (Департамент по энергоэффективности):

- проводит единую государственную политику;
- обеспечивает проведение государственной экспертизы энергетической эффективности;
- разрабатывает республиканские программы в сфере энергосбережения и осуществляет контроль за их реализацией;
- согласовывает отраслевые и региональные программы энергосбережения и осуществляет в пределах своей компетенции контроль за их реализацией;
- организует информационное обеспечение и пропаганду энергосбережения;
- в пределах своей компетенции участвует в разработке и реализации мер по стимулированию энергосбережения;

– осуществляет иные полномочия в соответствии с настоящим Законом и иными актами законодательства.

На предприятиях управление энергосбережением осуществляется службой главного энергетика и непосредственно выполняется инженером по энергосбережению (с 2012 г. введена должность энергоменеджера) (рис. 4.2). Инженер-энергоменеджер имеет более широкий круг обязанностей. Наряду с организацией работ по энергосбережению в его функциональные обязанности входит организация работ по проведению энергетического менеджмента и аудита на предприятии, разработка и реализация краткосрочных и долгосрочных планов по энергосбережению и др. (рис. 4.3).

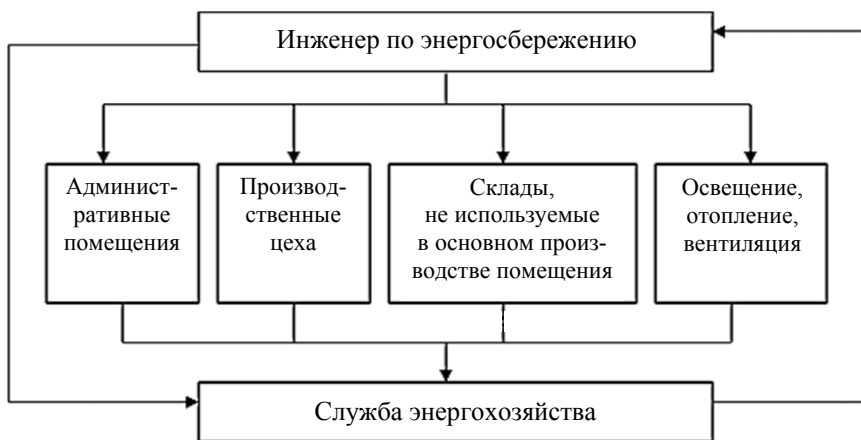


Рис. 4.2. Зоны ответственности инженера по энергосбережению

В Республике Беларусь устанавливаются ежегодно нормативы по энергосбережению для предприятий и организаций министерств и ведомств.

В соответствии со статьей 6 Закона Республики Беларусь от 8 января 2015 г. № 239-З «Об энергосбережении» Департаментом по энергоэффективности устанавливается целевой показатель по энергосбережению (от -2% до -4%). Согласно нормативным требованиям каждое предприятие и организация должны разработывать план организационно-технических мероприятий по энергосбережению и отчитываться перед вышестоящими органами об его выполнении.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

	Организационные	Технические
Беззатратные	1) Назначение ответственного за организацию и проведение мероприятий по энергосбережению, доведение до назначенного лица единого плана действий по организации энергосбережения;	
Среднезатратные	3) Повышение качества обслуживания и эксплуатации электроустановок;	4) Оптимизация работы системы освещения, исключение нерационального использования, регулярное проведение очистки и регулировки светильников;
Высокозатратные	5) Своевременная проверка и корректировка договоров с энергоснабжающими организациями;	6) Проведение агитационной работы среди персонала, возможно введение системы поощрений за высокие результаты в энергосбережении;
	7) Повышение общего уровня технической культуры, нацеленной на энергосбережение.	

Рис. 4.3. Обобщенные мероприятия по энергосбережению

4.2. Стимулирование внедрения энергосберегающих мероприятий и энергосбережения

Энергосберегающие мероприятия в Республике Беларусь относятся к инновационной деятельности.

Источниками финансирования мероприятий по энергосбережению являются:

- собственные средства предприятий;
- средства Белорусского инновационного фонда, инновационного фонда концерна «Белэнерго» и отраслевых инновационных фондов;
- средства целевого бюджетного фонда «Энергосбережение»;
- средства фондов «Энерго- и ресурсосбережение»;
- республиканский и местный бюджет;
- средства займа Всемирного банка.

Общий порядок стимулирования инновационной деятельности в Республике Беларусь определяет Указ Президента Республики Беларусь от 09.03.2009 № 123 «О некоторых мерах по стимулированию инновационной деятельности в Республике Беларусь».

Указ предусматривает оказание государственной финансовой поддержки в форме инновационных ваучеров и грантов юридическим лицам, являющимся субъектами малого предпринимательства, и индивидуальным предпринимателям.

В соответствии с Постановлением от 31 октября 2012 г. № 995 «О порядке формирования перечня инновационных товаров» предусматривается освобождение от налогообложения на прибыль прибыли организаций, полученной от реализации товаров собственного производства, которые являются инновационными в соответствии с перечнем, определенным Советом Министров Республики Беларусь.

4.3. Законодательная база в области энергосбережения

Как видно из рис. 4.4 в верхней части иерархической лестницы законодательной базы Республики Беларусь стоят законы Республики Беларусь, Указы и Директивы Президента, на основе которых разрабатываются постановления Совета Министров и другие нормативные акты, где определяются конкретные мероприятия и процедуры по практической реализации законодательных актов.



Рис. 4.4. Иерархия законодательной базы Республики Беларусь в области энергосбережения

В качестве основополагающих можно назвать следующие законодательные акты:

– Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении» от 8 января 2015 г. № 239-3;

– Директива Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 г. № 3 «Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства» (в редакции Указа Президента Республики Беларусь от 26 января 2016 г. № 26);

– Указ Президента Республики Беларусь от 17 сентября 2007 г. № 433 «О Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь»;

– Закон Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии» от 27 декабря 2010 г. № 204-3;

– Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 9 августа 2010 г. № 1180 «Об утверждении стратегии развития энергетического потенциала Республики Беларусь»;

– Республиканская программа энергосбережения на 2016–2020 гг. (утверждена Постановлением Совета Министров Республики Беларусь 28.03.2016 № 248).;

– Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь (утверждена Указом Президента Республики Беларусь от 17.09.2007 № 433);

– Стратегия развития энергетического потенциала Республики Беларусь (утверждена Постановлением Совета Министров Республики Беларусь 09.08.2010 №1180).

Рассмотрим основные положения некоторых законодательных актов.

Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении».

В законе определено энергосбережение приоритетом государственной политики в решении энергетической проблемы в Республике Беларусь. Законом регулируются отношения, возникающие в сфере энергосбережения в целях повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, определены экономические и финансовые механизмы энергосбережения, в том числе через Республиканский фонд «Энергосбережение». Средства этого фонда расходуются на «участие в организации международного сотрудничества в сфере энергосбережения».

Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь. В Концепции сформулированы целевые долгосрочные ориентиры энергетической политики, названы двенадцать индикаторов (энергоёмкость, уровень физического износа оборудования энергосистем, доля природного газа в потреблении котельно-печного топлива и т. д.), их пороговые уровни и целевые значения.

Директива президента РБ №3 развила и закрепила стратегические направления энергосбережения и энергоэффективности, использования ВИЭ и МВТ, как важнейшей составляющей энергетической политики.

Республиканская программа энергосбережения на 2016–2020 годы. Стратегической целью программы является сдерживание роста валового потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), увеличение использования местных ТЭР, в том числе возобновляемых источников энергии.

Сводными целевыми показателями Государственной программы являются:

– снижение энергоёмкости ВВП к 2021 году не менее чем на 2 % к уровню 2015 года;

– достижение к 2021 году отношения объема производства (добычи) первичной энергии к валовому потреблению ТЭР (доля местных ТЭР в валовом потреблении ТЭР) не менее 16 %, в том числе доля ВИЭ в валовом потреблении ТЭР – 6 %.

Потенциал энергосбережения в различных отраслях народного хозяйства определен Республиканской программой энергосбережения на 2016–2020 годы. Как видно из табл. 4.1 наибольшие резервы энергосбережения имеет энергетическая отрасль, Министерство промышленности, Министерство строительства и архитектуры.

Таблица 4.1

Потенциал энергосбережения в различных отраслях народного хозяйства РБ, тыс. т у.т.

Отрасли народного хозяйства	Задания по экономии ТЭР*					
	всего	в том числе по годам				
		2016	2017	2018	2019	2020
Минпром	435,0	87,0	80,0	80,0	108,0	80,0
Минстройархитектуры	143,6**	97,0	22,7**	18,5**	3,3**	2,1**

Отрасли народного хозяйства	Задания по экономии ТЭР*					
	всего	в том числе по годам				
		2016	2017	2018	2019	2020
Организации, подчиненные Минэнерго:						
ГПО «Белэнерго»	850,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0
ГПО «Белтопгаз»	22,5	5,5	4,5	4,5	4,0	4,0
Минсельхозпрод	20,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Минздрав	11,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Минобороны	10,5	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7
Минобразование	12,8	2,0	2,7	2,7	2,7	2,7
Минсвязи	12,5	3,0	2,8	2,5	2,2	2,0
Минтранс	95,0	18,0	18,7	19,0	19,3	19,5
Концерны:						
«Белгоспищепром»	105,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
«Беллегпром»	60,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
«Беллесбумпром»	150,0	25,0	105,0	10,0	5,0	5,0
«Белнефтехим»	675,0	135,0	145,0	120,0	135,0	140,0

4.4. Вторичные энергетические ресурсы (ВЭР)

4.4.1. Основные определения и классификация ВЭР

Вторичные энергетические ресурсы (ВЭР) – энергетический потенциал продукции, отходов, побочных и промежуточных продуктов, образующихся в технологических агрегатах (установках), который не используется в самом агрегате, но может быть частично или полностью использован для энергоснабжения других потребителей.

Рациональное использование ВЭР является одним из крупнейших резервов экономии топлива, способствующим снижению топливо- и энергоемкости промышленной продукции. ВЭР могут использоваться непосредственно без изменения вида энергоносителя для удовлетворения потребности в топливе и теплоте или с изменением энергоносителя путем выработки теплоты, электроэнергии, холода или механической работы в утилизационных установках.

По виду энергии ВЭР разделяются на три группы (рис. 4.5):

– горючие (или топливные) ВЭР;

- тепловые ВЭР;
- ВЭР избыточного давления (транспортировка природного газа).



Рис. 4.5. Классификация ВЭР

К горючим ВЭР относятся:

- горючие отходы процессов химической и термохимической переработки углеродистого или углеводородного сырья (метановодородная фракция производства этилена, X-масла производства капролактама, отходы гидролизного производства; отходы целлюлозно-бумажной промышленности; отходы от производства аммиака и другие);

- горючие газы плавильных печей, доменный газ, лигнин гидролизного производства, сульфатные и сульфитные щелока целлюлозно-бумажной промышленности, сивушные масла, отработанные нефтепродукты и другие горючие ВЭР (рис. 4.6);

- древесные отходы (лесосечные отходы, стволовая древесина, кора и древесная гниль, отходы деревообработки (опилки, щепа и др.));

- сельскохозяйственные отходы (солома и ботва растений);
- городской мусор.

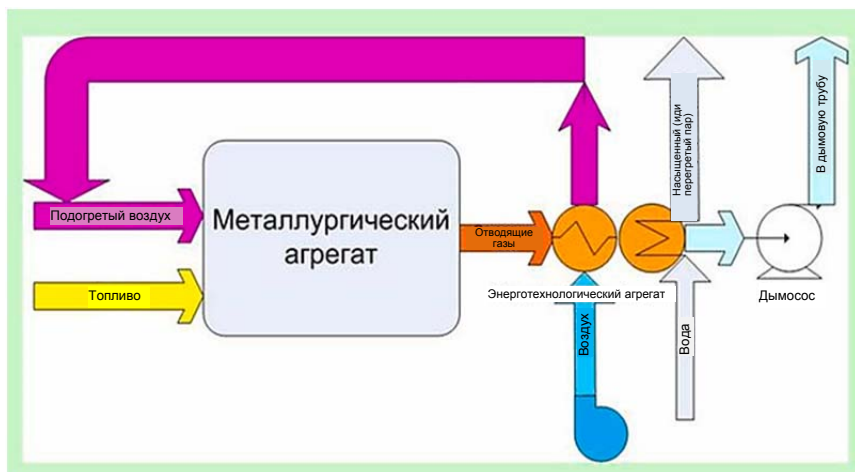


Рис. 4.6. Схема использования горячих газов металлургического производства

К тепловым ВЭР относятся физическое тепло продукции, отходов, побочных и промежуточных продуктов, образующихся в технологических агрегатах (установках), которое не полностью утилизируется в самом агрегате-источнике ВЭР, но используется или может быть использовано для теплоснабжения других потребителей.

В этом качестве используется теплота:

- уходящих дымовых газов топливопотребляющих установок (рис. 4.7);
- отходящих газов технологических установок;
- избыточное тепло жидких и газообразных производственных потоков;
- конденсата, не подлежащего возврату на котельные и ТЭЦ;
- охлаждающей воды, в том числе и в системах оборотного водоснабжения;
- организованные вентиляционные выбросы;
- сточные воды и другие.

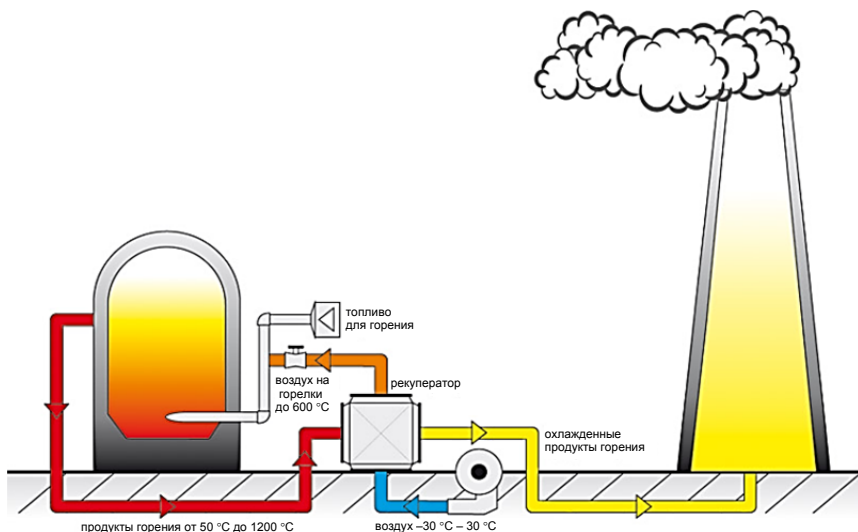


Рис. 4.7. Схема вторичного использования теплоты отходящих газов

4.4.2. Энергосберегающие технологии на основе использования ВЭР в различных отраслях экономики

У всех энерготехнологических установок, в результате работы которых образуются ВЭР, есть общая особенность – эффективность использования топлива повышается, если в этой установке топливо максимально используется непосредственно для реализации технологического процесса.

Обычно это достигается за счет регенерации, рекуперации и рециркуляции отходящей теплоты в самом источнике вторичных энергетических ресурсов.

Примером реализации такой схемы может быть установка за нагрывательными, термическими печами теплообменников для подогрева дутьевого воздуха, подаваемого на горение в эти печи. Увеличение температуры дутьевого воздуха на каждые 60 °С снижает расход топлива на печной агрегат на 2 %.

Использование в энергетике технологии когенерации. Когенерация, как уже упоминалось выше, представляет собой технологию комбинированного производства электрической (или механической) и тепловой энергии из одного и того же первичного источника.

В связи с технологическими особенностями процесса генерации энергии при эксплуатации традиционных (паровых) электрических станций большое количество выработанного тепла сбрасывается в атмосферу через конденсаторы пара, градирни и т. п. Большая часть этого тепла может быть использована в системах когенерации.

Сравнение когенерации и раздельного производства электричества и тепла показывает, что КПД с 30–50 % для электростанции может быть повышен до 80–90 %.

На предприятиях машиностроения тепловыми отходами являются физическая теплота уходящих газов, теплота охлаждения нагревательных и термических печей и вагранок (рис. 4.8), теплота отработанного пара кузнечно-прессового оборудования.

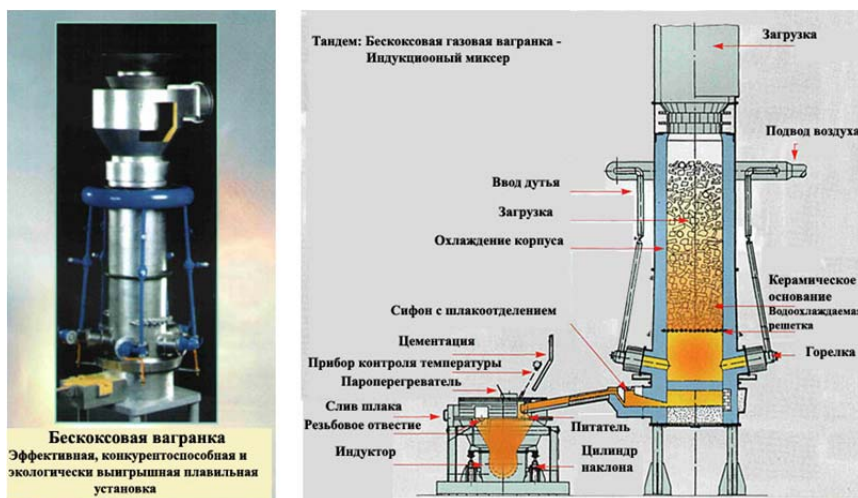


Рис. 4.8. Использование теплоты отходящих газов вагранок

В большинстве своем температура отходящих газов различных промышленных печей и нагревательных устройств колеблется от 450–700 °С (в печах с регенераторами) до 900 °С в термических, прокатных и кузнечных (без регенерации), что позволяет в котлах-утилизаторах вырабатывать пар для технологических и энергетических нужд.

В этих случаях охлаждение продуктов сгорания в котлах-утилизаторах происходит от 450–650 до 200–230 °С, для этого приме-

няют в основном котлы-утилизаторы с многократной принудительной циркуляцией (МПЦ) (рис. 4.9).

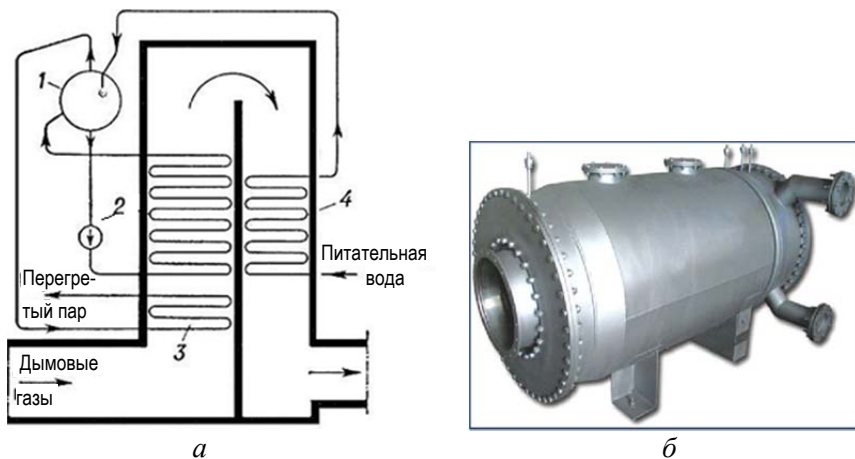


Рис.4.9. Схема (а) и общий вид (б) котла-утилизатора с многократной принудительной циркуляцией:
 1 – барабан; 2 – циркуляционный насос; 3 – испарительная поверхность; 4 – пароперегреватель

Тепловые ВЭР предприятий пищевой промышленности включают теплоту отходящих горячих газов и жидкостей; жидких и твердых отходов производства; отработанного пара силовых установок и вторичного пара, который получается при выпаривании растворов, ректификации и высушивании; тепловых установок; теплоту, содержащуюся в продуктах производства (рис. 4.10).

В промышленности строительных материалов тепловые ВЭР образуются при обжиге цементного клинкера и керамических изделий, производстве стекла, кирпича, извести, огнеупоров, выплавке теплоизоляционных материалов. К ним относится физическая теплота уходящих газов различных печей (туннельных, шахтных, вращающихся и т. д.) (рис. 4.11).

Вторичные энергоресурсы тепло- и гидроэлектростанций. На гидроэлектростанциях отходы теплоты образуются в результате тепловыделения в электрогенераторах. Для тепловых электростанций наиболее существенный источник ВЭР – низкопотенциальная

теплота нагретой охлаждающей воды конденсационных устройств, с которой может теряться до 50 % теплоты топлива, расходуемого на электростанции.

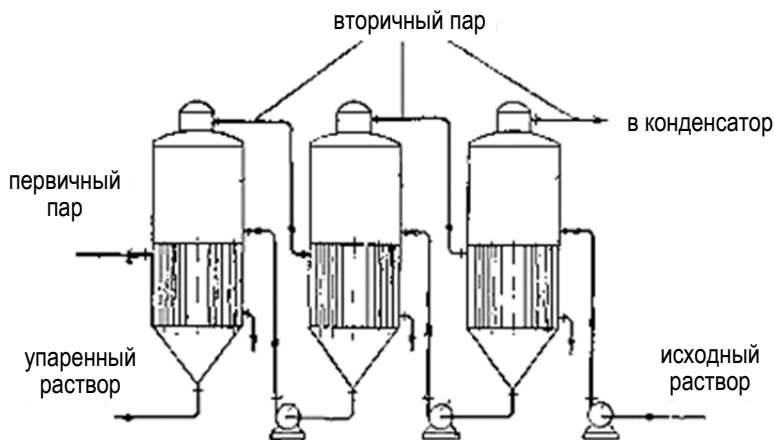


Рис. 4.10. Схема использования отходящих газов в пищевых технологиях (выпарная установка)



Рис. 4.11. Общий вид вращающейся печи цементного завода

Источником ВЭР считаются также дымовые газы котельных установок на паротурбинных станциях (рис. 4.12) или отходящие продукты сгорания газотурбинных установок.

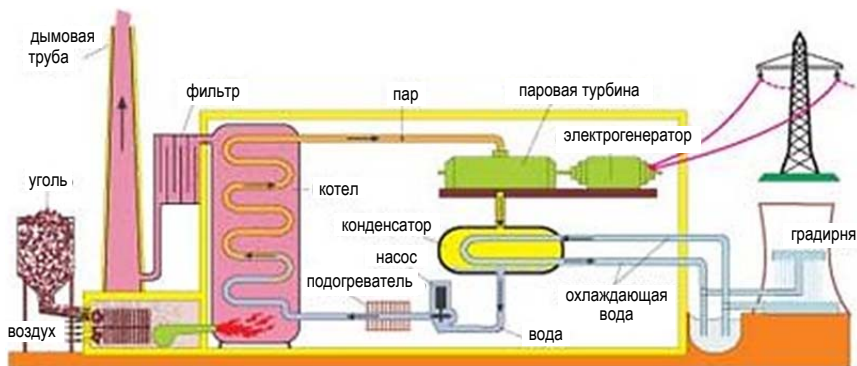


Рис. 4.12. Использование дымовых газов для дополнительного нагрева воды в паротурбинных установках

Для охлаждающих установок источником тепловых ВЭР может служить нагретая охлаждающая вода из воздухоохладителей и регенеративных теплообменных аппаратов. Источником ВЭР может быть также нагретая вода из системы охлаждения генераторов электростанций. Значительные тепловые отходы имеются и на АЭС: теплота конденсата, теплота охлаждающих систем и др. Однако, с точки зрения радиационной безопасности их использование проблематично.

Технологии использования ВЭР в сельском хозяйстве. Как уже упоминалось в разделе 2, к таким технологиям можно отнести:

- сжигание отходов соломы и других сельскохозяйственных культур в качестве котельного топлива (рулонное сжигание, сжигание в виде пеллет и брикетов);
- получение биогаза из отходов жизнедеятельности животных и птиц, отходов растениеводства.

Таким образом, основными источниками образования ВЭР в различных отраслях промышленности выступают технологические аппараты, как правило, недостаточно совершенные с энергетической точки зрения, поскольку современная технология допускает работу технологических установок с низким коэффициентом использования топлива.

Использование горючих ВЭР. В качестве топлива для производства тепловой и электрической энергии используются:

- древесные отходы деревообработки используются в котельных, работающих на древесном топливе (пеллеты, щепа), которые изго-

тавливаются из веток обрезаемых деревьев и санитарной рубки деревьев (ЖКХ, лесхозы) (рис. 4.13);

– коммунальные и производственные отходы – сжигание в специализированных тепло-электростанциях (Waste-to-energy – technology (WtE)) (см. п. 2.4);

– отработанные масла, сжигание которых в специальных печах связано с выделением в атмосферу большого количества вредных веществ (17 диоксинов ($C_{12}H_4O_2Cl_4$) и фуранов (C_4H_4O)). В Республике Беларусь фирмой «Интер-Блэйз» разработана новая технология сжигания отработанных масел, основанная на процессе эмульгирования масел с водой (5–10 % вода), разработаны для этих целей специальные горелки и другое оборудование (рис. 4.14). Технология, наряду с теплотехническими характеристиками, обеспечивает снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.



Рис. 4.14. Изготовление щепы из веток обрезаемых деревьев

Новые технологии использования ВЭР для производства тепла и электричества. К таким технологиям относятся:

– газификация (производство метана, водорода, синтетического топлива из ВЭР);

– газификация в плазменной струе (производство обогащенного синтетического газа, включая водород);

- термическая деполимеризация (производство сырой нефти, которая может дальше проходить процесс очистки);
- получение горючих газов из биологических отходов микробиологическим способом и др. (рис. 4.15)



Waste Oil Fueled Furnaces

Рис. 4.14. Оборудование для сжигания отработанных масел

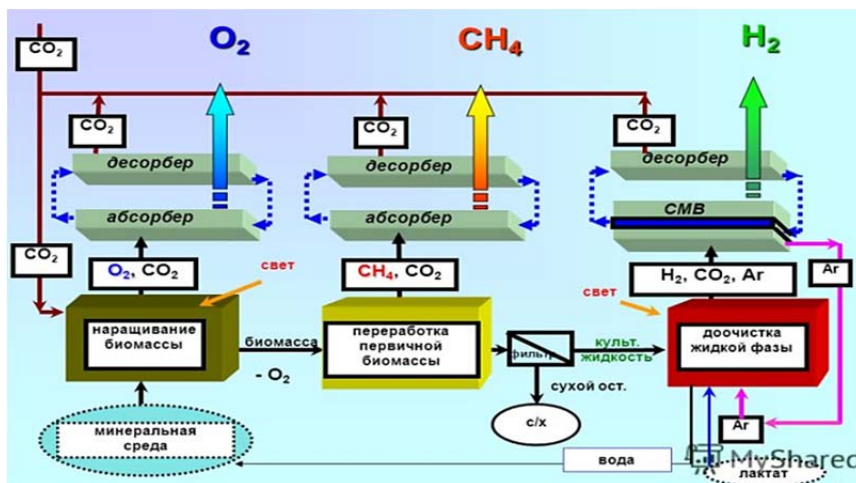


Рис. 4.15. Схема получения горючих газов микробиологическим способом

Использование избыточного давления. В магистральных газопроводах газ находится под давлением 5,5–7,5 МПа. Для создания такого давления на компрессорных станциях затрачивается большое количество электричества (170 млн кВт/ч в год). Для подачи газа потребителям требуется снижение давления газа до 0,3–1,2 МПа.

При этом потенциальная энергия избыточно сжатого газа полностью теряется. Эта проблема решается использованием турбодетандерных генераторов электрической энергии.

Турбодетандером называется утилизионная (т. е. не потребляющая топлива) расширительная турбина, механически связанная с потребителем ее мощности, например электрогенератором, компрессором и т. п.

Как видно из рис. 4.16 в турбодетандере снижение давления осуществляется за счет инжектирования газа с меньшего в больший объем, что обеспечивает снижение его давления и вращение турбины генератора.

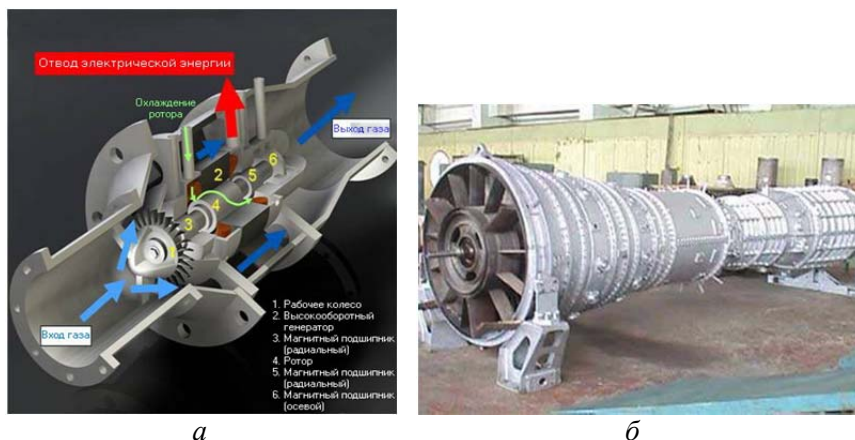


Рис. 4.16. Конструкция (а) и общий вид (б) турбодетандерной установки

В соответствии с экспертными оценками в Республике Беларусь возможна установка турбодетандерных генераторов общей мощностью 200–250 МВт. В настоящее время фирма «Газпром» разрабатывает проект строительства трех комплексов с общей мощностью 5 МВт, которые позволят вырабатывать более 30 млн кВт/ч электрической энергии в год.

4.4.3. Использование низкопотенциальной энергии ВЭР

К вторичным низко- (от +5 до +30 °С) и среднепотенциальным источникам энергии (до 400 °С) можно отнести:

- сбросную горячую воду от различного оборудования и агрегатов, использующих ее в качестве хладагента;
- продуктовые потоки (газы, пар и др.);
- уходящие газы средней температуры;
- вторичный и отработанный пар;
- конденсат и т. п.;
- тепло земли и водного бассейна (см. раздел. 2).

Как показывает отечественная и мировая практика, наиболее полное и экономически эффективное использование средне- и низкотемпературных ВЭР промышленного производства осуществимо, в первую очередь, с помощью тепловых насосов, термокомпрессоров и трансформаторов теплоты.

Применение теплонасосных установок и трансформаторов для утилизации тепловых ВЭР и других местных низкотемпературных источников теплоты позволяет на 20–60 % снизить расходы топлива. Как показано в разделе 2 эти системы используют не только тепловые отходы производства, но и теплоту окружающего воздуха, грунта, воды рек, озер и других водоемов, сточных вод и коммунальных стоков и др. (рис. 4.17).

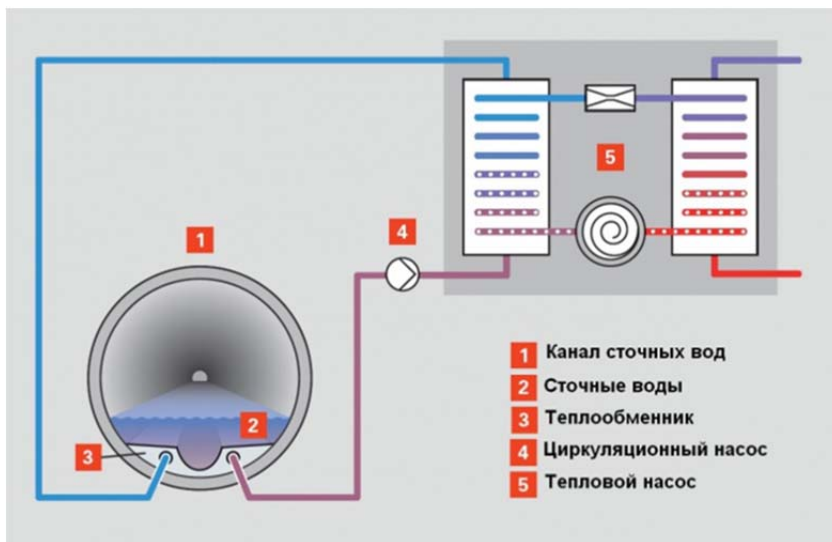


Рис. 4.17. Схема использования теплоты коммунальных стоков с помощью теплового насоса

Низкопотенциальные тепловые отходы (отработанный и вторичный пар, теплый влажный воздух, конденсат и другие виды ВЭР) удобнее и экономичнее улавливать и преобразовывать с помощью термотрансформаторов (трансформаторов теплоты). Термотрансформаторы, кроме работы в режиме теплового насоса, могут повышать давление пара (повышающий термотрансформатор), «расщеплять» поток пара на потоки, имеющие большее и меньшее давление (расщепляющий термотрансформатор), получать электроэнергию, используя низкопотенциальное тепло, и даже электроэнергию и холод без подвода тепла (рис. 4.18).

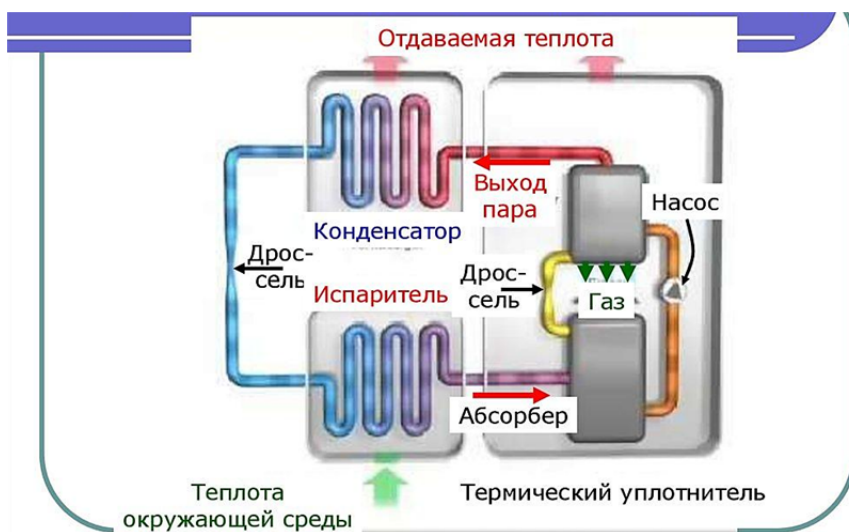


Рис. 4.18. Схема адсорбционного термотрансформатора

Пароструйные термотрансформаторы (эжекторы). Аналогично турбодетандерам, принцип работы термотрансформаторов основан на использовании кинетической энергии потока пара. Пар повышенного давления поступает в сопло, расширяется, выходит из него с большой скоростью и, двигаясь вдоль оси пароструйного аппарата, создает эжектирующий эффект (рис. 4.19). Благодаря инъекции в аппарат засасывается пар низкого давления, сжимается эжектором, и к потребителю уже поступает пар среднего давления.

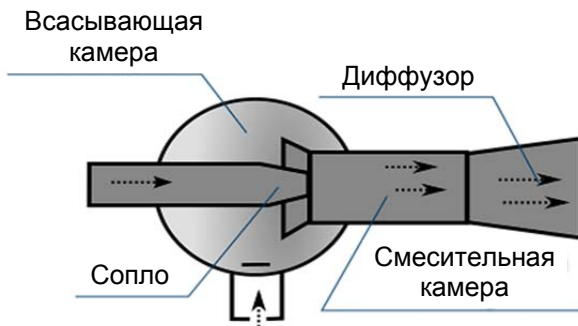


Рис. 4.19. Схема пароструйного термотрансформатора

Одно из эффективных направлений утилизации теплоты ВЭР – производство холода для предприятий, технологические процессы которых требуют его при различных температурах охлаждения. Наличием на предприятиях достаточно большого количества неиспользуемых ВЭР в виде пара, горячей воды, факельных сбросов, горячих газов и т. п. позволяет вырабатывать холод с помощью абсорбционных холодильных машин (рис. 4.20).

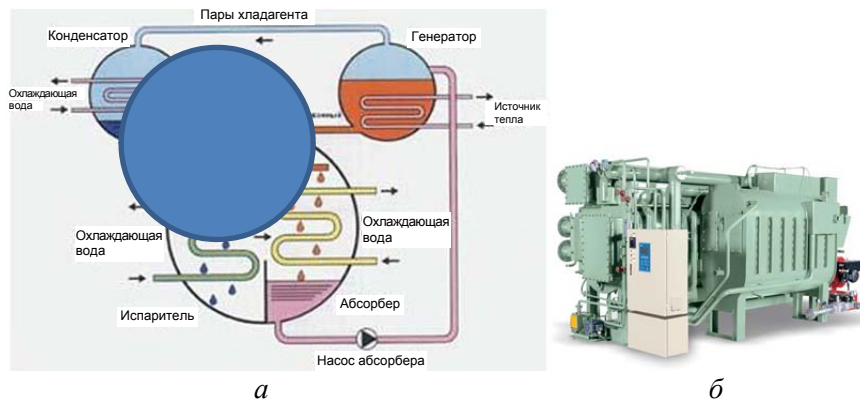


Рис. 4.20. Схема работы (а) и общий вид (б) абсорбционной машины

В составе абсорбционной холодильной машины роль компрессора выполняется системой абсорбер-генератор. При этом процессы, связанные с работой компрессора, осуществляются с помощью раство-

ров, состоящих из двух или трех компонентов. В холодильной технике это, как правило, раствор (бинарный), состоящий из двух компонентов с различными температурами кипения при одинаковом давлении. Один компонент, с более низкой температурой кипения, является холодильным агентом, другой – абсорбентом (поглотителем).

Наибольшее применение в холодильной технике получили абсорбционные холодильные машины, работающие на растворах вода-аммиак (водааммиачные), вода-бромистый литий (бромистолитиевые). В водааммиачных холодильных машинах холодильным агентом является аммиак, в бромистолитиевых – вода.

4.4.4. Применение устройств на тепловых трубах

Тепловые трубы имели предшественника, так называемые трубы Перкинса. Трубы Перкинса – это бесфитильные тепловоды, в которых перенос тепла осуществляется также за счет скрытой теплоты парообразования, а циркуляция теплоносителя – за счет сил гравитации. Эти устройства были изобретены Перкинсом в 1897 г. и успешно использовались сначала в хлебопекарном деле, а затем нашли и другие многочисленные области применения.

Термин «тепловая труба» впервые был использован в патенте Гровера, представленном от имени Комиссии по атомной энергии США в 1963 г.

Тепловая труба (ТТ) (рис. 4.21) представляет собой устройство, обладающее высокой эффективностью передачи теплоты. На внутренней стенке ее укреплен фитиль, сделанный, например, из капиллярно-пористого материала. Труба заполняется небольшим количеством теплоносителя (рабочей жидкости), после чего из нее откачивается воздух, и она плотно закрывается. Один конец трубы нагревается, что вызывает испарение жидкости и движение пара к холодному концу трубы. Здесь в результате охлаждения пар конденсируется и под воздействием капиллярных сил возвращается к горячему концу трубы. Поскольку теплота парообразования теплоносителя велика, то ТТ и при малой разности температур на концах может передавать большой тепловой поток.

Тепловая труба позволяет транспортировать теплоту в различных направлениях, по любым прямолинейным и криволинейным каналам, поскольку фитиль (рис. 4.22), который смачивается в зоне

конденсации, будет всегда подавать теплоноситель в зону испарения. Круговорот теплоносителя в тепловой трубе совершается независимо от наличия сил тяжести.

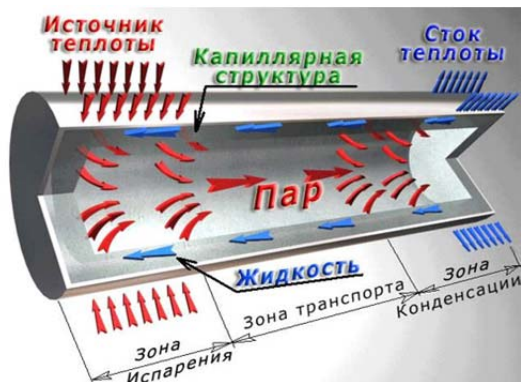


Рис. 4.21. Схема работы тепловой трубы



а



б

Рис. 4.22. Схема (а) и конструкция (б) фитильной тепловой трубы

Эффективность работы тепловой трубы часто определяется с помощью показателя «эквивалентная теплопроводность». Например, цилиндрическая тепловая труба, где в качестве рабочей жидкости используется вода при температуре 150 °С, будет иметь теплопроводность в сотни раз большую, чем медь.

Теплопередающая способность тепловой трубы может быть очень большой. Так, в тепловой трубе, где в качестве рабочего тела используется литий, при температуре 1500 °С в осевом направлении можно передать тепловой поток 10–20 кВт/см².

В качестве теплоносителя могут использоваться ацетон, аммиак, фреоны, дифенильные смеси, вода, ртуть, индий, цезий, калий, натрий, литий, свинец, серебро, висмут и неорганические соли.

В настоящее время известны десятки разновидностей конструкций тепловых труб. Наряду с гладкостенными, фитильными, центробежными (вращающимися) существуют электрогидродинамические трубы, трубы с эффектом магнитного поля, осмотические тепловые трубы и др.

Наиболее характерными областями применения тепловых труб являются энергетика, машиностроение, электроника (охлаждение больших интегральных схем, рис. 4.23), химическая промышленность, сельское хозяйство. В каждой из этих отраслей они могут использоваться для утилизации низкопотенциальных вторичных энергоресурсов.

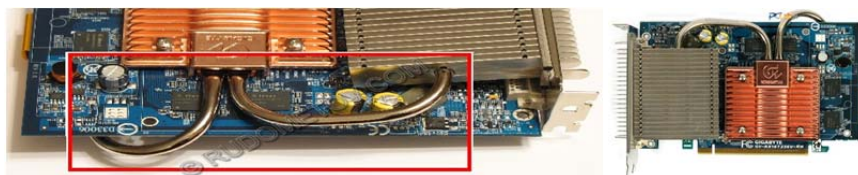


Рис. 4.23. Применение тепловых труб в электронике

Наибольшее применение ТТ находят при температуре ВЭР от 50 до 250 °С, поскольку в данном температурном диапазоне нет необходимости использовать дорогостоящие материалы и теплоносители.

Конструкции теплоиспользующих аппаратов с тепловыми трубами. Теплообменники на тепловых трубах (ТТТ) – разновидность рекуперативных теплообменников с промежуточным теплоносителем.

лем. Появились они в начале 70-х гг. XX в., когда была доказана принципиальная возможность применения тепловых труб в качестве эффективных теплопередающих устройств.

Для теплообменников целесообразны сравнительно дешевые конструкции тепловых труб, имеющие малые габариты и хорошие теплотехнические характеристики.

В зависимости от агрегатного состояния теплоносителей, омывающих испарительную и конденсационную зоны ТТТ, они разделяются на три типа:

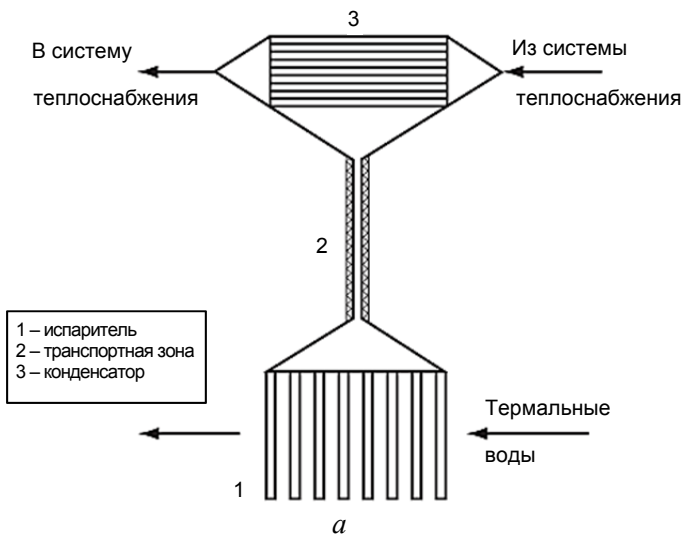
- 1) газ–газ (воздух–воздух);
- 2) газ–жидкость;
- 3) жидкость–жидкость.

Теплоиспользующие аппараты первого типа применяются в качестве воздухоподогревателей для промышленных процессов, в системах отопления и вентиляции помещения, для кондиционирования воздуха, в агрегатах-утилизаторах животноводческих ферм и т. д.

Теплообменники второго типа (газ–жидкость) используются в условиях, исключающих взаимодействие газа и жидкости в широком интервале давлений и температур. Эти ТТТ могут быть применены как конденсаторы, нагреватели и охладители жидкостей, парогенераторы и т. д.

В теплоиспользующих аппаратах типа жидкость–жидкость теплоотдающая и тепловоспринимающая среды являются жидкостями. Применяются они в основном в химической промышленности и в атомной энергетике в условиях, когда исключается возможность взаимодействия теплоотдающей и тепловоспринимающей жидкостей в широком диапазоне давления и температуры.

Конструктивно теплообменники на тепловых трубах выполняются из набора тепловых труб (рис. 4.24). В ТТТ имеются зоны испарения и конденсации, в некоторых аппаратах еще и транспортная (адиабатная) зона, не участвующая в процессе теплообмена. Эти зоны могут иметь различные геометрические размеры, которые лимитируются возможностями тепловых труб по транспорту теплоносителя. Испарительная зона теплообменника находится в потоке теплоотдающей среды, а конденсация – в потоке тепловоспринимающей среды.



б

Рис. 4.24. Схема (*a*) и конструкции (*б*) теплообменных аппаратов на тепловых трубах

При использовании тепловых труб для утилизации ВЭР представляется возможным не только повысить тепловую эффективность работы энергетических установок, но во многих случаях уменьшить загрязнение окружающей среды.

Примером может служить применение тепловых труб в карбюраторных двигателях в качестве испарителя топлива. Испарительная зона тепловой трубы размещается в выпускном патрубке, а конденсационная – во впускном (после карбюратора). В результате

теплота отработанных газов передается посредством тепловых труб топливно-воздушной смеси, обеспечивая полное испарение топлива и увеличение конденсации его паров в смеси с воздухом.

Теплота отходящих газов двигателей внутреннего сгорания (ДВС) может быть использована для отопления транспортных средств с помощью тепловых труб (рис. 4.25).

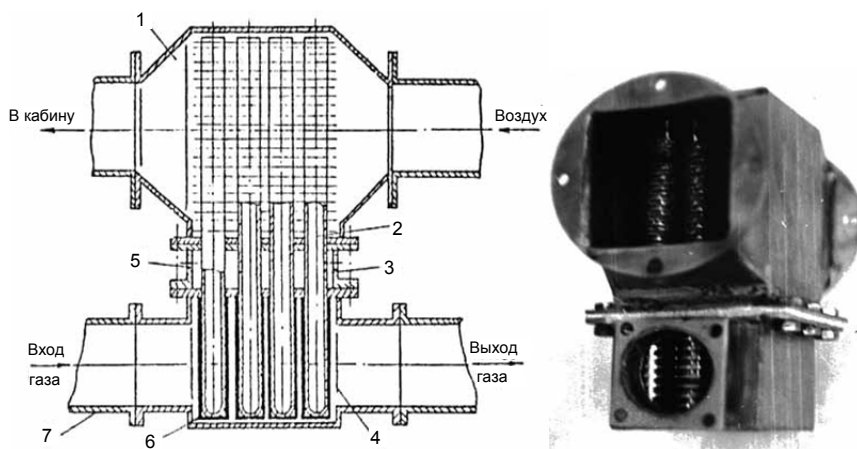


Рис. 4.25. Использование тепловых труб для отопления транспортных средств

4.4.5. Определение объема выхода и экономии топлива за счет использования ВЭР

Выход вторичных энергетических ресурсов – это количество энергоресурсов, которые образовались в данной установке за определенную единицу времени и годны к использованию в соответствующий период времени. Различают удельный и общий выход ВЭР.

Выработкой называется количество тепла, холода, электроэнергии, полученное за счет ВЭР в утилизационной установке.

Выработки за счет ВЭР подразделяются на:

- возможную выработку, т. е. максимальное количество энергии, которое можно получить при работе установки;

- экономически целесообразную выработку, т. е. выработку с учетом ряда экономических факторов (себестоимость, затраты труда и т. д.);

– планируемую выработку – количество энергии, которое предполагается получить в определенный период при вводе новых или модернизации имеющихся утилизационных установок;

– фактическую выработку – энергию, реально полученную за отчетный период.

Выявление выхода и учета возможного использования вторичных энергоресурсов – одна из задач, которую необходимо решать на всех предприятиях, и особенно с большим расходом топлива, тепловой и электрической энергии.

Использование вторичных энергетических ресурсов не ограничивается лишь энергетическим эффектом – это и охрана окружающей среды, в том числе воздушного бассейна, уменьшение количества выбросов вредных веществ. Некоторые из этих выбросов могут давать дополнительную продукцию, например, сернистый ангидрид, выбрасываемый с отходящими газами, можно улавливать и направлять на выпуск серной кислоты или серы.

Удельный выход ВЭР рассчитывают или в единицу времени (1 ч) работы агрегата – источника ВЭР, или в показателях на единицу продукции (произведением удельного (часового) количества энергоносителя на его энергетический потенциал).

Энергетический потенциал энергоносителей определяется:

– для горячих ВЭР – низшей теплотой сгорания, Q_n^p ;

– для тепловых ВЭР – перепадом энтальпий, h ;

– для ВЭР избыточного давления – работой изоэнтропного расширения, e .

В качестве единиц измерения потенциала приняты единицы энергии (кДж, кВт). Единицами измерения количества энергоносителя служат единицы массы (кг, т); для газообразных теплоносителей – единицы объема (m^3 при нормальных физических условиях, $P = 760$ мм рт. ст. и $t = 0$ °С).

Удельный выход горючих ВЭР определяется по формуле

$$q^r = mQ_n^p, \text{ кДж/ч}, \quad (4.1)$$

где m – удельное количество энергоносителя в виде твердых, жидких или газообразных продуктов, кг(m^3)/ед. продукции или кг(m^3)/ч;

Q_n^p – низшая удельная теплота сгорания (кДж/кг(m^3)).

Удельный выход тепловых ВЭР определяется по соотношению

$$Q^r = mh = m (c_{p1}t_1 - c_{p2}t_2), \quad (4.2)$$

где t_1 – температура энергоносителя на выходе из агрегата – источника ВЭР, °С;

c_{p1} – теплоемкость энергоносителя при температуре t_1 (кДж/кг или кДж/м³);

t_2 – температура энергоносителя, поступающего на следующую стадию технологического процесса после утилизационной установки, или температура окружающей среды;

c_{p2} – теплоемкость энергоносителя при температуре t_2 .

Удельный выход ВЭР избыточного давления:

$$q^u = mL, \quad (4.3)$$

где L – работа изоэнтروпийного расширения энергоносителя, кДж/кг.

Общий выход ВЭР за рассматриваемый период времени (сутки, месяц, квартал, год) определяют исходя из удельного или часового:

$$Q_v = q_{уд} \Pi \quad (4.4a)$$

или

$$Q_v = q_ч, \quad (4.4б)$$

где $q_{уд}$ – удельный выход ВЭР, кДж/ед. продукции;

Π – выпуск основной продукции или расход сырья, топлива, к которым отнесен $q_{уд}$ за рассматриваемый период, ед. продукции;

$q_ч$ – часовой выход ВЭР, кДж/ч;

T – время работы агрегата – источника ВЭР за рассматриваемый период, ч.

Только часть энергии из общего выхода ВЭР может быть использована как полезная. Поэтому для оценки реального потенциала, пригодного к использованию, рассчитывают возможную выработку энергии за счет ВЭР.

Возможная выработка теплоты в утилизационной установке за счет ВЭР для нагрева энергоносителей пара или горячей воды за рассматриваемый период времени:

$$Q_T = m\Pi (h_1 - h_2) B (1 - X), \quad (4.5)$$

где h_1 – энтальпия энергоносителя на выходе из технологического агрегата – источника ВЭР, кДж/кг(м);

h_2 – энтальпия энергоносителя при температуре t_2 на выходе из утилизационной установки, кДж/кг(м³);

B – коэффициент, учитывающий несоответствие режима и числа часов работы утилизационной установки и агрегата (B изменяется в пределах от 0,7 до 1,0);

X – коэффициент потерь энергии в окружающую среду утилизационной установкой и на тракте между агрегатом и утилизационной установкой (X принимает значения от 0,02 до 0,05).

Возможную выработку теплоты в утилизационной установке можно также определить по формуле

$$Q_T = Q_B F_y, \quad (4.6)$$

где F_y – КПД утилизационной установки.

Теплота, выработанная в утилизационной установке, может использоваться не полностью, что характеризуется коэффициентом использования выработанной теплоты:

$$S = Q_{\text{и}} / Q_T, \quad (4.7)$$

где $Q_{\text{и}}$ – использованная теплота (S может изменяться от 0,5 до 0,9).

Возможная выработка электроэнергии в утилизационной турбине за счет избыточного давления определяется выражением

$$W = \Pi_m L F_{\text{от}} F_M F_T, \quad (4.8)$$

где $F_{\text{от}}$ – относительный внутренний КПД турбины;

F_M – механический КПД турбины;

F_T – КПД электрогенератора.

При использовании горючих ВЭР достигается экономия замещающего топлива:

$$B = 0,0342 Q_{\text{и}} F_{\text{ВЭР}} F_z, \text{ т у.т.}, \quad (4.9)$$

где $Q_{и}$ – использованные горючие ВЭР за рассматриваемый период, ГДж;

0,0342 – численное значение коэффициента для перевода 1 ГДж в тонну условного топлива;

$F_{ВЭР}$ и F_3 – КПД утилизационной установки, работающей на горючих ВЭР, и установки, работающей на замещаемом топливе (F_3 принимает значения от 0,8 до 0,92).

При использовании тепловых ВЭР экономия топлива равна:

$$B = b_3 Q_{и}, \quad (4.10)$$

где $b_3 = 0,0342/F_3 \sim$ удельный расход условного топлива, т/кДж, на выработку теплоты в замещаемой котельной установке.

При использовании ВЭР для получения холода в абсорбционных холодильных установках экономию топлива можно определить по формуле (4.10), подставляя вместо $Q_{и}$ количество выработанного холода Q_x , деленное на холодильный коэффициент ε – безразмерная величина (обычно больше единицы), характеризующая энергетическую эффективность работы холодильной машины, равна отношению холодопроизводительности (количество теплоты, отнимаемое от охлаждаемого объекта в единицу времени) к количеству энергии (работе), затраченной в единицу времени на осуществление холодильного цикла:

$$B = b_3 Q_x / \varepsilon. \quad (4.11)$$

При топливном направлении использования горючих ВЭР экономия топлива определяется из выражения

$$B = B_{и} \eta_{ВЭР} / \eta_{т}, \quad (4.12)$$

где $B_{и}$ – величина использования горючих ВЭР, т у.т.;

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

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

При выработке на утилизационной установке электроэнергии или механической работы экономия топлива B (т у.т.) определяется выражением

$$B = b_3 W, \quad (4.13)$$

где b_3 – удельный расход топлива на выработку электроэнергии в замещаемой электростанции, (т у.т.)/ кВт·ч;

W – выработка электрической энергии, кВт·ч.

Исходя из расчетов экономии топлива за счет использования ВЭР определяется коэффициент утилизации ВЭР, характеризующий степень использования отдельных видов ВЭР на предприятии, в холдинге, по городу, области, отрасли промышленности и т. д.

4.5. Учет и управление энергоресурсами

4.5.1. Понятие о методах теплотехнических измерений и применяемых приборах

Теплотехнические измерения служат для определения многих физических величин, связанных с процессами выработки и потребления тепловой энергии (рис. 4.26). Они включают определение как чисто тепловых величин (температуры, теплоты сгорания, теплопроводности и пр.), так и некоторых других (давления, расхода и количества, уровня, состава газов и пр.), играющих важную роль в энергетике.



Рис. 4.26. Общий вид некоторых приборов для теплотехнических измерений

Классификация измерительных приборов. Основная классификация предусматривает деление приборов по роду измеряемых величин. Условно приняты следующие наименования наиболее распространенных приборов, предназначенных для измерения теплотехнических величин:

- температуры – термометры и пирометры;
- давления – манометры, вакуумметры, мановакуумметры, тягометры, напорометры и барометры;
- расхода и количества – расходомеры, счетчики и весы;
- уровня жидкости и сыпучих тел – уровнемеры и указатели уровня;
- состава дымовых газов – газоанализаторы;
- качества воды и пара – кондуктометры и кислородомеры.

Приборы, измеряющие расход, называются расходомерами. В зависимости от рода измеряемого вещества они делятся на расходомеры воды, пара, газа и др. Для определения расхода и количества жидкости, газа, пара и сыпучих тел чаще всего применяются следующие основные методы измерений: переменного перепада давления, скоростной, объемный и весовой. Метод переменного перепада давления, имеющий большое практическое значение, основан на изменении статического давления среды, проходящей через искусственно суженное сечение трубопровода; скоростной – на определении средней скорости движения потока; объемный и весовой – на определении объема и массы вещества.

Достоинствами первых двух методов измерений является сравнительная простота и компактность измерительных приборов, а последних двух – более высокая точность измерений.

Основные приборы для измерения температуры разделяются в зависимости от используемых ими физических свойств веществ на следующие группы с диапазоном показаний:

- термометры расширения (190–650 °С), основаны на свойстве тел изменять свой объем под действием температуры (рис. 4.27, *а*).
- манометрические термометры (160–650 °С), работают по принципу изменения давления жидкости, газа или пара с жидкостью в замкнутом объеме при нагревании или охлаждении этих веществ (рис. 4.27, *б*);

– дилатометрические и биметаллические термометры (работа основана на различном расширении твердых тел (сплавов), находящихся в контакте);

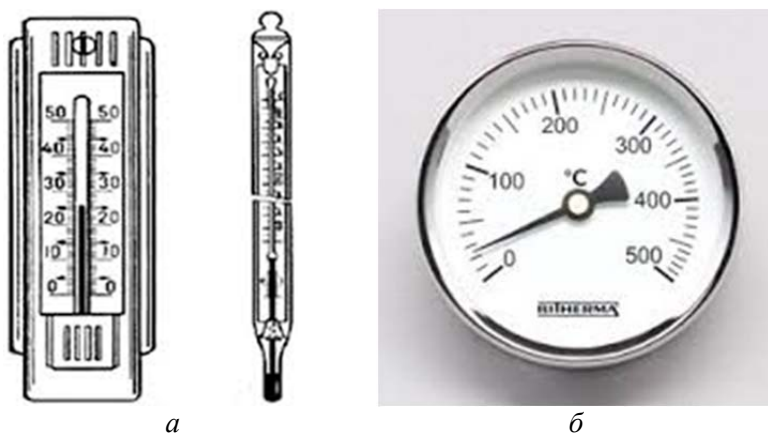


Рис. 4.27. Общий вид приборов для измерения температуры:
а – термометры расширения; *б* – манометрические термометры

Приборы для измерения температуры разделяются в зависимости от используемых ими физических свойств веществ на следующие группы с диапазоном показаний:

– термометры сопротивления (200–650 °С), основаны на свойстве металлических проводников, изменять в зависимости от нагрева их электрическое сопротивление (рис. 4.28, *а*);

– полупроводниковые термометры (от –100 до +300 °С), основаны на изменении сопротивления полупроводниковых материалов под действием температуры;

– термоэлектрические термометры (50–1800 °С), построены на свойстве разнородных металлов и сплавов, образовывать в паре (спае) термоэлектродвижущую силу, зависящую от температуры спае (рис. 4.28, *б*);

– пирометры (300–6000 °С), работают по принципу измерения энергии, излучаемой нагретыми телами, зависящей от температуры этих тел (в том числе тепловизоры) (рис. 4.28, *в*).

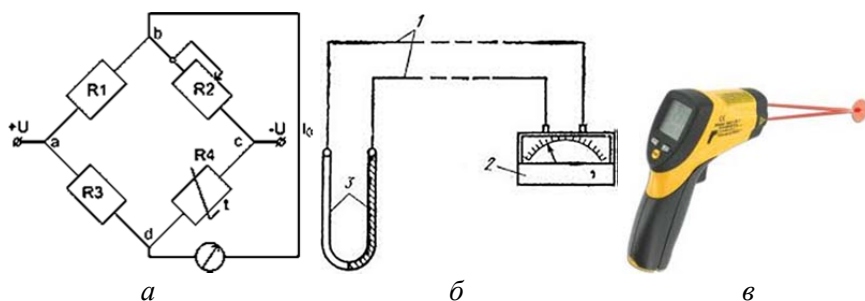


Рис. 4.28. Схемы и общий вид приборов для измерения температуры: *а* – термометры сопротивления; *б* – термоэлектрические термометры; *в* – пирометры

4.5.2. Приборы для контроля, учета и регулирования тепловой энергии

Тепловая энергия, как и любая другая форма энергии известная науке, поддается количественной оценке. Ее количество может быть выражено в стандартной системе измерения СИ в Джоулях (Дж). В качестве внесистемной единицы измерения применяется Гигакалория (Гкал) (1 Гкал равна 1163 кВт·ч или 4 187 000 000 Дж).

Для приборов учета тепловой энергии и теплоносителя принято краткое название – теплосчетчики (счетчики тепловой энергии) – это устройства, которые измеряют количества тепла, потребленное абонентом (квартирой, предприятием, заводом и т. п.) за определенный период.

Простейший теплосчетчик сегодня представляет собой прибор, измеряющий разность температур и расход теплоносителя на входе и выходе объекта теплоснабжения (рис. 4.29).

Как видно из рис. 4.29, состав теплосчетчиков входит тепловычислитель, термометры и датчик расхода жидкости (расходомер). Тепловычислитель (рис. 4.30) – это специализированное микропроцессорное устройство, предназначенное для обработки сигналов (аналоговых, импульсных или цифровых – в зависимости от типа применяемого датчика) от датчиков, преобразовывая их в цифровую форму: вычисления количества тепловой энергии в соответствии с принятым алгоритмом (определяемым схемой теплоснаб-

жения), индикации и хранения (архивации) в энергонезависимой памяти прибора параметров теплотребления.

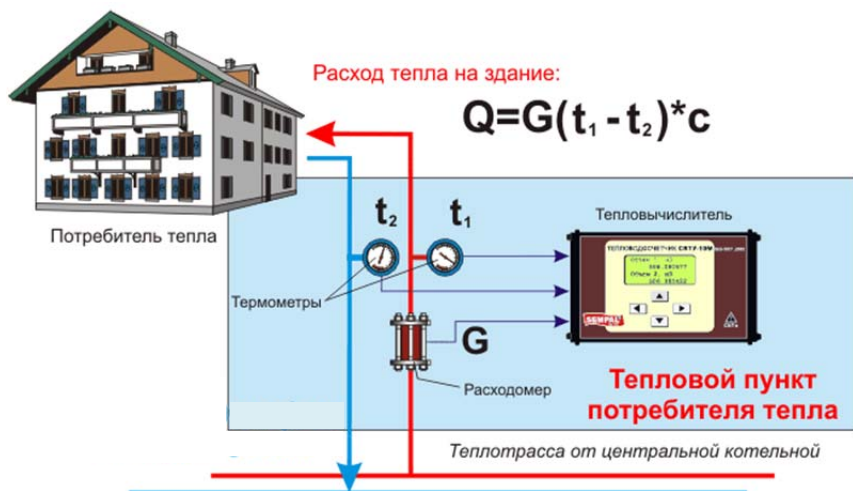


Рис. 4.29. Принцип работы теплосчетчика:

t_1 – температура теплоносителя в подающем трубопроводе, °С; t_2 – температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °С; G – расход теплоносителя на объект теплоснабжения, тонн/час; c – теплоемкость теплоносителя, Гкал/(тонн·°С)



Рис. 4.30. Общий вид тепловычислителей

Датчики расхода – наиболее важный элемент теплосчетчика (рис. 4.36), который оказывает важное влияние на его технические и потребительские характеристики. В качестве датчика расхода могут применяться функционально завершенное самостоятельное

устройство (расходомер, расходомер-счетчик или счетчик), для которого принято обобщенное название – преобразователь расхода (ПР) либо первичный преобразователь расхода (ППР), способный функционировать только совместно с тепловычислителем.



Рис. 4.31. Общий вид датчиков расхода и их установка в теплотехнических системах

Наибольшее распространение получили следующие способы измерения переменного расхода: переменного перепада давления на сужающих устройствах (упоминалось выше); ультразвуковые; электромагнитные; вихревые; тахометрические.

До недавнего времени на источниках теплоты (ТЭЦ, РТС и т. д.) традиционно в основном применяются **расходомеры переменного перепада давления** на сужающих устройствах (диафрагмах, соплах, трубах Вентури) (рис. 4.32).

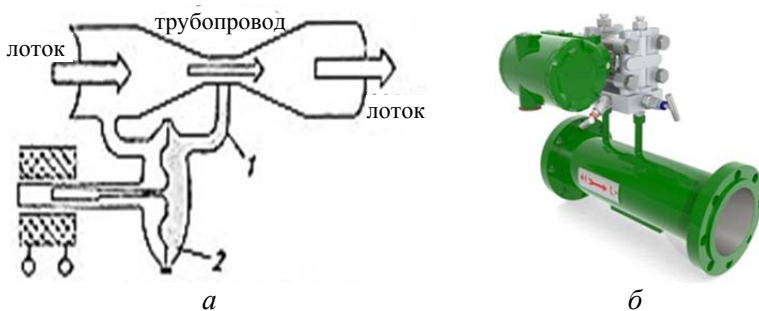


Рис. 4.32. Схема сужающего устройства (а) и общий вид (б) расходомера переменного перепада давления:

1 – сужение трубопровода; 2 – дифференциальный датчик давления

Достоинства: высокая надежность измерений и низкая зависимость качества измерений от физико-химических свойств измеряемой жидкости.

Недостатки: узкий динамический диапазон, нелинейность характеристик, высокое гидравлическое сопротивление и др.

В настоящее время широко применяются **ультразвуковые расходомеры** (рис. 4.33). Принцип их работы состоит в изменении времени прохождения ультразвукового сигнала от источника до приемника сигналов, которое зависит от скорости потока жидкости. Излучатель посылает сигнал сквозь поток жидкости, а приемник через некоторое время получает его. Время задержки сигнала между моментами его излучения и приема прямо пропорционально скорости потока жидкости в трубе: оно измеряется, и по его величине вычисляется расход жидкости в трубопроводе.

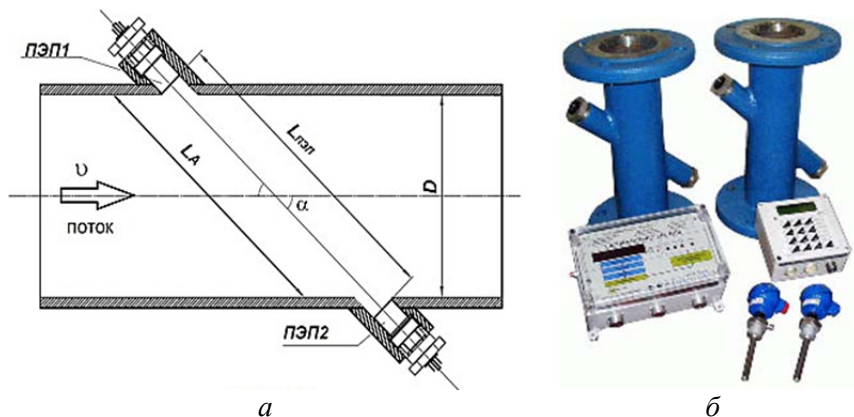


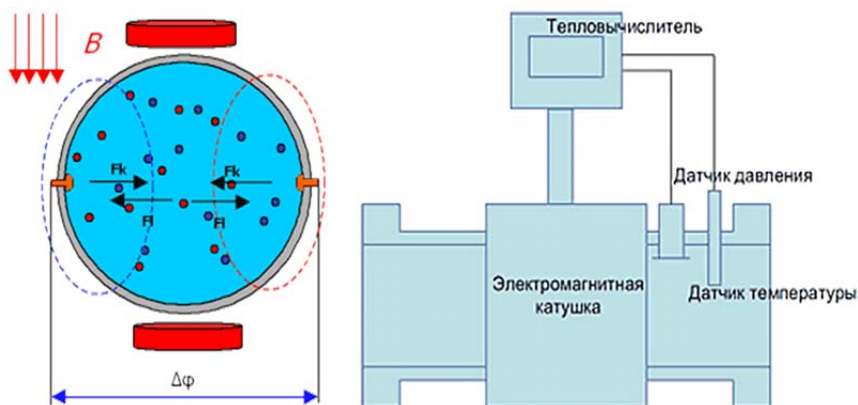
Рис. 4.33. Схема (а) и конструктивные варианты (б) ультразвуковых расходомеров

Ультразвуковые датчики расхода обладают следующими *преимуществами*: не создают гидравлического сопротивления потоку среды, обеспечивают сравнительно широкий динамический диапазон и высокую линейность измерений, имеют высокую точность и надежность, могут проверяться беспробивными (имитационными) методами без демонтажа с трубопровода.

Недостатки: для монтажа требуются длинные прямые участки трубопровода, чувствительность к «завоздушиванию» среды и к состоянию внутренней поверхности трубопровода (если применяются

накладные датчики расхода). Появление многоручевых ультразвуковых расходомеров позволило сократить длины прямых участков в несколько раз.

Принцип действия **электромагнитного расходомера** (рис. 4.34) основан на способности измеряемой жидкости возбуждать электрический ток при ее движении в магнитном поле, т. е. в электромагнитных теплосчетчиках используется явление электромагнитной индукции, позволяющее связать среднюю скорость, а следовательно и объемный расход электропроводной жидкости с напряженностью поля в нем и разностью потенциалов, возникающих на диаметрально расположенных электродах.



a



б

Рис. 4.34. Принцип измерения (*a*) и общий вид (*б*) электромагнитных расходомеров

Достоинства электромагнитного расходомера: достаточная метрологическая стабильность; возможность применения, как в одноканальных, так и в двухканальных тепловых системах.

Недостатки: чувствительность к качеству монтажа, условиям эксплуатации; наличие примесей в воде, особенно соединений железа, резко увеличивают погрешность показаний приборов.

Механические (тахометрические) теплосчетчики (рис. 4.35). Принцип работы основан на преобразовании поступательного движения потока воды во вращательное движение измеряющей части.

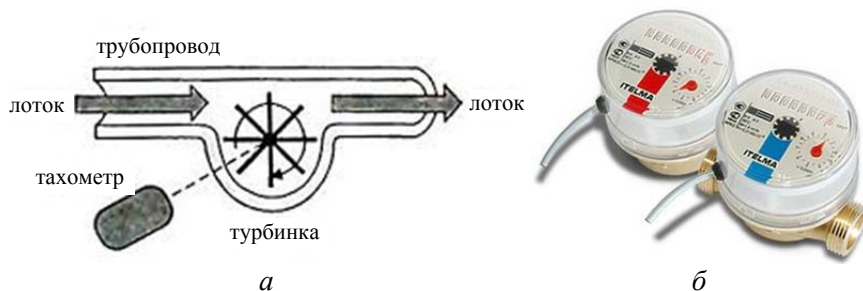


Рис. 4.35. Схема (а) и общий вид (б) механического теплосчетчика

Достоинства механических теплосчетчиков: невысокая стоимость; возможность монтажа в любом положении.

Недостатки: относительно высокое гидравлическое сопротивление; наличие подвижных частей в расходомерном участке; перед механическими преобразователями расхода обязательна установка сетчатого фильтра грубой очистки.

Вихревые теплосчетчики. Вихревые теплосчетчики работают на принципе широко известного природного явления – образование вихрей за препятствием, стоящим на пути потока.

Конструктивно вихревые теплосчетчики (рис. 4.36) состоят из треугольной призмы, вертикально установленной в трубе, измерительного электрода, вставленного в трубу далее по течению жидкости, и установленного снаружи трубы постоянного магнита. Срывное обтекание жидкости протекающей в трубопроводе вызывает пульсации давления в потоке, замер которых и позволяет определить объе-

мы протекающей через трубопровод жидкости. Частота образования вихрей при этом прямо пропорциональна скорости потока.

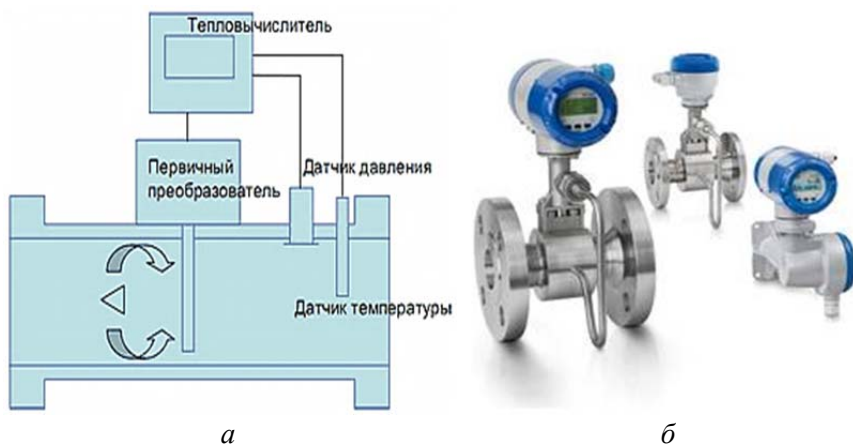


Рис. 4.36. Схема (а) и общий вид (б) вихревых теплосчетчиков

Достоинства вихревых теплосчетчиков: они могут быть установлены на горизонтальных и вертикальных участках трубопроводов, менее требовательны к длине прямых участков до и после расходомера, на результаты измерений не влияют отложения в трубах и магнитные примеси (железо в воде), дешевле, чем электромагнитные приборы.

Недостатки: теплосчетчики чувствительны к резким изменениям в потоке жидкости, к наличию крупных примесей.

Как видно из рис. 4.37 наиболее широкое применение в настоящее время находят электромагнитные счетчики тепловой энергии.

Как правило, электромагнитные, электронные и ультразвуковые счетчики тепла являются частью автоматизированной системы: они измеряют температуру в трубопроводе, массу, объем, количество и расход тепловой энергии, а также объем теплоносителя, регистрируя показания почасово, посуточно или за месяц. Некоторые из устройств могут сохранять данные в памяти и выводить их на монитор компьютера.



Рис. 4.37. Статистика практического применения теплосчетчиков

Использование счетчиков приносит немалую финансовую выгоду потребителю тепловой и электрической энергии, однако реальная экономия достигается совместным применением счетчика и автоматического регулирующего оборудования, признанного поддерживать теплоснабжение и теплоснабление на том уровне, который требуется в данный конкретный момент, и снижать его при необходимости до минимально безопасного уровня (рис. 4.38).

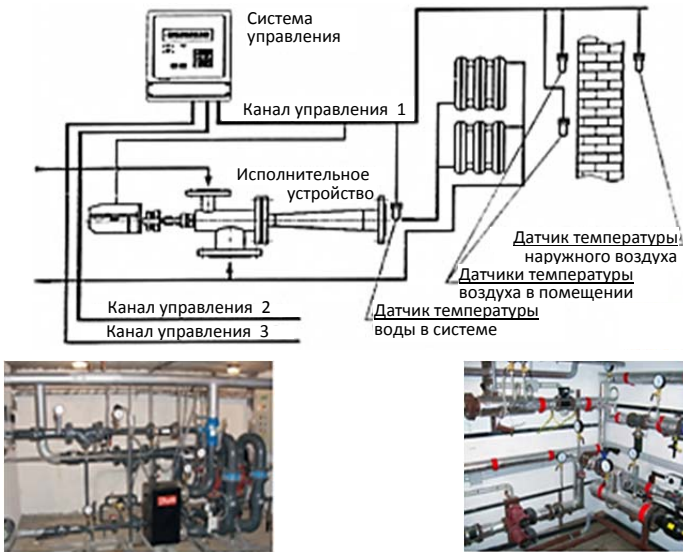


Рис 4.38. Схема включения электронного регулятора теплоснабжения в систему отопления

4.5.3. Приборы для контроля и учета электрической энергии

Электронные регуляторы позволяют задавать временной график теплоснабжения, поддерживать по графику температуру воды на подаче в зависимости от наружной, ограничивать температуру обратной воды.

Счетчики электроэнергии – multifunctional электронные приборы, предназначенные для учета расходуемой электроэнергии. Устанавливаются как в жилых и административных зданиях, так и на промышленных объектах: производственных предприятиях, фабриках, заводах, ангарах и т. д. (рис. 4.39).

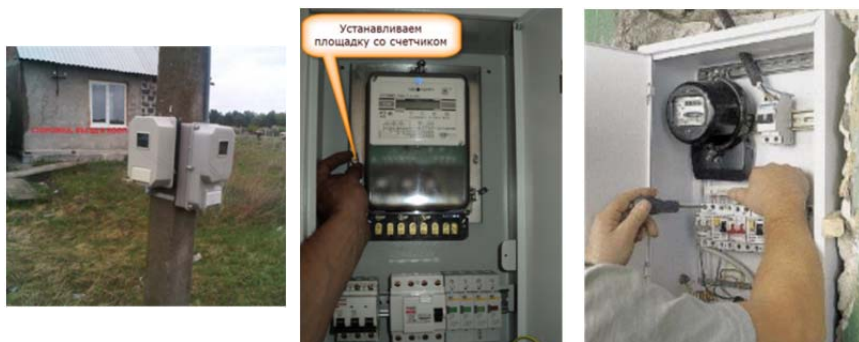


Рис. 4.39. Варианты установки счетчиков электроэнергии

Наибольшее распространение получили индукционные и ферродинамические счетчики. Первые применяют в цепях переменного тока, вторые – в цепях постоянного тока.

Ферродинамический счетчик (рис. 4.40) имеет две катушки: неподвижную *4* и подвижную *б*. Неподвижная токовая катушка *4* разделена на две части, которые охватывают ферромагнитный сердечник *5* (обычно из пермаллоя). Последний позволяет создать в приборе сильное магнитное поле и значительный вращающий момент, обеспечивающий нормальную работу счетчика в условиях тряски и вибраций.

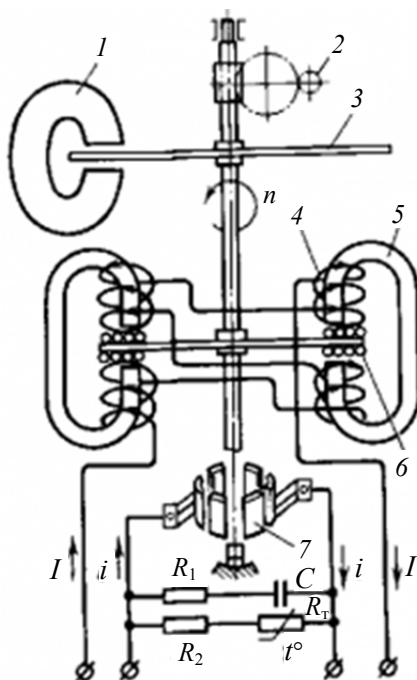


Рис. 4.40. Схема ферромагнитного счетчика

Ферродинамический счетчик работает принципиально как двигатель постоянного тока, обмотка якоря которого подключена параллельно, а обмотка возбуждения – последовательно с потребителем электроэнергии. Якорь вращается в воздушном зазоре между полюсами сердечника.

Индукционный счетчик (рис. 4.41) состоит из нескольких основных элементов: катушка напряжения, алюминиевый диск, токовая катушка, постоянный магнит и счетный механизм с червячной и зубчатой передачей. Токовая катушка подключается к сети последовательно и предназначена для создания переменного магнитного потока, пропорционального току, катушка напряжения, напротив, подключается параллельно и создает магнитный поток, который пропорционален напряжению. В результате этого, в алюминиевом диске возникают электромеханические силы, образующие крутящий момент. Диск вращается, задевает цифровые барабаны, выводящие информацию.

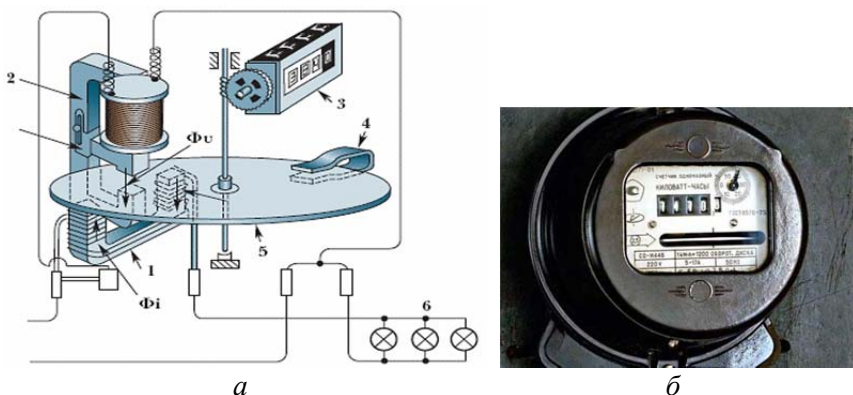


Рис. 4.41. Схема (а) и общий вид (б) индукционного счетчика электроэнергии: 1 – электромагнит последовательной цепи (тока); 2 – электромагнит параллельной цепи (напряжения); 3 – счетный механизм; 4 – тормозной механизм (постоянный магнит); 5 – алюминиевый диск

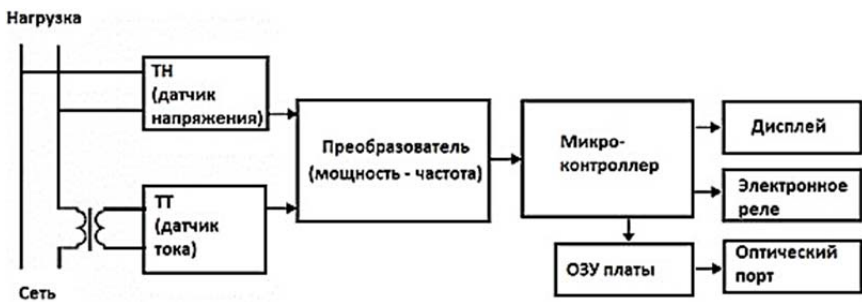
Недостатки индукционных счетчиков:

- большая ошибка измерений, в основном в пределах 2 %;
- требуются частые поверки прибора;
- отсутствие дистанционного снятия показаний;
- слабая защита от хищения электрической энергии;
- отсутствие возможности многотарифности.

Из-за наличия столь весомых недостатков индукционные счетчики вытесняются электронными, которые имеют следующие преимущества:

- наличие многотарифности (фиксация показаний счетчика в разных временных отрезках, так, например, ночью цена на электроэнергию значительно меньше);
- высокий класс точности;
- возможность измерения как активной, так и реактивной мощности;
- наличие дистанционного снятия показаний;
- улучшенная защита от краж энергии.

Электронный счетчик (рис. 4.42) состоит из электронной схемы, которая преобразует аналогового сигнала в частоту следования импульсов, подсчет которых дает количество потребляемой энергии. Простейшими датчиками напряжения и тока являются прецизионные резистивные датчики.



а



б

Рис. 4.42. Схема (а) и общий вид (б) электронных счетчиков электроэнергии

В Республике Беларусь электронные счетчики электроэнергии (однофазные и трехфазные) выпускаются предприятием «Энергомера» (Фаниполь) (рис. 4.43).



Рис. 4.43. Общий вид электронных счетчиков электроэнергии белорусского производства

4.5.4. Учет расхода холодной и горячей воды, учет расхода газа

Количество израсходованной пользователем воды определяется по показаниям счетчиков воды (водосчетчиков). Аналогично тепловой энергии для учета расхода холодной и горячей воды применяются тахометрические, вихревые, ультразвуковые и электромагнитные расходомеры.

При невозможности такого учета по причинам, не зависящим от пользователя (неисправности прибора, коррозия циферблата и др.) количество использованной воды определяется по среднему суточному расходу за предыдущие два месяца, когда прибор учета находился в рабочем состоянии, или нормам, установленным решением органами местной власти.

При определении объема потребленной жильцами воды в квартирах, не оборудованных приборами индивидуального учета расхода воды, из показаний прибора группового учета расхода воды исключаются суммарные показания индивидуальных приборов учета расхода горячей и холодной воды в данном жилом доме. Определяемый таким образом объем потребленной воды в квартирах, не оборудованных приборами индивидуального учета расхода воды, распределяется поквартирно пропорционально количеству проживающих в каждой квартире.

Учет расхода газа осуществляется с помощью счетчиков газа (газовый счетчик).

Счетчик газа – это прибор учета, предназначенный для измерения количества (объема), реже – массы прошедшего по газопроводу газа. Соответственно, количество газа, как правило, измеряют в кубических метрах (м^3).

Приборы, позволяющие измерять или вычислять проходящее количество газа за единицу времени (расход газа), называются расходомерами или расходомерами-счетчиками. Чаще всего расход газа измеряют в кубических метрах в час ($\text{м}^3/\text{ч}$).

Применяется прямой и косвенный методы измерения расхода газа. При прямом методе одна или чаще несколько измерительных камер известного объема попеременно заполняются проходящим потоком газа со стороны входа и опорожняются на выход. Прошедший через устройство объем газа пропорционален количеству

циклов наполнения-опорожнения. Этот метод используется в барабанных, мембранных (камерных) (рис. 4.44, а, б), ротационных счетчиках газа (рис. 4.44, в).



Рис. 4.44. Общий вид камерных (мембранных) (а, б) и ротационных счетчиков газа (в)

При косвенном методе измеряется расход газа через прибор, путем измерения, например, скорости потока газа через известную площадь сечения. Для измерения скорости потока применяются как механические устройства (различные крыльчатки, турбинки и т. п.), так и иные, более совершенные (ультразвуковые, детектирования вихрей на теле обтекания, измерения перепада давления на сужающем устройстве, измерения скоростного напора потока газа и т. п. (рис. 4.45)).



Рис. 4.45. Варианты конструктивных решений счетчиков газа

Учет расхода газа на предприятиях (рис. 4.46) газового хозяйства возложен на созданные на каждом предприятии службы режимов газоснабжения и учета расхода газа, которые подчиняются непосредственно руководителю предприятия.



Рис. 4.46. Общий вид шкафа для регулирования газа на предприятии

На расход холодной и горячей воды, газа, электрической энергии установлены определенные нормы и тарифы (см. пп. 4.6).

4.5.5. Автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ)

Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) представляет собой совокупность программно-аппаратного комплекса с первичными преобразователями информации (рис. 4.47).

В настоящее время такие системы строят по трехуровневому принципу (рис. 4.48). Как видно из рисунка на первом уровне находятся измерительные датчики, на втором – контроллеры сбора и обработки первичной информации, на третьем – компьютер для комплексной обработки и отображения информации.

АСКУЭ объединяет в себе:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- первичные приборы (счетчики электроэнергии различных типов от различных производителей);
- устройство сбора и передачи данных (УСПД);
- сервер БД, АРМы пользователей;
- развитые средства сбора и доставки данных – система поддерживает сбор данных по различным системам связи, в том числе, сеть Интернет, мобильные сети (GSM/GPRS) (рис. 4.49).



Рис. 4.47. Структурная схема АСКУЭ

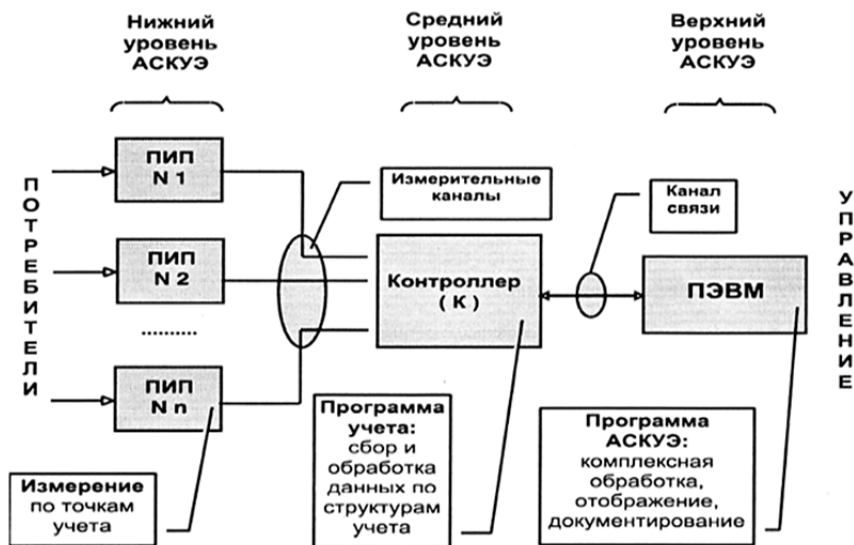


Рис. 4.48. Трехуровневая схема построения АСКУЭ

К задачам АСКУЭ на предприятии относятся:

- автоматизированный коммерческий и технический учет электроэнергии, технической, теплофикационной, питьевой воды, пара, сжатого воздуха, природного и технического газов, нефтепродуктов, всех видов вторичных энергоресурсов по предприятию в целом, элементам его инфра- и инфраструктуры;
- контроль энергопотребления относительно установленных норм расхода и ограничений по безопасности энергоснабжения;
- фиксация и сигнализация отклонений контролируемых параметров энергоучета;
- прогнозирование параметров энергоучета для планирования энергопотребления и автоматическое управление им, в том числе посредством потребителей-регуляторов;
- обеспечение внутреннего хозрасчета по энергоресурсам между цехами и подразделениями предприятия.

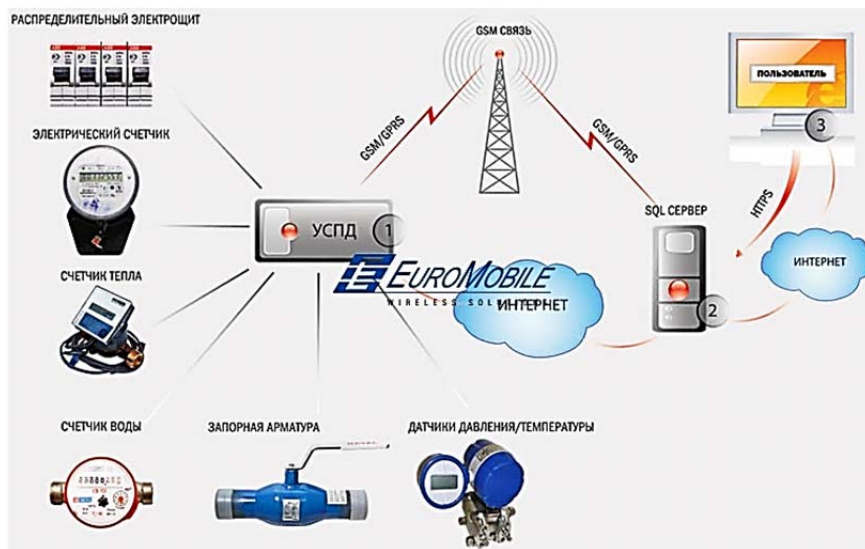


Рис. 4.49. Применение современных средств связи в АСКУЭ

Функционирование АСКУЭ происходит в реальном масштабе времени в рамках производственно-организационных структур предприятия (объединение – завод – цех – участок – установка), принад-

лежащих ему энергопроизводящих объектов (заводская ТЭЦ, подстанция, котельная), объектов непромышленной сферы (поликлиники, детские сады, общежития и т. п.), а также коммерчески самостоятельных структур (субабонентов), связанных с данным предприятием по энергопотреблению (рис. 4.50).



Рис. 4.50. Организационная структура АСКУЭ предприятий

По организации работы различают централизованные и децентрализованные АСКУЭ. Централизованная АСКУЭ, обеспечивая всю полноту информации на уровне главного энергетика и руководства предприятия, ограничивает получение информации, возможности управления энергопотоками на низших уровнях, а также организацию обратных связей в контурах управления.

При децентрализованной структуре АСКУЭ используются контроллеры учета со встроенными табло и клавиатурой, подключенные через среду связи к ПЭВМ главного энергетика, местные ПЭВМ, что позволяет в реальном времени решать задачи учета, контроля управления энергопотреблением на уровне отдельных цехов, производств и объектов предприятия.

В жилищно-коммунальном хозяйстве внедрение здесь АСКУЭ дает возможность автоматизировать сбор данных с приборов учета в жилых домах, организовать учетно-управленческую деятельность городских коммунальных служб, упорядочить коммерческие отношения между поставщиками и коммунальными потребителями на основе реальных энергозатрат, наладить технический учет и регулирование потребления всех видов энергоресурсов, и прежде всего тепловой энергии, преобладающей в общих затратах энергии (рис. 4.51).

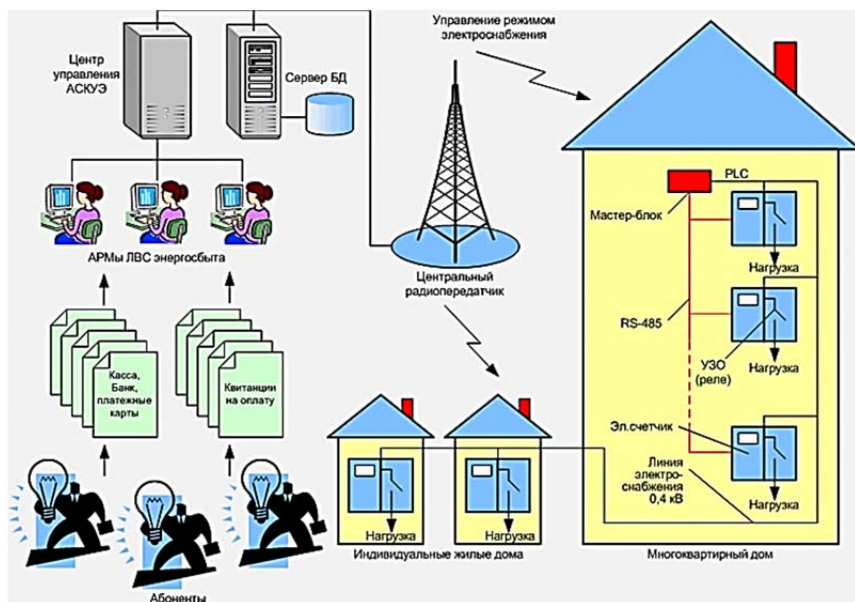


Рис. 4.51. АСКУЭ жилищно-коммунального сектора

Основная проблема в практической реализации АСКУЭ в ЖКХ – оснащение каждой квартиры индивидуальными счетчиками тепловой энергии, воды и электричества.

4.5.6. Энергосбережение в промышленном секторе экономики

Системы энергоснабжения промышленных предприятий включают поставку, распределение и использования энергоресурсов. Многие предприятия осуществляют также производство собственных энергоресурсов (чаще всего, тепловой энергии) (табл. 4.2).

Таблица 4.2

Системы энергоснабжения предприятий

Система топливно-снабжения	Разгрузочный пункт, склады топлива, устройства сортировки, переработки, внутризаводская система транспорта и доставки
Система электро-снабжения	Головная преобразовательная подстанция энергосистемы или заводская ТЭЦ, внутризаводские распределительные трансформаторные
Система тепло-снабжения	Заводская ТЭЦ или котельная, либо тепловые пункты по приему и распределению тепловой энергии от энергосистемы, внутризаводские тепловые распределительные сети и запорные устройства, система сбора и возврата конденсата
Система обеспечения сжатым воздухом	Компрессорная станция, сеть распределительных трубопроводов с различными уровнями номинальных давлений и запорные устройства
Система обеспечения технологической и питьевой водой	Артезианские скважины и станции подъема воды, системы водозабора и очистки, сети распределительных трубопроводов и запорные устройства, системы канализации производственных, хозяйственно-бытовых, ливневых сточных вод, система оборотного водоснабжения
Система конечного энергопотребления	Технологические и вспомогательные системы и установки предприятия или фирмы

В рамках энергохозяйства предприятия различают первичные и вторичные энергоресурсы (табл. 4.3).

Системы энергоснабжения предприятий

Первичные энергоресурсы (ПЭР)	Вторичные энергоресурсы (ВЭР)
Топливо: уголь, кокс, горючие сланцы, отходы древесины, торф, природный газ	Технологические газовые и жидкостные отходы
	Конденсат
Тепловая энергия (пар, горячая вода)	Отработанный пар
Электрическая энергия	Органические отработанные растворители
Сжатый воздух	
Хладагенты (жидкий азот, кислород, фреон)	Дымовые газы
	Биогаз
Технологическая и хозяйственно-питьевая вода	Сточные воды
	Вентиляционные выбросы и др.

Первичные – это энергоресурсы, поступающие на предприятие в готовом для потребления виде или специально вырабатываемые непосредственно на предприятии для осуществления технологических или вспомогательных, сервисных целей.

Вторичные энергоресурсы, или «энергетические отходы» – это энергоресурсы, образующиеся как попутные при осуществлении технологических процессов.

Следует различать потребление энергоресурсов на технологические нужды и вспомогательные производственные, хозяйственно-бытовые нужды предприятия.

Технологическое энергопотребление включает следующие способы применения энергоресурсов:

– топлива – в различного рода печах и сушильно-выпарных устройствах для технологической обработки материалов и изделий: нагрева и плавки металлов, обжига строительных материалов, термической переработки топлива, получения перегретого пара, горячей воды, сушки сырьевых материалов и изделий и т. д.;

– электрической энергии – для электропривода, для электронагрева в дуговых плавильных печах, электросварки, процессов промышленной электротермии: индукционного нагрева (закалка, плавка, штамповка, ковка и др.) и диэлектрического нагрева (сушка, склеивание, спекание и др.), для систем управления и автоматики;

– тепловой энергии – для нагрева (пропарки, сушки) сырья и готовой энергии сжатого воздуха – для пневмопривода, пневмотранспорта, очистки, обдувки сырья или готового продукта;

– энергии хладагентов – для процессов охлаждения, замораживания сырьевых, промежуточных, готовых материалов и изделий;

– энергии потоков воды и других жидкостей – для обмыва, очистки технологических поверхностей, охлаждения, переноса рабочих веществ и т. п.

Вспомогательные производственные и хозяйственно-бытовые энергозатраты включают затраты энергии на обеспечение функционирования систем освещения, отопления, вентиляции, кондиционирования, водо- и газоснабжения, очистки и утилизации производственных отходов, приводов механизмов собственных нужд предприятия или фирмы, устройств выработки сжатого воздуха, тепловой, электрической энергии для технологических процессов, внутривоздушной транспортировки, складирования сырья и готовой продукции и т. п.

Рассматривать проблему энергосбережения в промышленности необходимо комплексно, как одно из направлений сокращения издержек (рис. 4.52). При такой схеме процессы, связанные с энергосбережением и сокращением издержек на приобретение и использование энергии и энергоресурсов, можно условно разделить на две группы:

– организационные мероприятия;

– технические мероприятия.

Организационные мероприятия:

– внутренний финансовый аудит и определение доли энергозатрат в структуре себестоимости;

– энергетическое обследование предприятия;

– составление энергетического паспорта предприятия и его отдельных объектов;

– разработка мероприятий энергосбережения и повышения энергоэффективности применительно к технологическим условиям деятельности предприятия;

– разработка положения о материальном стимулировании получения эффекта от проведения мероприятий повышения энергоэффективности и снижения издержек на приобретение энергоресурсов;

- планирование и организация технологического учета потребления энергии и энергоресурсов;
- обучение персонала правилам энергосбережения и рационального использования энергоресурсов;
- информационное обеспечение энергосбережения (регламент совещаний, распространения организационной и технической информации);
- мониторинг исполнения внутренних регламентов энергопользования;
- мониторинг технического состояния приборов учета потребления энергии и энергоресурсов, системы коммерческих расчетов;
- организация финансового и бухгалтерского учета при реализации мероприятий энергосбережения и повышения энергоэффективности;
- материальное и моральное стимулирование участников энергосберегающих мероприятий.



Рис. 4.52. Задачи энергосбережения

Технические мероприятия:

- установка узлов учета тепла на предприятии и его объектах;
- установка узлов регулирования подачи теплоносителя в теплопунктах снижает расход тепла на 20–30 %;
- технологически оправданная замена систем объемного нагрева на локальные ИК-системы обогрева;
- замена традиционных схем обогрева на подогрев полов прокладкой пластиковых труб (рис. 4.53);



Рис. 4.53. Конструкция теплого пола

- установка блочных миникотельных на удаленных объектах;
- установка электротеплогенераторов (рис. 4.54);



Рис. 4.54. Общий вид теплогенераторов

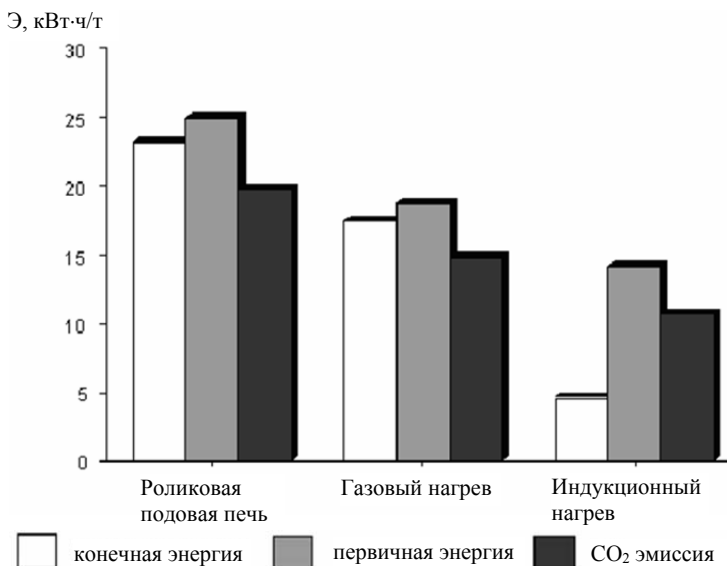
- снижение температуры обратной сетевой воды и охлаждающей воды технологического оборудования (подогрев полов помещений, воздуха, поступающего в помещения и т. п.);
- использование других горючих и тепловых вторичных энерго-ресурсов (ВЭР).
- оптимизация нагрузки низковольтных трансформаторов (до 10 % снижения потерь;
- установка счетчиков воды на производственных участках, корпусах;
- внедрение систем оборотного водоснабжения;
- герметизация зданий (окна, двери, швы, подвалы, инженерные коммуникации и т. п.) (рис. 4.55);



Рис. 4.55. Внешнее утепление производственных зданий

- оптимизация технологических процессов, конструкций и режимов работы производственного оборудования по критерию энергозатрат;
- внедрение систем частотного регулирования в приводах электродвигателей в системах вентиляции, на насосных станциях и других объектах с переменной нагрузкой (дает экономию электроэнергии 40–70 %, на насосных станциях дополнительно по теплу 20 %, по воде 15–20 %.);

– замена газовых систем нагрева в печах металлургического производства на нагрев токами высокой частоты (индукционный нагрев) (рис. 4.56).



а



б

Рис. 4.56. Эффективность применения (*а*) и общий вид (*б*) установки для индукционного нагрева

4.6. Энергосбережение в зданиях и сооружениях. Энергосбережение в быту

4.6.1. Общие сведения об энергопотреблении и энергосбережении в зданиях и в быту

В Республике Беларусь около 60 % тепловой энергии расходуется в системе жилищно-коммунального хозяйства (рис. 4.57).

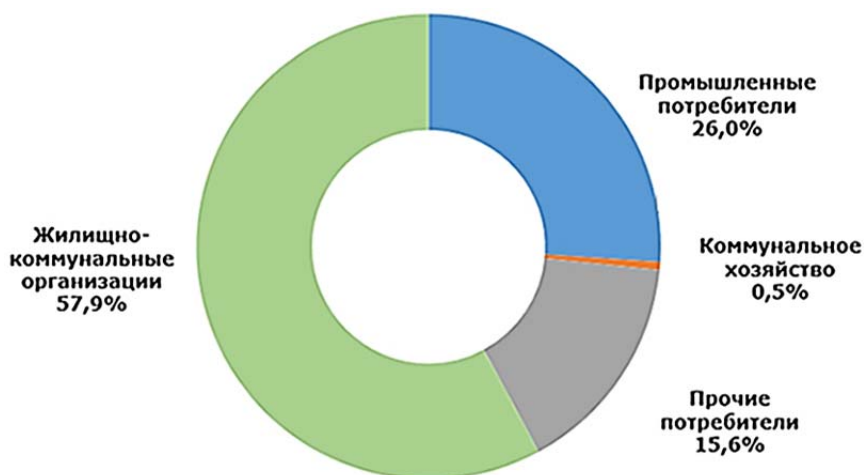


Рис. 4.57. Структура потребления тепловой энергии в экономике страны (2016 г.)

Как видно из рис. 4.58 в настоящее время жилой фонд республики Беларусь в основном составляют постройки до 1993 г., которые характеризуются высоким удельным расходом тепловой энергии в год на отопление и горячее водоснабжение (более $230 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$), в то время как современные энергоэффективные здания имеют удельный расход энергии менее $70 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ (рис. 4.59).

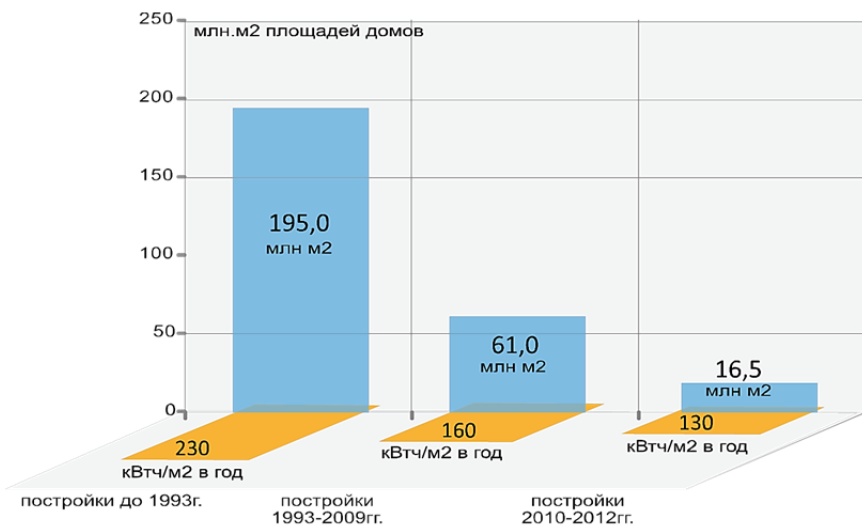


Рис. 4.58. Суммарные удельные (на 1 м²) годовые расходы тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение жилых зданий в Республике Беларусь

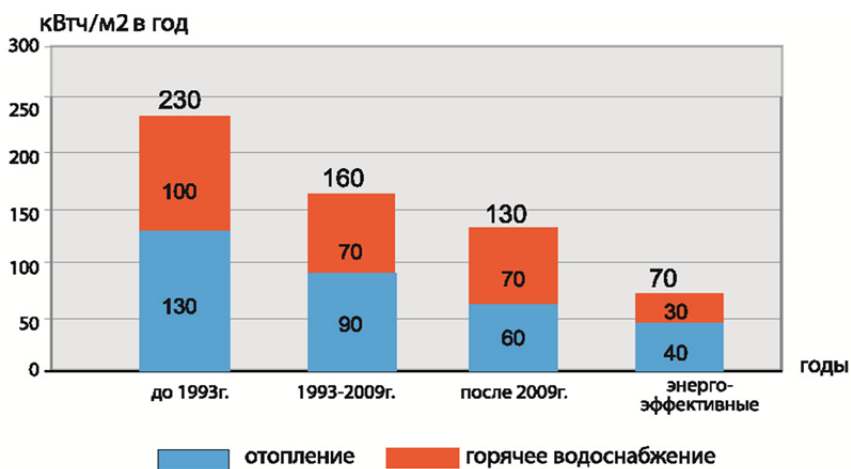


Рис. 4.59. Структура энергопотребления жилых зданий в Республике Беларусь

В настоящее время в Европе существует следующая классификация зданий в зависимости от их уровня энергопотребления:

– «старое здание» (здания, построенные до 1970-х годов) требуют для своего отопления около 300 кВт·ч/м² в год;

– «новое здание» (которые строились с 1970-х до 2000 года) – не более 150 кВт·ч/м² в год;

– «дом низкого потребления энергии» (с 2002 года в Европе не разрешено строительство домов более низкого стандарта) – не более 60 кВт·ч/м² в год.

– «пассивный дом» – не более 15 кВт·ч/м² в год;

– «дом нулевой энергии» (здание, архитектурно имеющее тот же стандарт, что и пассивный дом, но инженерно-оснащенное таким образом, чтобы потреблять исключительно только ту энергию, которую само и вырабатывает) – 0 кВт·ч/м² в год;

– «дом плюс энергии» или «активный дом» (здание, которое с помощью установленного на нем инженерного оборудования: солнечных батарей, коллекторов, тепловых насосов, рекуператоров, грунтовых теплообменников и т. п. вырабатывало бы больше энергии, чем само потребляло).

Снижение энергопотребления объектами жилищно-коммунального сектора требует решения целого ряда задач, в числе которых:

– создание проектов и строительство энергосберегающих зданий;

– разработка и внедрение энергоэффективных систем жизнеобеспечения (бытовые приборы с низким энергопотреблением, энергоэффективное освещение и др.);

– тепловая модернизация эксплуатируемых зданий и сооружений;

– использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии для энергообеспечения зданий;

– совершенствование нормативной и законодательно-правовой базы;

– информирование и обучение населения принципам энергосбережения при эксплуатации зданий и сооружений;

– создание системы стимулов для населения, обеспечивающих массовое внедрение энергосберегающих мероприятий.

Большое внимание в Государственной программе «Энергосбережение» уделяется информационной и воспитательной работе с населением, в частности на решение следующих задач (рис. 4.60):

– формирование психологической настроенности, желания населения экономно расходовать энергоресурсы;

– знание способов энергосбережения и умение их использовать в повседневной жизни;

– рачительное отношение людей к пользованию энергетическим комфортом на подсознательном уровне, внутренняя дисциплина бережного энергопотребления.

Как сэкономить 1000 кВт·ч в год?

ПРОСТЫЕ СОВЕТЫ ДЛЯ БЕРЕЖЛИВОЙ СЕМЬИ

СОВЕТ 1

Замените обычные лампочки на энергосберегающие!

Вы сэкономите около **800 кВт·ч/год** (200 000 рублей!) при замене 10 лампочек

Обычная лампочка накаливания vs Энергосберегающая лампочка (компактная люминесцентная лампа)

Объем потребления кВт·ч/год	Стоимость кВт·ч/год	Экономия в год при замене 1 лампочки
40	9	80
80	18	160
120	27	240
160	36	320
200	45	400
240	54	480
280	63	560
320	72	640
360	81	720
400	90	800

*При работе лампочки 6 часов в сутки.
**При стоимости 1 кВт·ч электроэнергии 238,5 рублей.

800 кВт·ч

СОВЕТ 2

Выключайте бытовые приборы из сети!*

Вы сэкономите около **200 кВт·ч/год** (50 000 рублей!)

Например, телевизор с пультом ДУ работает круглосуточно, ожидая сигнала на включение, а это около 25 кВт·ч/год из Вашего бюджета, или 6 000 рублей.

Годовая экономия семейного бюджета

Устройство в режиме ожидания	кВт·ч/год	рублей
Персональный компьютер	50	12 000
DVD-проектор	40	10 000
Телевизор	25	6 000
Микроволновая печь с таймером	25	6 000
Духовой шкаф с таймером	25	6 000
Зарядное устройство	20	5 000
Колонки	15	4 000
ИТОГО	200	50 000

*Устройства в режиме ожидания

Теперь Вы будете выключать устройства из сети? Посчитайте свою экономию!

200 кВт·ч

Берегите энергию – и сэкономьте 1000 кВт·ч в год (250 000 рублей!)

ХОТИТЕ ЭКОНОМИТЬ ЕЩЕ БОЛЬШЕ?

СОВЕТ 3

Покупайте технику с низким классом энергопотребления: А или В

Энергопотребление в год наиболее распространённых бытовых приборов

Устройство	кВт·ч/год
Электроника	400
Микроволновка	250
Холодильник	235
Стиральная машина	195
Телевизор	145

*Усреднённые данные

1 000 кВт·ч

***БЫТОВЫЕ ПРИБОРЫ ПОТРЕБЛЯЮТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ДАЖЕ В РЕЖИМЕ ОЖИДАНИЯ!**

Рис. 4.60. Примеры плакатов по тематике энергосбережения

Для решения вышеперечисленных задач Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 1 июня 2009 г. № 706 была принята Комплексная программа по проектированию, строительству и реконструкции энергоэффективных жилых домов в Республике Беларусь на 2009–2010 годы и на перспективу до 2020 года.

Под энергоэффективным жилым домом в Комплексной программе понимается жилой дом с удельным потреблением тепловой энергии на отопление не более 60 кВт·ч/м² в год и в перспективе до 2020 года – до 30–40 кВт·ч/м² в год (рис. 4.61).



Рис. 4.61. Классы энергоэффективности жилых зданий

Приняты технические нормативные правовые акты, предусматривающие повышение нормативного значения сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций при строительстве и реконструкции зданий (ТКП 45-2.04-43-2006), не менее:

- наружные стены из всех видов строительных материалов – $3,2 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$;
- совмещенные покрытия, чердачные перекрытия – $6 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$;
- окна, балконные двери – $1 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$.

Основные принципы достижения низкого энергопотребления в жилых зданиях (рис. 4.62):

- 1) хорошие теплоизолирующие свойства ограждающих конструкций (стен, окон, крыши, пола, подвала);
- 2) пассивное использование солнечной энергии и ее аккумулирование, суточное или сезонное;
- 3) горячее водообеспечение за счет солнечной энергии (летнее время);
- 4) управляемый воздухообмен (рекуперация);
- 5) энергосберегающие системы освещения;

б) применение бытовых электроприборов с низким энергопотреблением (рис. 4.63);

4) применение регулируемых систем отопления.

Что может сделать каждый:

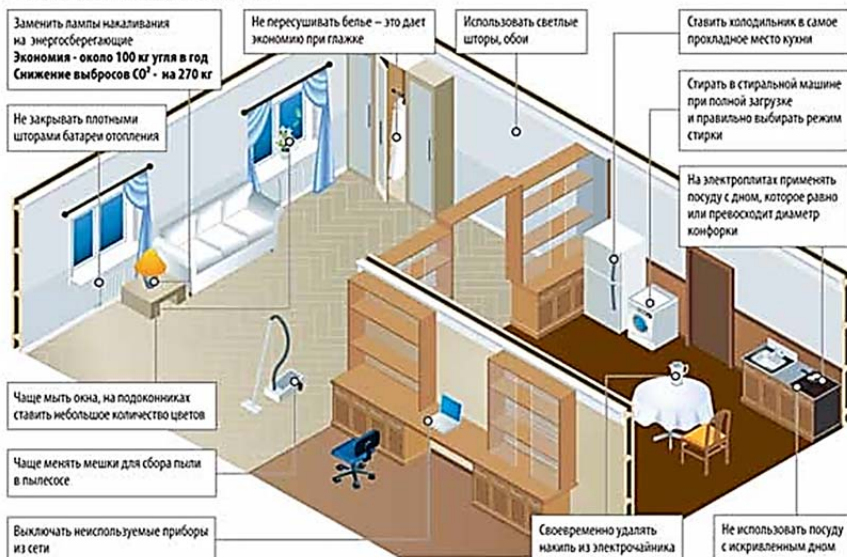


Рис. 4.62. Энергосбережение в жилом секторе

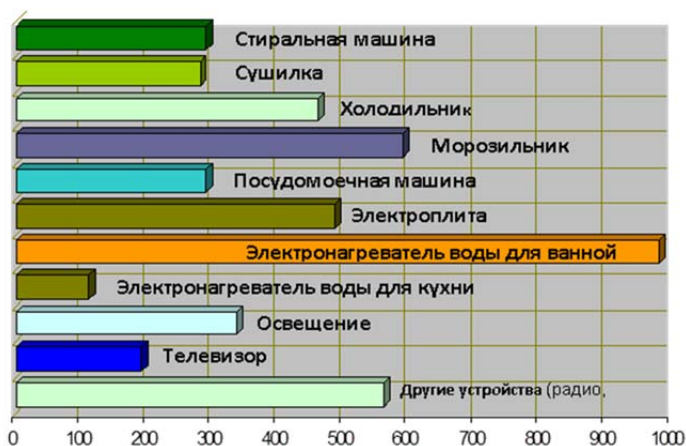


Рис. 4.63. Средние показатели потребления электроэнергии бытовыми электроприборами (кВт·ч/год)

4.6.2. Тепловые потери в зданиях и сооружениях. Тепловая изоляция. Изоляционные характеристики остекления, стеклопакеты

Как видно из рис. 4.64 наибольшие тепловые потери в зданиях связаны с работой традиционных систем вентиляции, а также через стены.



Рис. 4.64. Структура тепловых потерь зданий

Ограждающие конструкции препятствуют проникновению тепловой энергии наружу, потому что обладают определенными теплоизоляционными свойствами, которые измеряют величиной, называемой сопротивлением теплопередаче. Эта величина показывает, каков будет перепад температур при прохождении определенного количества тепла через 1 м^2 ограждающей конструкции или сколько тепла уйдет через 1 м^2 при определенном перепаде температур.

В основном на тепловые потери влияют следующие факторы (рис. 4.65):

- разница температур в помещении и на улице, т. е. чем она выше, тем больше тепловые потери;
- теплоизоляционные свойства ограждающих конструкций (стены, перекрытия, окна);

– конвективный теплообмен наружных поверхностей ограждающих конструкций (зависит от скорости ветра).

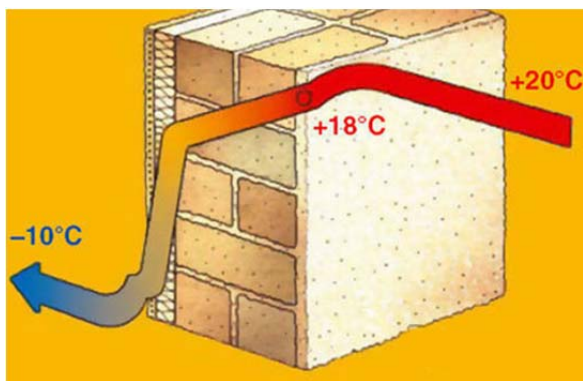


Рис. 4.65. Температурный профиль стены с внешним утеплением

Сопротивление теплопередаче можно рассчитать с помощью следующего выражения:

$$R = \Delta T / q,$$

где q – количество тепла, которое теряет 1 м² ограждающей конструкции, измеряемое в ваттах на квадратный метр (Вт/м²);

ΔT – разница температур снаружи и внутри помещения в градусах Цельсия (°C);

R – сопротивление теплопередаче (м²·°C·/Вт).

При расчете сопротивления теплопередачи для многослойных конструкций суммируются сопротивления каждого слоя. Например, если имеется деревянная стена, обложенная кирпичом снаружи, то ее сопротивление теплопередаче будет равняться сумме сопротивлений кирпичной и деревянной стен плюс воздушной прослойки между ними.

В настоящее время разработано и применяется большое количество новых строительных материалов, которые имеют значительно бóльшие значения сопротивления теплопередаче в сравнении с традиционными (бетон, кирпич и т. п.) (табл. 4.4, рис. 4.66).

Таблица 4.4

Сопротивление теплопередаче материалов
при $T_{\text{снаружи}} = -30\text{ }^{\circ}\text{C}$, $T_{\text{внутри}} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$

Материал и толщина стены	Сопротивление теплопередаче, R , $\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C} / \text{Вт}$
Кирпичная стена толщиной в 2 кирпича (54 см)	0,405
Кирпичная стена толщиной в 1 кирпич (25 см)	0,187
Сруб из бревен диаметром 25 см	0,550
Сруб из бревен диаметром 20 см	0,440
Сруб из бруса толщиной 20 см	0,806
Сруб из бруса толщиной 10 см	0,353
Каркасная стена (доска + минвата + доска) толщиной 20 см	0,703
Стена из пенобетона толщиной 20 см	0,476
Стена из пенобетона толщиной 30 см	0,709
Двойная деревянная дверь	0,21

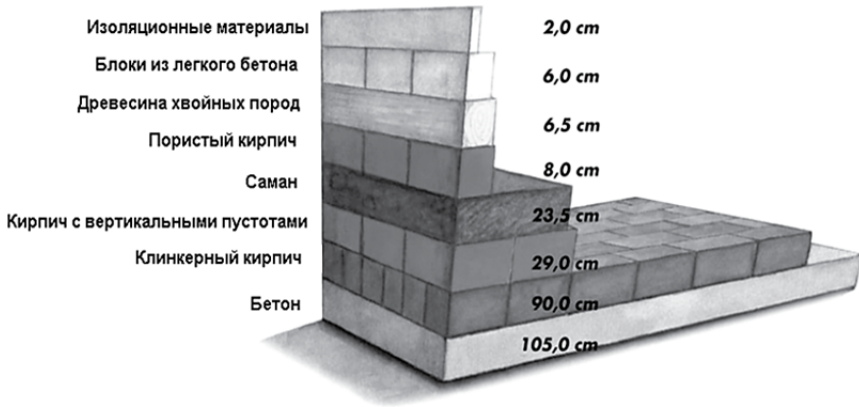


Рис. 4.66. Теплоизоляционная эффективность различных строительных материалов

Причиной относительно высокого энергопотребления в зданиях и сооружениях нашей страны по сравнению с зарубежными странами является то, что все существующие здания были построены в соответствии с существующими на момент строительства нормами

и стандартами, которыми было предусмотрено в 1954–1964 гг. термическое сопротивление $0,75 \text{ м}^2 \cdot \text{С}/\text{Вт}$; 1965–1993 гг. она достигла $1,25 \text{ м}^2 \cdot \text{С}/\text{Вт}$ (с 1994 г. – $2,25 \text{ м}^2 \cdot \text{С}/\text{Вт}$); $3,2 \text{ м}^2 \cdot \text{С}/\text{Вт}$ – как уже упоминалось выше, в настоящее время.

Тепловая изоляция (теплоизоляция) – это элементы конструкции, уменьшающие процесс теплопередачи, т. е. обеспечивают основное сопротивление теплопередачи в конструкции (рис. 4.67).

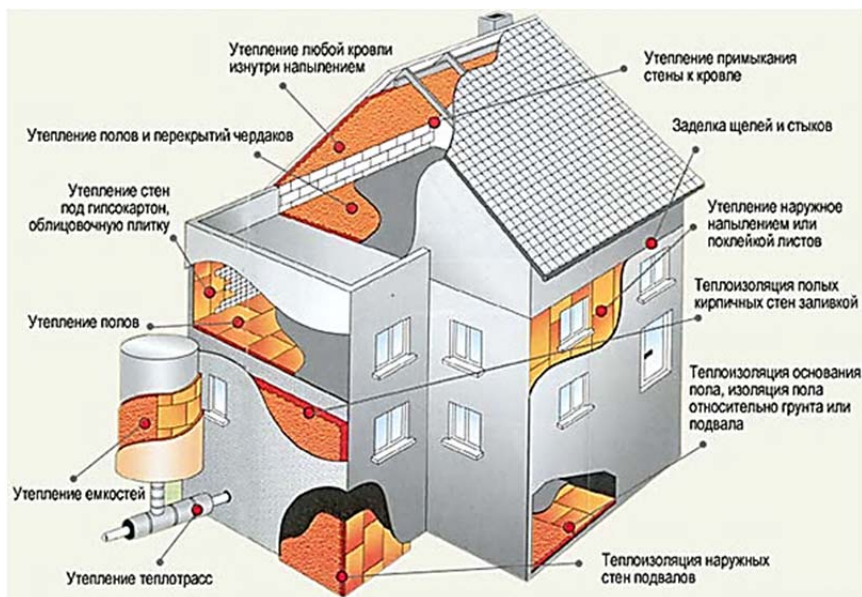


Рис. 4.67. Применения теплоизоляционных материалов в ограждающих конструкциях зданий

Согласно ГОСТ 16381-77 «Материалы и изделия строительные теплоизоляционные» они классифицируются по следующим основным признакам:

- по виду основного исходного сырья – неорганические, органические;
- по структуре – волокнистые, ячеистые, зернистые (сыпучие);
- по форме – рыхлые (вата, перлит и др.), плоские (плиты, маты, войлок и др.), фасонные (цилиндры, полуцилиндры, сегменты и др.), шнуровые.

– по возгораемости (горючести) – негоряемые, трудногоряемые, сгораемые.

Органические теплоизоляционные материалы – получают с использованием органических веществ. Это, прежде всего, разнообразные полимеры (например, пенополистирол, вспененный полиэтилен (НПЭ, ППЭ) и изделия на его основе (в том числе отражающая теплоизоляция) (рис. 4.68).

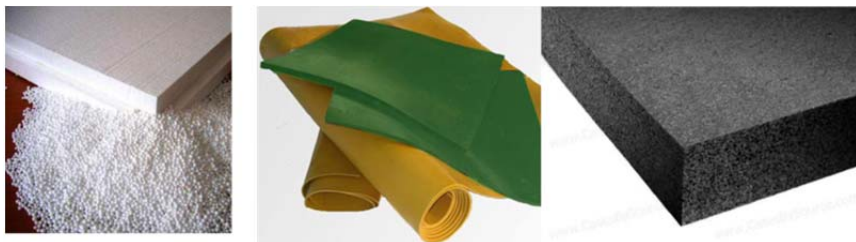


Рис. 4.68. Общий вид органических теплоизоляционных материалов

Главный их недостаток – низкая огнестойкость, поэтому их применяют обычно при температурах не выше 90 °С, а также при дополнительной конструктивной защите негорючими материалами (штукатурные фасады, трехслойные панели, стены с облицовкой и т. п.).

В качестве органических изолирующих материалов используют также переработанную неделовую древесину и отходы деревообработки (древесно-волокнистые плиты (ДВП) и древесно-стружечные плиты (ДСП), целлюлозу в виде макулатурной бумаги (утеплитель эковата) (рис. 4.69), сельскохозяйственные отходы (соломит, камышит и др.), торф (торфоплиты), тростниковые плиты (рис. 4.70) и т. п.



Рис. 4.69. Применение целлюлозы и отходов древесины в качестве теплоизоляционных материалов



Рис. 4.70. Применение тростниковых плит в качестве теплоизоляционного материала

Эти теплоизоляционные материалы, как правило, отличаются низкой водо-, биостойкостью, а также подвержены разложению и используются в строительстве реже.

Неорганические теплоизоляционные материалы – минеральная вата и изделия из нее (например, минераловатные плиты), монолитный пенобетон и ячеистый бетон (газобетон и газосиликат), пеностекло, стеклянное волокно, изделия из вспученного перлита, вермикулита, сотопласты и др. (рис. 4.71).

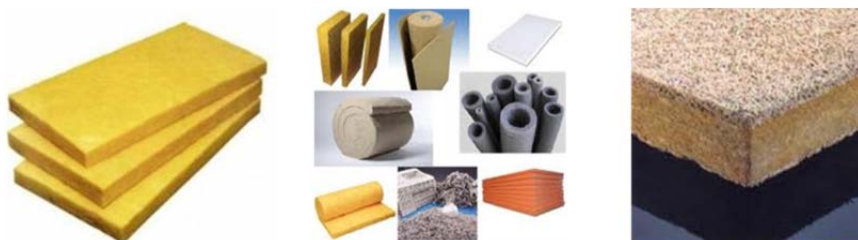


Рис. 4.71. Общий вид неорганических теплоизоляционных материалов

Изделия из минеральной ваты получают переработкой расплавов горных пород или металлургических шлаков в стекловидное волокно. Характерная особенность – низкие прочностные характеристики и низкое водопоглощение.

Теплоизоляция неутепленной стены или с недостаточным утеплением выполняется в основном тремя способами:

- навесной вентилируемый фасад с применением теплоизоляции (рис. 4.72, *а*);
- тонкослойная штукатурка фасадов по теплоизоляционному материалу (рис. 4.72, *б*);
- трехслойная конструкция стен (трехслойная, слоистая кладка, сэндвич-панели клееные или сборные, трехслойные ж/б стеновые панели) (рис. 4.72, *в*).

С точки зрения теплофизики наиболее эффективно применять теплоизоляцию снаружи, так как в этом случае несущая конструкция стены находится всегда в зоне положительных температур и оптимальной влажности.

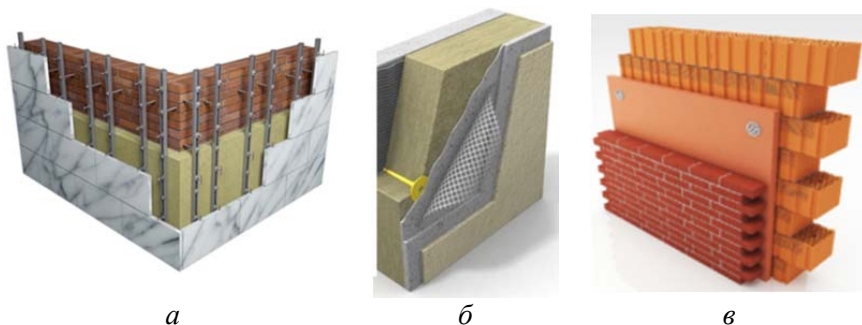


Рис. 4.72. Способы теплоизоляции стен

Для устранения теплопотерь в ранее построенных зданиях разрабатываются и осуществляются различные проекты теплотехнической реконструкции и утепления их. Одним из таких проектов является устройство термшубы, представляющей собой многослойную конструкцию (рис. 4.73):

- а) плит утеплителя, прикрепленных к подготовленной поверхности стен клеевым составом и дюбелями для укрепления утеплителя;
- б) защитного покрытия из клеевого состава, армированного одним или двумя слоями сетки в сочетании с защитными алюминиевыми профилями с перфорированными стенками;
- в) отделочного покрытия.

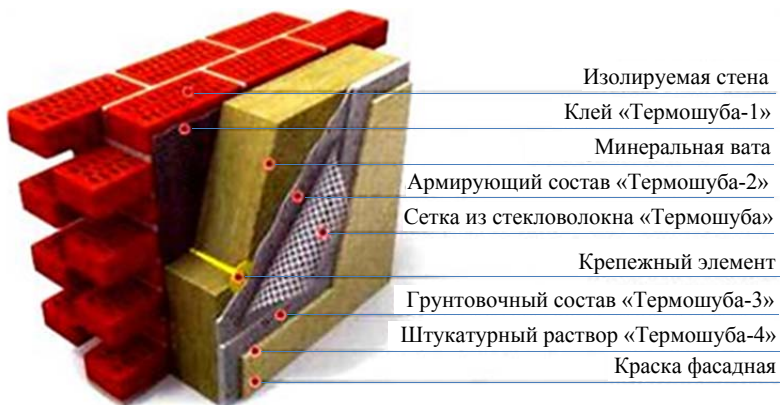


Рис. 4.73. Устройство термошубы

Оконные заполнения в зданиях, обладая необходимыми теплозащитными качествами, должны обеспечивать требуемый световой комфорт в помещении и иметь достаточную воздухопроницаемость для естественной вентиляции.

Действующие нормативы в Республике Беларусь (ТКП 45-2.04-43-2006) устанавливают следующие требования к окнам жилых зданий:

- сопротивление теплопередаче должно быть не менее $1,0 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}$;
- сопротивление воздухопроницанию – не менее $10,0 \text{ кг/(м}^2 \cdot \text{ч)}$;
- механические показатели и другие требования – в зависимости от конструкции и материалов, из которых изготовлен оконный блок.

Применяемые в настоящее время окна (стеклопакеты) можно условно разделить на три группы:

- деревянные окна (рис. 4.74, а);
- окна из поливинилхлоридного профиля (ПВХ-профиля) (рис. 4.74, б);
- окна из алюминиевого профиля ($R = 0,35\text{--}0,42 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}$) (рис. 4.74, в).

Конструктивные варианты исполнения поливинилхлоридного профиля и типовая технология изготовления стеклопакетов показаны на рис. 4.75, 4.76.



а



б



в

Рис. 4.74. Конструктивное исполнение современных стеклопакетов на основе профилей:
а – деревянный; *б* – поливинилхлорид; *в* – алюминиевый сплав



Рис. 4.75. Варианты исполнения окон с пластиковыми окнами

Стекла с селективной светопрозрачностью. Разработаны энергосберегающие стеклопакеты, так называемые «селективные окна» со специальным напылением на стекло (рис. 4.77). Они позволяют сохранять тепло по максимуму за счет отражения длинноволнового излучения нагревательных приборов. При этом коротковолновое солнечное излучение свободно проникает в помещение.

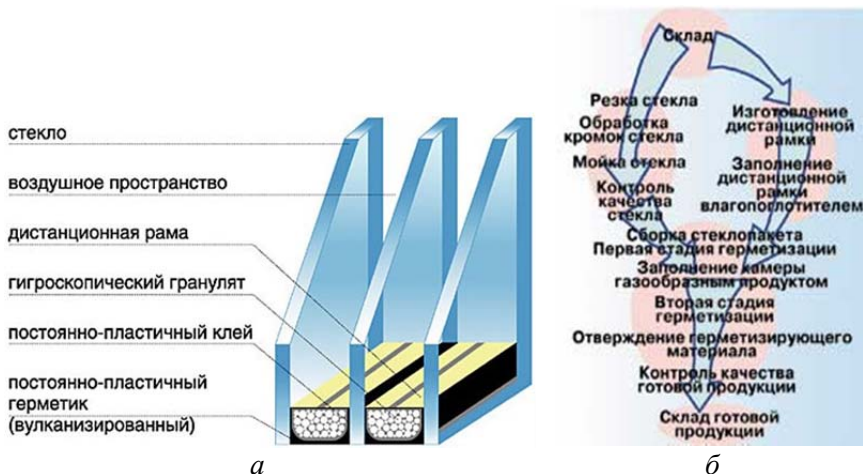


Рис. 4.76. Типовая конструкция стеклопакета (а) и технология его производства (б)

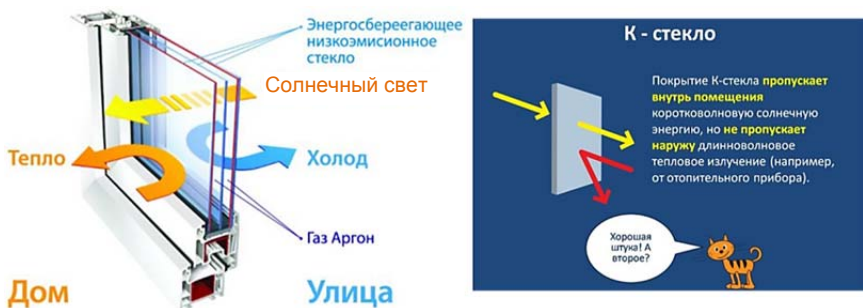


Рис. 4.77. Особенности стеклопакетов с селективной светопрозрачностью

4.6.3. Повышение эффективности систем отопления. Автономные энергоустановки

Наиболее перспективными направлениями повышение эффективности систем отопления являются внедрение автономных систем тепло- и энергоснабжения, устройство напольного и воздушного отопления, а также установок, использующих возобновляемые источники энергии и теплоутилизаторы (рекуперация).

Опыт работы автономных котельных (рис. 4.78) показывает, что они надежны и экономичны. При теплоснабжении от этих котельных потребитель получает тепловую энергию по тарифам, ниже действующих. За счет этого строительство таких котельных может окупиться практически за один сезон.

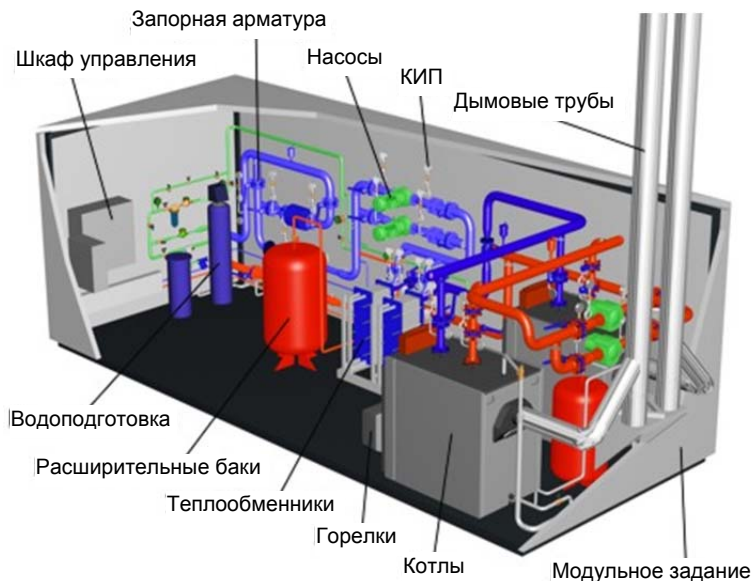


Рис. 4.78. Оборудование автономной котельной

Преимущества автономных систем теплоснабжения заключаются в следующем:

- отсутствие дорогостоящих наружных тепловых сетей;
- возможность быстрой реализации монтажа и запуска в работу систем отопления и горячего водоснабжения;
- низкие первоначальные затраты;
- упрощение решения всех вопросов, связанных со строительством, так как они сосредоточены в руках владельца;
- сокращение расхода топлива за счет местного регулирования отпусков тепла и отсутствие потерь в тепловых сетях.

На сегодняшний день наиболее применимы три схемы отопления (рис. 4.79).

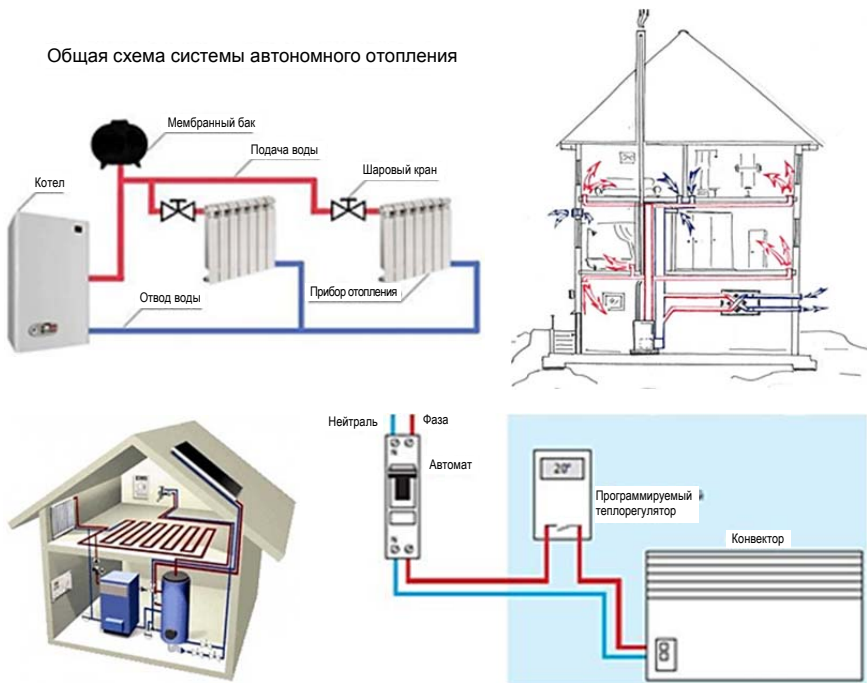


Рис. 4.79. Применяемые системы отопления

1) Традиционная система отопления. Нагревающийся в котле жидкий теплоноситель подается в систему трубопроводов и радиаторов. Циркулируя по этой системе, он отдает тепло помещению.

2) Воздушное отопление. Воздух после подогрева подается в отапливаемые помещения по специальным воздуховодам.

3) Прямое электрическое отопление. Помещение нагревается инфракрасными излучателями, электрическими конвекторами и электроподогревом полов (рис. 4.80).

На территории Беларуси наиболее популярна первая схема отопления, основанная на циркуляции жидкого носителя тепла. Однако, в связи с вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС прорабатывается вопрос более широкого применения электрического отопления.

Под воздушным квартирным отоплением следует понимать отопительную систему квартиры с самостоятельным генератором тепла, которая обслуживается жильцами.

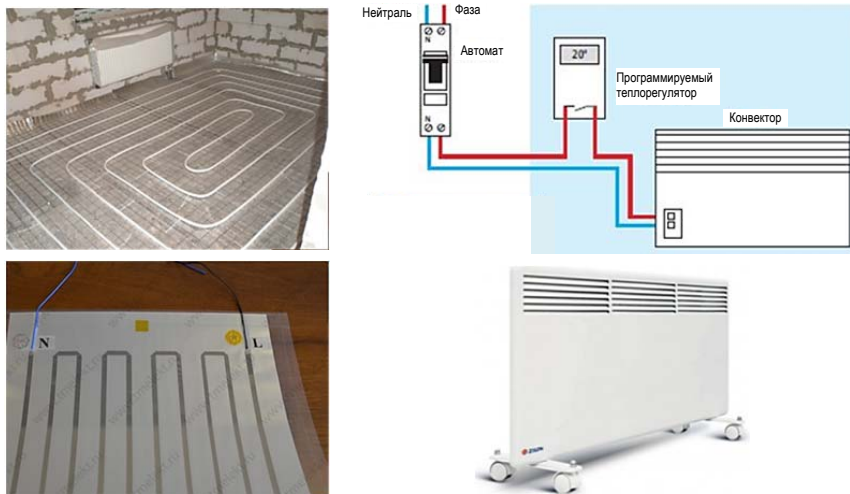


Рис. 4.80. Применяемые системы электроотопления

В воздушных системах отопления теплоносителем является воздух, нагретый в воздухонагревателе до температуры, превышающей температуру помещения и определяемой расчетом. От нагревателя подогретый воздух каналами разводится по отапливаемым помещениям, в которых охлаждается до температуры помещения. Воздух отдает свою теплоту для возмещения теплотерь, после чего поступает обратно в воздухонагреватель (рис. 4.81).

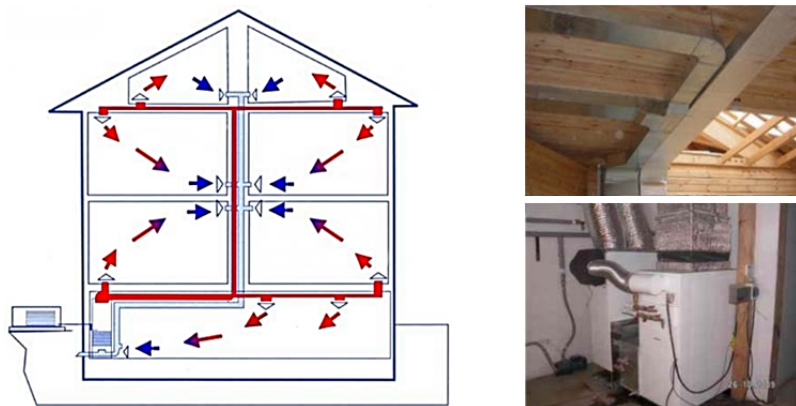
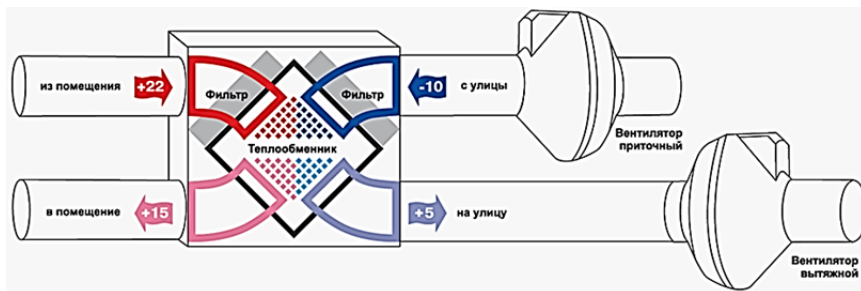


Рис. 4.81. Принципы и конструктивные особенности воздушных систем отопления

Одним из способов повышения эффективности систем отопления является рекуперация – это возврат части тепловой энергии. Рекуперация воздуха проходит в рекуперационном теплообменнике (теплоутилизаторе), где и осуществляется процесс теплообмена между теплым вытяжным и холодным приточным воздухом. Теплый воздух не выходит наружу без пользы, а отдает часть тепловой энергии приточному холодному воздуху, чем и достигается энерго-сберегающий эффект (рис. 4.82).



а



б

Рис. 4.82. Схема (*а*) и конструкция (*б*) рекуперационного теплообменника

Повышение эффективности работы систем отопления достигается, как показано в гл. 2, при использовании возобновляемых источников энергии (солнечных водонагревательных коллекторов, тепловых насосов, биогазовых установок).

4.6.4. Регулирование теплового режима зданий и сооружений. Тепловые завесы

Одним из эффективных направлений энергосбережения в жилых зданиях является использования приборов и систем для учета и регулирования потребления энергии.

В качестве приборов для учета потребления энергии, как показано выше, используются электро- и теплосчетчики.

Применяемые в настоящее время в зданиях системы регулирования потребления тепловой энергии можно разделить на три уровня:

- регулирование теплоснабжения отдельными отопительными элементами;
- внутриквартирное регулирование;
- пофасадное регулирование (применяется редко).

Регулирование теплоснабжения отдельными отопительными элементами. Простейший способ – это установка вентилей на отводах от подающего трубопровода к радиаторам (рис. 4.83). За счет изменения степени открытия запорной арматуры (вентилей) меняется расход теплоносителя через отопительный прибор.



Рис. 4.83. Установка вентилей на отводах от подающего трубопровода к радиаторам

Технически более совершенный способ регулирования предусматривает использование вместо механических вентилей термостатические регуляторы (рис. 4.84). Установка режима работы термостатического регулятора производится ручным переключателем. При повышении температуры воздуха в отапливаемом помещении увеличивается объем термочувствительного жидкостного элемента,

который перемещает передающий шток, воздействующий на запирающий клапан. Клапан уменьшает проходное сечение трубопровода для подачи теплоносителя и снижает его расход через прибор.

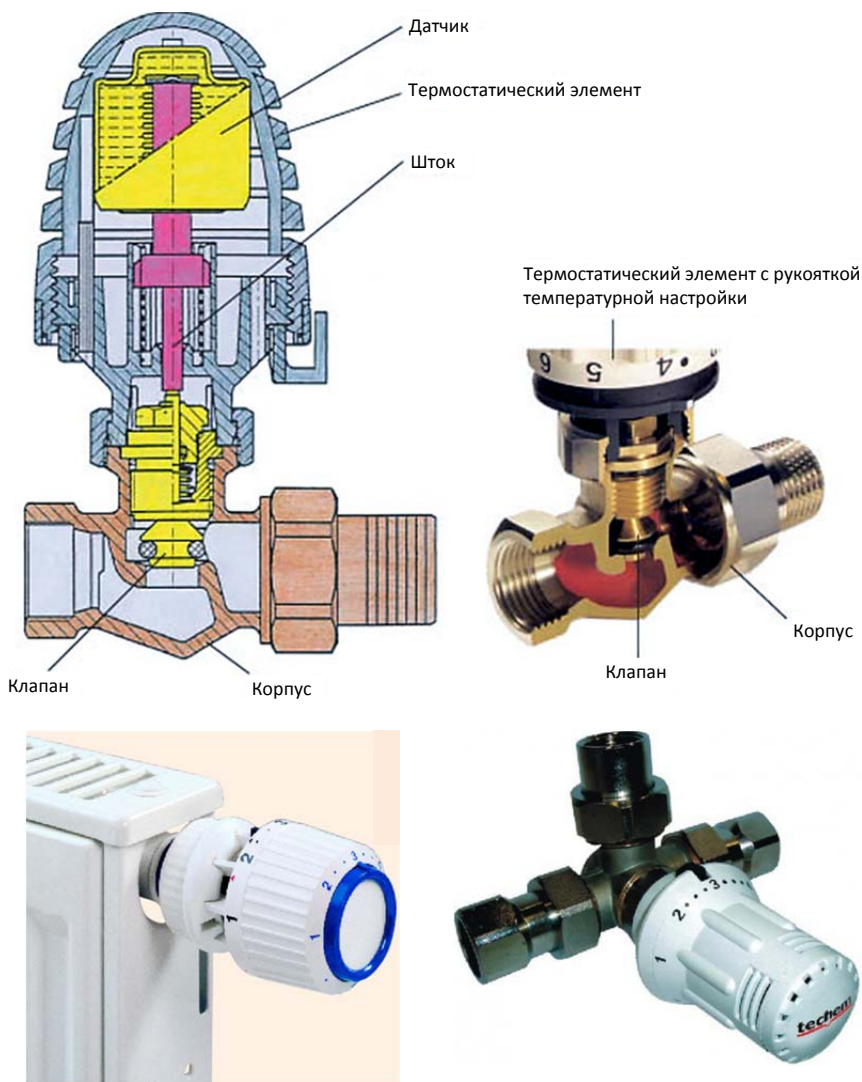
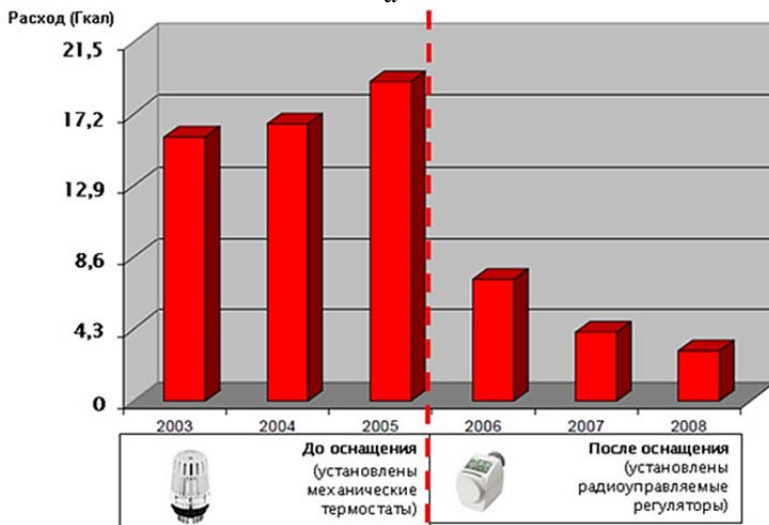


Рис. 4.84. Конструктивные особенности термостатических регуляторов

Электронные терморегуляторы обеспечивают реализацию более сложных программ регулирования, например, программирование изменения температуры в отапливаемом помещении по времени – установка пониженной температуры в период отсутствия людей в помещении либо в ночное время, повышение температуры в здании ко времени приезда людей и т. д. (рис. 4.85), что обеспечивает существенную экономию энергии и комфорт (рис. 4.86).



a



б

Рис. 4.85. Общий вид электронного регулятора температуры (*a*) и обеспечиваемая им экономия энергии (*б*)

Для реализации регулирования температурным режимом используются системы с принудительной циркуляцией (рис. 4.87), движение теплоносителя в которых обеспечивается центробежными насосами, которые монтируются на обратном магистральном трубопроводе перед водонагревателем или котлом, или на подающем трубопроводе. Вследствие использования насоса скорость циркуляции воды значительно выше, чем в конвективной системе, поэтому можно применять трубы меньшего диаметра, что снижает материалоемкость системы.

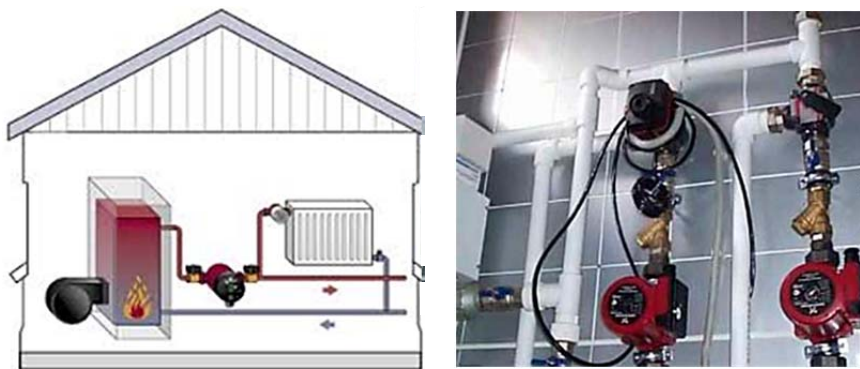


Рис. 4.87. Схема и общий вид систем с принудительной циркуляцией

На уровне дома регулирование системы отопления может быть пофасадным (вертикальным) или поэтажным (горизонтальным). Выбор того или иного вида зонирования (либо применение на объекте общего регулирования без деления систем отопления на зоны) определяется назначением здания, его высотой, объемом и конструктивно-планировочными особенностями, местными метеорологическими условиями, а также тепловым режимом внутри здания. Позонное автоматическое регулирование позволяет учитывать неодинаковые воздействия условий погоды (ветра, солнечной радиации) на различные зоны здания по высоте и по странам света (фасадом).

Из двух видов зонирования более широкое применение, очевидно, получит вертикальное деление систем и, соответственно, пофасадное автоматическое регулирование. Исследования показали, что пофасадное регулирование целесообразно для зданий как повышенной, так и средней этажности, особенно расположенных в «раскры-

тых» кварталах новой застройки. В первую очередь его следует применять в климатических районах со значительными скоростями ветра и большим количеством солнечных дней в течение отопительного сезона, так как оно позволяет существенно улучшить микроклимат в отапливаемых помещениях и получить в отдельные месяцы экономию тепла до 30–35 %.

Тепловая завеса (также называемая воздушная или воздушно-тепловая завеса) – это мощные тепловентиляторы с плоским, четко направленным потоком воздуха, устанавливаемые над дверными (оконными) проемами (рис. 4.88).

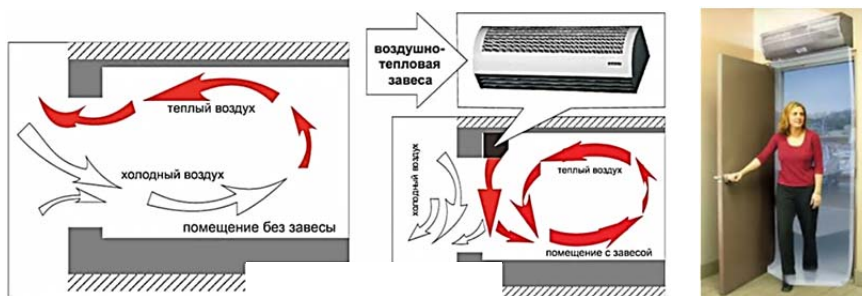


Рис. 4.88. Принцип работы и общий вид тепловых завес

Тепловые завесы нужны для разделения зон с теплым и холодным воздухом при открытых проемах, и используются для сохранения тепла в помещениях. Завеса также служит отличной защитой от сквозняков, в холодное время года может дополнительно отапливать помещение, а в жаркое, работая в режиме вентиляции, удерживать прохладный воздух и оберегать его от попадания извне насекомых, пыли и выхлопов (рис. 4.89).

Тепловые завесы с подогревом воздуха разделяют еще на две категории: с электрическим либо с водяным подогревом (более распространенные). В воздушно-тепловых завесах с электрическим подогревом роль нагревательных элементов возложена на теплоэлектронагреватели (ТЭН).

В воздушно-тепловых завесах с водяным подогревом источником тепла является горячая вода, т. е. воздух нагревается в водяных калориферах.

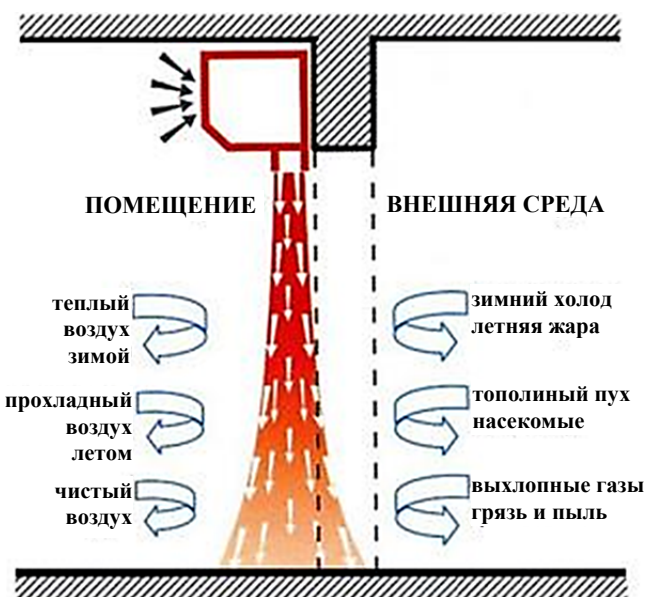


Рис. 4.89. Преимущества применения тепловых завес

4.6.5. Экономичные источники света. Энергоэффективные осветительные приборы

В настоящее время около 40 % генерируемой в мире электрической энергии и 37 % всех электрических ресурсов используется в жилых и общественных зданиях. Существенную долю (40–60 %) в энергопотреблении зданий составляет энергия на освещение.

Сокращение расхода электроэнергии на эти цели возможно двумя основными путями:

- снижением номинальной мощности освещения;
- уменьшением времени использования светильников.

Снижение номинальной (установленной) мощности освещения, в первую очередь, означает переход к более эффективным источникам света, дающим нужные световые потоки при существенно меньшем энергопотреблении. В качестве таких источников света в настоящее время наибольшее применение нашли компактные люминесцентные и светодиодные лампы (рис. 4.90).



Рис. 4.90. Общий вид компактных люминесцентных (а) и светодиодных (б) ламп

Компактные люминесцентные лампы (рис. 4.90, а). Основное преимущество – экономичность: при высокой световой отдаче они потребляют гораздо меньше энергии. Средняя компактная люминесцентная лампа служит в 12–15 раз дольше обычной лампы накаливания, а при аналогичной яркости света потребляет почти на 80 % меньше электроэнергии. Освещение с использованием светильников с компактными люминесцентными лампами более половины искусственного света во всем мире.

В последние годы светоидодные лампы (рис. 4.91) все больше и больше применяются вместо ламп накаливания и даже вместо компактных люминесцентных ламп (которые часто называются «энергосберегающими»).

Светодиодные лампы имеют два основных преимущества – высокую светоотдачу на единицу потребляемой мощности и высокий срок службы (табл. 4.5, рис. 4.92). Также светодиодные или LED (light emission diode) лампы стойки к вибрациям, не содержат ядовитых веществ и проще в утилизации. Все эти преимущества определяют их все более широкое применение на производстве и в быту. В сравнении с лампами накаливания и люминисцентными лампами они отличаются более высокой стоимостью (в последние годы их стоимость значительно снизилась) (см. табл. 4.5), так как наряду со светодиодными излучателями они имеют в конструкции электронную систему управления и радиатор для отвода выделяемой свето-

диодами тепловой энергии (см. рис. 4.91). Одним из недостатков таких ламп является более узкая световая диаграмма освещенности из-за экранирования светового потока радиатором. В последние годы эта проблема решена размещением светодиодов на держателях аналогично спирали ламп накаливания (рис. 4.93).



Рис. 4.91. Конструкции светодиодных ламп

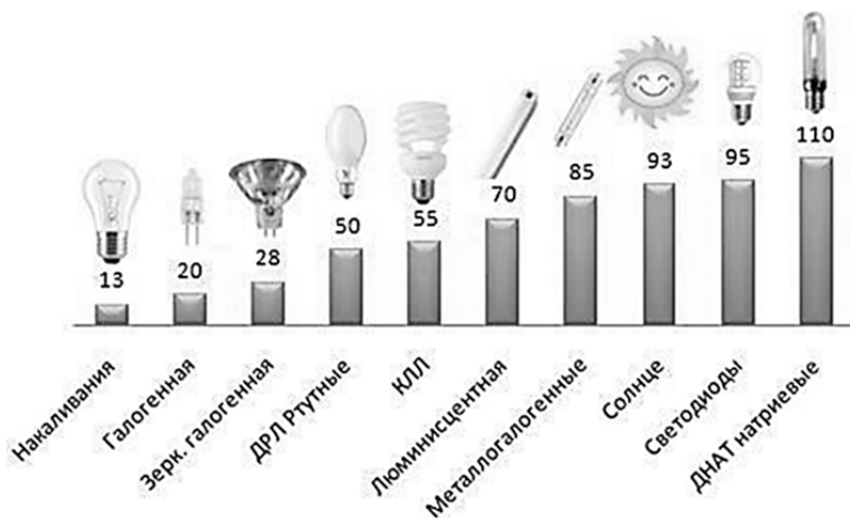


Рис. 4.92. Сравнительная характеристика источников света (световая отдача, Лм/Вт)

Характеристики источников света

Базовые характеристики	Лампы накаливания	Лампы люминесцентные	Светодиодные лампы
Яркость	Средняя	Низкая	Высокая
Срок службы	1 000 час	10 000 час	100 000 час
Инфракрасное излучение	Очень высокое	Минимальное	Нет
Ультрафиолетовое излучение	Приемлемое	Очень высокое	Нет
Световая отдача	7–17 Лм/Вт	40–60 Лм/Вт	50–80 Лм/Вт
Начальная стоимость	Низкая	Средняя	Высокая
Потребляемая мощность	Не менее 25 Вт/час	Не менее 20 Вт/час	От 7 до 21 Вт/час

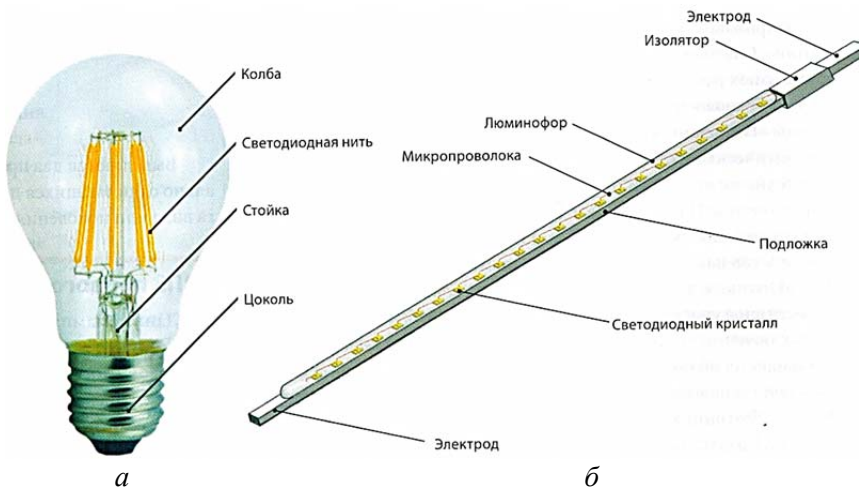


Рис. 4.93. Светодиодные лампы с широкой диаграммой светового потока:
a – общий вид лампы; *б* – светодиодная нить

Уменьшение времени использования светильников достигается внедрением современных систем управления, регулирования и контроля осветительных установок.

Управление осветительной нагрузкой осуществляется двумя основными способами:

- отключением всех или части светильников (дискретное управление);
- плавным изменением мощности светильников (одинаковым для всех или индивидуальным).

К системам дискретного управления, в первую очередь, относят различные фотореле (фотоавтоматы) и таймеры (рис. 4.94). Принцип действия первых основан на включении и отключении нагрузки по сигналам датчика наружной естественной освещенности. Вторые осуществляют коммутацию осветительной нагрузки в зависимости от времени суток по предварительно заложенной программе.

К системам дискретного управления освещения относятся также автоматы, оснащенные датчиками присутствия. Они отключают светильники в помещении спустя заданный промежуток времени после того, как из него удаляется последний человек.

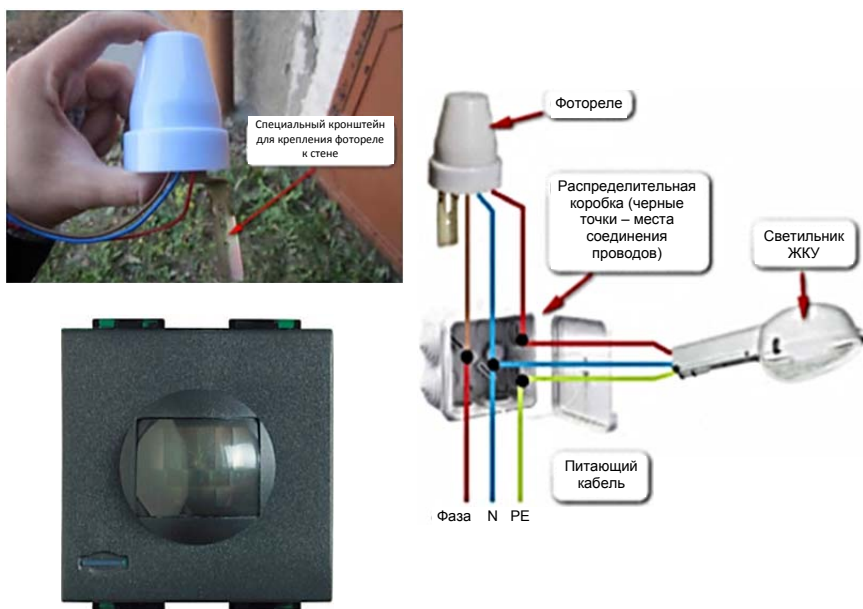


Рис. 4.94. Системы дискретного управления освещением

Системы автоматического управления освещением (рис. 4.95) можно разделить на два основных класса: локальные и централизованные. Локальные системы управления освещением помещений представляют собой блоки, размещаемые за полостями подвесных потолков или конструктивно встраиваемые в электрораспределительные щиты. В число этих функций входит, например, учет присутствия людей и уровня естественной освещенности в помещении. Конструктивно они выполняются в малогабаритных корпусах, закрепляемых непосредственно на светильниках или на колбе одной из ламп.



Рис. 4.95. Системы автоматического управления освещением

Централизованные системы управления освещением (рис. 4.96), наиболее полно отвечающие названию «интеллектуальных», строятся на основе микропроцессоров, обеспечивающих возможность практически одновременного многовариантного управления значительным числом светильников (до нескольких сотен).

Такие системы могут применяться либо для управления освещением, а также и для взаимодействия с другими системами зданий (например, с телефонной сетью, системами безопасности, вентиляции, отопления и солнцезащитных ограждений) (рис. 4.97), т. е. входят в состав интегрированных систем.

Дальнейшим развитием систем управления в жилищном секторе является реализация концепции «умный дом» (рис. 4.98), согласно которой все электрическое и тепловое оборудования дома управляется интеллектуальной системой, обеспечивающей долгосрочное программирование, оперативный контроль, автоматическое реагирование на сбои и отклонение режимов, обратную связь с пользователями.

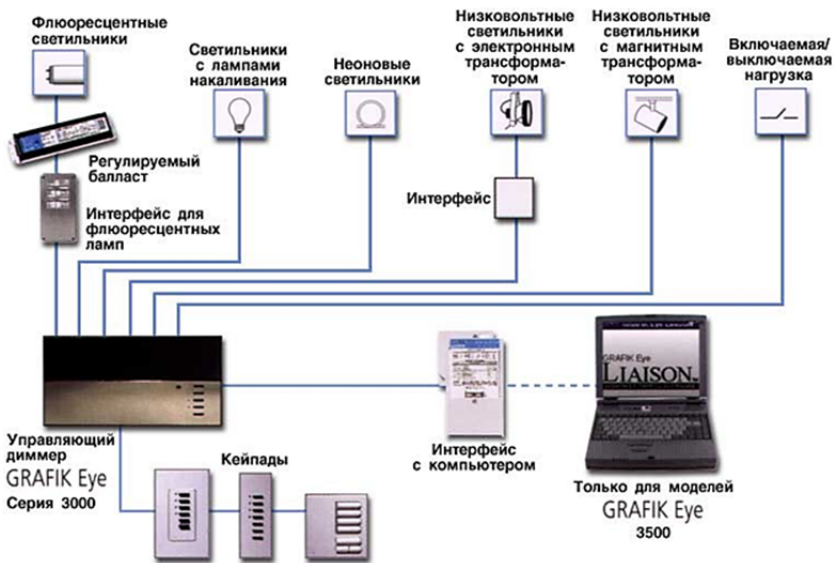


Рис. 4.96. Структура централизованной системы управления освещением

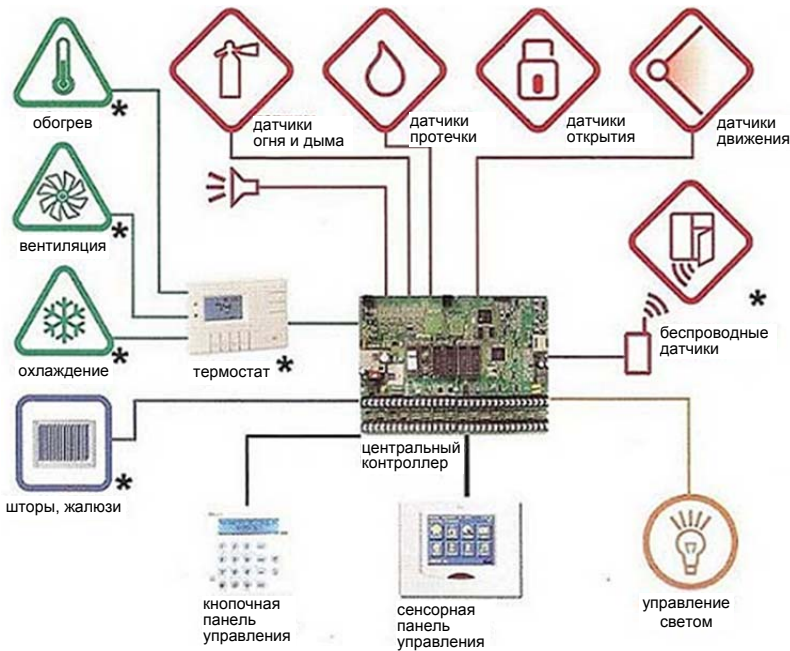


Рис. 4.97. Интегрированная система управления в жилищном секторе



Рис. 4.98. Концепция «умного дома»

4.6.6. Электробытовые приборы и их эффективное использование

Потребление электроэнергии в быту с каждым годом увеличивается, и эта тенденция сохранится, поскольку население в последние годы активно приобретает электробытовые приборы (стиральные машины, кухонные комбайны, пылесосы, электрочайники, электромясорубки, электрокофеварки и т. д.), которые являются одним из главных потребителей электроэнергии в жилом секторе.

Как видно из рис. 4.99 электробытовые приборы отличаются потребляемой мощностью и длительностью их практического использования. Исходя из этого, основными направлениями сокращения потребления энергии является снижение указанных характеристик.

Следует отметить, что бытовая техника постоянно совершенствуется, как по функциональным характеристикам, дизайну и, что самое важное, в направлении снижения потребляемой мощности. Выпускаемые в настоящее время электробытовые приборы маркируются классом энергоэффективности (рис. 4.100). Система энергетической маркировки включает в себя семь классов: от «А», куда входят наиболее энергоэффективные приборы, до «G» – с самым высоким энергопотреблением.

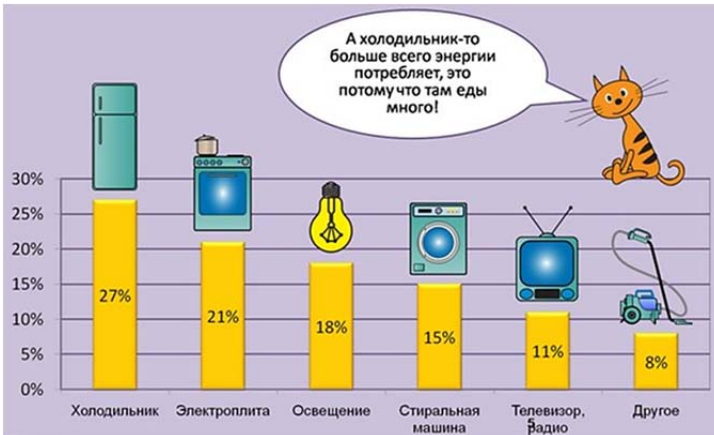


Рис. 4.99. Средние показатели потребления электроэнергии бытовыми электроприборами

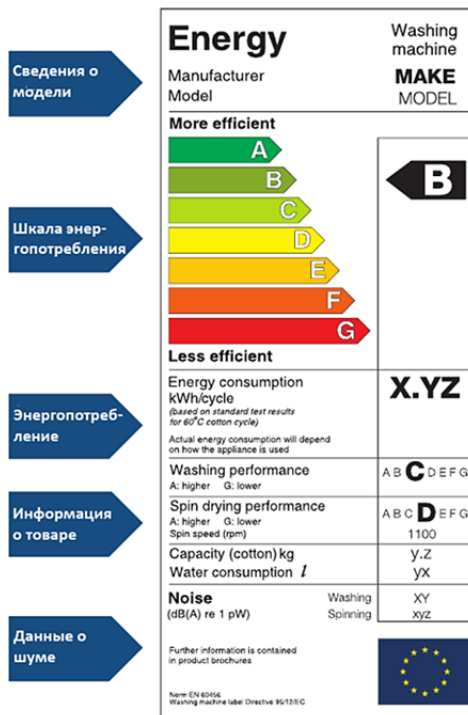


Рис. 4.100. Классы энергоэффективности бытовых электроприборов

К каждому прибору прилагается соответствующая этикетка. Покупатели получают необходимую информацию об энергопотреблении той или иной техники, а производители получают конкурентные преимущества. В Европейском союзе требования к энергоэффективности бытовой техникой определяется Директивой 2009/125/ЕС. В нашей стране принят Технический регламент «О требованиях к энергетической эффективности электрических энергопотребляющих устройств», в котором аналогично Директиве Евросоюза содержатся требования к энергоэффективности и экологическому дизайну электрических приборов.

5. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ И АУДИТ

5.1. Понятие энергетического менеджмента и аудита

Энергетический менеджмент – это совокупность организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов. Энергетический менеджмент, по сути представляет собой грамотное, гибкое, непрерывное и научно обоснованное управление энергетическими ресурсами производства, начиная с уровня цеха и заканчивая предприятием, концерном, отраслью (рис. 5.1).



Рис. 5.1. Составляющие энергетического менеджмента

Основная задача энергетического менеджмента – проведение комплексного анализа энергопотребления и его изменения в зависимости от проводимых энергосберегающих мероприятий, включая учет, контроль и, в конечном итоге, минимизацию потребления топливно-энергетических ресурсов.

Являясь частью общего менеджмента, энергетический менеджмент повторяет его иерархическую структуру. Различают энергетический менеджмент макроуровня и энергетический менеджмент микроуровня (рис. 5.2).



Рис. 5.2. Организационные уровни менеджмента

Энергетический менеджмент макроуровня включает управление рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов на межгосударственном, внутригосударственном, областном, районном, городском, отраслевом уровнях. Целью энергетического менеджмента на макроуровне является сохранение и рациональное использование мировых запасов энергетических ресурсов, поиск новых источников и форм энергии, сохранение окружающей среды. На внутригосударственном уровне – обеспечение энергетической независимости и безопасности государства.

Энергетическому менеджменту микроуровня соответствует управление на уровне предприятия, учреждения, фирмы, организации. Целью энергетического менеджмента на уровне предприятия является снижение энергетической составляющей в общей структуре затрат предприятия и, следовательно, обеспечение конкурентоспо-

способности выпускаемой продукции на внутреннем и внешнем рынках (рис. 5.3).

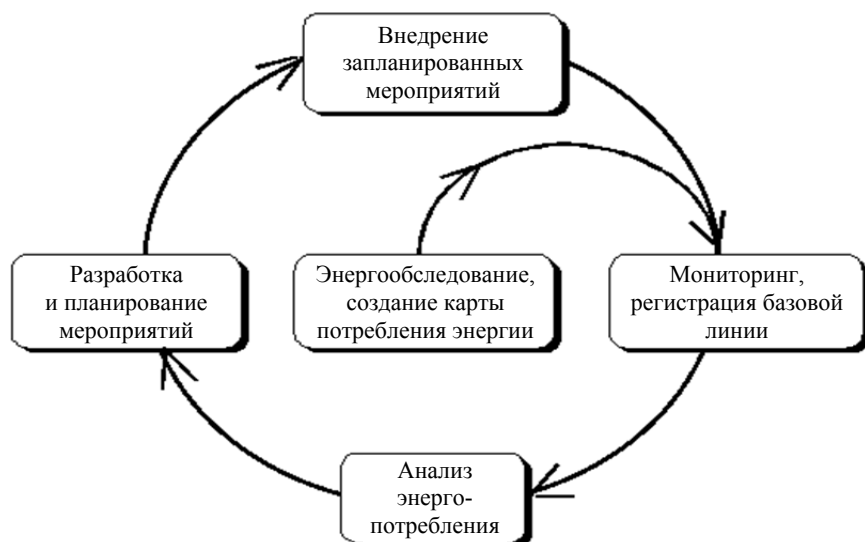


Рис. 5.3. Мероприятия энергетического менеджмента на предприятии

Функции энергетического менеджмента, наряду с общими вопросами менеджмента (рис. 5.4) включают в себя:

- взаимодействие с предприятиями – производителями энергии;
- взаимодействие с энергоснабжающими организациями;
- обработку информации об энергопотреблении по отдельным подразделениям;
- подготовку предложений по энергосбережению;
- запуск и управление энергосберегающими проектами;
- работу с руководством и сотрудниками хозяйствующего субъекта по вопросам энергопотребления.

Энергоменеджмент включает также в себя:

- нормирование расхода энергетических ресурсов;
- разработку нормативов рационального расходования топлива;
- рациональное отопление, охлаждение, теплопередачу, предотвращение теплопотерь, использование вторичных энергоресурсов, уменьшение потерь электроэнергии в сетях и т. д.

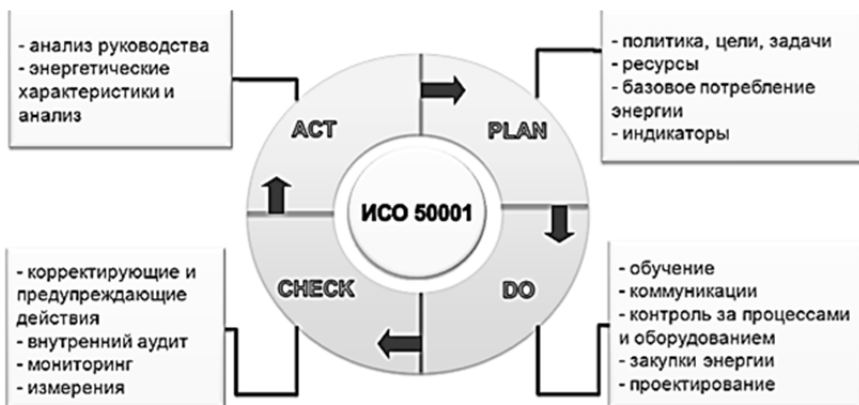


Рис. 5.4. Общие функции менеджмента предприятий, определяемые ИСО 50001

На предприятиях вопросами энергетического менеджмента занимается, как уже упоминалось выше, энергоменеджер. Помимо вышеперечисленных мероприятий, энергоменеджер (специальность еще достаточно редкая для наших предприятий) разрабатывает стройную систему стимулирования энергосбережения и роста энергетической эффективности производства, несет ответственность за планирование и выполнение энергетических проектов, за закупку и внедрение энергетически эффективного оборудования.

Энергетический аудит – это обследование предприятия с целью сбора информации об источниках энергии и ее удельном потреблении на единицу выпускаемой продукции. Другими словами, энергетический аудит является основным инструментом энергетического менеджмента и представляет собой комплексное обследование энергопотребления конкретного производства с целью определения резервов экономии энергии, разработки программы энергосбережения и определения размера инвестиций на энергосберегающие мероприятия.

Цели и задачи энергетического аудита:

- определение форм используемой энергии;
- изучение потребления энергии, сбор данных по затратам энергии;
- проверка текущей информации по энергетике и исследование рабочих процессов и операций;

- определение структуры тарифов на электроэнергию;
- разработка и совершенствование методики выполнения записи расхода энергии;
- определение потребления энергии на единицу выпускаемой продукции (удельного потребления энергии);
- определение потенциальных зон производства, где имеются наиболее существенные потери энергии;
- разработка мероприятий по сокращению потребления энергии.

Энергетические обследования предприятий, учреждений и организаций (энергоаудиты) получили правовой статус в Беларуси после принятия Советом Министров постановления от 16 октября 1998 г. № 1583 «О порядке проведения энергетического обследования предприятий, учреждений и организаций» и стали проводиться более системно с 1999 г. В соответствии с этим документом, все субъекты хозяйствования с годовым потреблением топливно-энергетических ресурсов свыше 1,5 тыс. т у.т. обязаны проводить энергетическое обследование с интервалом не более 5 лет.

Для методического обеспечения этой задачи в 1999 г. разработано и введено в действие «Положение о проведении энергетического обследования предприятий, учреждений и организаций».

Процесс энергетического обследования должен включать следующие этапы (рис. 5.5):

- разработка технической программы;
- проведение энергетического обследования в рамках технической программы;
- обработка и анализ результатов обследования;
- разработка мероприятий по сбережению топливно-энергетических ресурсов;
- составление энергетического паспорта.
- разработка рекомендаций по оптимизации энергопотребления.

Таким образом, стратегическая цель энергетического обследования – оценить эффективность использования топливно-энергетических ресурсов и разработать эффективные меры для снижения затрат предприятия. Проведение энергоаудита подразумевает разработку перечня мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

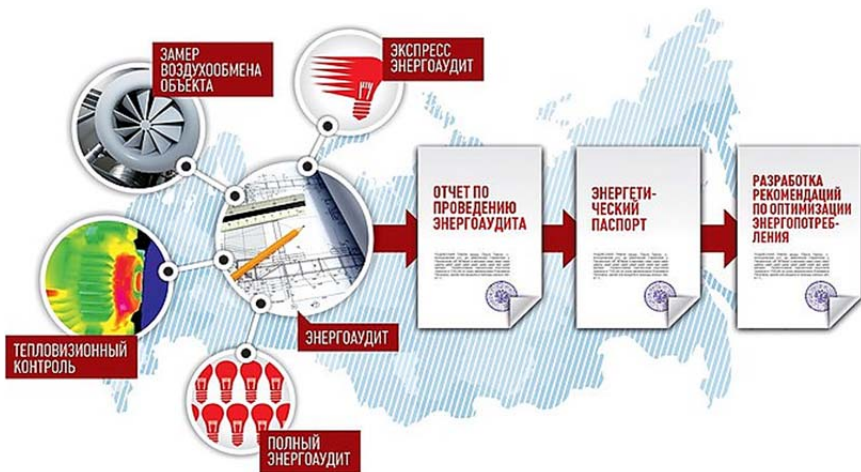


Рис. 5.5. Этапы энергетического аудита предприятия

В настоящее время в Беларуси действует следующая нормативно-правовая база в области энергоаудита:

- СТБ 5.1.15-2011. Национальная система подтверждения соответствия Республики Беларусь. Эксперты-энергоаудиторы. Требования к профессиональной компетентности. Порядок сертификации профессиональной компетентности;
- ТБ 1776-2007. Энергетическое обследование потребителей топливно-энергетических ресурсов. Общие требования;
- СТБ 1772-2010. Энергосбережение. Методы подтверждения соответствия показателей энергоэффективности энергопотребляющей продукции установленным значениям. Общие требования;
- СТБ 1774-2010. Энергосбережение. Энергетический паспорт потребителя топливно-энергетических ресурсов. Общие требования;
- СТБ 1691-2006. Энергетическое обследование потребителей топливно-энергетических ресурсов. Требования к организациям.

5.2. Энергетический баланс промышленного предприятия

Энергетический баланс промышленного предприятия является наиболее важной характеристикой энергетического хозяйства предприятия. Он составляется с целью выявления всех резервов экономии

энергоресурсов. Энергобаланс – это баланс добычи, переработки, транспортировки, преобразования, распределения и потребления всех видов энергетических ресурсов и энергии в производстве.

Анализ энергетического баланса состоит в качественной и количественной оценке состояния энергетического хозяйства предприятия. Анализ использования энергоносителей может быть произведен путем сравнения фактических показателей с нормативными, фактическими за предыдущий период, перспективными, аналогичными на других предприятиях. При этом сравнение показателей должно проводиться с учетом условий сопоставимости (при одинаковых объемах производства, составе и качестве продукции и т. п.).

Для составления и анализа энергетического баланса предприятия информация может быть представлена в виде следующих данных:

- общая производственная и энергетическая характеристика предприятия (объемы и номенклатура выпускаемой продукции, ее себестоимость с выделением энергетической составляющей);
- описание схемы материальных и энергетических потоков;
- перечень и характеристика основного энергоиспользующего оборудования;
- данные о расходах энергоносителей;
- данные о работах по рациональному использованию энергии на предприятии.

Схема материальных и энергетических потоков сопровождается описанием видов и параметров энергоносителей, состоянием использования вторичных энергетических ресурсов, системы учета и контроля расхода энергии и энергоносителей (рис. 5.6).

Энергетический баланс (энергобаланс) предприятия состоит из приходной и расходной частей.

Приходная часть энергобаланса содержит количественный перечень энергии, поступающей посредством различных энергоносителей (ископаемое топливо и ядерное горючее, газ, пар, вода, воздух, электрическая энергия).

Расходная часть энергобаланса определяет расход энергии всех видов во всевозможных ее проявлениях, потери при преобразовании энергии одного вида в другой при ее транспортировке, а также энергию, накапливаемую (аккумулируемую), в специальных устройствах.

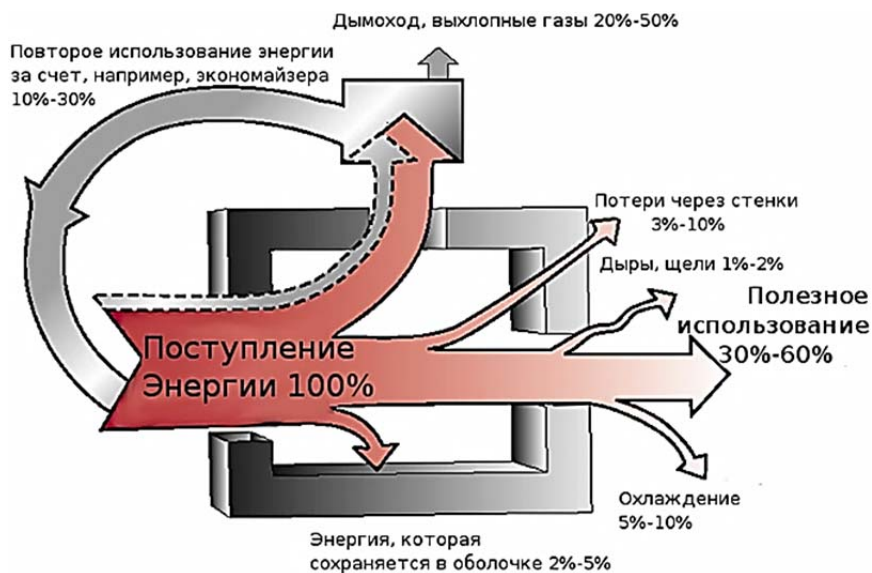


Рис. 5.6. Пример распределения энергетических потоков предприятия

Как и в любых других балансах, например, бухгалтерских, приходная и расходная часть энергобаланса должны быть равны.

В зависимости от вида и количества энергоносителей баланс может быть частным, составленным только для одного энергоносителя, либо сводным энергетическим балансом, составленным по суммарному потреблению всех используемых на предприятии энергетических ресурсов.

При составлении частных энергетических балансов количественное измерение энергоносителей производится в джоулях (Дж, МДж, ГДж), киловатт-часах (кВт·ч), тоннах условного топлива (т.у.т.). При составлении сводного энергетического баланса измерение различных энергоресурсов и энергоносителей производится в тоннах условного топлива.

Различают три основных вида электробалансов:

- 1) фактические, отражающие сложившиеся в цехе или на предприятии производственные условия;
- 2) нормализованные, учитывающие возможности рационализации и оптимизации электропотребления и снижения потерь в механизмах и электрических сетях;

3) перспективные, составляемые с учетом прогнозируемого развития производства и его качественных изменений на ближайший период (до 5 лет) или на более длительный срок.

Одним из важнейших результатов составления нормализованных электробалансов является возможность нормирования электропотребления на основные технологические процессы изготовления готовой продукции.

По результатам проведения энергетического обследования, составления энергобаланса предприятия производится оценка такого важного показателя эффективности энергоиспользования, как удельный расход энергии на производство продукции, а также составляется перечень организационно-технических мероприятий (ОТМ) по экономии топлива и энергии (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Энергосберегающие решения по снижению расхода топлива и тепловых потерь

Наименование мероприятия	Возможная экономия топлива, энергии
Замена морально и физически устаревших котлов	19–20 кг у.т./Гкал отпущенной тепловой энергии
Установка турбогенераторов единичной мощностью от 0,5 до 3,5 МВт в промышленно-отопительных котельных с паровыми котлами	Снижение удельного расхода топлива до 167–174 г у.т./кВт·ч
Использование дизельных блок-ТЭЦ малой мощности (500 кВт – 4 МВт) на природном газе для энергоснабжения предприятий	Повышение КПД энергоустановки с учетом утилизации тепла – 83 %
Применение вакуумных и щелевых деаэраторов (позволяющих снизить температуру питательной воды с 104 до 65–70 °С)	Повышение КПД на 1,5–2 %

Разработка плана организационно-технических мероприятий по энергосбережению, согласно нормативным требованиям (см. пп. 5.4), является обязательным для каждого предприятия и организации. Они должны и отчитываться перед вышестоящими органами о его выполнении.

5.3. Нормирование и учет энергоресурсов. Разработка норм расхода энергии

Нормирование расхода топливно-энергетических ресурсов включает разработку норм их потребления на производство продукции и работ, утверждение и доведение проектных норм до производственных участков и цехов, организацию их внедрения на местах, осуществление систематического контроля за их выполнением и дальнейшим совершенствованием.

Разработку единых методических и организационных принципов нормирования расхода ТЭР осуществляет Комитет по энергоэффективности Минстандарта Республики Беларусь (Комэнергоэффективности). Положением о нормировании расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве Республики Беларусь, утвержденном 19.11.2002, № 9 приняты основные методические рекомендации по разработке норм расхода ТЭР.

Согласно указанному документу нормирование расхода ТЭР осуществляется в соответствии с законодательством Республики Беларусь, постановлениями республиканских органов государственного управления по вопросам энерго- и ресурсосбережения и отраслевыми (ведомственными) методиками нормирования расхода ТЭР, согласованными с Департаментом по энергоэффективности в установленном порядке.

Норма расхода – это максимально допустимое количество тепловой и электрической энергии для производства единицы продукции или работы установленного качества. Такое определение нормы предполагает, что это постоянно изменяющаяся в результате совершенствования условий производства величина. Нормы должны устанавливаться применительно не к достигнутому, а к планируемому уровню организации производства с учетом внедрения новой техники и технологии. Они призваны обеспечить достижение определенной экономии топлива и энергии по сравнению с удельным фактически достигнутым расходом.

Подлежат нормированию расходы топливно-энергетических ресурсов не только на выпуск основной продукции, но и на вспомогательные технологические процессы и производственно-эксплуатационные нужды (производство холода, сжатого воздуха, кислорода,

водоснабжение, отопление, вентиляция, освещение, потери во внутриводоснабжающих сетях и преобразователях).

Нормы расхода тепловой и электрической энергии в производстве классифицируются по следующим важнейшим признакам:

- по масштабу применения нормы подразделяются на индивидуальные и групповые;

- по составу расхода – на технологические и общепроизводственные;

- по времени действия, т. е. в зависимости от периода, в течение которого действуют нормы расхода, на годовые и квартальные (в отдельных случаях на предприятиях могут устанавливаться также нормы и по месяцам).

Индивидуальная норма расхода ТЭР – мера планового количества потребления ТЭР на производство единицы продукции (работы, услуги), устанавливаемая по типам определенных топливно- или энергопотребляющих агрегатов, установок, машин (паровым и водогрейным котлам, печам, станкам) или по их отдельным единицам и технологическим схемам применительно к прогнозируемым объемам и условиям производства продукции (работ, услуг). Индивидуальная норма расхода ТЭР является технологической и служит для расчета групповой нормы расхода.

Индивидуальная норма расхода ТЭР определяется на базе теоретических расчетов, экспериментально подтвержденных нормативными техническими характеристиками топливно- и энергопотребляющих агрегатов и установок, с учетом достигнутых показателей энергопотребления и планируемых мероприятий по энергоэффективности.

Индивидуальная технологическая норма определяет расход ТЭР на основные и вспомогательные технологические процессы производства данного вида продукции (работ), расход на поддержание технологических агрегатов в горячем резерве, на их разогрев и пуск после текущих ремонтов и холодных простоев, а также технически неизбежные потери энергии при работе оборудования.

На уровень удельного расхода энергии по отдельной операции влияют физико-химические, геометрические и весовые характеристики сырья и материалов, используемых в операции, характеристики той продукции, которая будет получена в результате этой операции, технологические параметры используемого оборудования: ско-

рость и глубина резания, температура нагрева изделия в печи и т. д., а также степень загрузки технологического и энергетического оборудования.

Нормативные характеристики и энергетические балансы разрабатывают на каждом предприятии по типам оборудования, установок и агрегатов, как правило, путем проведения энергетических испытаний. В частности, в основу разработки технологических норм расхода электроэнергии положены электробалансы, в расходной части которых определяются полезная составляющая расхода и потери. Такое разделение технологической нормы позволяет выделить потери, наметить конкретные мероприятия по их снижению и составить нормализованный электробаланс агрегата.

При соблюдении указанных условий технологическую норму расхода можно рассчитать с помощью выражения

$$N_{\text{тех}} = (W_{\text{пол}} + \Delta W) / \Pi, \quad (5.1)$$

где $W_{\text{пол}}$ – полезная составляющая расхода электроэнергии;

ΔW – потери электроэнергии;

Π – количество выпускаемой продукции в натуральном выражении.

Общепроизводственная цеховая норма:

$$N_{\text{ц}} = (W_{\text{тех}} + W_{\text{всп}} + \Delta W_{\text{п.с}}) / \Pi_{\text{ц}}, \quad (5.2)$$

где $W_{\text{тех}}$ – расход электроэнергии на технологические нужды;

$W_{\text{всп}}$ – расход электроэнергии на вспомогательные нужды;

$\Delta W_{\text{п.с}}$ – потери электроэнергии в цеховых сетях и преобразовательных установках;

$\Pi_{\text{ц}}$ – объем выпуска продукции цехом.

Общепроизводственные заводские нормы:

$$N_{\text{з}} = (W_{\text{ц}} + W_{\text{общ}} + \Delta W_{\text{п.с}}) / \Pi_{\text{з}}, \quad (5.3)$$

где $W_{\text{ц}}$ – суммарный расход электроэнергии в основных и вспомогательных цехах;

$W_{\text{общ}}$ – общезаводской расход электроэнергии на отопление, вентиляцию, освещение, горячее водоснабжение;

$\Delta W_{п.с}$ – потери электроэнергии в общезаводских сетях и преобразовательных установках;

P_3 – объем выпуска продукции заводом.

Следует отметить, что технологические нормы, полученные для одной и той же продукции на разных предприятиях, различны, что объясняется отличиями в условиях производства, различиями в качестве сырья, технологическими отклонениями и др.

Рассчитанные таким образом нормы расхода приводятся к единице продукции. Как видно из приведенной выше информации, стоимость энергии, затрачиваемой на производство единицы продукции, составляет значительную часть ее себестоимости (см. пп. 5.5).

В настоящее время существуют три формы учета энергии:

- 1) с помощью измерительных приборов (см. пп. 3.3);
- 2) расчетным способом;
- 3) опытно-расчетным способом.

Всякая форма учета предполагает:

– регистрацию первичных показателей количества и качества всех видов энергии, как вырабатываемой и отпускаемой на сторону, так и получаемой со стороны и расходуемой на предприятии;

– оперативный учет расхода энергии с помощью приборов учета в соответствии с утвержденными технически обоснованными нормами ее расхода;

– внесение на основании показаний измерительных приборов поправок на параметры энергоносителей, полученные расчетным путем;

– определение расхода энергии расчетным способом по тем цехам и производственным участкам, где по каким-либо причинам отсутствуют приборы учета.

Регистрация первичных показателей энергоносителей и их оперативный учет, а также первичный учет нагрузок производится по показаниям измерительных приборов (самопишущих или периодической записи), виды которых были подробно рассмотрены в выше в пп. 4.4. Эти показатели фиксируются в первичной документации учета энергии.

К первичной документации учета энергии относятся: суточные ведомости эксплуатации агрегатов, вахтенные (оперативные) журналы, графики нагрузок, программы самопишущих приборов и др.

Кроме первичных документов учета энергии на промышленном предприятии должны вестись вторичные документы, которые отражают итоговые и средние показатели работы оборудования и персонала за смену и сутки. Вторичная документация – это суточные рапорты по эксплуатации установок и энергохозяйства, ведомости (рабочие тетради). На основании данных вторичной документации составляются месячные энергобалансы, квартальные технические отчеты по эксплуатации, подводятся итоговые показатели и их анализ.

Нормирование расходов топливно-энергетических ресурсов котельных осуществляется Министерством энергетики по согласованию с Департаментом по энергоэффективности.

5.4. Тарифы и нормы потребления в энергетике

5.4.1. Определение себестоимости выработки энергии

Производство энергии всегда связано с эксплуатационными расходами, которые определяют себестоимость энергии. При расчете себестоимости выделяют следующие статьи затрат:

- сырье и основные материалы;
- топливо и энергия для технологических целей;
- вспомогательные материалы;
- основная и дополнительная зарплата производственных рабочих;
- социальное страхование;
- подготовка и освоение производства;
- расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (эксплуатационные расходы);
- цеховые расходы;
- общезаводские расходы;
- внепроизводственные расходы.

Анализ вышеприведенных статей расходов показывает, что основную долю всех затрат составляют затраты на топливо (до 60 %).

При определении себестоимости энергии учитываются также затраты не только на производство, но и на передачу и распределение энергии.

Структура затрат на производство энергии неодинакова для различных энергетических объектов и зависит от вида энергии, спосо-

ба ее производства, технологических процессов. Например, для ТЭС наибольший удельный вес имеют затраты на топливо, а для ГЭС – затраты на амортизацию, достигающие более 80 %. Себестоимость электроэнергии, выработанной на ГЭС, в 5–6 раз ниже себестоимости электроэнергии, произведенной на ТЭС.

5.4.2. Тарифы на реализацию энергии

Электрическая и тепловая энергия реализуются потребителям по тарифам, представляющим собой разновидность цен преимущественно за оказываемые услуги с применением определенной системы ставок. Тарифы отличаются от цен на вещественную продукцию относительно большей устойчивостью, более сложным дифференцированием ставок, и в большей степени подвержены государственному регулированию.

Тарифы представляют собой денежное выражение стоимости продукции и отражают сумму всех затрат предприятия на производство и продажу продукции, обеспечивая прибыль. Тарифы устанавливаются не только на энергию, но и на воду и газ.

В настоящее время в Беларуси для расчетов с потребителями за электрическую энергию используется два вида тарифов – одноставочные и двухставочные. При одноставочном тарифе плата за электроэнергию (П) рассчитывается как произведение цены за единицу энергии на общее количество потребленной за данный промежуток времени энергии:

$$П = T_э \cdot Э,$$

где $T_э$ – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч,

$Э$ – объем потребленной электроэнергии, кВт·ч, определяется по счетчикам, установленным у потребителей.

Достоинством одноставочных тарифов является простота расчетов, понятность для абонентов, минимум измерительных приборов учета, счетчиков потребления энергии. К недостаткам одноставочных тарифов можно отнести тот факт, что они не создают заинтересованности потребителей в снижении потребления электроэнергии в часы максимальной загрузки всей энергетической системы республики.

С целью устранения вышеназванного недостатка применяется двухставочный тариф на тепло- и электроэнергию, воду, по которому за их потребление рассчитываются крупные промышленные предприятия (с установленной мощностью 750 кВт и выше). В настоящее время двухставочный тариф установлен также и для населения. В данном случае величина тарифа зависит от времени суток: в ночное время – тариф минимальный, в часы максимального потребления энергии – тариф увеличивается.

Двухставочный тариф стимулирует потребителей энергии к снижению своей нагрузки, участвующей в максимуме энергосистемы, и смещению ее на другие часы суток, а также не превышению установленных норм ее потребления.

Недостатком двухставочного тарифа является то, что он усложняет расчеты с потребителями, а также требует более сложных приборов учета энергии (электронные счетчики).

Существующие тарифы на электроэнергию для населения возмещают более 80 % себестоимости ее производства, а на тепловую энергию и того меньше – всего 18–20 % (начало 2018 г.) (табл. 5.2). Низкие тарифы для населения в стране обеспечиваются за счет тарифов для предприятий, которые платят за электроэнергию в среднем 13,75 цента за кВт·ч (перекрестное субсидирование), что не характерно для стран дальнего зарубежья (рис. 5.8, 5.9). Тарифы на тепловую и электрическую энергию для населения действуют с 1 января 2018 года на основании Указа Президента Республики Беларусь от 31.12.2017 № 473.

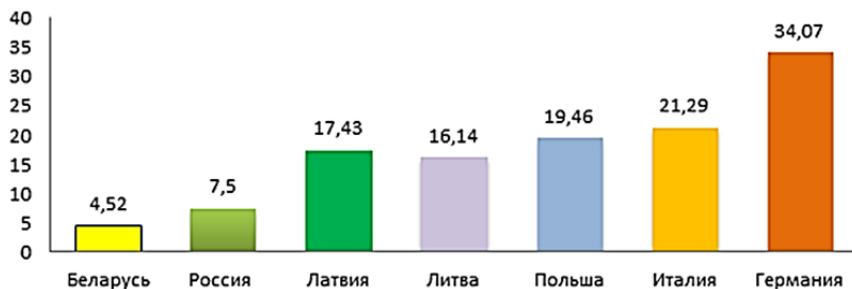


Рис. 5.8. Тарифы на электроэнергию для населения в Беларуси и других странах (в Евро, 2016)

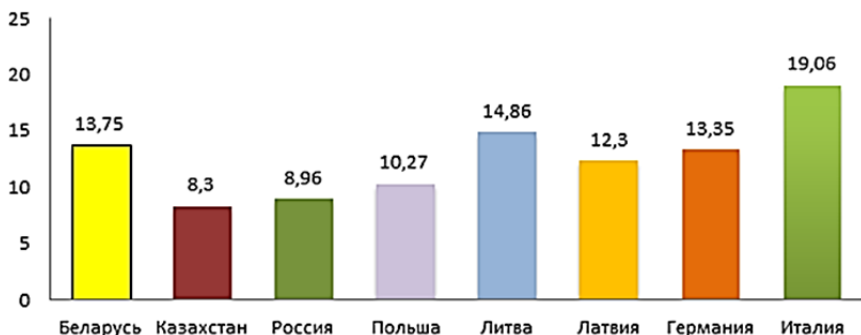


Рис. 5.9. Тарифы на электроэнергию для юридических лиц в Беларуси и других странах (в Евро, 2016)

Таблица 5.2

Тарифы на тепловую и электрическую энергию для населения

Наименование	Тариф руб. за 1 кВт·ч
Тепловая энергия для нужд отопления и горячего водоснабжения субсидируемая государством, рублей за 1 Гкал	16,9259
Тепловая энергия для нужд отопления и горячего водоснабжения, рублей за 1 Гкал	81,4200
1. Электрическая энергия в жилых домах (квартирах), оборудованных в установленном порядке электрическими плитами:	
1.1. Одноставочный тариф	0,1218
1.2. Дифференцированный тариф по временным периодам:	
минимальных нагрузок (с 22.00 до 17.00)	0,0853
максимальных нагрузок (с 17.00 до 22.00)	0,2436
1.3. Тариф, дифференцированный в зависимости от объемов потребления:	
за объем, потребленный до 250 кВт·ч в месяц	0,1218
за объем, потребленный от 250 кВт·ч до 400 кВт·ч в месяц (включительно)	0,15834
за объем, потребленный свыше 400 кВт·ч в месяц	0,1841
2. Электрическая энергия для нужд отопления и горячего водоснабжения с присоединенной мощностью оборудования более 5 кВт:	
период минимальных нагрузок (с 23.00 до 6.00)	0,1003
остальное время суток	0,1863

Наименование	Тариф руб. за 1 кВт·ч
3. Электрическая энергия, за исключением указанной в пунктах 1 и 2	
3.1. Одноставочный тариф	0,1433
3.2. Дифференцированный тариф по временным периодам:	
минимальных нагрузок (с 22.00 до 17.00)	0,1003
максимальных нагрузок (с 17.00 до 22.00)	0,2866
3.3. Тариф, дифференцированный в зависимости от объемов потребления:	
за объем, потребленный до 150 кВт·ч в месяц	0,1433
за объем, потребленный от 150 кВт·ч до 300 кВт·ч в месяц (включительно)	0,18629
за объем, потребленный свыше 300 кВт·ч в месяц	0,1841
4. Электрическая энергия в жилых домах (квартирах), не оборудованных в установленном порядке электрическими плитами и системами централизованного горячего водоснабжения и снабжения природным газом:	
4.1. Тариф, дифференцированный в зависимости от объемов потребления:	
за объем, потребленный до 300 кВт·ч в месяц (включительно)	0,1433
за объем, потребленный свыше 300 кВт·ч в месяц	0,18629
5. Цены (тарифы) на жилищно-коммунальные услуги, обеспечивающие полное возмещение экономически обоснованных затрат на их оказание	
5.1. Одноставочный тариф	0,1841
5.2. Дифференцированный тариф по временным периодам:	
минимальных нагрузок (с 22.00 до 17.00)	0,1289
максимальных нагрузок (с 17.00 до 22.00)	0,3682

Государственной программой развития Белорусской энергетической системы предусмотрено повышение возмещения населением затрат на оказание услуг по энергоснабжению до уровня себестоимости в 2018–2019 гг. (кроме тепловой энергии).

В Республике Беларусь установлены нормы (лимиты) потребления энергии для населения. Граждане, проживающие в квартире с электроплитами, оплачивают электроэнергию по обычным тарифам при потреблении до 250 кВт·ч. Если лимит превышен от 250 кВт·ч до 400 кВт·ч, к тарифу применяют коэффициент 1,3. При превышении лимита от 400 кВт, коэффициент равен полному возмещению затрат на оказание услуг энергоснабжения.

Для абонентов с газовыми плитами, лимит составит 150 кВт·ч.

При потреблении от газа от 3 до 5,5 тыс. кубометров применяется коэффициент 1,3, свыше 5,5 тыс. кубометров возмещаются 100-процентные расходы на газ.

Лимит на воду, установлен в размере 140 л/сутки на каждого прописанного человека. За потребление сверх нормы необходимо платить в ~5–6 раз больше за каждый м³.

5.5. Планирование энергосберегающих мероприятий

5.5.1. Разработки и утверждение республиканской, отраслевых и региональных программ энергосбережения

Порядок разработки и утверждение республиканской, отраслевых и региональных программ энергосбережения установлен соответствующим Положением, утвержденным Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 20.02.2008 № 229. Согласно этому документу республиканская, отраслевые и региональные программы энергосбережения – это документы, содержащие комплекс организационных, технических, экономических и иных мероприятий, взаимоувязанных по ресурсам, исполнителям, срокам реализации и направленных на решение задач энергосбережения, с определением приоритетных направлений реализации государственной политики в этой области, а также путей максимального использования имеющихся резервов экономии топливно-энергетических ресурсов в республике, отрасли, регионе.

Основными задачами разработки и реализации республиканской, отраслевых и региональных программ энергосбережения являются:

– проведение эффективной целенаправленной государственной политики и координации деятельности республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь, облисполкомов и Минского горисполкома по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в целях снижения энергоемкости валового внутреннего продукта, замещения импортируемых топливно-энергетических ресурсов местными видами топлива и создания необходимых условий для повышения уровня энергетической безопасности республики;

– решение наиболее значимых организационных, технических, экономических проблем общегосударственного, межотраслевого или отраслевого характера по приоритетным направлениям энергосбережения;

– концентрация ресурсов научно-технического и производственного комплексов на указанных направлениях и ускорение на этой основе развития экономики республики и социальной сферы;

– получение максимально возможной экономии импортируемых топливно-энергетических ресурсов и увеличение использования местных видов топлива, вторичных энергетических ресурсов, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в отраслях и регионах по отношению к уровню их потребления за период, предшествующий началу реализации соответствующих программ.

Республиканская программа энергосбережения разрабатывается Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации (далее – Департамент по энергоэффективности), являющимся одновременно государственным заказчиком этой программы на каждые 5 лет.

Республиканская программа энергосбережения должна содержать:

– технико-экономическое обоснование, включающее постановку проблемы, обоснование ее актуальности;

– конкретные цели и задачи, возможные способы их реализации;

– оценку эффективности и возможных результатов ее выполнения, выраженных в конкретных экономических показателях;

– обоснование потребности в финансовых ресурсах и предлагаемые источники финансирования;

– мероприятия (задания), обеспечивающие достижение целей и решение поставленных задач, с указанием по каждому из них сроков выполнения, ответственных исполнителей, результатов выполнения мероприятий и объемов финансирования, в том числе по источникам и по годам реализации мероприятий;

– информацию о ее научном обеспечении (при необходимости);

– сводную таблицу финансового обеспечения реализации мероприятий (заданий) с указанием источников финансирования по годам;

– перечень крупных проектов в рамках реализации ее мероприятий.

Финансирование мероприятий (заданий) республиканской программы энергосбережения может осуществляться за счет собственных средств организаций, бюджетных средств (в том числе иннова-

ционных фондов), кредитов банков и других средств, предусмотренных законодательством на эти цели.

Во исполнение программы республиканские органы государственного управления и иные государственные организации, подчиненные Правительству Республики Беларусь, облисполкомы и Минский горисполком, Департамент по энергоэффективности ежегодно разрабатывают отраслевые, региональные программы энергосбережения и энергосберегающие мероприятия республиканского значения.

Отраслевые программы энергосбережения разрабатываются республиканскими органами государственного управления и иными государственными организациями, подчиненными Правительству Республики Беларусь и утверждаются ими по согласованию с Департаментом по энергоэффективности. Они могут разрабатываться на долгосрочный (5 лет) и краткосрочный периоды. Краткосрочные отраслевые программы энергосбережения разрабатываются, как правило, на один год (при годовом потреблении ТЭР менее 150 тыс. т у.т.).

Отраслевые программы энергосбережения должны содержать:

- показатели использования топливно-энергетических ресурсов и приоритетные направления энергосбережения;

- мероприятия по реализации основных направлений энергосбережения с указанием ожидаемых конечных результатов и их экономической эффективности, в том числе условной годовой экономии и экономии, полученной после внедрения до конца года, окупаемости планируемых затрат и источников финансирования;

- пояснительную записку, содержащую краткий анализ фактического потребления топливно-энергетических ресурсов за предыдущий год, оценку использования на год разработки и прогноз их потребления на год реализации программ, определение резервов экономии топливно-энергетических ресурсов, обоснование наиболее важных мероприятий энергосбережения, оценку финансовых ресурсов, требующихся для достижения целей таких программ, с определением источников их обеспечения, ожидаемые технико-экономические показатели.

По одному из объектов каждого приоритетного мероприятия программ должно быть приложено технико-экономическое обоснование экономической эффективности, выполненное в соответствии с методическими рекомендациями по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий (см. пп. 5.6).

5.5.2. Разработка плана мероприятий (программы) по энергосбережению предприятия

Как и в случае республиканской программы, задачей годового плана мероприятий по энергосбережению предприятия является повышение энергоэффективности, то есть использование всех видов энергии экономически оправданными, прогрессивными способами при существующем уровне развития техники и технологии.

Основным показателем повышения эффективности использования топлива, тепловой и электрической энергии в результате внедрения мероприятий по энергосбережению является экономия ТЭР и снижение величин действующих норм. При этом работа по энергосбережению должна быть направлена на то, чтобы прирост потребности в ТЭР удовлетворялся за счет их экономии.

План мероприятий (программа) по энергосбережению разрабатывается по следующим направлениям:

- совершенствование технологии и структуры производства;
- внедрение энергосберегающего оборудования, приборов, материалов;
- повышение уровня использования вторичных энергоресурсов, отходов производства;
- повышение коэффициента использования производственного оборудования;
- повышение качества сырья и использование менее энергоемких его видов;
- повышение эффективности использования топлива и энергии;
- внедрение систем регулирования, контроля и учета потребляемых энергоресурсов;
- перевод теплоисточников на местные виды топлива;
- прочие мероприятия (организационные, экономические и другие);
- использование вторичных энергоресурсов.

Система разработки и внедрения плана мероприятий по энергосбережению включает: правильный выбор объекта (цех, участок, рабочее место и так далее), пути и способы выявления внутренних резервов экономии ТЭР, имеющихся в технике, технологии и организации производства; создание благоприятных производственных и организационных условий для реализации разработанных мероприятий по экономии ТЭР и ликвидации потерь ТЭР. Необходимо

также производить оценку экономической эффективности их внедрения с целью выбора оптимального варианта реализации мероприятий и очередности их реализации. Так, если на предприятии имеют место утечки и нерациональные способы потребления энергии, это в конечном итоге приведет к ухудшению показателей рентабельности, а возможно, и к сбою производственного процесса.

В программе энергосбережения предприятия необходимо также уделять внимание и социально-бытовому сектору, то есть необходимо создавать для сотрудников предприятия такие условия труда и отдыха в обеденное время, чтобы процесс энергосбережения был непрерывным. Программа должна включать меры стимулирования работников к тому, чтобы выключать свет и неиспользуемое оборудование, закрывать двери, окна и форточки, не быть безразличными к капающему крану или потекшей трубе. Даже такие, не требующие особого труда, меры дают свои результаты в очень короткие сроки. Ведь все глобальные преобразования начинаются с малого. И если каждая организация и производство примет подобную программу для своей деятельности, в конечном результате можно получить высокие показатели экономии.

5.5.3. Целевой показатель по энергосбережению

В Республике Беларусь устанавливаются ежегодно нормативы по энергосбережению для предприятий и организаций министерств и ведомств. В соответствии со статьей 6 Закона Республики Беларусь «Об энергосбережении» Департаментом по энергоэффективности устанавливается целевой показатель по энергосбережению – показатель, характеризующий деятельность юридических лиц и индивидуальных предпринимателей по реализации мер, направленных на эффективное использование и экономное расходование топливно-энергетических ресурсов на всех стадиях их производства и потребления. Этот показатель является одним из основных целевых показателей социально-экономического развития республики.

Постановлением Комитета по стандартизации Республики Беларусь от 08.01.2008 г. № 1 утверждена Инструкция по расчету целевых показателей по энергосбережению, согласно которой для объективной оценки целевого показателя по энергосбережению отчетного периода к сопоставимым условиям приводятся обобщенные энерго-

затраты базисного периода. Сопоставимые условия – это совокупность факторов отчетного периода, связанных с изменением энергопотребления, но не отражающих работу по энергосбережению.

Для организаций, основной деятельностью которых является производство промышленной продукции, целевым показателем по энергосбережению является разность между темпами изменения обобщенных энергозатрат в сопоставимых условиях и объемов производства промышленной продукции в отчетном периоде по сравнению с базисным.

Показатель рассчитывается и устанавливается дифференцированно для различных отраслей экономики в зависимости от темпов их развития (минус 2–6 %). Согласно нормативным требованиям, как отмечалось выше, каждое предприятие и организация должны разрабатывать план организационно-технических мероприятий по энергосбережению и отчитываться перед вышестоящими органами о его выполнении. Ответственность за выполнение показателя по энергосбережению несут руководители всех уровней.

5.5.4. Ведение государственной статистической отчетности в области энергосбережения

Основная Государственная статистическая отчетность в области энергосбережения осуществляется по форме 1-энергосбережение «Отчет о выполнении мероприятий по энергосбережению и увеличению использования местных видов топлива, отходов производства, вторичных, нетрадиционных и возобновляемых энергоресурсов» в соответствии с Указаниями Министерства статистики и анализа Республики Беларусь от 27 декабря 2007 г. № 467. Указанную форму представляют юридические лица, находящиеся в подчинении республиканских органов государственного управления, местных исполнительных и распорядительных органов, входящие в состав государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь, их обособленные подразделения; юридические лица, не имеющие ведомственной подчиненности, с суммарным годовым потреблением 1 тысяча тонн условного топлива и более.

Отчет составляется ежеквартально нарастающим итогом с начала года на основании данных первичного бухгалтерского и технического учета данных, полученных расчетно-аналитическим путем,

и состоит из трех разделов и составляется на основе отчетов предприятий Республики Беларусь. Согласно законодательству все предприятия с потреблением энергии свыше 1 т у.т. обязаны периодически подавать статистические отчеты (квартальные, месячные) в местные органы статистики.

В раздел I отчета включаются данные об организационно-технических мероприятиях по экономии топливно-энергетических ресурсов плана отчетного года, дополнительных мероприятиях отчетного года, мероприятиях предшествующего года внедрения.

В раздел II включаются организационно-технические мероприятия плана отчетного года, дополнительные мероприятия и мероприятия предшествующего года внедрения, направленные на увеличение использования местных видов топлива, отходов производства, вторичных, нетрадиционных и возобновляемых энергоресурсов.

Раздел III отчета состоит из двух пунктов, в которых отражается ход выполнения плана мероприятий по энергосбережению отчетного года и причины невыполнения мероприятий плана.

Формы и подробная методика оформления отчета изложены в разработанных указаниях, которые можно найти на правовом портале Республики Беларусь (www.pravo.by). В настоящее время разработано компьютерное приложение «Статистическая отчетность», которое предоставляет удобный способ анализа статистических данных по потреблению/выработке ТЭР на предприятии (<http://www.avtomatikaodo.by>). Приложение позволяет автоматизировать заполнение, сбор и контроль данных государственных статистических отчетов по формам: 12-тэк, 4-нормы ТЭР и 4-тэк (топливо).

5.5.5. Расчет экономической эффективности инвестиционных вложений в энергосберегающие мероприятия

Расчет экономической эффективности инвестиционных вложений в энергосберегающие мероприятия осуществляется в соответствии с Инструкцией по определению эффективности использования средств, направляемых на выполнение энергосберегающих мероприятий, утвержденной Постановлением Минэкономики, Минэнерго и Департаментом по энергоэффективности 24.12.2003 № 252/45/7.

Экономическая эффективность отражает результаты внедрения энергосберегающих мероприятий и определяется разностью между

денежными доходами и расходами от реализации мероприятий, а также отражает изменение величины спроса на топливно-энергетические ресурсы в результате замещения более дорогих видов топлива менее дорогими.

Оценка эффективности использования средств, направляемых на реализацию энергосберегающих мероприятий, производится на основании следующей системы показателей:

- простой срок окупаемости ($T_{п}$) – не более 10 лет;
- динамический срок окупаемости ($T_{д}$) – не более 15 лет;
- чистый дисконтированный доход (ДД) – более 0;
- внутренняя норма доходности ($E_{вн}$) – более E – нормативной ставки дисконтирования;
- индекс прибыльности ($\Pi_{и}$) – более 1,0.

Простой срок окупаемости капитальных вложений применяется для предварительной оценки энергосберегающего мероприятия на стадии составления технико-экономического обоснования (предложения) реализации мероприятия:

$$T_{п} = \frac{И}{\mathcal{E}_{год}},$$

где $И$ – капитальные вложения (или инвестиции) в реализацию данного мероприятия (из всех источников финансирования), млн руб.;

$\mathcal{E}_{год}$ – годовая экономия топливно-энергетических ресурсов, получаемая от реализации данного мероприятия (в денежном выражении), млн руб.

Расчет динамического срока окупаемости энергосберегающего мероприятия осуществляется по накопительному дисконтированному чистому потоку наличности. Динамический срок окупаемости в отличие от простого учитывает стоимость капитала и показывает реальный период окупаемости. Чаще всего определяется графическим методом (рис. 5.10).

Оценка и сравнение различных энергосберегающих мероприятий и решение об их финансировании принимается на основании расчета чистого дисконтированного дохода (ДД), внутренней нормы доходности ($E_{вн}$) и индекса прибыльности ($\Pi_{и}$).

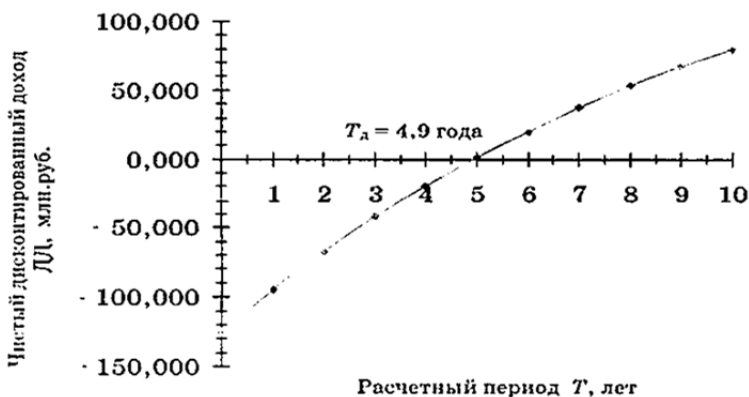


Рис. 5.10. Определение динамического срока окупаемости графическим методом

Чистый дисконтированный доход (ДД), внутренняя норма доходности ($E_{вн}$) и индекс прибыльности ($\Pi_{п}$) относятся к показателям, включающим стоимость денег с учетом доходов будущего периода.

Чистый дисконтированный доход (превышение дохода над затратами нарастающим итогом за расчетный период T с учетом дисконтирования) рассчитывается по формуле

$$ДД = \sum_{t=0}^T (D_t - Z_t - I_t)(1 + E)^{-1},$$

где D_t – денежные поступления (выручка, дивиденды и др.) от реализации мероприятия в t -м году, млн руб.;

Z_t – эксплуатационные расходы по реализации мероприятия и другие платежи (налоги, пошлины и т. д.) в t -м году, млн руб.;

I_t – инвестиции (капитальные вложения) в t -м году, млн руб.;

T – период, в течение которого осуществляются инвестиции и эксплуатация оборудования, а также извлекается доход от реализации мероприятия, лет;

E – ставка дисконтирования.

Ставка дисконтирования учитывает ставку рефинансирования Национального банка Республики Беларусь или фактическую ставку процента по долгосрочным кредитам банка, индекс цен (в необходимых случаях может учитываться надбавка за риск, которая добавляется к ставке дисконтирования для безрисковых вложений)

и принимается для расчета в соответствии с настоящей Инструкцией равной 10 %, или $E = 0,1$.

Положительное значение чистого дисконтированного дохода свидетельствует об экономической целесообразности реализации энергосберегающего мероприятия.

Примечание. В год осуществления первоначальных капитальных вложений ($t = 0$) чистый дисконтированный доход равен:

$$\text{ДД}_0 = -\text{И}_0.$$

Внутренняя норма доходности ($E_{\text{вн}}$) (значение ставки дисконтирования, при которой чистый дисконтированный доход равен нулю) находится путем решения следующего уравнения:

$$\sum_{t=0}^T (\text{Д}_t - \text{З}_t)(1 + E_{\text{вн}})^{-1} = \sum_{t=0}^T \text{И}_t(1 + E_{\text{вн}})^{-1},$$

или графическим методом, приведенным в приложении к Инструкции.

Если рассчитанная внутренняя норма доходности оказывается выше нормативной ставки дисконтирования 0,1, то энергосберегающее мероприятие экономически эффективно.

При необходимости выбора энергосберегающего мероприятия из нескольких, более эффективным является мероприятие с более высокой внутренней нормой доходности.

Индекс прибыльности ($\text{П}_и$) определяется как отношение разности дохода и затрат при реализации мероприятия к величине капитальных вложений (нарастающим итогом за расчетный период T):

$$\text{П}_и = \frac{\sum_{t=1}^T (\text{Д}_t - \text{З}_t)(1 + E)^{-1}}{\text{И}_0 + \sum_{t=1}^T \text{И}_t(1 + E)^{-1}}.$$

Индекс прибыльности тесно связан с чистым дисконтированным доходом. Если ДД положителен, то $\text{П}_и > 1$ и наоборот. Мероприятие считается экономически эффективным, если $\text{П}_и > 1$. При необходимости выбора энергосберегающего мероприятия из нескольких более эффективным является мероприятие с более высоким индексом прибыльности.

6. ВЛИЯНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ЗДОРОВЬЕ ЧЕЛОВЕКА

6.1. Оценка воздействия объекта на окружающую среду

Оценка воздействия на окружающую среду является одним из важнейших способов и инструментов управления и регулирования природопользования, играющим главнейшую роль в предупреждении возникновения экологических проблем в настоящем и будущем.

Термин «оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС) у нас в стране начал использоваться с конца восьмидесятых годов как дословный перевод термина «Environmental Impact Assessment» (EIA).

В 1985 г. была принята директива Европейского Экономического Сообщества по оценке воздействия некоторых государственных и частных проектов на окружающую среду (85/337/ЕЭС), которая явилась образцом для совершенствования национальных систем ОВОС во многих странах.

Всемирный банк, Европейский банк реконструкции и развития и другие международные учреждения восприняли политику и внутренние процедуры ОВОС, что способствовало внедрению этого процесса во многих странах мира.

Конвенция по ОВОС в трансграничном контексте, принятая в 1991 г. Европейской экономической комиссией ООН (UNECE), определила принципы и положения для ОВОС проектов, оказывающей значительное воздействие на окружающую среду (например, строительство АЭС).

В современном понимании ОВОС – это, прежде всего, систематический процесс, охватывающий как планирование (проектирование), так и осуществление (реализацию) намечаемой деятельности. Он включает (не в порядке проведения) следующие основные составляющие:

- анализ (прогноз) потенциальных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду и оценку их значимости на всех этапах ее планирования и реализации;
- консультации с заинтересованными в экологических, социальных, экономических и иных аспектах планируемой стороны деятельности с целью поиска взаимоприемлемых решений;

– документальное оформление процедуры проведения оценки, всех согласований (обсуждений, консультаций) и результатов оценки воздействия;

– использование результатов оценки воздействий в процессе принятия решений, относящихся к намечаемой деятельности.

Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды (Минприроды) установлен перечень объектов и видов деятельности, для которых ОВОС проводится в обязательном порядке. Для других объектов целесообразность проведения оценки воздействия определяется местными территориальными органами Минприроды. Для видов и объектов хозяйственной и иной деятельности, не включенных в перечень, для которых не проводится оценка воздействия, заказчик (или по его поручению разработчик) в составе проектной документации разрабатывает раздел «Охрана окружающей среды», на основании которого им делается вывод о допустимости предполагаемого воздействия на окружающую среду.

В Республике Беларусь порядок проведения ОВОС определен Положением о порядке проведения оценки воздействия на окружающую среду, утвержденным Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 19.05.2011 № 689.

Согласно Положению, целями проведения оценки воздействия являются:

– всестороннее рассмотрение всех экологических и связанных с ними социально-экономических и иных последствий планируемой деятельности до принятия решения о ее реализации;

– поиск оптимальных проектных решений, способствующих предотвращению или минимизации возможного значительного вредного воздействия планируемой деятельности на окружающую среду;

– принятие эффективных мер по минимизации возможного значительного вредного воздействия планируемой деятельности на окружающую среду и здоровье человека;

– определение допустимости (недопустимости) реализации планируемой деятельности на выбранном земельном участке.

Результатами оценки воздействия являются:

– основные выводы о характере и масштабах воздействия на окружающую среду альтернативных вариантов размещения и (или) реализации планируемой деятельности;

– описание экологических и связанных с ними социально-экономических и иных последствий реализации планируемой деятельности и оценка их значимости;

– описание мер по предотвращению, минимизации или компенсации возможного значительного вредного воздействия планируемой деятельности на окружающую среду и улучшению социально-экономических условий;

– обоснование выбора приоритетного места размещения объекта, наилучших доступных технических и других решений планируемой деятельности, а также отказа от ее реализации (нулевая альтернатива).

6.2. Экологические проблемы углеводородной и атомной энергетики

Функционирование топливно-энергетического комплекса приводит к следующим основным экологическим проблемам:

- выбросам парниковых газов;
- загрязнению воздуха частицами пыли, твердыми и жидкими отходами;
- тепловому загрязнению окружающей среды;
- изменению ландшафта.

Выбросы парниковых газов. Начиная примерно с 1850 года, использование ископаемых видов топлива (угля, нефти и газа) в глобальном масштабе увеличилось, став доминирующим в энергоснабжении и заменив многие традиционные источники биоэнергии, а также предоставив новые энергетические услуги. Быстрое увеличение сжигания ископаемого топлива (в том числе сжигание попутного газа) предопределило соответствующий быстрый рост выбросов CO₂ (рис. 6.1, 6.2). Повышение концентрации парниковых газов является одной из причин глобального изменения климата, глобального потепления (рис. 6.3).

Как показано во многих исследованиях, изменение климата зависит и от многих других глобальных атмосферных и космических явлений (например, изменение солнечной активности, орбиты Земли и наклона ее оси вращения, вулканической деятельности). Однако нельзя отрицать влияние антропогенного фактора на глобальное

потепление, в особенности, с увеличивающейся концентрацией парниковых газов, прежде всего за счет использования углеводородных источников энергии (см. рис. 6.1).

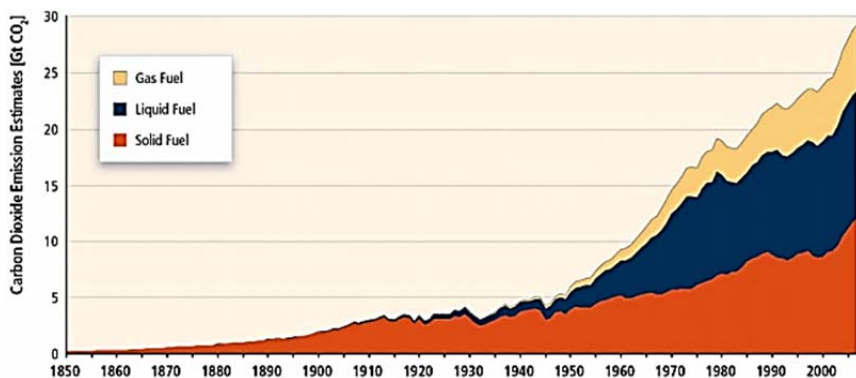


Рис. 6.1. Глобальные выбросы CO₂ от сжигания ископаемого топлива: *gas fuel* – газовое топливо; *liquid fuel* – жидкое топливо; *solid fuel* – твердое топливо; *carbon dioxide emission estimations* – данные по эмиссии диоксида углерода

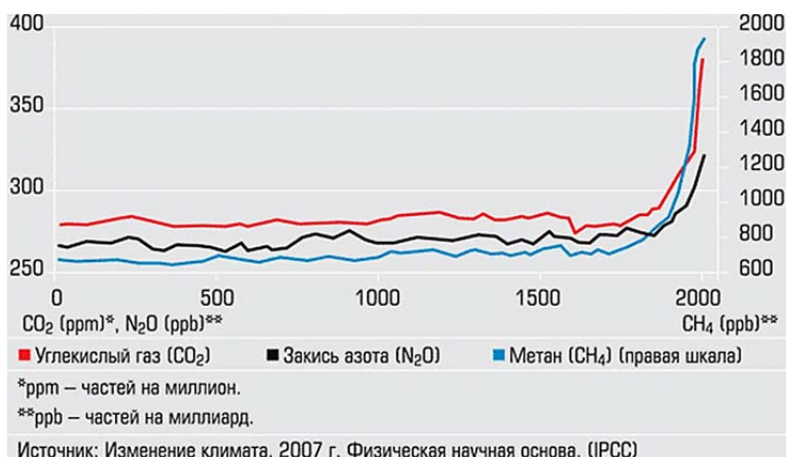


Рис. 6.2. Динамика изменения концентрации парниковых газов

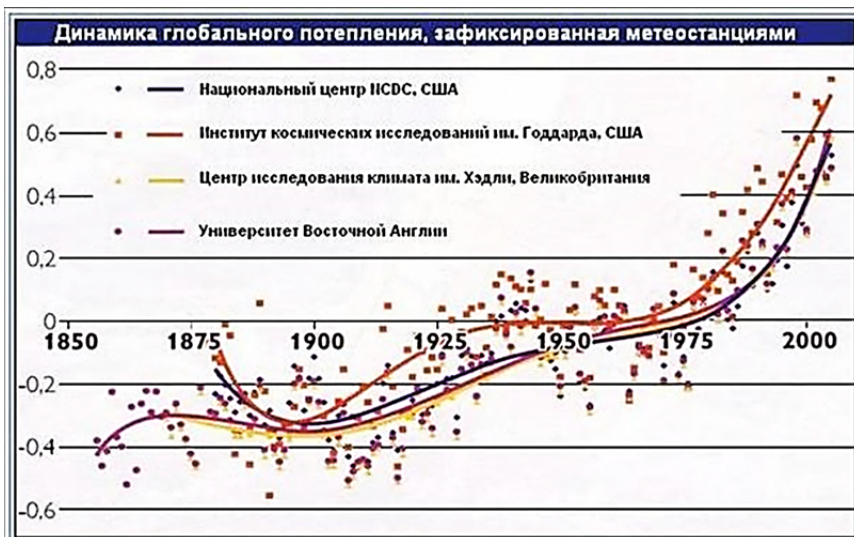


Рис. 6.3. Динамика глобального потепления, зафиксированная метеостанциями

Исходя из информации Международного энергетического агентства, мировой спрос на энергоносители увеличится более чем на одну треть в период до 2035 года. Связанные с энергетикой выбросы CO_2 вырастут по оценкам с 31,2 Гт в 2015 году до 37,0 Гт в 2035 году, указывая на долгосрочное среднее повышение температуры на 3,6 °С. Более низкие темпы глобального экономического роста в краткосрочной перспективе приведут только лишь к незначительным изменениям в долгосрочной энергетической и климатической перспективе.

Чтобы уменьшить вероятность глобального потепления в среднем на величину более 2°С, выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива и изменения в землепользовании в первой половине этого века должны быть ниже 1 440 Гт. Это возможно при широком использовании возобновляемых источников энергии (рис. 6.4), которые обеспечивают значительное снижение выбросов парниковых газов в сравнении с углеводородными источниками.

Следует отметить, что перспективы замены углеводородных источников на возобновляемые в электроэнергетическом секторе намного выше, чем в теплоэнергетике, так как эффективность преоб-

разования энергии для электростанций значительно ниже, чем у теплогенерирующих систем.

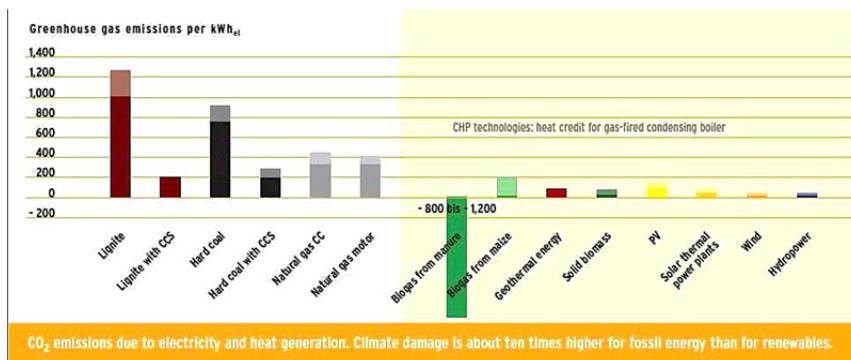


Рис. 6.4. Сравнение выбросов CO₂ от ископаемых и возобновляемых источников энергии:

greenhouse gas emissions – эмиссия парниковых газов; *lignite* – лигнит (бурый уголь); *CCS (Coal Creek Station)* – угольная крик электростанция; *hard coal* – каменный уголь; *natural gas* – природный газ; *CC (Combined Cycle)* – комбинированный цикл (когенерация); *biogas from manure* – биогаз с навоза; *biogas from maize* – биогаз из кукурузы; *geothermal energy* – гетотермальная энергия; *solid biomass* – твердая биомасса; *PV (PhotoVoltaic)* – фотоэлектричество; *solar thermal power plants* – солнечные термические электростанции; *wind* – ветер; *hydropower* – гидроэнергетика

Загрязнение воздуха частицами пыли, твердыми и жидкими отходами. Основными загрязнителями атмосферы на тепловых электростанциях (ТЭС) являются диоксид серы, оксиды азота, соединения фтора и твердые частицы угольной золы и несгоревшего топлива (рис. 6.5). Соединения серы могут присутствовать в твердом топливе в виде включений сульфида железа (FeS) и серы, входящей в состав молекул органической массы топлива, или в виде сульфатов (обычно CaSO₄). При сгорании топлива в топках ТЭС сульфидная сера и сера, содержащаяся в органических соединениях, переходят в SO₂ и частично в SO₃, выделяющиеся вместе с отходящими газами. Соединения серы входят в состав жидкого топлива – мазута, частично сжигаемого на ТЭС.

Известно два направления по снижению выбросов соединений серы в атмосферу – это очистка органического топлива или очистка образующихся при его сжигании дымовых газов. В результате обо-

гащения угля удаляется только сульфидная сера, поэтому эти процессы эффективны для углей, содержащих большую часть серы в виде FeS.



Рис. 6.5. Загрязнение окружающей среды отходящими газами (ТЭЦ-4, Минск)

В настоящее время наиболее перспективное решение очистки угля и других видов топлива от серы связано с развитием процессов газификации древесины (см. раздел 2). Однако, необходимо иметь в виду, что при газификации только 50 % энергии, сконцентрированной в твердом топливе, переходит в образующийся газ.

Другой путь предотвращения попадания соединений серы в окружающую среду связан с очисткой отходящих газов. Практически все внедренные в промышленность способы очистки дымовых газов ТЭС от оксидов серы являются вариантами известкового или известнякового методов очистки.

Помимо диоксида серы серьезнейшую опасность для окружающей среды представляют оксиды азота, выбрасываемые с дымовыми газами ТЭС. Оксиды азота образуются за счет окисления содержащегося азота в топливе и воздухе. Поэтому оксиды азота содержатся в отходящих газах всех ТЭС независимо от природы используемого топлива.

Значительного уменьшения выбросов оксидов азота можно добиться при сжигании угля в кипящем слое. В этом случае, как отмечалось ранее, возможно также уменьшение выбросов оксидов серы в атмосферу.

В случае неполного сгорания топлива в топках могут образовываться оксид углерода (СО), углеводороды (СН₄, С₂Н₄ и др.), а также высокотоксичные канцерогенные полициклические ароматические вещества (ПАУ) и наиболее активное из них – бенз(а)пирен. Максимальное количество последнего образуется при температуре 700–800 °С в условиях нехватки воздуха для полного сгорания топлива. Поэтому главным средством борьбы с загрязнением атмосферного воздуха канцерогенными углеводородами является обеспечение максимальной полноты сгорания топлива.

Отходящие газы ТЭС являются серьезным источником загрязнения атмосферы соединениями фтора. Присутствующий в углях фтор в результате процессов горения переходит во фтористый водород и четырехфтористый кремний, которые являются основными фторсодержащими соединениями в дымовых газах.

До настоящего времени специальных методов очистки дымовых газов ТЭС от фтористого водорода не разработано. Хотя, конечно, использование абсорбционных методов очистки газов ТЭС от оксидов серы и азота позволяет уменьшить и количество фтористых соединений, выбрасываемых с отходящими газами. Однако, данные эффективности такой очистки фтористых соединений практически отсутствуют.

В состав углей в виде микропримесей входит множество химических элементов, многие из которых токсичны. При сгорании топлива эти элементы в виде оксидов или солей переходят в несгоревшую неорганическую часть углей – угольную летучую золу. Возможное поступление угольной золы вместе с отходящими газами в атмосферу представляет серьезную опасность для окружающей среды, поскольку в результате биологического накопления и последующего сжигания, концентрация токсичных элементов в золе значительно превосходит их содержание в земной коре. Поэтому в настоящее время все ТЭС, работающие на твердом топливе, снабжены устройствами для улавливания золы из дымовых газов.

Наряду с газообразными выбросами теплоэнергетика является «производителем» огромных масс твердых отходов; к ним относятся

ся хвосты углеобогащения, золы и шлаки (рис. 6.6). Отходы углеобогатительных фабрик содержат 55–60 % SiO_2 , 22–26 % Al_2O_3 , 5–12 % Fe_2O_3 , 0,5–1 % CaO , 4–4,5 % K_2O и Na_2O и до 5 % С. Они поступают в отвалы, которые также вызывают загрязнение воздуха, почвы и поверхностных вод вредными компонентами, требуют выведения земель из оборота.



Рис. 6.6. Отвалы теплоэнергетики

Локальное тепловое загрязнение окружающей среды. Основное количество тепловой энергии на ТЭС и ТЭЦ поступает в окружающую среду на стадии конденсации пара, около 50–55 % от тепловой энергии, выделяемой при сгорании топлива. На АЭС эта величина еще больше и составляет для ВВЭР (водоводяных реакторов) 65–68 % от общей тепловой энергии, вырабатываемой в реакторе.

В настоящее время наиболее распространенным хладагентом при конденсации пара на ТЭС и АЭС является вода системы технического водоснабжения (СТВС). При прямоточной СТВС теплота конденсации передается проточной воде рек или озер. При организации замкнутых СТВС тепло передается циркуляционной воде, охлаждаемой в замкнутых прудах-охладителях или градирнях.

При организации прямоточных СТВС во избежание необратимых экологических изменений в водоемах (рис. 6.7) и в соответ-

ствии с санитарными нормами, повышение температуры водоемов не должно превышать $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ в зимнее время и $3\text{ }^{\circ}\text{C}$ летом. Эти нормы могут быть выдержаны, если удельная нагрузка на водоем не будет превышать $12\text{--}17\text{ кДж/м}^3$ сбрасываемой тепловой энергии. Это накладывает серьезные ограничения на возможности использования прямоточных СТВС, которые являются с экономической точки зрения самыми дешевыми.



Рис. 6.7. Градирни и охлаждающие пруды теплоэлектростанций

При организации оборотной СТВС с охлаждением воды в градирнях практически все тепло, забираемое водой при конденсации пара, передается атмосферному воздуху. Однако в связи со значительным испарением воды в градирнях, эти системы нуждаются в постоянной подпитке свежей водой. На АЭС, имеющих оборотные СТВС с градирнями, на каждые 1000 МВт мощности станции требуется $0,8\text{--}1,2\text{ м}^3$ воды каждую секунду. Помимо этого, недостаточно изучено влияние градирен на микроклимат и атмосферные явления. Организация оборотных СТВС возможна и при естественном охлаждении воды в прудах-охладителях. В последнее время для этих целей на новых электростанциях широко используются акватории существующих водохранилищ комплексного назначения. При этом, в целях экономии земельных и водных ресурсов и предотвращения влияния сбросного тепла на гидробиологический режим водо-

хранилища, акватория, используемая для охлаждения, отделяется от остального водохранилища ограждающей дамбой. В настоящее время около 80 % действующих ТЭС и АЭС имеют оборотные СТВС, причем около 56 % всех электростанций оборудованы системами с водохранилищами-охладителями, 22 % – градирнями и только 22 % электростанций имеют прямоточные СТВС.

Глобальное тепловое загрязнение, вызывающее нарушение устойчивости биосферы Земли. Особую роль в нарушении устойчивости биосферы играет непрерывный рост производства и потребления энергии, а любое ее использование в конечном итоге приводит к рассеиванию и появлению на поверхности Земли дополнительных источников тепла.

Изменение ландшафта. Как уже упоминалось выше, природные ландшафты также являются важной частью человеческого наследия. Строительство электростанций, создание водохранилищ при строительстве гидроэлектростанций может привести к исчезновению исключительно ценных ландшафтов, таких как, например, впечатляющих водопадов и каньонов (рис. 6.8).



Рис. 6.8. Изменение ландшафта при строительстве электростанций

Долгосрочные изменения ландшафта могут быть вызваны также такими факторами, как эрозия почв, отложения и низкий уровень воды в водохранилищах, а также через сопутствующее воздействие инфраструктуры (например, строительство новых дорог, линий электропередачи). Поэтому важно принимать соответствующие меры для сохранения природной красоты в зоне реализации проектов по строительству объектов энергетики и защиты культурных ценностей с высокой исторической ценностью.

Влияние на окружающую среду атомных электростанций.

Любая работающая АЭС оказывает влияние на окружающую среду по следующим направлениям:

- газообразные (в том числе радиоактивные) выбросы в атмосферу;

- выбросы большого количества тепла;

- распространение вокруг АЭС жидких радиоактивных отходов;

- потенциально возможные загрязнения окружающей среды при аварии;

- проблема захоронения радиоактивных отходов;

- биологическое воздействие малых доз радиации.

Однако, в сравнении с тепловыми электростанциями, АЭС оказывают меньшее влияние на окружающую среду, так как не вызывают нарушения экологических циклов кислорода, углекислого газа, серы и азота. Отсутствуют также выбросы в атмосферу вредных соединений серы и азота, потребляется меньше природных энергетических ресурсов.

Основная проблема АЭС – это обеспечение безопасности их эксплуатации, так как аварии на АЭС приводят к радиационному загрязнению окружающей среды (аварии на Чернобыльской АЭС и Фукусиме).

Влияние антропогенных загрязнений окружающей среды на здоровье человека. Виды антропогенного загрязнения окружающей природной среды в результате хозяйственной деятельности человека многообразны. Они обуславливают химическое, физическое, механическое, акустическое, тепловое, ароматическое и визуальное изменения качества природной среды, превышающие установленные нормативы вредного воздействия. В итоге создается угроза здоровью населения, а также состоянию растительного, животного мира и накопленным материальным ценностям.

Многочисленные антропогенные загрязнители окружающей среды всегда потенциально опасны для человека. Экспериментальными и натурными исследованиями установлено, что экпатогенное влияние зависит от уровня и качества загрязнителя, его экспозиции, так называемый эффект «доза – вещество – время». Изменения в состоянии здоровья зависят от возраста людей, их профессиональной деятельности, исходного уровня здоровья, а также от индивидуально-поведенческой ориентации и социально-гигиенических условий жизни.

Наиболее изучено воздействие на здоровье человека химических факторов окружающей среды, которых выделяется большое количество в атмосферу в зонах работы ТЭЦ и ТЭС. При этом, проблема химического загрязнения объектов биосферы рассматривается как проявление глобального экологического кризиса. Перечень известных химических соединений приближается к 20 млн наименований, из них десятки тысяч высокотоксичные, а у современного поколения людей не выработан механизм защиты от их агрессивного воздействия на организм.

Ежегодная техногенная нагрузка на все объекты биосферы – сотни миллионов тонн химических веществ, являющихся отходами производственной, сельскохозяйственной и транспортной деятельности. Наиболее опасны для здоровья человека химические соединения, которые повсеместно распространены, устойчиво сохраняются в объектах окружающей среды, мигрируют по экологическим цепочкам, поступая в организм с воздухом, водой, продуктами питания. В перечне таких веществ – основные загрязнители атмосферного воздуха большого города (оксиды азота, серы, углерода, взвешенные вещества), тяжелые металлы, полихлорированные бифенилы, пестициды, полиароматические углеводороды и многие другие. Большинство из них высокотоксичные (1–2-й классы опасности), обладают политропным и специфическим действием на организм человека, вызывая самые тяжелые и отдаленные по времени мутagenные и канцерогенные эффекты (табл. 6.1).

Таблица 6.1

Влияние выбросов теплоэлектростанций на здоровье человека

Вещество	Действие на организм	Источники выбросов
Сероводород	При концентрации более 1 мг/л наблюдаются судороги, обморок, смерть	Коксохимические заводы, добыча природного газа
Оксид серы, диоксид серы	Действует на кожу, слизистые оболочки, дыхательные пути, сильно раздражает глаза и дыхательные пути, а также легкие вплоть до их отека. Возможен спазм голосовой щели. Контакт с жидкостью ведет к обморожению кожи и тяжелым повреждениям глаз	ТЭЖ, металлургическая и химическая промышленность

Вещество	Действие на организм	Источники выбросов
Диоксид углерода	Концентрация более 5 % опасна для жизни	Газы после сгорания органического топлива
Оксиды азота	NO – при попадании к организму действует на ЦНС, при большой концентрации разрушает гемоглобин крови NO ₂ – действует на слизистую оболочку легких, при концентрации более 5 мг/м ³ наблюдается тяжелое отравление	Заводы по производству азотной кислоты, ТЭС, выхлопы ДВС, котельные, которые работают на органическом топливе
Оксид углерода	Действует на кровь, в результате чего кровь теряет способность переносить кислород	Коксохимические заводы, производство чугуна и стали, выхлопы ДВС

Оксиды, взвешенные частицы. В атмосферном воздухе повсеместно присутствуют твердые взвешенные частицы, оксиды серы, азота, углерода, фенол, формальдегид. Оксиды серы – SO₂, SO₃, азота – NO, NO₂, монооксид углерода CO – «кислые» газы со специфическим, относительно однотипным характером влияния на органы дыхания. Вследствие образования слабых кислот при соприкосновении со слизистыми оболочками дыхательных путей они раздражают и прижигают слизистые, вызывая тем самым начальные морфологические повреждения эпителия и угнетение местного иммунитета. Чем менее растворимы газы, тем глубже они проникают в дыхательные пути. Оксиды, прежде всего, диоксид серы, адсорбируются на твердых взвешенных частицах, глубина проникновения которых в организм зависит от их размеров: чем мельче частицы, тем больше их поступает в бронхи и альвеолы. Раздражение сопровождается выбросом гистаминов, что может приводить к бронхоспазмам, а в дальнейшем – к формированию астмоидного бронхита и бронхиальной астмы.

Одним из широко распространенных вредных веществ в результате работы ТЭЖ является пыль, которая представляет собой мелкие твердые частицы, находящиеся в воздухе во взвешенном состоянии.

Пыль образуется в результате дробления сырьевых компонентов, транспортировки и перевалке угля и т. п. В соответствии с воздействием на организм человека пыль может быть ядовитой (токсичной) и неядовитой (нетоксичной). Токсичная пыль (содержащая

свинец, тяжелые металлы и т. д.) растворяется в биологической среде организма и вызывает отравление. Нетоксичная пыль вредна для дыхательных путей, она вызывает болезни верхней части легких, действуя на кожу, глаза и уши (острый и хронический ринит (насморк), катар бронхов, бронхиальную астму).

Вредное воздействие зависит от количества вдыхаемой пыли, размера и формы частиц пыли и их химического состава. Мелкие частицы пыли размером 0,1–0,2 мкм называют дымом. Они не остаются в легких и выдыхаются. Размер частиц 10 мкм и более оседают в носоглотке. Наиболее опасные частицы 0,2 микрона, которые попадают в верхние дыхательные пути и проникают в легкие, и, как следствие, становятся причиной профессиональных заболеваний – пневмокониозов (силикоз, и т. п.). Силикоз возникает при воздействии пыли, содержащей диоксид кремния. Пневмокониоз приводит к ограничению дыхательной поверхности легких и изменениям во всем организме человека.

Попадание вредных веществ через дыхательный аппарат является наиболее распространенным и опасным: всасывание токсических веществ происходит быстро, они попадают в системный кровоток, минуя печень.

Проникновение токсичных веществ через желудочно-кишечный тракт является менее опасным, потому что большинство из них всасывается через кишечник, попадает в печень, остается там и в результате нейтрализуется.

Проникновение токсичных веществ через здоровую кожу также очень опасно, так как вещества попадают непосредственно в системный кровоток и вызывают отравление организма человека. Тяжесть отравления зависит от концентрации веществ, времени воздействия, температуры окружающей среды (в условиях высокой температуры вредные пары проникают в тело быстрее.)

Кислые аэрозоли повреждают не только органы дыхания. Тонкая эпителиальная пленка слизистой дыхательных путей с обильным кровоснабжением не препятствует быстрому всасыванию загрязнителей в кровь и их распространению внутри организма. Повсеместное загрязнение атмосферного воздуха оксидами серы, азота, углерода – одна из причин гипоксии организма, поскольку поллютанты быстро соединяются с гемоглобином крови, образуя сульфгемоглобин, метгемоглобин, карбогемоглобин, блокируют тем самым

доставку кислорода к органам и тканям. На фоне гипоксии угнетаются окислительно-восстановительные процессы в головном мозге, внутренних органах (сердце, печени), мышцах тела.

Практически все указанные оксиды оказывают полиморфное неблагоприятное действие на морфофункциональное состояние нервной, сердечно-сосудистой системы, органов пищеварения, органов зрения и слуха, они оказывают также гонадотропное и эмбриотоксическое действие.

Диоксины – это обширная группа высокотоксичных полихлорпроизводных соединений, стойких и широко распространенных загрязнителей окружающей среды. Источниками диоксинов являются многие отрасли народного хозяйства: химическая, нефтехимическая, целлюлозно-бумажная, металлургическая промышленность, производство трансформаторов, конденсаторов, теплообменников, пестицидов и пр. Диоксины образуются при высокотемпературных процессах переработки хлорсодержащей продукции. Они отличаются термической устойчивостью, резистентностью к химическому разложению, слабой растворимостью в воде. Расширение масштабов производства ряда химических соединений, их использование в военных целях сопровождается опасностью воздействия диоксинов не только на лиц, профессионально контактирующих с ними, но и на население.

Таким образом, развитие энергетики в стране невозможно без учета как сложившейся экологической ситуации в различных регионах, так и новых требований к качеству окружающей среды, предъявляемых директивами Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ) и другими международными организациями. Многие производства топлива и энергетические установки размещены в населенных пунктах с высоким уровнем загрязнения окружающей среды, а часть из них и на территориях, признанных зонами чрезвычайной экологической ситуации. Если раньше население традиционно расселялось вдоль рек, в благополучных природных условиях, то теперь гигантские месторождения топливных ресурсов, тысячекилометровые нефте- и газопроводы пронизывают все территорию страны, притягивая людей трудоспособного возраста в районы, неблагоприятные для проживания.

Воздействие ТЭК на здоровье населения стран СНГ в целом оценить сложно. По имеющимся оценкам, загрязнение атмосферного

воздуха обуславливает до 3 % от общей смертности городского населения, из которых не менее 15–20 % – вклад топливно-энергетического комплекса. В некоторых населенных пунктах с высоким уровнем загрязнения атмосферного воздуха в результате деятельности ГРЭС или ТЭЦ, работающих на угле, эта доля еще выше, и может достигать 30–40 % от дополнительной смертности, вызванной загрязнением атмосферного воздуха. Недопустим перевод на уголь локальных энергетических установок с невысокими трубами, расположенных в жилых кварталах, или в этих случаях необходимо использовать наиболее передовые технологии.

Дальнейшее развитие энергетического сектора обязательно должно учитывать социально-экономические условия проживания населения. Для дальнейшего роста ТЭК необходима модернизация энергетических установок не только на основе безопасного использования сырьевых ресурсов, но и с учетом возможностей устойчивого развития территорий, их экологической емкости. Крайне важно учитывать, в каких конкретных условиях планируется увеличение количества сжигаемого мазута и/или угля, каково состояние окружающей среды и здоровья населения в том или ином населенном пункте, где разработаны инвестиционные проекты. Одним из необходимых правил должна стать ориентация не только на российские нормативы, но и на рекомендуемые международными организациями новые стандарты качества окружающей среды населенных мест. Требуется также широкое общественное обсуждение экологических проблем в местах влияния выбросов ГРЭС.

Обоснованность принятия тех или иных управленческих решений по расширению ТЭК в обязательном порядке должна сопровождаться оценкой риска для здоровья и мероприятиями по снижению риска до допустимого уровня. Экологически непроработанные решения по строительству и/или расширению топливно-энергетических объектов могут привести к дальнейшему ухудшению условий проживания и здоровья населения.

6.3. Экологические проблемы возобновляемой энергетики

Технологии использования возобновляемых источников, как было показано в разделе 2, считаются чистыми, при этом оптимальное

их применение в сравнении с углеводородными источниками минимизирует отрицательное воздействие на окружающую среду, производит минимальное количество вторичных отходов и является устойчивым с точки зрения текущих и будущих экономических и социальных потребностей общества. Однако даже в этом случае необходимо учитывать наряду с положительными качествами и некоторые отрицательные влияния.

Гидроэлектростанции. Сооружение гидроэлектростанций вносит наиболее значительные негативные экологические и социальные последствия. Эти последствия в значительной степени зависят от типа ГЭС (аккумулирующая, деривационная, насосная, комбинированная). Интегрированно можно отметить следующие негативные экологические эффекты:

- изменение расхода воды в реке приводит к изменению качества воды и условий жизни водных организмов, особенно рыб;
- дамба разделяет популяции рыб, живущих в нижнем и верхнем течении, и блокирует пути их миграции;
- изменение климата на местном уровне и на уровне грунтовых вод в значительных масштабах;
- осаждение в водохранилище может привести к эрозии в нижней части водного потока;
- изменения в водных потоках могут привести к изменениям в переносе осадка;
- строительство водохранилища приводит к повышению переноса грязи и отложений, тем самым снижая качество воды в нижнем течении;
- изменение визуальных эффектов и ландшафта;
- возможные затопления мест проживания населения, необходимость отселения.

Помимо фундаментальных социально-экономических последствий, характерных для энергетических сооружений (экологически чистый источник электроэнергии, возможность хранения в водохранилищах и др.), можно рассмотреть их вторичные положительные эффекты, например, роль летнего туризма и потенциального пребывания у воды в рекреационных целях, водных видов спорта и рыбалки. Защиту от наводнений и возможное использование более экологически чистого транспорта можно также рассматривать как значительное положительное влияние.

Ветроэнергетические установки. Необходимо отметить, что малые ветроагрегаты оказывают минимальное влияние на окружающую среду. Для больших ветроэнергетических установок (с высотой башни 110–130 метров), как упоминалось в разделе 2, актуальны такие экологические проблемы, как шум, визуальное воздействие, столкновение с птицами и летучими мышами и интерференция электромагнитных полей. С энергетической точки зрения это источник, зависящий от погодных условий, мощность которого ограничена и неустойчива. В качестве дополнительных положительных эффектов можно отметить отсутствие необходимости дополнительных затрат на источник энергии (ветер), ветровые парки не требуют больших земельных участков и с точки зрения землепользования являются наиболее экономичными.

Солнечные электрические и тепловые источники энергии. При наземном монтаже солнечных электростанций требуются значительные площади отчуждения земель, изменение ландшафтной структуры и характера ландшафта. Другим недостатком является сильная зависимость эффективности солнечных электростанций от климатических условий, особенно от интенсивности солнечного излучения и количества солнечных дней в году. Необходима утилизация отработавших солнечных модулей. В качестве дополнительных положительных эффектов в сравнении с другими ВИЭ можно отметить, что использование солнечной энергии может быть самым чистым способом воздействия на окружающую среду. Прямое использование солнечной энергии для производства тепла является также еще одним преимуществом солнечной энергетики (тепловые коллекторы, концентрированная солнечная энергия – concentrating solar power).

Источники энергии на биомассе. Производство электроэнергии соответствует технологии тепловых электростанций при сжигании ископаемого топлива (уголь, газ). Таким образом, соответствующие аналогичные отрицательные эффекты могут наблюдаться на электростанциях на биомассе в отношении выбросов дымовых газов и твердых и газообразных загрязняющих веществ, как и в случае тепловых электростанций. Однако по сравнению с тепловыми электростанциями выбросы двуокси углерода (CO₂) и других парниковых газов значительно ниже, особенно в современных моделях котельного оборудования. Кроме этого опасность представляют утечки твердых частиц микронных размеров 2–10 мкм, поскольку фильтры

не могут захватить их, и эти частицы вдыхаются человеком. Другими недостатками биоэнергетики являются необходимость заготовки древесного топлива; воздействие техники на лесное биоразнообразие; изменение лесного подстилающего слоя. Воздействие на ландшафт имеет, как правило, визуальный характер.

В качестве положительных эффектов можно отметить широкое применение технологии прямого сжигания биомассы для ее энергетического использования; методы конверсии биомассы в биотопливо, такие как пиролиз, газификация, аэробное разложение и ферментация, также достаточно хорошо отработаны. Современные устройства способны сжигать практически любые обработанные или необработанные органические материалы. Учитывая воздействие на окружающую среду, особенно древесных отходов, отходов сельского хозяйства и бытовых отходов, их сжигание или конверсия с помощью биогазовых технологий имеет большое значение для уменьшения антропогенного влияния на окружающую среду. Большие перспективы с точки зрения снижения выбросов парниковых газов имеют и технологии энергетического использования свалочных газов.

Геотермальные источники энергии. При использовании этого вида энергии существует риск возможного выброса токсичных соединений из скважины (например, борной кислоты) или радиоактивного радона (непосредственно из термальной воды или пара). Изменяется ландшафт нахождения требуемых сооружений. Экологически чистым является применение тепловых насосов, в особенности при создании первичного контура с помощью скважин. Следует отметить, что геотермальные источники характеризуются высокой производительностью в постоянном режиме работы и не производят никаких технологических отходов или загрязняющих веществ.

Библиографический список

1. Стриха, И. И. Энергосбережение в промышленности и энергетике / И. И. Стриха, И. И. Рысейкина. – Минск : Энергопресс, 2010. – 336 с.
2. Возобновляемые источники энергии и энергосбережение : учебное пособие / О. И. Родькин [и др.]; под общ. ред. С. П. Кундаса. – Минск : МГЭУ им. А. Д. Сахарова, 2011. – 160 с.
3. Кундас, С. П. Возобновляемые источники энергии / С. П. Кундас, С. С. Позняк, Л. В. Шенец. – Минск : МГЭУ им. А. Д. Сахарова, 2009. – 390 с.
4. Возобновляемые источники энергии и энергетическая безопасность / В. И. Русан, Ю. С. Почанин, В. П. Нистюк; под ред. В. И. Русана. – Минск : Энергопресс, 2014. – 645 с.
5. Электрическое освещение : учебник / В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич, В. Н. Сацукевич. – Минск : Техноперспектива, 2011. – 543 с.
6. Энергоэффективность и энергетический менеджмент : учебно-методическое пособие / Т. Х. Гулбрандсен, Л. П. Падалко, В. Л. Червинский; под ред. В. Г. Баштового. – Минск : БГАТУ, 2010. – 240 с.
7. Энергосбережение. Сборник нормативных правовых актов Республики Беларусь / сост. : Л. С. Овчинников, Н. В. Овчинников. – Минск : Дизайн ПРО, 2011. – 304 с. : ил.
8. Об энергосбережении: Закон Респ. Беларусь от 8 янв. 2015 г. № 239-З: одоб. Советом респ. 18 дек. 2014.
9. О возобновляемых источниках энергии: Закон Респ. Беларусь от 27 дек. 2010 г. № 204-З: одоб. Советом респ. 10 дек. 2010.
10. Республиканская программа энергосбережения на 2016–2020 гг., утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 28 марта 2016 г. № 1882.
11. Стратегия развития энергетического потенциала Республики Беларусь, утв. постановлением Совета Министров Респ. Беларусь от 9 авг. 2010 г. № 248.
12. Энергосбережение. Классификация показателей: СТБ 1775-2010.
13. Энергосбережение. Основные термины и определения: СТБ 1770-2009.
14. Энергосбережение. Показатели энергоэффективности. Порядок внесения в техническую документацию: СТБ 1773-2010.

15. Энергосбережение. Общие положения: СТБ 1346-2002.

16. Охрана окружающей среды и природопользование. Правила размещения и проектирования ветроэнергетических установок: ТКП 17.02-02-2010 (02120).

17. Охрана окружающей среды и природопользование. Правила размещения и проектирования биогазовых комплексов: ТКП 17.02-03-2010 (02120).

18. Тонконогов, Б. А. Архитектура и функциональность интегрированной информационной системы для анализа потенциала возобновляемых источников энергии. Системный анализ и прикладная информатика / Б. А. Тонконогов, С. П. Кундас, А. Е. Мороз. – 2017. – № 4. – С. 4–15.

Учебное издание

КУНДАС Семён Петрович

**ОСНОВЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ
И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

Учебно-методическое пособие
для студентов специальности
1-70 04 03 «Водоснабжение, водоотведение
и охрана водных ресурсов»
и 1-70 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция
и охрана воздушного бассейна»

Редактор *А. С. Кириллова*
Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 02.06.2020. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 22,79. Уч.-изд. л. 17,82. Тираж 100. Заказ 1064.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.