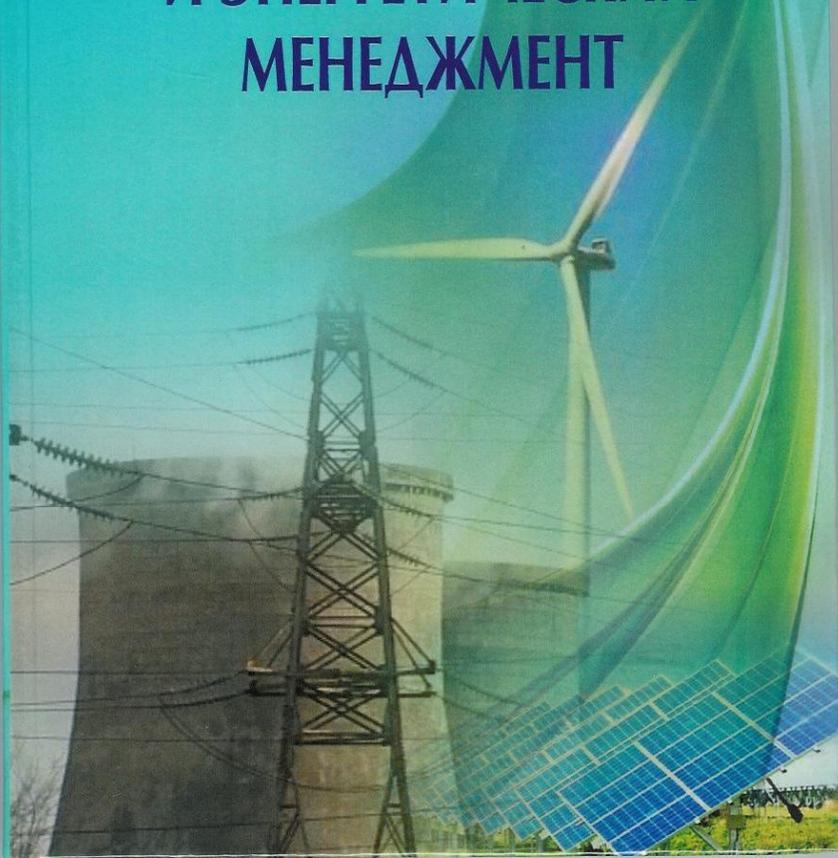


Т. Х. Гулбрандсен, Л. П. Падалко, В. Л. Червинский

# ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ



**Тор Хеннинг Гулбрандсен** (Thor Henning Gulbrandsen) — доктор, получил свои профессиональные знания в университетах Норвегии, Швеции, США и Латвии. Имеет большой опыт работы в возобновляемой энергетике по всему миру. Его работа сосредоточена в области частного и общественного сектора экономики, транспорта и перерабатывающей промышленности. Он выступал с лекциями во многих университетах, был консультантом для многих правительств в области энергетики и окружающей среды. Работал более чем в 19 различных странах и основывался на опыте этих стран. Автор более 20 статей в научных журналах и материалах конференций.



**Падалко Леонид Прокофьевич** — доктор экономических наук, профессор, главный научный сотрудник института экономики НАН Беларуси.

Специалист в области оптимального развития энергосистем, энергоэффективности производства, тарифообразования на энергию. Автор более 300 научных работ, в том числе 15 книг.



**Червинский Вячеслав Леонидович** — кандидат технических наук, доцент кафедры ЮНЕСКО «Энергосбережение и возобновляемые источники энергии», Белорусского национального технического университета.

Занимается проблемами эффективного использования энергоресурсов, возобновляемой энергетикой. Автор 40 научных работ, имеет 4 авторских свидетельства на изобретения.



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра ЮНЕСКО «Энергосбережение и возобновляемые  
источники энергии»

**Т. Х. Гулбрандсен, Л. П. Падалко, В. Л. Червинский**

# **ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ**

*Учебно-методическое пособие*

Под редакцией доктора физико-математических наук,  
профессора В. Г. Баштового

Минск  
БГАТУ  
2010

УДК 620.9:005(075.8)  
ББК 31я7  
Г94

Данное учебно-методическое пособие издано благодаря  
спонсорской поддержке норвежской фирмы New Energy Performance AS  
(NEPAS)

**Гулбрандсен, Т. Х.**

Энергоэффективность и энергетический менеджмент : учебно-методическое пособие / Т. Х. Гулбрандсен, Л. П. Падалко, В. Л. Червинский. – Минск : БГАТУ, 2010. – 240 с.  
ISBN 978-985-519-325-9.

Освещены основные понятия и определения в области энергоэффективности, изложены проблемы и направления повышения энергоэффективности систем энергообеспечения и энергопотребления. Рассмотрены технические способы энергоэффективного производства, передачи и потребления энергии. Изложены основы энергетического менеджмента с учетом мирового опыта потребления энергии.

Предназначается для студентов, магистрантов, аспирантов, преподавателей ВУЗов, а также слушателей системы подготовки, переподготовки и повышения квалификации.

**УДК 620.9:005(075.8)  
ББК 31я7**

**ISBN 978-985-519-325-9**

© Т.Х. Гулбрандсен, Л.П. Падалко,  
В.Л. Червинский, 2010  
© Оформление. БГАТУ, 2010

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	5
<b>РАЗДЕЛ 1. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ</b> .....	7
1.1. Энергия, энергоресурсы, классификация и методы их измерения.....	7
1.2. Энергетическая и эколого-экономическая характеристика различных видов энергоресурсов.....	11
1.3. Мировой рынок энергетических ресурсов.....	20
<b>1.4. Энергоэффективность, основные понятия и определения.</b>	
<b>Показатели энергоэффективности</b> .....	39
1.4.1. Сущность понятия энергоэффективности.....	39
1.4.2. Особенности определения энергоемкости для промышленных предприятий.....	43
1.4.3. Энергоэффективность национальной экономики, динамика и основные направления повышения энергоэффективности.....	48
<b>1.5. Энергоэффективность производства энергии</b> .....	56
1.5.1. Энергоэффективность электростанций различных типов.....	56
1.5.2. Эффективность производства электрической и тепловой энергии в Белорусской энергосистеме.....	71
<b>1.6. Энергоэффективность транспортировки энергии и энергоресурсов</b> .....	77
1.6.1. Закон повышения энергоэффективности движения энергопотоков в технических системах.....	77
1.6.2. Эффективность транспортировки энергоресурсов.....	83
1.6.3. Эффективность транспортировки электрической энергии.....	89
1.6.4. Транспортировка тепловой энергии.....	92
<b>1.7. Эффективность потребления топливно-энергетических ресурсов</b> .....	95
1.7.1. Энергетические характеристики основных энергоемких процессов.....	95
1.7.2. Хронология и структура потребления ТЭР в экономике страны ..	99
1.7.3. Энергосберегающие мероприятия и их экономическая эффективность.....	104
1.7.4. Энергосбережение в зданиях (норвежский опыт).....	105
<b>РАЗДЕЛ 2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ</b> .....	138
<b>2.1. Основы энергетического менеджмента</b> .....	138
2.1.1. Энергетический менеджмент как общая система планирования, организации, мотивации и контроля в энергетическом комплексе.....	138
2.1.2. Энергоаудит.....	141
2.1.3. Энергобаланс.....	142
2.1.4. Мониторинг и планирование.....	151
2.1.5. Нормативно-правовые и экономические инструменты реализации энергоэффективной политики.....	145

<b>2.2. Управление энергопотреблением на основе тарифов на энергию</b> ....	158
2.2.1. Себестоимость энергии как основа формирования тарифов на энергию.....	158
2.2.2. Формирование тарифов на электрическую и тепловую энергию..	168
2.2.3. Государственное регулирование тарифов на энергию.....	177
<b>2.3. Управление энергетическими проектами</b> .....	180
2.3.1. Понятие о бизнес-плане инвестиционного проекта.....	180
2.3.2. Методические основы определения экономической эффективности инвестиционных проектов.....	186
2.3.3. Методы экономической оценки эффективности различных энергетических проектов.....	199
<b>2.4. Менеджмент и энергетическая безопасность Беларуси</b> .....	210
2.4.1. Сущность энергобезопасности, характеристика и пути повышения уровня энергобезопасности Беларуси.....	210
2.4.2. Инновационный менеджмент в системе обеспечения энергобезопасности страны.....	215
2.4.3. Влияние реформирования производственной структуры системы энергоснабжения страны на ее энергетическую безопасность.....	231
<b>ЛИТЕРАТУРА</b> .....	235

## ВВЕДЕНИЕ

Огромная роль энергетики в народном хозяйстве страны определяется тем, что любой производственный процесс во всех отраслях промышленности, в сельском хозяйстве, на транспорте, все виды обслуживания населения связаны с использованием энергии. Энерговооруженность труда является одной из главных материальных основ роста производительности труда.

На протяжении всей истории человечества происходило совершенствование и развитие источников и видов энергии, используемой в производстве и в быту. В далеком прошлом энергетической основой служила мускульная сила людей, дополненная двигательной силой животных, воды и ветра. С открытием энергии пара связан последующий технический прогресс производства и рост производительности труда. Создание паровой машины позволило отделить производство энергии от ее потенциального источника. Энергетической основой развития современного общества является электрическая энергия. Применение электроэнергии позволило пространственно разобщить рабочие машины и первичные двигатели, отделить место производства энергии от ее потребителей. В результате производство электроэнергии обособилось в самостоятельную отрасль – электроэнергетику. Источниками электроснабжения стали электрические станции.

На основе взаимозаменяемости почти всех видов энергетических ресурсов и энергии образовались системы, объединяемые в масштабе страны в межотраслевой топливно-энергетический комплекс [1]. К указанным системам относятся электроэнергетическая система и системы обеспечения энергетическими ресурсами. В результате в современных условиях энергетика выступает, как совокупность непрерывно развивающихся производственных систем, созданных для получения, преобразования, распределения и использования энергетических ресурсов и энергии всех видов. Эти производственные системы, несмотря на тесные взаимосвязи между ними, выступают как обособленные в организационном отношении отрасли промышленности.

Важнейшей отраслью промышленности является электроэнергетика, обеспечивающая потребность страны в электрической и (частично) тепловой энергии. В состав этой отрасли входят тепловые,

атомные и гидравлические электрические станции, районные и пиковые котельные, линии электропередачи и трансформаторные подстанции, электрические и тепловые сети. В последние годы к указанным источникам энергии присоединяются нетрадиционные источники энергии (биомасса, ветровая и солнечная энергия, энергия приливов и отливов и др.). Электроэнергетика является ведущей отраслью тяжелой промышленности. Основная ее продукция – электроэнергия – обеспечивает повышение технической вооруженности и рост производительности труда. Интегральными показателями развития электрификации являются годовое электропотребление на душу населения и энерговооруженность труда. Повышение значений этих показателей является важной предпосылкой увеличения производства продукции и роста производительности труда.

Предприятия, подготавливающие ядерное топливо для атомных электростанций, связанные с добычей урановой руды и получением урановых концентратов, обогащением природного урана, изготовлением тепловыделяющих элементов, выдержкой, транспортировкой и переработкой отработавшего ядерного горючего, составляют внешний топливный цикл атомных электростанций. С вводом в Беларуси собственной АЭС белорусская электроэнергетика дополняется ядерно-энергетической системой и производство электроэнергии становится более диверсифицированным по типам электрогенерирующих источников.

Данная работа состоит из двух разделов. В первом рассматриваются вопросы энергоэффективности производства энергии, а также потребления энергоресурсов и энергии различными секторами экономики страны с целью производства продукции и оказания услуг. Освещаются направления формирования эффективной системы энергообеспечения и энергопотребления страны. Во втором разделе, посвященном менеджменту в энергетике, освещаются проблемы управления развитием системы энергоснабжения, текущей эксплуатацией и обеспечением энергетической безопасности страны.

---

## РАЗДЕЛ 1. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

---

### 1.1. ЭНЕРГИЯ, ЭНЕРГОРЕСУРСЫ, КЛАССИФИКАЦИЯ И МЕТОДЫ ИХ ИЗМЕРЕНИЯ. МИРОВОЙ РЫНОК ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.

Энергия – (от греч. *energeia* – действие, деятельность, интенсивность, работа) представляет собой общую количественную меру движения и взаимодействия различных видов материи.

Энергии присущи следующие основные свойства:

- способность переходить из одной формы в другую;
- способность производить полезную для человека работу;
- энергию можно объективно определить и количественно измерить.

На настоящее время человечеству известно о существовании следующих видов энергии: механической, тепловой, химической, электрической, электромагнитной, ядерной, гравитационной.

Единицей измерения энергии является 1 Дж (Джоуль).

В то же время для измерения определенных видов энергии используются следующие единицы:

- для измерения тепловой энергии используется калория, 1 кал = 4,189 Дж;
- для измерения электрической энергии используется 1 кВт·ч = 3,6 МДж;
- для измерения механической энергии используется 1 кг·м = 9,8 Дж.

**Механическая энергия** – это энергия, характеризуемая взаимным расположением тел или частей тела. В энергетике на электростанциях первичная механическая энергия вырабатывается на паровых, газовых и гидротурбинах, поршневых двигателях внутрен-

него сгорания. У потребителя вторичная механическая энергия вырабатывается преимущественно асинхронными электродвигателями.

**Тепловая энергия** – это энергия, характеризующаяся хаотическим движением молекул и атомов веществ. Чем выше скорость такого движения, тем выше температура тела. В энергетике тепловую энергию получают преимущественно путем сжигания органического топлива, концентрацией солнечного излучения, использованием теплоты земных недр или путем распада тяжелых ядер (урана, плутония и т.д.). Тепловая энергия вырабатывается в виде энергии пара, горячей воды, воздуха или продуктов сгорания топлива.

**Электрическая энергия** – это энергия движущихся по электрической цепи электронов или ионов. В энергетике электрическая энергия в виде трехфазного переменного тока промышленной частоты вырабатывается на синхронных, асинхронных генераторах, частотных преобразователях. Трехфазный ток удобен для передачи механического вращающегося момента посредством вращающегося электромагнитного поля, передаваемого по проводам трехфазной цепи. Число фаз «три» было взято из экономических соображений как наименьшее число фаз по условиям устойчивого и однозначного запуска трехфазных асинхронных двигателей, которые расходуют около 90 % всей электроэнергии, идущей на все электродвигатели или, другими словами, около 40 % всей вырабатываемой электрической энергии.

**Химическая энергия** – это энергия, проявляющаяся при химических реакциях. В энергетике используются экзотермические реакции окисления топлива, протекающие с выделением теплоты.

**Электромагнитная энергия** – это энергия взаимно порождающих друг друга электрических и магнитных составляющих электромагнитного поля, проявляющаяся в виде электромагнитных волн.

**Атомная (ядерная) энергия** – это энергия, выделяющаяся при распаде тяжелых ядер или при синтезе легких ядер веществ. В энергетике пока используется только первый вариант, т.е. распад в атомных реакторах тяжелых ядер урана, плутония.

**Гравитационная энергия** – это энергия взаимодействия (притяжения) массивных тел. В энергетике гравитационная энергия ис-

пользуется в гидроэнергетике путем притяжения масс воды к Земле, Луне и Солнцу.

Под энергетическими ресурсами понимаются носители энергии, которые при данном уровне техники или в предвидимой перспективе ее развития используются либо могут быть использованы для получения необходимой энергии [2]. Различают природные (первичные) и побочные (вторичные) энергетические ресурсы.

Природные энергетические ресурсы образовались в результате геологического развития земли и других природных процессов. К их числу относятся уголь, нефть, природный газ, сланцы, торф, ядерное топливо, древесина, геотермальное тепло, энергия рек, ветра, приливов и отливов, солнечная энергия.

Побочные энергетические ресурсы получают в качестве побочного продукта или отходов основного производства. Побочными энергоресурсами являются в частности горючие и горячие газы, отработанный производственный пар, а также те, которые связаны с избыточным давлением газов и жидкостей.

Энергетические ресурсы классифицируются на топливные и нетопливные. К топливным относятся такие энергоресурсы, которые выделяют энергию при их сжигании (уголь, нефть, природный газ, сланцы, торф, древесина), к нетопливным – энергия рек, приливов и отливов, ветра, геотермальное тепло, солнечная энергия. Ядерное топливо условно может быть отнесено к топливным, хотя энергия при его использовании выделяется в результате цепной реакции, а не сжигания. Топливные энергоресурсы имеют органическую, углеродную основу (поэтому они называются также органическими) и энергия высвобождается в них, главным образом, в процессе образования двуокиси углерода.

Энергоресурсы могут классифицироваться на ископаемые и не ископаемые. Такие ископаемые энергоресурсы, как уголь, нефть и природный газ образовались из органического вещества растений и микроорганизмов, живших миллионы лет назад. Различие встречающихся в земной коре видов природного органического топлива обусловлено особенностями исходных органических остатков, из которых они сформировались.

Природные топливные ресурсы могут быть классифицированы на твердое, жидкое, газообразное. К твердому топливу относятся бурый уголь, каменный уголь, антрацит, торф, сланцы, дрова. К

жидкому топливу относится нефть, к газообразному – газы природный и попутный. На базе природных энергоресурсов могут быть получены искусственные. Для твердого топлива это древесный уголь, кокс, полукокс, брикеты и др. Для жидкого топлива – это мазут, бензин, керосин, дизельное топливо, бензол, спирт и др. Для газового – это газы доменный, коксовый, светильный, генераторный и др.

В зависимости от характера использования топлива оно подразделяется на энергетическое и технологическое. Первое используется на электростанциях для производства электрической и тепловой энергии. Второе – в плавильных и нагревательных установках, сушилках и других, а также для химической переработки в различные виды искусственного топлива.

Энергоресурсы могут быть классифицированы на возобновляемые и невозобновляемые. Возобновляемыми считаются энергия рек, приливов и отливов, ветра, солнечная энергия, древесное топливо. К возобновляемым может быть отнесен и торф – единственное возобновляемое в природе органическое топливо. Ежегодный рост торфяников составляет 1-2 мм, что увеличивает запасы торфа на 1 га в среднем на 2 т. Однако надо заметить, что далеко не везде из-за проводимого осушения болот обеспечивается возобновление торфяного топлива. Остальные виды энергоресурсов относятся к невозобновляемым.

Не все энергетические ресурсы и не всегда потребляются в их непосредственном виде. Чаще всего, прежде чем поступить к потребителю, они подвергаются облагораживанию (обогащению), переработке и преобразованию. В первом случае энергоресурсы не меняют своей физико-химической основы, во втором и третьем меняют. Например, сортировка угля, брикетирование торфа относятся к облагораживанию. К облагораживанию может быть отнесено также обогащение ядерного топлива. Получение из нефти мазута и светлых нефтепродуктов, переработка сланцев в сланцевое масло – это переработка, а получение электроэнергии на тепловой электростанции – преобразование энергоресурсов.

Наряду с термином «энергетические ресурсы» широко используется термин «энергоноситель», который в ряде случаев применяется как синоним первого. Однако необходимо делать различие между ними. Под энергоносителем понимается непосредственно

используемый на стадии конечного потребления облагороженный, переработанный, преобразованный и побочный энергоресурс. Энергоносителем может быть также и природный энергоресурс, потребляемый в непосредственном виде у конечного потребителя энергии.

Все виды топлива содержат в себе горючую и негорючую части. Горючая часть твердого и жидкого топлива представляет собой в основном органический материал, включающий пять химических элементов – углерод, водород, сера, кислород и азот. Последние два элемента не участвуют в тепловыделении при горении и поэтому являются внутренним топливным балластом. Горючая часть твердого топлива включает в себя также некоторое количество минеральных соединений, называемых железным колчеданом. Балласт твердого и жидкого топлива состоит из влаги и негорючей минеральной части, образующей при сгорании топлива золу. Основу горючей части природного газа составляет метан.

Следует отметить, что различают рабочую, сухую и горючую массы топлива. Топливо в том виде, в котором оно поступает к потребителю, характеризуется рабочей массой. При полном отсутствии влаги масса топлива называется сухой. Безводная и беззольная масса топлива называется горючей массой. Если же из состава горючей массы твердого топлива удалить колчеданную серу, то получается органическая масса топлива.

## 1.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ И ЭКОЛОГО- ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Топливные энергетические ресурсы разных видов имеют различные качественные характеристики: теплота сгорания, сернистость, зольность, влажность и др. [3]. Важнейшей характеристикой является теплота сгорания. Этот показатель характеризует энергетическую ценность топлива и он существенно колеблется по видам топлива. Иногда этот показатель называют энергосодержанием топлива или теплотворной способностью. Для измерения энергосодержания (теплоты сгорания топлива) используют такие единицы,

как калория или джоуль. Между ними существует соотношение 1 калория = 4,189 Дж.

Удельная теплота сгорания для различных видов топлива представлена ниже:

Сырая нефть – 43 000 кДж/кг (10260 ккал/кг), природный газ – 35 000–37 000 кДж/м<sup>3</sup> (8 350–8 830 ккал/м<sup>3</sup>), каменный уголь – 25 000–28 000 кДж/кг (5 970–6680 ккал/кг), бурый уголь – 12 000–15 000 кДж/кг (2860–3560 ккал/кг), сланцы – 10 000–12 000 кДж/кг (2390–2860 ккал/кг), торф – 6000–10 000 кДж/кг (1430–2400 ккал/кг), мазут – 38 000–40 000 кДж/кг, бензин – 45 000 кДж/кг, газовый конденсат – 35 000 кДж/кг.

Различают высшую и низшую теплоту сгорания. Она называется высшей  $Q_v$ , если включает в себя теплоту конденсации  $Q_{H_2O}$  водяного пара, входящего в состав продуктов сгорания. Тепловой эффект сжигания топлива получается меньше высшей теплоты сгорания на величину  $Q_{H_2O}$ . Разность  $Q_v - Q_{H_2O} = Q_n$  называется низшей теплотой сгорания. Соотношение между значениями теплоты сгорания  $Q_v$  и  $Q_n$  зависит прежде всего от влажности топлива: при высокой влажности (до 50 %) высшая теплота отличается от низшей на 20 % и более, при небольших значениях (10–15 %) разница существенно снижается. В качестве основного показателя энергетической ценности органического топлива в странах СНГ принято использовать низшую теплоту сгорания  $Q_n^p$  топлива. В связи с различным содержанием балласта в топливе даже одного вида теплота сгорания рабочей массы может колебаться в значительных пределах. Поэтому показатели теплоты сгорания обычно даются в справочных данных не для рабочей, а для горючей массы топлива. Таким образом, в располагаемое количество энергии, которое можно получить от 1 кг топлива, не включают теплоту конденсации образующихся водяных паров.

Для соизмерения топливно-энергетических ресурсов различных видов в странах СНГ используется такое понятие, как условное топливо. Под условным топливом понимается такое, которое имеет теплоту сгорания 29 330 кДж/кг (7 000 ккал/кг). Натуральное топливо приводится к условному по формуле

$$B_y = B_n \cdot \frac{Q_n}{Q_y}$$

где  $B_n$  – количество натурального топлива,  $Q_n$  – теплота сгорания натурального топлива,  $Q_y$  – теплота сгорания условного топлива.

В остальном мире используется такое понятие условного топлива, как нефтяной эквивалент. Под ним понимается топливо, которое имеет теплоту сгорания, равную  $Q_{нэ}=41\,900$  кДж/кг (10 000 ккал/кг). Перевод из натурального топлива в нефтяной эквивалент осуществляется по формуле

$$B_{нэ} = B_n \cdot Q_p^H / Q_{нэ}$$

Таким образом, 1 кг условного топлива =  $7000/100000 = 0,7$  кг н.э. Перевод условного топлива в топливо в нефтяном эквиваленте можно осуществить по формуле

$$B_{нэ} = B_y \cdot \frac{29330}{41900}$$

Приведение всех видов топлива к условному или к нефтяному эквиваленту дает возможность сопоставлять технико-экономические показатели работы топливопотребляющих установок, использующих различные виды топлива. Кроме того, это дает возможность сопоставлять запасы и добычу различных видов топлива с учетом их энергетической ценности.

В мировой практике для измерения объема добычи нефти за какой-то период времени (сутки, месяц, год) широко используется такое понятие как баррель, который равен 195,7 кг у.т. или 137 кг н.э. В практике США и Великобритании иногда применяется британская тепловая единица БТЕ (BTU), равная 0,036 г у.т., или 0,025 г н.э., или 1055 Дж, или 252 кал.

Для перевода природного газа, теплота сгорания которого принимается равной  $8500$  ккал/м<sup>3</sup> в условное топливо можно воспользоваться соотношением:

$$1 \text{ м}^3 \text{ газа} = 8\,500 \text{ ккал/м}^3 / 7000 \text{ ккал/кг} = 1,214 \text{ кг у.т./м}^3$$

Для перевода природного газа в нефтяное топливо –

$$1 \text{ м}^3 \text{ газа} = 8\,500 \text{ ккал/м}^3 / 10\,000 \text{ ккал/кг} = 0,85 \text{ кг н.э./м}^3$$

Качество топлива определяется также содержанием в нем различных вредных примесей, таких как: сера, зола и др. Наличие значительного балласта и вредных примесей ухудшает технико-экономические показатели топлива. Поэтому, как правило, энергетические ресурсы не используются в том виде, в каком они добываются из недр земли. Уголь перед сжиганием в топках котлов и в печах подвергается обогащению и перерабатывается в кокс, брикеты и другие топливные элементы. Практически полностью прекращено потребление в качестве топлива сырой нефти. В основном используются продукты ее переработки: керосин, бензин, дизельное топливо, мазут и т.п. Перерабатываются также и сланцы для получения бытового газа и сланцевого масла.

подавляющую долю потребляемого в энергетике топлива составляют природный газ, мазут и уголь.

**Природный газ**, широко используемый в энергетике, представляет собой газовую смесь, основным горючим компонентом которого является метан. К другому виду газового топлива относится попутный газ, который получают при добыче нефти. Его количество составляет 10–15 % от массы добываемой нефти. В процессе переработки нефти одним из побочных продуктов является сжиженный газ, используемый главным образом в быту.

Месторождения газа делятся на газоконденсатные и чисто газовые. Газ газоконденсатных месторождений помимо метана содержит значительное количество пропана и бутана. Газ чисто газовых месторождений состоит почти из одного метана. В незначительном количестве в нем содержатся этан и пропан. К балласту природного газа относятся азот и двуокись углерода, однако их содержание незначительно, всего несколько процентов.

Перед подачей газового топлива в магистральные газопроводы его подвергают переработке, чтобы сделать газ пригодным для транспортировки, повысить его энергетическую ценность, минимизировать выход вредных продуктов сгорания, облегчить обнаружение утечек газа. Переработка газа включает в себя очистку от сероводорода, двуокиси углерода, сушку.

Существенной особенностью газового топлива является трудности его хранения. Основным методом хранения значительных запасов газа является его закачка в подземные пласты. Однако для этого нужны подходящие природные условия, главным образом наличие

истощенных нефтяных и газовых месторождений. Создание искусственных хранилищ – очень дорогостоящее мероприятие.

**Мазут**, получаемый в результате переработки нефти, является основным видом жидкого энергетического топлива. Состав мазута зависит в основном от состава исходной нефти. Органическую часть мазута образуют следующие 5 элементов: углерод, водород, кислород, азот и сера. В значительных количествах в мазуте содержатся асфальто-смолистые вещества, которые переходят в мазут из нефти при ее переработке. Их содержание в составе сырой нефти составляет от 4 до 20 % и более. Содержание их в нефти является одним из показателей качества нефти: чем их больше, тем хуже качество нефти.

Топочные мазуты разделяются на три вида в зависимости от содержания серы в них: малосернистые (меньше 0,5 %), сернистые (0,5–2,0 %), высокосернистые (более 2 %). Сера в мазуте входит главным образом в состав органических соединений. Содержание серы в мазуте находится в прямой связи с сернистостью нефти, из которой был получен данный мазут. Нефть всех месторождений содержит серу от долей процента до 7 %.

Зольность топочных мазутов невелика и не превышает 0,1–0,3 %. Зола образуется в результате трансформации в нее минеральных примесей в процессе сжигания. В состав золы входят также окислы кальция, магния, ванадия, железа и других элементов.

Важными показателями качества мазута являются влажность, вязкость, плотность, температуры вспышки и воспламенения, максимальная температура застывания и коксуемость.

Содержание воды в мазуте колеблется от 0,5 до 5 %. Значительное обводнение мазута происходит в процессе их доставки, в основном при его разогреве острым паром перед сливом из цистерн. При этом содержание влаги повышается до 10 %. При сжигании влажного мазута происходит увеличение расхода энергии на собственные нужды электростанций, увеличиваются потери теплоты с уходящими газами, снижается теплоотдача в топке. Следствием этого является снижение коэффициента полезного действия (КПД) котла. Повышенное содержание воды увеличивает коррозионное разрушение мазутопроводов и аппаратуры вследствие растворения в воде некоторых агрессивных сернистых соединений, например сероводорода.

Вязкость характеризует затраты энергии на транспортировку жидкого топлива по трубопроводам, длительность сливных и наливных операций. От вязкости зависит эффективность работы топочных форсунок. Вязкость влияет на скорость осаждения механических примесей при хранении, транспорте и подогреве мазута. Вязкость мазута зависит от ряда факторов: температуры, давления, предварительной термообработки. При нагревании вязкость снижается. Количественно вязкость определяют в виде коэффициента внутреннего трения  $\mu$  (Н·с/м<sup>2</sup>), либо в виде кинематической вязкости  $\nu$  (м<sup>3</sup>/сек). При этом  $\nu = \mu/\rho$ , где  $\rho$  – плотность нефтепродукта, кг/м<sup>3</sup>.

Показателем плотности пользуются для определения вместимости мазутных резервуаров, расхода энергии на перекачку мазута. На практике пользуются **относительной плотностью**, которая представляет собой отношение плотности мазута к плотности дистиллированной воды при определенной температуре. Во всех странах эта температура принимается равной 15 °С. Плотность определяет условия отстаивания воды и механических примесей из мазута. При относительной плотности меньше 1,0 происходит отстой и тем быстрее, чем меньше плотность мазута. При плотности выше 1,0 отстой становится невозможным.

Температурой **вспышки** называют такую температуру, при которой пары нагреваемого жидкого топлива образуют в смеси с воздухом горючую смесь, вспыхивающую при поднесении пламени. Если же горение продолжается, то соответствующая температура называется температурой **воспламенения**. Температура воспламенения ненамного превышает температуру вспышки, разница между ними составляет не более 60–70 °С. Значительно выше температура **самовоспламенения**, которая характеризует такую степень нагрева мазута, при которой он воспламеняется без внешнего источника пламени. Ее величина находится в пределах 500–600 °С. При обогащении воздуха кислородом эта температура снижается.

При уменьшении температуры происходит постепенное загустевание мазута. Температура, при которой мазут перестает течь, называется температурой застывания. В зависимости от состава мазута его температура застывания находится в пределах от 15 до 35 °С. Она наряду с вязкостью определяет прокачиваемость мазута по трубопроводам.

При нагревании мазута до высоких температур без доступа воздуха происходит его термическое разложение (коксование) с образованием твердого продукта – кокса. Коксуемость мазута характеризуется количеством образуемого кокса и выражается в процентах от исходной массы жидкого топлива.

**Уголь**, используемый на электростанциях и в котельных, составляет свыше 90 % всех мировых запасов органического топлива. Угли могут быть классифицированы на три вида: бурые, каменные и антрацит.

Бурые угли отличаются повышенной зольностью (до 30 %), склонностью к самовозгоранию, большим выходом летучих веществ. Содержание влаги может достигать 40 %. Каменные угли имеют влажность 7–10 %, зольность 5–20 %. Удельная теплота сгорания составляет более 20 000 кДж/кг. Каменные угли делятся на марки, при этом основными классификационными признаками являются выход летучих веществ и толщина пластического слоя, который образуется при нагревании угля до высоких температур без доступа воздуха. Предусматривается также деление углей на классы по размеру кусков.

К антрацитам относятся наиболее качественные угли с удельной теплотой сгорания 25000–27 000 кДж/кг. Выход летучих веществ составляет менее 9 %.

К твердым видам топлива помимо угля относятся также **торф** и **горючие сланцы**. Торф образуется в результате разложения растительных остатков под водой без доступа воздуха. Он имеет высокую влажность (до 40–50 %), высокий выход летучих веществ (до 70 %) и низкую теплоту сгорания (8 000–11 000 кДж/кг). Торф поставляется потребителям в виде кускового и фрезерного (торфяной крошки). В незначительном количестве он используется в небольших котельных, а также в виде брикетов в быту. Кроме того, торф широко используется не как топливо, а в качестве удобрения и сырья для химической промышленности.

Горючие сланцы, как и торф, представляют собой продукт разложения растительной массы без доступа воздуха. Минеральной основой их являются известняки, глина и песок. Они характеризуются небольшой влажностью (12–17 %) по сравнению с торфом, значительным содержанием золы (40–50 %), большим выходом летучих веществ (80–90 %) и низкой теплотой сгорания –

7 000–10 000 кДж/кг. В качестве энергетического топлива они используются путем газификации и для получения сланцевого масла, а также в качестве сырья для химической промышленности.

Все виды твердого топлива способны удерживать в себе влагу. Различают несколько видов топливной влаги: гидратная, сорбционная, капиллярная, поверхностная.

*Гидратная* вода содержится главным образом в минеральных примесях топлива. Ее удаление возможно в результате химических реакций. Это возможно при температурах 150–200 °С. Полное выделение гидратной воды может происходить в течение нескольких секунд при температуре выше 700 °С. Доля гидратной воды в общем содержании ее в топливе составляет несколько процентов.

Наличие *сорбционной* влаги обусловлено способностью удерживать влагу за счет сил межмолекулярного взаимодействия, которое имеет место как на поверхности, так и внутри топливной массы. Такая влага называется иногда гигроксической.

*Капиллярная* влага обусловлена пористой структурой топлива. При соприкосновении топлива с влагой последняя проникает в глубь пор и при наличии достаточной влажности окружающей среды может обеспечить их полное затопление. При выдерживании топлива в атмосфере с влажностью менее 100 % происходит полное испарение влаги.

Вода может проникать не только в поры внутри кусков топлива, но и заполнять пространство между кусками. Влага, накапливающаяся снаружи кусков топлива, называется *поверхностной*. Длительность существования данной влаги зависит от температуры и влажности окружающего воздуха.

Наличие влаги в топливе неблагоприятно сказывается на его технологических характеристиках, снижает тепловую экономичность электростанций. Наличие повышенной влаги в твердом топливе может приводить к потере его сыпучести и к смерзанию, что приводит к трудностям с использованием топлива на электростанциях и в котельных.

При сжигании топлива большая масса газообразных и твердых продуктов сгорания поступает в окружающую среду. Наряду с продуктами сгорания в окружающую среду поступают примеси топлива – зола, окись углерода, окислы серы и азота, многие элементы таблицы Менделеева, продукты неполного сгорания топлива и др.

Наличие указанного балласта вызывает загрязнение окружающей среды и поэтому возникает проблема ее защиты.

При сжигании угля образуется значительное количество золы и шлака. Большую часть золы можно уловить, но не всю. О содержании минеральных примесей в твердом топливе можно судить по его зольности, негорючему остатку, образующихся при окислении горючих компонентов топлива. Зольность варьирует в широких пределах, от 2–3 % до 60–70 %.

Потенциально вредны даже выбросы паров воды и двуокиси углерода. Последняя, накапливаясь в атмосфере, приводит к парниковому эффекту, вызывающему глобальные климатические изменения. Вредны для окружающей среды выбросы в атмосферу различных твердых частиц. Так, например, для угольной ТЭС мощностью 1000 МВт количество образующихся загрязняющих веществ в течение года показано ниже:

$SO_x$  – 1100 т,  $N_2O_x$  – 350 т,  $CO_2$  – 72500 т,  $CO$  – 94 т, твердые частицы – 300 т, радиоактивность –  $2,6 \cdot 10^2$  Бк, дымовые газы – 1350 ГДж, тепло от конденсата – 4000 ГДж.

Сбросная теплота аккумулируется путем повышения температуры водного и воздушного бассейнов и этот процесс может привести к повышению температуры на Земле, что может вызвать серьезные изменения климата.

Извлечение из недр земли топлива оказывает негативное воздействие на окружающую среду. Известно, что подземная и открытая разработка угля приводит к загрязнению окружающей территории отвалами, выводит из сельскохозяйственного оборота значительные площади земли. Добыча нефти и газа приводят к оседанию поверхности земли, так как нефть и газ являются своеобразной подушкой для лежащей сверху породы.

**Ядерное топливо.** Основой для производства ядерного топлива является урановая руда, которая содержит 99,3 % урана 238 ( $^{238}U$ ) и 0,7 % урана 235 ( $^{235}U$ ). В современных реакторах на тепловых нейтронах основной «горючей» массой является  $^{235}U$ , на базе которого происходит цепная реакция деления. Изотоп урана  $^{238}U$  является неделящимся материалом. Таким образом, лишь малая доля естественного урана может быть использована для получения энергии в реакции деления. При полном делении 1 кг  $^{235}U$  выделяется энергия  $8 \cdot 10^{13}$  Дж =  $1,91 \cdot 10^{13}$  ккал =  $1,91 \cdot 10^{10}$  ккал =  $1,91 \cdot 10^4$  Гкал. Легко под-

считать, что эта энергия эквивалентна  $1,91 \cdot 10^{10} / 7000 = 2,73 \cdot 10^6$  кг у.т. = 2730 тонн у.т. и равна энергии примерно 3000 тонн каменного угля. Поэтому 1 кг естественного урана по своему энергетическому потенциалу эквивалентен примерно 21 тоннам угля. При оценках мировых запасов уранового «топлива» обычно исходят из содержания в урановой руде изотопа  $^{235}U$ . Однако энергетический потенциал естественного урана может быть увеличен в сотни раз, если неделящийся изотоп  $^{238}U$  будет конвертирован в другой делящийся изотоп  $^{239}U$ . Это связано с созданием реактора на *быстрых нейтронах* по сравнению с ныне эксплуатируемыми реакторами на *тепловых нейтронах*. Этот вопрос может быть предметом отдельного изучения. Следует заметить, что в настоящее время в реакторах атомных электростанций используется обогащенный уран, то есть такой природный уран, в котором искусственным путем содержание урана  $^{235}U$  увеличено, например, до 5 %. При такой концентрации делящегося материала обеспечивается возможность осуществления цепной реакции деления ядер урана. Необходимо отметить, что по степени обогащения урановый материал классифицируется на три вида: слабообогащенный (до 5 %), среднеобогащенный (от 5 до 20 %), высокообогащенный (от 20 до 80 %). По мере увеличения степени обогащения урана снижаются затраты на доставку уранового топлива от места его производства до атомной электростанции. Затраты на транспортировку даже природного урана, равноценного по своей энергетической ценности количеству традиционного топлива, несопоставимо меньше (на 3–4 порядка) по сравнению с обычным топливом. Одного вагона-контейнера уранового топлива достаточно, чтобы обеспечить годовую работу АЭС мощностью 1000 МВт.

### 1.3. МИРОВОЙ РЫНОК ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

**Каменный уголь.** По оценкам мировых международных организаций мировые промышленные запасы угля сейчас составляют 900 млрд тонн и при текущем уровне потребления их должно хватить примерно на 165 лет, тогда как нефти хватит на 40 лет, газа – меньше, чем на 70. Угольные месторождения широко распростра-

нены (разведанные запасы угля имеются примерно в 100 странах мира; около 60 % промышленных запасов угля сосредоточено лишь в трех регионах: в США (27 %), на территории бывшего Советского союза (Россия, Украина и Казахстан – 25 %) и в Китае (13 %)). На такие угледобывающие страны, как Австралия, Индия, Германия и ЮАР, приходится в общей сложности около 30 % промышленных запасов.

Годовая добыча угля в мире составляет примерно 5,5 млрд т. Лидерство занимают Китай (35 %) и США (18 %). За ними следуют Австралия и Индия (по 7 %), ЮАР и Россия (по 5 %), Германия (4 %), Польша (3 %), Индонезия (2 %), Казахстан и Греция (менее 2%). Тенденции на угольном рынке таковы, что Китай и Индонезия наращивают производство угля, а США, Канада и Польша сдерживают объемы добычи на одном уровне, а в отдельных случаях даже их снижают.

Россия владеет 11 % мировых балансовых запасов угля – 200 млрд т, в том числе к категории промышленных можно отнести 157 млрд т. Запасы угля по регионам России распределены следующим образом: Дальний Восток – 9,8 %; Европейская часть России – 10,3%; Восточная Сибирь – 33,4 %; Западная Сибирь – 46,5 %.

В целом Россия занимает 5-е место в мире по добыче угля (280 млн т), а доля угля в национальном энергобалансе Российской Федерации составляет 12 %, что примерно в 2 раза меньше, чем в целом в мире. Основными угольными бассейнами России являются: Кузнецкий, Канско-Ачинский, Печорский, Донецкий. В российской угольной промышленности действует 239 добывающих предприятий, 110 шахт и 129 разрезов, а также 40 обогатительных фабрик, ежегодно перерабатывающих около 120 млн т угольной продукции. Около 20 % от всех добываемых в России углей используется для производства металлургического кокса. В настоящее время более 90 % российского угольного рынка принадлежит частным компаниям.

Россия занимает 8-е место в мире по экспорту угля. Из всего объема добываемого в России угля 20 % вывозится на экспорт (58 млн т). Свыше 40 стран импортируют российский уголь. На европейский рынок поставляется около 50 %

угля, в страны азиатско-тихоокеанского региона (АТР) – менее 25 %, в страны СНГ – примерно 20 %. Морские перевозки составляют свыше 70 % основного объема экспорта российского угля, причем, в связи с ограниченной пропускной способностью российских портов, через порты Балтии и Украины проходит  $\frac{1}{3}$  морского грузопотока (примерно 5 и 9 млн т соответственно).

Российские порты способны поставить в страны Европы около 15 млн т: через Кольский залив (порт Мурманск) – до 6 млн т; через Финский залив – свыше 6 млн т; по Черному морю – до 3 млн т. Через угольный терминал в порту Восточный, мощность которого доведена до 13 млн тонн угля в год, российский уголь поставляется в Японию и малые восточно-азиатские государства.

Украина располагает значительными запасами угля всех стадий углефикации (от бурых до антрацитов) и по объемам ресурсов занимает 8-е место в мире (117,3 млрд т, в том числе к категории разведанных запасов относятся 52,6 млрд т). Основные запасы угля расположены: в Днепровском бассейне (бурый уголь), в Донецком и Львовско-Волынском бассейнах (каменный уголь). В 2007 году объем добычи угля в Украине был на уровне 85 млн т, а в 2010 году планируется довести объем добычи угля – до 110 млн т.

Казахстан занимает 6-е место в мире по объемам запасов угля. Общие геологические запасы Казахстана оценены в 150-160 млрд т, в том числе запасы бурых углей составляют 62 %, каменных – 38 %. До 80 % общей электроэнергии, производимой в стране, вырабатывается на угольном топливе. По объемам добычи угля Казахстан занимает восьмое место в мире и третье среди стран СНГ (около 80 млн т). В перспективе планируется увеличение общих объемов добычи угля до 90 млн т в год.

Азиатско-Тихоокеанский регион примечателен присутствием на нем самого крупного импортера угля в мире – Японии, самого крупного экспортера угля в мире – Австралии, а также самого крупного производителя и потребителя угольной продукции в мире – Китая.

На долю крупнейшего потребителя угля, Китая приходится 34 % мирового потребления этого вида топлива. Высокие темпы экономического роста, сопровождающиеся активным развитием промышленности и строительством транспортных магистралей, обу-

славливают повышенные потребности Китая в дешевой электроэнергии и стальном прокате. Свыше 60 % потребления угля в Китае приходится на производство тепловой энергии для промышленного использования, в основном в химической, цементной и целлюлозно-бумажной отраслях, а также на производство кокса для нужд черной металлургии.

Второе место по спросу на угольное топливо занимают США, их доля составляет 20 %. Значительную потребность в угле в США испытывает электроэнергетика: несмотря на проблемы экологического характера, более половины энергетических мощностей вырабатывается на электростанциях, использующих уголь. Основной причиной широкого применения угля в американской электроэнергетике является его низкая стоимость. Производство электроэнергии на угольных электростанциях в два раза дешевле производства на электростанциях, использующих в качестве топлива природный газ.

Третьим в мире потребителем угля является Индия, которая расходует около 400 млн тонн угля собственной добычи.

Австралия является крупнейшим экспортером на мировом угольном рынке. Добывая около 350 млн тонн, она реализует на внешних рынках свыше 200 млн тонн и постепенно наращивает экспортные объемы. ЮАР с производством свыше 250 млн т угля, экспортом – свыше 80 млн т, и Индонезия, которая более половины ежегодного объема добычи (примерно в 100 млн т) отправляет на экспорт, также являются ведущими экспортерами угля.

Таким образом, крупнейшие рынки угля находятся в Азиатско-Тихоокеанском и Европейско-Средиземноморском регионах. На цену угля на мировом рынке большое влияние оказывает стоимость транспорта топлива. Цена транспортировки угля из ЮАР до порта Роттердам составляет 24 долл/т, из Австралии – 34 долл/т. Цена угля с учетом транспортировки составляет примерно 85 долл/т.

Рыночная цена в России составляет в среднем 30 долл/т., в то время как затраты на добычу составляют 5-10, а иногда 2 долл/т (добыча открытым способом). Средняя себестоимость добычи в Украине – 34 долл/т, цена на рынке – 20-100 долл/т в зависимости от качества, условий поставки и т.д. В Польше цена составляет 80 долл/т, а себестоимость 40 долл/т, в Германии в два раза выше.

**Нефть.** Оценки мировых ресурсов нефти проводятся неоднократно и отличаются противоречивостью результатов. Противоречивость этих оценок вызвана недоучетом экономических факторов, которые во многих случаях являются решающими при определении ресурсного потенциала. К примеру, западные оценщики оценивают величину запасов исходя из рентабельности их добычи, тогда как российские – исходя из их наличия. В то же время, показатели рентабельности зависят как от цен на нефть, так и от себестоимости ее добычи, которые не являются постоянными величинами.

По данным «BP statistical review of world energy» доказанные мировые запасы нефти составляют 162 млрд т. В странах Ближнего Востока сосредоточено около 62 % мировых доказанных извлекаемых запасов нефти. В таких странах ОПЕК как в Саудовской Аравии (около 22 % от доказанных мировых запасов), Иране (11,1 %), Ираке (9,7 %), ОАЭ (8,2 %), Кувейте (8,3 %), и Венесуэле (6,5 %). На долю стран ОПЕК приходится около 75 % от мировых запасов. Доказанные запасы стран СНГ, включая Россию, – 10,2 % от мировых, США – 2,5 %; Китая – 1,4 %; Норвегии – менее 1 %.

Постоянное развитие технологий нефтеразведки и нефтедобычи позволяет регулярно пересматривать величину запасов нефти в сторону их увеличения. Технический прогресс в добыче нефти предполагает продление срока службы старых нефтедобывающих районов и открытие новых месторождений в труднодоступных ранее регионах (например, в шельфовой зоне) за счет создания эффективного оборудования для добычи, применения новых методов интенсификации добычи на разрабатываемых месторождениях, совершенствования методов разведки и разработки месторождений.

Весьма важным фактором, определяющим перспективы развития мировой нефтяной отрасли, является такой показатель, как обеспеченность добычи запасами, т.е. на какой срок той или иной стране хватит запасов нефти при данном уровне добычи. Этот показатель является приблизительной величиной и может меняться в зависимости от оценки уровня добычи и проведения поисково-разведочных работ.

На сегодняшний день наибольшая обеспеченность добычи запасами в странах Ближнего Востока – 82 года, а в целом странам ОПЕК хватит ее на 74 года. СНГ обеспечено нефтью на 29 лет, в

том числе Россия – на 21; США – всего на 11 лет. В целом при существующих темпах мировой добычи сырья доказанных запасов хватит менее чем на 41 год. В 2007 году мировая добыча нефти составила около 4,0 млрд т.

В мире сложилось пять основных нефтяных центров: ближневосточный, африканский, североамериканский, европейский и азиатско-тихоокеанский. Первые два из них являются нетто-экспортерами нефти, поскольку собственное потребление топлива здесь значительно ниже объемов добычи. В трех остальных центрах собственных ресурсов в этих регионах не хватает, и поэтому значительная доля сырой нефти и нефтепродуктов ввозится из первых двух.

Уникальный по величине запасов нефти Персидский Залив в значительной мере определяет стратегию и тактику развития мировой нефтяной промышленности, что приводит к чрезмерной зависимости потребителей от производителей этого региона.

Перспективным регионом является Евразия, прежде всего Россия (Западно-Сибирский и Лено-Тунгусский бассейны). В Западно-Европейском регионе находится – Центрально-Европейский бассейн, простирающийся в Северное море. Запасы нефти в бассейнах Центральной, Южной и Юго-Восточной Азии сравнительно невелики.

Перспективным является бассейн Каспийского региона с месторождениями нефти в Азербайджане и Казахстане, хотя запасы нефти там сравнительно невелики (свыше 4 млрд тонн). Этот регион имеет важное значение ввиду роста спроса на нефть в Западной Европе.

Доказанные запасы нефти Саудовской Аравии – около 36 млрд т. Саудовская Аравия занимает первое место в мире по объему добычи нефти, ее ежегодный уровень составляет 500 млн т. Обладая большими нефтеперерабатывающими мощностями (около 110 млн т нефти в год), нефть и нефтепродукты являются основной статьей экспорта страны, что делает ее сильно зависимой от основных потребителей и мировых цен на нефть. Доходная часть бюджета этого государства состоит на 90 % из экспортной выручки от продажи нефти. Саудовская Аравия является основным поставщиком нефти в США и Японию.

Доказанные запасы нефти Ирана составляют 18 млрд т. В настоящее время в стране добывается около 200 млн т нефти в год при ежегодном потреблении примерно 70 млн т. Иран занимает исключительно выгодное положение с геополитической и стратегической точек зрения для прокладки маршрутов транспортировки нефти, позволяющее значительно удешевить доставку сырья на мировые рынки. Основными импортерами иранской нефти являются Япония, Южная Корея, Великобритания и Китай.

Объем доказанных запасов нефти в Ираке составляет 15,5 млрд т, а добыча – 100 млн т в год. Уровень потребления нефти в Ираке практически в 2 раза меньше, чем в Иране, тогда как мощности позволяют выйти на иранские объемы производства в течение 3–5 лет. При полной загрузке своих трубопроводов Ирак способен экспортировать до 120 млн т в год.

Доказанные запасы нефти ОАЭ составляют 13 млрд т. Ежегодная добыча нефти почти 126 млн т, из которых свыше 85 % экспортируется. Основными импортерами нефти ОАЭ являются страны Юго-Восточной Азии, при этом на долю Японии приходится около 60 % от нефти, экспортируемой ОАЭ.

Россия занимает второе место в мире по добыче нефти (460 млн т.) после Саудовской Аравии. Уровень потребления нефти в России крайне низкий: его показатель на душу населения в 1,8 раз ниже, чем в странах Европейского Союза, в 3 раза ниже, чем в Канаде, и в 3,5 раза ниже, чем в США. В количественном выражении потребление нефти в России составляет менее 130 млн т в год. Остальная нефть поставляется на экспорт. Необходимо отметить, что сейчас Россия вместе со странами СНГ, а именно Казахстаном, Азербайджаном, Туркменистаном и Узбекистаном, восстанавливает объемы производства нефти в размерах, которые существовали в бывшем Советском Союзе.

Доказанные запасы нефти Норвегии оцениваются в 1,3 млрд т и являются крупнейшими среди стран Западной Европы. Ежегодный уровень добычи нефти – 150 млн т, из них около 90 % поставляется на экспорт. Большая часть нефти добывается Норвегией на шельфовых месторождениях Северного моря.

Мексика является одним из крупнейших производителей нефти в мире, ее доказанные запасы нефти оцениваются в 2 млрд т. По объему добычи, которая составляет сейчас около 191 млн т, Мекси-

ка обогнала Венесуэлу, и занимает лидирующее положение в Латинской Америке. Около половины добываемой в стране нефти поставляется на экспорт, в первую очередь в США.

Располагая доказанными запасами нефти 3,6 млрд т, США занимает третье место в мире по объему добываемой нефти (после Саудовской Аравии и России), между тем, она сильно зависима от политики ОПЕК. США является самым крупным потребителем нефти в мире. Ежегодный уровень потребления нефти в стране составляет около 938 млн т (четверть от общемирового уровня), при этом почти половина потребляемой в стране нефти приходится на автотранспорт. Однако добывается только 330 млн т, а остальная часть импортируется. Основными экспортерами нефти в США являются Саудовская Аравия, Мексика, Канада, и Венесуэла.

Таким образом, на мировом рынке нефти наблюдается значительный территориальный разрыв между основными районами добычи и потребления нефти. Это приводит к колоссальным масштабам дальних перевозок данного вида ресурсов. Основная масса экспортируемой нефти и значительная часть нефтепродуктов транспортируется по нефте- и продуктопроводам и морскими нефтеналивными судами-танкерами. Нефть и нефтепродукты являются основным грузом мирового морского флота (доля нефти в тоннаже морского торгового флота превышает 40 %).

Главные мировые грузопотоки нефти начинаются от крупнейших нефтяных портов Персидского залива и направляются к Западной Европе и Японии. Причем самые крупные нефтеналивные танкеры в Европу следуют дальним путем – вокруг Африки, а танкеры меньшей грузоподъемности – через Суэцкий канал. Другие важные грузопотоки направлены из стран Латинской Америки и Северной Африки к Западной Европе.

Меньше половины общих мировых нефтяных ресурсов будут истощены к 2020 году. Однако в целом в мире существуют достаточные запасы ресурсов для удовлетворения растущего спроса на нефть. Оценка общих мировых нефтяных ресурсов включает только традиционные источники нефти. «Нетрадиционные» нефтяные ресурсы определяются как ресурсы, которые не могут быть добыты с экономической точки зрения при нынешних технологиях, и включают в себя нефтяные пески, сверхтяжелую нефть и нефтяные сланцы. Значительные сокращения затрат на разведку и разработку

нефти вновь делают эти ресурсы экономически оправданными. К примеру, нефтяные и смолистые пески оцениваются в 450 млрд т во всем мире, а самые существенные месторождения находятся в Канаде и Венесуэле.

Хотя страны-члены ОПЕК владеют большей частью доказанных мировых запасов, есть существенные резервы и за пределами картеля. В каждом из регионов Центральной и Южной Америки, Африки, Восточной Европы и бывшего Советского Союза существуют значительные возможности для увеличения резервов на протяжении последующих двух десятилетий. Оценки по неоткрытым запасам и по росту резервов имеют потенциал для того, чтобы оказаться в два раза больше, чем нынешние доказанные резервы, а в случае со странами бывшего Советского Союза уровень может возрасти в 4 раза. Предельный уровень добычи, который может поддерживаться в России достаточно длительный период времени составляет примерно 400–500 млн т ежегодно. Реальное снижение мирового уровня добычи следует ожидать за пределами 2025 года. При этом цены на нефть, как ранее отмечалось, будут расти.

**Природный газ.** На сегодняшний день около 50 стран в мире имеют значительные запасы природного газа. Основными доказанными запасами газа располагают государства Ближневосточного региона – около 41 % мировых запасов (72 830 млрд м<sup>3</sup>). Доля запасов в России – 27 % мировых (48 000 млрд м<sup>3</sup>). Доля стран Африки и АТР – менее 16 % (28 270 млрд м<sup>3</sup>), Северной, Центральной и Южной Америки – около 8% (14 420 млрд м<sup>3</sup>).

Мировая добыча природного газа составляет около 2 700 млрд м<sup>3</sup>. Основные источники природного газа на мировом рынке: Северная Америка, Европа, Латинская Америка, Азиатско-Тихоокеанский регион, а также Россия и Ближний Восток. Россия обеспечивает 22 % общемировой добычи; США – 21 %; Канада – 7 %; Великобритания – 4 %; Норвегия, Индонезия, Алжир и Иран – примерно по 3 %; Саудовская Аравия, Малайзия, Нидерланды, Туркменистан и Узбекистан – по 2 %. На экспорт поступает примерно 25 % добываемого газа, причем почти на четверть экспорт обеспечивается Россией. Большая часть газа экспортируется по газопроводам (до 75 %), остальная часть в сжиженном виде перевозится, главным образом, морским транспортом.

Основные региональные рынки в настоящее время – это североамериканский, европейский и азиатский. Североамериканский рынок является самым старым и наиболее крупным рынком (длина только магистральных газопроводов составляет почти 400 тыс. км). В силу своего географического положения и наличия собственных ресурсов этот рынок относительно обособлен. Североамериканский газовый рынок характеризуется самодостаточностью внутренних поставок. Основные торговые потоки проходят в самом регионе – из Канады в США по трубопроводной системе (102 млрд м<sup>3</sup>). Однако в последнее время на этом рынке наблюдаются тенденции к значительному росту импорта сжатого природного газа (СПГ) извне континента. Канаде и США для стабильного удовлетворения спроса требуется с каждым годом производить бурение все большего числа газовых скважин. При этом прогнозируемый рост добычи газа к 2010 году до 650 млрд м<sup>3</sup> в США и до 220 млрд м<sup>3</sup> в Канаде не способен компенсировать рост потребления газа за этот период – до 850 млрд м<sup>3</sup> в США и до 95 млрд м<sup>3</sup> в Канаде. США придется растущий дефицит поставок канадского газа покрывать за счет имеющихся мощностей четырех терминалов по приемке СПГ (26,7 млрд м<sup>3</sup>), загруженных в настоящее время менее чем на 10%.

Наиболее развитым международным рынком является европейский, в котором сочетается система магистральных и распределительных газопроводов с крупными терминалами по приему сжиженного газа из Африки и стран Персидского залива.

Европа является крупнейшим газоимпортирующим регионом мира. Свыше половины потребляемого газа в странах ЕС (около 380 млрд м<sup>3</sup> в год) импортируется, притом, что доля природного газа в европейском топливно-энергетическом балансе постоянно растет. По перспективным оценкам Международного энергетического агентства (МЭА), среднегодовые темпы прироста потребления газа в странах Западной Европы к 2020 году достигнут, как минимум, 2,7 %, и потребление природного газа в этих странах будет составлять более 736 млрд м<sup>3</sup>.

Особый интерес представляет Североевропейский регион. Экспортерами газа из стран этого региона являются Норвегия и Дания, Голландия и Великобритания, остальные страны – импортеры. Импорт газа на скандинавский рынок не существенен и ограничивается только поставками из Североморского региона и из России.

Страны этой части Европы имеют свою специфику энергетического баланса, значительно отличающую их от остальных стран Европы. Для выработки электричества здесь в основном используются преимущественно гидроресурсы и АЭС.

Крупными потребителями экспортного природного газа в Западной Европе являются такие страны, как (по данным за 2005 г.) Германия (около 92 млрд м<sup>3</sup> – 20 % общеевропейского объема), Италия (62 млрд м<sup>3</sup> – 13 %), Франция (более 37 млрд м<sup>3</sup> по газопроводу и 7,6 млрд м<sup>3</sup> в виде СПГ – менее 10 %), Испания (9,8 млрд м<sup>3</sup> по газопроводу и более 17,5 млрд м<sup>3</sup> в виде СПГ), Турция и Бельгия (приблизительно по 20 млрд м<sup>3</sup> каждая – в целом 9 %), Нидерланды (в пределах 14 млрд м<sup>3</sup>).

Потребности стран Центральной и Западной Европы удовлетворяются за счет собственной добычи в Северном море, а также поставок извне, главным образом, из России с дополнительными поставками газа из Алжира и других стран в виде СПГ. Особенно развит рынок Германии, которая добывает собственный газ и импортирует его, причем в значительном объеме из диверсифицированных источников. Польша, Чехия, Словакия, Венгрия и Финляндия отдают приоритет России и ее системам газопроводов; Италия, Испания, Португалия – Алжиру.

Из России в Европу экспортируется около 150 млрд м<sup>3</sup> газа в год (32 % от объема, потребляемого европейскими странами). Основным внешним рынком сбыта российского природного газа является Западная Европа. Объемы поставок в этот регион составляют около 100 млрд м<sup>3</sup> – это примерно 70 % от общего уровня экспорта газа из России. Остальная часть импортных продаж природного газа России на 60 % удовлетворяет потребности центрально-европейского газового рынка и почти полностью перекрывает все импортные потоки природного газа в этом регионе. Это объясняется географической близостью стран Центральной Европы к России и доминирующим положением российского газа на данном рынке.

Российский природный газ экспортируется в страны Центральной и Западной Европы преимущественно в рамках контрактов сроком до 25 лет, заключаемых, как правило, по договоренности между правительствами. Крупными потребителями российского газа в Европе (включая страны СНГ и Балтии) являются (млрд м<sup>3</sup> в

год): Германия – 37,7; Украина – 26,0; Италия – 21; Беларусь – 20; Турция – 14,4; Франция – 11,5; Венгрия – 9,3. Кроме того, газ поставляется в Финляндию, Болгарию, Румынию, Литву, Молдову, Югославию, Грецию, Словакию, Хорватию, Чехию, Боснию и Герцеговину, Польшу, Латвию, Австрию и Эстонию.

Россия – самый крупный поставщик природного газа в Европу. На втором месте по уровню поставок по газопроводу стоит Норвегия с объемом транспортировки чуть менее 75 млрд м<sup>3</sup> (16 % от уровня потребления в Европе). Почти 56 млрд м<sup>3</sup> природного газа поставляет Алжир (около 34 млрд м<sup>3</sup> по трубопроводу, остальная часть – танкерами в виде СПГ). Нидерланды поставляют 49 млрд м<sup>3</sup> газа в год (менее 11 %). Далее следует Соединенное Королевство – 10 млрд м<sup>3</sup> (2 %).

Географическая структура снабжения Европы природным газом проиллюстрирована на рис. 1. На карте хорошо просматриваются возможности Германии, Франции и Великобритании по реэкспорту газа через национальные сети. Особое значение в Европе приобретают специализированные узловые торговые площадки для оптимизации заключения контрактов на поставки газа. Такой узел уже работает в Бельгии, в несколько меньших объемах сделки заключаются на узлах Германии, а также на границе Бельгии и Голландии, готовятся к открытию новые площадки в Германии и Нидерландах.

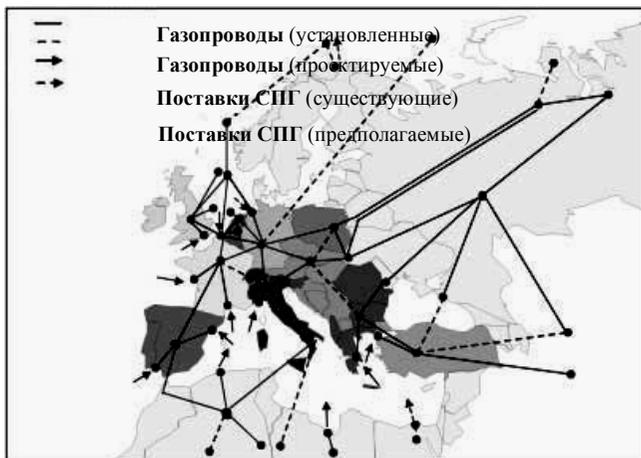


Рис. 1. Транспортная система природного газа в Европе

Текущая ситуация на западноевропейском рынке во многом определена механизмом долгосрочных контрактов, предусматривающих фиксацию возможности выборки импортерами дополнительных объемов газа. Однако уже в скором времени можно будет наблюдать рост дефицита природного газа в Европе, при этом реальные возможности его покрытия за счет источников внутри Европы (на базе шельфа Северного и Норвежского морей) будут снижаться. Соответственно повысится роль внерегиональных источников, в первую очередь России, Алжира и Нигерии, Туркменистан, Азербайджан и Иран могут быть также потенциальными участниками европейского рынка газа. При этом необходимо учитывать рост поставок сжиженного природного газа.

Сохранение значения внутрирегиональных экспортеров (Норвегии и Дании) может быть связано исключительно с разведкой полярных морских ресурсов газа и включением их в общую систему газообеспечения. В какой-то степени это уже происходит в Норвежском море, откуда уже начато строительство газопровода на Норвегию и намечается на Финляндию. Однако пока эти проекты имеют весьма ограниченные масштабы. Нидерланды, запасы шельфа которых распределены в большом числе мелких месторождений, объединили их посредством присоединения к магистральным газопроводам большой пропускной способности (диаметр у устья 914 мм и пропускная способность – по 12 млрд м<sup>3</sup> в год). Морской газопровод проложен и в датском секторе Северного моря, но впредь до открытия крупных запасов газа у берегов Гренландии и строительства системы его доставки в Европу существенного влияния газа Дании на европейский рынок ожидать нельзя.

Россия имеет возможность увеличить свою долю в поставках газа на европейский рынок, прежде всего, за счет освоения уникальных месторождений на севере Западной Сибири (суммарные запасы 36 100 млрд м<sup>3</sup>) и Штокмановского месторождения в Баренцевом море (разведанные запасы 3 200 млрд м<sup>3</sup>). В настоящее время осуществляется строительство северо-европейского газопровода из России (г. Выборг) в Германию по дну Балтийского моря. Предполагается провести две нитки газопровода с пропускной способностью каждой по 27 млрд м<sup>3</sup>.

На долю европейских стран по прогнозу Мирового энергетического агентства будет приходиться до 20 % роста мирового спроса

на природный газ, что приведет к дальнейшему усилению их зависимости от импорта, поскольку рост внутреннего спроса будет существенно опережать рост добычи в регионе. Если для ряда стран использование газа потребует больших инвестиций в сооружение объектов инфраструктуры, то для Европы эти потребности будут минимальны, так как в этом регионе имеется развитая сеть магистральных газопроводов, проложенных из Северной Африки, России и шельфов северных морей.

Практически в каждой европейской стране механизм импорта газа формируется на базе национальной газовой компании-монополиста (*Рургаз* в Германии, *Газ де Франс* во Франции, *Снам* в Италии и т.д.). Обычно эти компании владеют магистральными газопроводами и хранилищами газа. Поставки природного газа в страны континентальной Европы практически полностью осуществляются на базе долгосрочных контрактов (10–20 лет). Ранее такие контракты были нередко «подкреплены» межправительственными соглашениями, а экспортеры газа, имея такие контракты, могли планировать добычу газа (а вместе с тем и инвестиции в добычу) на долгий срок.

В настоящее время цены в долгосрочных контрактах на поставки газа в Европу индексируются каждые несколько месяцев по данным за предыдущие месяцы в привязке к так называемой «энергетической корзине» других видов конкурирующих с природным газом топливно-энергетических ресурсов, в которую входят преимущественно нефтепродукты. Поэтому «жесткость» долгосрочных контрактов преувеличивают и очень грубо можно сказать, что оптовая цена на газ с некоторой задержкой отслеживает изменение цен на рынке нефти. По данным за 2009 год цена на оптовом европейском рынке составляла примерно 220 долл./1000 м<sup>3</sup>.

Особенностью азиатского рынка является преобладание дальнего транспорта газа в сжиженном виде вследствие изолированного географического положения основных потребителей – Японии и Южной Кореи, отсутствие развитой сети магистральных газопроводов. Импорт газа в эти регионы осуществляется в основном из стран Ближнего Востока.

**Ядерное топливо.** При оценке обеспеченности ураном мировой атомной энергетики запасы и ресурсы урана, используемые для производства топлива, предлагается делить на две группы: первич-

ные и вторичные. К первичным относятся запасы и прогнозные ресурсы в недрах, к вторичным – складские запасы природного урана, а также запасы низкообогащенного урана, высокообогащенного урана, смешанного ядерного оксидного топлива, регенерированного урана, получаемого из отработанного ядерного топлива, а также отвального урана – из «хвостов» изотопного обогащения.

В соответствии с классификацией МАГАТЭ запасы и прогнозные ресурсы по степени разведанности подразделяются на достоверные (RAR), дополнительно оценочные первой категории (EAR-I), дополнительно оценочные второй категории (EAR-II) и прогнозные или спекулятивные (SR).

Общий рост цен на нефть, газ и уголь сдвигает границу стоимости урана и экономически рентабельный уровень его содержания в промышленных урановых рудах в сторону более бедных руд, что увеличивает располагаемые запасы. Однако современные данные о достоверных и вероятных дополнительных запасах урана не отражают действительного состояния ресурсов урана, содержащихся в недрах нашей планеты.

Таблица 1.3.1

Обеспеченность мирового производства урана запасами на период до 2050 года, т

Показатели	Категория запасов (ресурсов)		
	RAR	RAR + EAR-I	RAR + EAR-I + EAR-II
Производство	2 617 860	3 313 780	3 851 530
Дефицит	1 540 420	844 500	306 740
Неиспользованные запасы	515 820	698 440	2 385 680

В результате исчерпания значительной части вторичных и вовлечения в эксплуатацию все более дорогостоящих первичных запасов ценовое соотношение производимой продукции со временем будет меняться в сторону увеличения доли урана, получаемого по высокой себестоимости (табл. 1.3.2). Цены на уран будут опреде-

ляться странами, обладающими большими складскими резервами. В этой связи уже в текущем десятилетии около половины урана будет добываться по цене более 40 долл./кг, а начиная с 2010 года планируется постепенное вовлечение в отработку месторождений со стоимостью добываемого урана более 52 долл./кг.

Таблица 1.3.2

Обеспеченность мирового рыночного производства разведанными запасами урана различных стоимостных категорий на период до 2050 г.

Стоимостной интервал, долл./кг	2001-2010 гг.		2011-2020 гг.		2021-2030 гг.		2031-2040 гг.		2041-2050 гг.		Всего	
	тыс.т	%	тыс.т	%								
< 40	163	52	183	43	142	20	100	18	72	24	660	29
40-52	148	48	233	55	228	32	104	18	52	18	765	33
52-78	–	–	7	2	203	28	178	31	81	28	469	20
8-130	–	–	–	–	100	14	119	21	66	22	285	12
> 130	–	–	–	–	40	6	67	12	24	8	131	6

Более половины добычи урана в мире производится на рудниках Канады и Австралии. Канада добывает наибольшую долю урана (около одной четвертой мировой добычи), вслед за ней идет Австралия (22 %).

Уран на мировом рынке ядерного топлива продается только странам, которые подписали Международное соглашение о нераспространении ядерного оружия, и которые способны подтвердить факт использования данного вида топлива в мирных целях.

В настоящее время мировая добыча природного урана покрывает потребности АЭС мира лишь немногим более чем наполовину. Баланс топлива восполняется из вторичных источников, к которым относятся: складские запасы; уран и плутоний, регенерированный из отработавшего ядерного топлива; повторно обогащенные «хвосты» обедненного урана; уран класса оружия.

На складах западных производителей, предприятий и в государственных хранилищах находится 168 500 т урана. Складские запасы урана в России оцениваются в 47 000 т. Значительный вклад вносит

использование высокообогащенного урана – до 10 тыс.т/год к 2010 году.

Основные промышленные предприятия по регенерации работают во Франции и Великобритании, их производительность составляет свыше 4 000 тонн отработавшего топлива в год. Из полученной продукции изготавливаются элементы свежего смешанного оксидного топлива (СОТ) и оно снова загружается в топливный цикл. Около 200 тонн СОТ используется каждый год, что эквивалентно почти 2 000 тоннам  $U_3O_8$  с рудников.

Стоит заметить, что выгружаемое отработанное ядерное топливо (ОЯТ) из реактора АЭС очень радиоактивно и выделяет высокую температуру. Поэтому первоначально оно помещается в "водоемы" или большие резервуары с водой на трехметровую глубину, для охлаждения и замедления радиационной активности. Это может происходить как на самой территории АЭС, так и на заводе по переработке. В результате, для большинства типов топлива, переработка происходит не сразу после выгрузки с реактора, а по истечении 5-25 лет.

На сегодняшний день значительное количество оружейного урана становится доступным для производства электроэнергии. Военный уран класса оружия обогащается намного выше, чем уран гражданского топливного цикла, поэтому прежде чем использовать оружейный уран, его разбавляют примерно 25:1 обедненным ураном. Разбавление 30 тонн такого материала замещает около 10 600 тонн в год продукции рудников.

Как уже упоминалось, потребление урана в мире существенно превышает его производство. Ситуация во многом объясняется тем, что предложение, как и прежде, не отставало от спроса, поскольку к поставкам урана, добытым из недр, в значительных количествах добавлялся уран, поставляемый из складских запасов (в основном российских, а также из запасов потребителей урана в США и Западной Европе). Хотя количество этих запасов в мире ежегодно сокращается, пополнение этих запасов продолжается ураном из демонтированных ядерных боеголовок.

«Спотовые сделки» в мировой торговле представлены не существенно и в 2004 году их доля составила 12 % общих продаж. Большинство торговых сделок на мировом рынке урана – это прямые контракты сроком на 3–7 года между производителями урана и

АЭС. Однако цена этих сделок существенно зависит от «спотовых цен».

Темпы развития ядерной энергетики в настоящее время в значительной степени определяются безопасностью и экономичностью технологий обращения с отработавшим ядерным топливом. В Великобритании и Франции созданы высокорентабельные радиохимические производства, разрабатывается технология сухого длительного хранения, имеются предложения по международному хранению топлива, которые поддерживаются США, Великобританией, некоторыми странами Юго-Восточной Азии. Ключевой вопрос обращения с отработавшим топливом – отношение к радиохимической переработке. В отработавшем ядерном топливе АЭС уже накоплено более 1 тыс. т плутония. На радиохимических заводах происходит извлечение накопленного в уране плутония. Суммарная мощность радиохимических заводов в мире по состоянию на 2015 год будет составлять 5,5-7 тыс. т в год.

Поскольку накопление отработавшего топлива в мире существенно опережает возможности радиохимической переработки, то необходимым условием является его длительное контролируемое хранение. Поэтому наряду с модернизацией имеющихся и созданием новых радиохимических производств не менее важной задачей является надежное длительное хранение всех видов топлива, за исключением промышленно перерабатываемого топлива. Безусловно, это увеличивает риск распространения ядерного оружия в мире, в особенности при распространении технологии замкнутого ядерного топливного цикла с извлечением плутония.

Создание замкнутого ядерного топливного цикла диктуется необходимостью более активного участия в международном рынке обращения с отработавшим топливом, что позволит с помощью передовой технологии зарабатывать столь необходимые отрасли и стране средства.

Объем низкоактивных отходов, образовавшихся в результате добычи природного урана, во много раз больше объема низко- и среднеактивных отходов АЭС, заводов, перерабатывающих отработавшее топливо, других отраслей народного хозяйства. Более логично использовать эти уже загрязненные места, требующие контроля и обслуживания, чем создавать новые захоронения. Можно использовать и подземные полости, образовавшиеся в результате

испытательных ядерных взрывов. Естественно, не все такие отработанные месторождения и ранее организованные хранилища подходят для загрузки их радиоактивными отходами. Однако многие такие точки в России, Казахстане, Канаде, Африке и Австралии, приспособленные природой для возникновения и сохранения в течение миллионов лет урановых руд и радиосодержащих материалов, подходят для этих целей.

Согласно прогнозу, выполненному Международным агентством по атомной энергии МАГАТЭ (*IAEA – International Atomic Energy Agency*), с учетом данных различных международных организаций, в том числе данных «Глобального энергетического прогноза», подготовленного Мировым энергетическим советом и Международным институтом прикладного системного анализа, прогнозируется три варианта темпов развития мировой атомной энергетики до 2050 года: низкий, средний (базовый) и высокий, на основе которых рассчитаны потребности в эквиваленте природного урана, равные соответственно 3 390, 5 394, и 7 577 тыс. т.

Прогнозируется, что к 2023 году будут полностью исчерпаны складские запасы природного урана, а также низкообогащенного и высокообогащенного урана. В связи с этим основным источником обеспечения топливом должно стать производство урана из первичных источников.

## 1.4. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ. ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

### 1.4.1. Сущность понятия энергоэффективности

В соответствии со словарем русского языка эффективность отождествляется со свойством быть действенным, эффективным. В свою очередь слово «эффективный» является производным от слова «эффект». Если речь идет об экономике, то эффект – это, как правило, экономия, дополнительный доход и т.д., а эффективность в экономике это результативность и она выражается отношением эффекта к затратам, необходимым для получения этого эффекта. То есть, эффективность – это относительная величина, так как в числителе и в знаменателе величины одной размерности, но разные по экономической природе.

В экономике существует немало экономических понятий, связанных с эффективностью, например эффективность инвестирования, эффективность основных производственных фондов и т.д. То есть речь идет об эффективности чего-то. Если речь идет об энергоэффективности, то в данном случае понимается эффективность в отношении использования энергии, так как энергия, подводимая к той или иной энергоустановке, может использоваться с разной степенью эффективности. Например, электроэнергия, подводимая к осветительным лампам накаливания, используется с коэффициентом полезного действия (КПД) 5–6 %, то есть только 5–6 % подводимой энергии преобразуется в энергию света. В люминесцентных лампах этот КПД равен 40 %, а в светодиодных лампах он достигает 80 %. Таким образом можно говорить, что последние более энергоэффективны. Таким образом, из данного примера видно, что энергоэффективность выражает степень эффективности использования энергетического ресурса, подводимого к установке, его потребляющего. Следует заметить, что при этом имеется в виду не эффективность использования энергии вообще, то есть для производства. Ни одно производство не может обойтись без энергии.

Речь идет о степени полноты использования подводимой энергии с целью производства той или иной продукции или выполнения работ.

При изучении понятия энергоэффективности необходимо делать различия между энергоустановками, которые производят энергию, потребляя энергетические ресурсы, и энергоустановками, которые потребляют энергию [4].

К первым относятся электростанции, производящие электроэнергию, и котельные, производящие тепловую энергию. В данных установках, первичная энергия, содержащаяся в энергоресурсах, может быть выражена в тех же единицах измерения энергии, которая производится в этой установке. Отношение производимой энергии к подводимой – относительная величина, называемая коэффициентом полезного действия энергоустановки. Она может быть выражена в процентах, если ее умножить на 100. Этот показатель характеризует энергоэффективность генерирующей установки, то есть степень полезного использования первичной энергии. Различные генерирующие установки данного назначения могут сравниваться друг с другом по этому показателю и это дает основание судить о сравнительной энергоэффективности этих установок.

Ко вторым относятся энергоустановки, потребляющие энергию и преобразующие ее в другие формы и виды энергии. Наиболее типичным примером таких установок являются электродвигатели, потребляющие электроэнергию, и преобразующие ее в механическую энергию, которая используется для привода различных станков, оборудования, механизмов и т.д. Энергоэффективность таких установок также выражается коэффициентом полезного действия. Чем ниже потери энергии в этих установках, тем выше их энергоэффективность.

Таким образом, энергоэффективность – это степень полезного использования подводимой к той или иной энергоустановке первичной энергии. Для количественной измерения ее применяются различные показатели. Одним из них является упомянутый выше коэффициент полезного действия. Могут применяться и другие показатели. Например, для тепловых электростанций используется такой показатель, как удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию. Это показатель применяется для сравнения экономичности, эффективности работы различных электростанций. На-

пример, для тепловых станций с докритическими параметрами пара удельный расход составляет 365 г у.т./кВт·ч, с закритическими параметрами – 320 г у.т./кВт·ч, для современных парогазовых станций - 260 г у.т./кВт·ч. Ясно, что эти показатели характеризуют энергоэффективность тепловых электростанций. Для электрических сетей энергоэффективность определяется величиной потерь электроэнергии в сетях, которая составляет в настоящее время примерно 11 % от отпущенной в сеть энергосистемы энергии, и может выражаться КПД передачи и распределения электроэнергии. Для энергосистемы в целом может быть использован показатель удельного расхода топлива по всем электростанциям, относимый на полезно отпущенную потребителям электроэнергию.

Для промышленных предприятий в качестве показателя энергоэффективности их функционирования используется показатель удельного расхода энергии на производимую продукцию, или, иначе называемый, показатель **энергоёмкости**. Он показывает, сколько энергоресурсов или энергии затрачивается на производство единицы продукции предприятия. Сравнивая эти показатели для различных предприятий, выпускающих однородную продукцию, можно сделать вывод об сравнительной их энергоэффективности. Чем ниже расход энергии на единицу продукции, тем энергоэффективнее функционирует предприятие. Следует заметить, что энергоэффективность при этом зависит не только от коэффициента полезного действия используемых на предприятии энергоустановок, но и от применяемой технологии, которая может быть как расточительной в части использования энергии, так и энергосберегающей. В последнем случае эффект от использования энергии, выражаемый в объеме произведенной продукции, будет гораздо больше, чем для устаревшей технологии, потребляющей то же количество энергии.

Исходя из вышесказанного, можно дать более широкое определение энергоэффективности. Энергоэффективность – это степень полезного использования подводимой к той или иной энергоустановке первичной энергии и зависящая от применяемой технологии для производства продукции, выполнения работ и оказания услуг.

Следует заметить, что энергоэффективность не следует отождествлять с экономической эффективностью энергопотребления. Самая энергоэффективная установка не всегда может оказаться самой экономически эффективной, так как для достижения высокой энер-

гоэффективности могут потребоваться значительные инвестиции, окупаемость которых в приемлемые сроки не всегда может быть обеспечена получаемой экономией энергии. Достижение высокой энергоэффективности, как правило требует значительных инвестиционных затрат и получаемая экономия энергии должна быть сопоставлена с соответствующими инвестиционными затратами. Таким образом, можно говорить об оптимальной энергоэффективности.

Показатель энергоёмкости, используемый для измерения энергоэффективности, может принимать различные формы, в зависимости от того, по какому виду энергоносителей выполняется расчет. Можно выделить следующие показатели [5]:

Электроёмкость продукции, определяемая отношением величины потребляемой электроэнергии  $\mathcal{E}$  к размеру выпуска продукции  $\Pi$ ,

$$e_y = \mathcal{E} / \Pi.$$

Теплоёмкость продукции, определяемая отношением величины потребляемой тепловой энергии  $Q$  к размеру выпуска продукции  $\Pi$ ,

$$q_y = Q / \Pi.$$

Топливоёмкость продукции, определяемая отношением величины потребляемого топлива  $B$  к размеру выпуска продукции  $\Pi$ ,

$$b_y = B / \Pi.$$

Топливоёмкость может дифференцироваться по видам топлива (природный газ, жидкое топливо, уголь), а тепловая энергия может дифференцироваться по видам тепла (пар, горячая вода).

Обобщающая характеристика энергоэффективности выражается показателем энергоёмкости, рассчитанном для всех видов потребляемой энергии, и определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = (\mathcal{E} \cdot k_1 + Q \cdot k_2 + B) / \Pi,$$

где  $k_1$  и  $k_2$  – коэффициенты, переводящие соответственно электроэнергию и тепловую энергию в топливные единицы измерения, на-

пример в тонны условного топлива. Числитель может быть выражен также в единицах измерения электрической или тепловой энергии.

Возможны различные подходы к определению указанных коэффициентов. Один из них – это на основе топливного эквивалента. Так например, если числитель выражается в топливе, то топливный эквивалент для электроэнергии определится как  $k_1 = 860 \text{ ккал/кВт}\cdot\text{ч} : 7000 \text{ ккал/кг у.т.} = 0,123 \text{ кг у.т./кВт}\cdot\text{ч}$ , для тепловой энергии  $k_2 = 1/7000 \text{ кг/ккал} = 0,0001428 \text{ кг у.т./ккал} = 142 \text{ кг у.т./Гкал}$ .

Второй подход основан на использовании коэффициентов топливоиспользования при производстве энергии. Например, в качестве коэффициента  $k_1$  может быть использована величина удельного расхода топлива в энергосистеме на производство электроэнергии. Для каждой конкретной энергосистемы это может быть своя величина, например  $0,3 \text{ кг у.т./кВт}\cdot\text{ч}$ . Этот коэффициент будет всегда больше, чем значение его, найденное по топливному эквиваленту. Для коэффициента  $k_2$  это будет удельный расход топлива на производство тепловой энергии. Если тепловая энергия производится в котельной с КПД 90 %, то получаем  $k_2 = 142 : 0,9 = 158 \text{ кг у.т./Гкал}$ .

Энергоемкость может определяться для отдельных предприятий, отраслей промышленности, для всей промышленности и для страны в целом. Если расчет ведется для предприятия, промышленности или отрасли промышленности, то в качестве показателя  $\Pi$  принимается объем выпущенной продукции. Если же расчет ведется для страны в целом, то в качестве  $\Pi$  принимается валовой внутренний продукт.

#### 1.4.2. Особенности определения энергоемкости для промышленных предприятий

Многие промышленные предприятия характеризуются значительной номенклатурой выпускаемой продукции, которая может измеряться в различных натуральных единицах измерения. При этом могут применяться два метода измерения энергоемкости. Первый метод основывается на расчете энергоемкости для каждого вида продукции. Сложность такого подхода состоит в том, что в этом случае возникает необходимость разделения общих энергетических

затрат предприятия между всеми видами продукции, что не всегда может быть осуществлено достаточно однозначно. Второй подход основывается на приведении всех видов и типоразмеров продукции к одной и той же единице измерения. Такой подход вызывает также определенные сложности, особенно тогда, когда в качестве такой единицы выбирается денежная.

Таким образом, энергоемкость определяется как отношение объема израсходованной энергии к объему произведенной продукции и может рассчитываться по каждому виду энергоносителей и каждому виду продукции, выраженной в натуральных единицах, и в целом по всей их совокупности. Для предприятий, имеющих многономенклатурное производство, применяется система условных и приведенных единиц, обеспечивающих приведение различных видов продукции к одинаковой единице измерения. Рассмотрим это на конкретных примерах.

Пример условных единиц:

Производство различных типов станков характеризуется расходом различного количества энергии : станок № 1 – 200 кВт·ч, станок № 3 – 500 кВт·ч, станок № 7 – 900 кВт·ч. В качестве условной единицы можно принять любой станок или даже условный станок. Для данного примера принимаем за условную единицу станок № 1 с удельным расходом  $b_y = 200 \text{ кВт}\cdot\text{ч/у.е.}$  Все остальные станки переводим в условные единицы исходя из их энергоемкости. Тогда получаем: станок № 3 –  $500 : 200 = 2,5 \text{ у.е.}$ , станок № 7 –  $900 : 200 = 4,5 \text{ у.е.}$

Предположим, что на предприятии произведено станков:

№ 1 – 10 шт, № 3 – 5 шт, № 7 – 15 шт.

Переводим все эти станки в условные единицы:  $Y = 10 \cdot 1 + 5 \cdot 2,5 + 15 \cdot 4,5 = 90 \text{ у.е.}$

Тогда потребление электроэнергии на производство всех произведенных станков будет равно  $\Xi = b_y \cdot Y = 200 \cdot 90 = 18\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ .

Пример приведенных единиц:

Предположим, что производство на предприятии пряжи характеризуется следующими значениями удельного расхода энергии: № 2 – 68,4 кВт·ч/т, № 5 – 170 кВт·ч/т, № 12 – 411,4 кВт·ч/т.

В качестве приведенной единицы принимаем тонно-номер пряжи.

Определяем удельные расходы:  $68,4 : 2 = 34,2$ ,  $170 : 5 = 34,1$ ,  $411,4 : 12 = 34,3$ . Рассчитываем среднее значение удельного расхода как  $b_{cp} = (34,2 + 34,1 + 34,3) : 3 = 34,1$  кВт·ч/т · номер.

Предположим, что произведено: № 1 – 200 т, № 6 – 30 т, № 14 – 20 т. Всего произведено в приведенных единицах (тонно-номеров) –  $P_p = 1 \cdot 200 + 6 \cdot 30 + 14 \cdot 20 = 660$  тонно-номеров. Потребность в электроэнергии определяем как  $\mathcal{E} = b_{cp} \cdot P_p = 34,1 \cdot 660 = 22550$  кВт·ч.

Важным требованием к формированию системы условных и приведенных единиц является то, что за основу при приведении всех видов продукции должна применяться их энергоемкость, а не какой либо другой показатель. Наиболее универсальной единицей измерения и соизмерения различных видов продукции является денежная единица, выражающая стоимость продукции. Можно отдавать предпочтение этой единице измерения, если она адекватно отражает энергоемкость каждого вида продукции. Под адекватностью имеется в виду то, что энергоемкость каждого вида продукции должна быть прямо пропорциональна ее стоимости, то есть если один вид продукции стоит в два раза больше по сравнению с другим видом продукции, то и энергоемкость его должна быть в два раза больше.

При определении показателя энергоемкости для промышленного предприятия следует учитывать возможный весьма диверсифицированный характер поступающих на предприятие энергоресурсов и энергии. Предприятие может потреблять не один, а несколько видов топлива, например природный газ, жидкое топливо, твердое топливо в виде каменного угля, а также местное топливо, например древесное. Эти виды топлива имеют различное энергосодержание и различный характер использования на предприятии: либо для непосредственного использования в качестве конечного энергоносителя, например в промышленных печах для плавки металла, либо в качестве первичного энергоресурса для производства того или иного энергоносителя, например, электрической или тепловой энергии. Энергия, электрическая и тепловая, может поступать как извне, например, от централизованной системы энергоснабжения, или от собственного источника, чаще всего от когенерационной энергоустановки. При наличии на предприятии собственной электрогенерирующей установки предприятие может не только получать электро-

энергию от этой установки, но и извне, а в периоды избытка электрической мощности выдавать ее в энергосистему. Если числитель обобщенного показателя энергоемкости предприятия выражать в виде объема потребляемых энергоресурсов, то весьма важным является выбор способа приведения всех видов энергии и энергоресурсов к одной единице измерения, например к кг у.т.

Предположим, что предприятие получает тепловую энергию от собственной котельной и от внешнего источника. Для перевода собственной тепловой энергии в топливо необходимо просто измерить или рассчитать расход топлива котельной. Для перевода в топливо приемной тепловой энергии возможно два подхода: первый – принять за основу удельный расход топлива в централизованной системе теплоснабжения; второй – пересчитать данный объем тепловой энергии в топливо исходя из топливного эквивалента тепловой энергии (0,143 г у.т./ккал). Аналогично и с электрической энергией: либо принимается за основу удельный расход топлива в энергосистеме, либо топливный эквивалент электрической энергии (0,123 кг у.т./кВт·ч). Какой из указанных подходов является наиболее приемлемым? Заметим, что показатели удельного расхода топлива на электрическую и тепловую энергию являются весьма неопределенными, прежде всего потому, что они зависят от принятого способа разделения затрат топлива между электрической и тепловой энергией при комбинированном способе их производства. При физическом методе вся экономия от комбинированного производства относится на электрическую энергию, в результате чего величина удельного расхода топлива на электроэнергию получается равной 145 – 150 г у.т./кВт·ч, а на тепловую энергию – 160 – 170 кг у.т./Гкал. При принятом сейчас для целей ценообразования так называемом «экономическом» методе, вся экономия относится к тепловой энергии, в результате чего величина удельного расхода топлива на электроэнергию в энергосистеме получается равной 330–335 г у.т./кВт·ч, а на тепловую энергию – 70–80 кг у.т./Гкал. Кроме того, удельный расход топлива в энергосистеме надо брать не относительно отпущенной в сеть энергии, а относительно полезно отпущенной потребителям. Сравнивая два предприятия друг с другом по энергоемкости, одно из которых получает электроэнергию и тепло от собственной когенерационной установки с общим КПД 90 %, а второе получает электроэнергию и тепло от централизованного

источника с отдельной схемой энергоснабжения, мы приходим к выводу о том, что второе предприятие имеет более высокий показатель энергоёмкости, так как общий КПД для отдельной схемы будет существенно ниже. Но этот вывод будет не вполне корректным, так как мы в оценку показателя энергоёмкости второго предприятия включаем затраты на производство энергии за пределами данного предприятия. Если энергия поступила извне, то в показателе энергоёмкости мы должны учитывать эффективность использования этой энергии на предприятии. Перевод этой энергии в топливную единицу измерения по показателю удельного расхода топлива в централизованной системе энергоснабжения за пределами предприятия окажет искажающее влияние на измерение эффективности использования энергии на данном предприятии. Таким образом, перевод в топливо энергии, поступающей на предприятие извне, следует осуществлять на базе топливного эквивалента этой энергии. Однако, при увеличении объёма производства энергии на собственной энергоустановке и тем самым снижении объёма покупаемой энергии извне, такой подход приведёт в этом случае к ухудшению показателя энергоёмкости предприятия, хотя это мероприятие будет экономически выгодным. Следует отметить, что энергоёмкость при этом понизится, если её измерять по удельному расходу топлива в энергосистеме на отпущенную энергию. Нельзя смешивать энергоёмкость, как физический показатель, с экономическим показателем, выражающим энергетическую составляющую себестоимости производства продукции. Деятельность предприятия по повышению его эффективности работы следует подчинять в первую очередь снижению энергетической составляющей себестоимости производства продукции.

В доперестроечный период расходы на энергию на предприятиях в бывшем СССР составляли не более 5 % издержек производства в большинстве отраслей промышленности. Это объяснялось дешёвой их добычей и, тем самым, низкой стоимостью. В этих условиях предприятия были слабо заинтересованы во вложении денежных средств в экономию энергии. В настоящее время добыча энергоресурсов обходится все дороже и дороже и доля энергетической составляющей в себестоимости промышленной продукции повысилась до 15–20 %, а на наиболее энергоёмких предприятиях и того больше. В отдельных отраслях промышленности (металлургическая

промышленность, промышленность строительных материалов, химическая и нефтехимическая промышленность и др.) эта величина выше. На предприятиях алюминиевой промышленности, медеплавильных предприятиях удельный вес энергетической составляющей в себестоимости продукции достигает 90 %. В условиях рыночно формируемых цен промышленность стала проявлять больший интерес к снижению издержек производства за счёт экономии энергии, как основы конкурентоспособности предприятия. Благодаря этому появились экономические стимулы у предприятий к энергосбережению. Необходимо отметить, что затраты на экономию единицы энергии в несколько раз меньше затрат на её производство. Поэтому энергосбережение может рассматриваться как дешёвый дополнительный источник энергии.

#### **1.4.3. Энергоэффективность национальной экономики, динамика и основные направления повышения энергоэффективности**

Энергоёмкость может определяться не только для отдельных предприятий и отраслей промышленности, но и для всей экономики страны. В этом случае для характеристики энергоэффективности используется такой показатель, как энергоёмкость валового внутреннего продукта.

Показатель энергоёмкости валового внутреннего продукта, определяемый отношением суммарного расхода энергетических ресурсов к величине ВВП характеризует эффективность использования энергетических ресурсов в стране. Показатель энергоёмкости ВВП служит характеристикой энергонасыщенности производства и может определять его эффективность. Но, с другой стороны, нерациональное расходование энергии, приводящее к повышению энергоёмкости, вызывает снижение эффективности производства. Поэтому два процесса: повышение энергоёмкости с целью повышения эффективности производства и снижение её, идут параллельно. В настоящее время второе направление является преобладающим и реализация мероприятий по экономии и рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов позволит повысить эф-

фективность, как промышленного производства, так и всей экономики страны в целом.

Однако достоверное определение этого показателя сталкивается с проблемой объективной оценки величины ВВП. Если она определяется в национальной валюте, то рассчитанный показатель может быть использован только для внутреннего пользования, например, для анализа динамики его по годам. В то же время при этом необходимо годовые величины ВВП приводить в сопоставимый вид с учетом инфляции. Для межстрановых сопоставлений, а это является наиболее важным, чтобы можно было судить об эффективности использования энергоресурсов в стране, ВВП необходимо измерять в твердой валюте, например в долларах. Однако при этом также возникает проблема объективной денежной оценки ВВП. Одним из способов оценки является использование официального обменного валютного курса, что дает возможность переводить белорусские рубли в твердую валюту. Однако такая оценка приводит к искажению оценки из-за того, что данный валютный курс неадекватно отражает экономический потенциал страны. Обменные курсы не обеспечивают адекватного отражения покупательной способности денежных единиц на национальном рынке. Такой курс завышает потенциал экономики стран с относительно высокими уровнями цен и снижает потенциал экономики стран с относительно низкими уровнями цен. Наибольшее распространение получила оценка ВВП по паритету покупательной способности (ППС). ППС представляют собой переводные коэффициенты, которые элиминируют различия в уровне цен между странами при переводе.

В последнее двадцатилетие в развитых странах наблюдался энергоэффективный экономический рост (на 1 % прироста валового внутреннего продукта приходилось в среднем лишь 0,4 % прироста потребления энергоносителей). В результате энергоемкость валового внутреннего продукта в среднем в развитых странах уменьшилась на 21–27 %.

Высокое значение энергоемкости ВВП в странах СНГ свидетельствует о недостаточно эффективном использовании энергоресурсов в потреблении и, следовательно, наличии значительных резервов энергосбережения. Анализ ретроспективной тенденции развития указанных стран показывает, что потребление энергоресурсов имеет противоречивую тенденцию. В первые годы развития

энергетики отмечался неуклонный рост энергоемкости и это характеризовалось как позитивный фактор, т.к. повышение энергооборуженности труда способствовало повышению его производительности. С другой стороны, научно-технический прогресс был постоянно направлен на повышение эффективности энергоиспользования, то есть на снижение энергоемкости производства. Результирующая тенденция зависит от многих факторов и анализ показывает, что в последние годы тенденция энергосбережения преобладает над тенденцией роста энергооборуженности. В настоящее время все производственные процессы осуществляются на основе использования энергетических ресурсов, и главной проблемой при этом является выбор рационального вида энергоресурсов и наиболее эффективных путей их использования.

В табл. 1.4.1 представлена динамика энергоемкости ВВП по индустриально развитым и развивающимся странам

Таблица 1.4.1

Динамика энергоемкости в кг у.т. на 1 доллар ВВП

Страны	Годы				
	1990	1995	2000	2010	2020
Промышленно развитые	0,39	0,37	0,36	0,29	0,23
Развивающиеся	0,82	0,80	0,71	0,66	0,56

Из этой табл. видно, что в развитых странах к 2020 году ожидается снижение энергоемкости в 1,7 раза, а в развивающихся странах только в 1,46 раза. Опережение развитых стран по отношению к развивающимся по показателю энергоемкости не только сохраняется, но еще в большей степени увеличивается. Возможно, это объясняется недостатком инвестиций в проведение энергосберегающих мероприятий в развивающихся странах. Беларусь по данным показателям энергоемкости ближе к развивающимся странам, чем к развитым, хотя экономический потенциал ее, измеренный в объеме ВВП на душу населения, значительно выше, чем во многих развивающихся странах. Это свидетельствует о неэффективном исполь-

зовании энергии и наличии большого резерва повышения энергоэффективности в стране.

В работе [6] была показана следующая связь между темпами роста энергоемкости, с одной стороны, и темпами роста энергопотребления и ВВП, с другой стороны:

$$\frac{d(e)}{e} = \frac{d(\text{ЭР})}{\text{ЭР}} - \frac{d(\text{ВВП})}{\text{ВВП}}.$$

Из данного выражения следует, что динамика изменения энергоемкости ВВП определяется как темпами потребления топливно-энергетических ресурсов, так и темпом экономического развития экономики. Если темп роста энергопотребления опережает темп роста ВВП, то энергоемкость растет, а если соотношение обратное, то энергоемкость снижается. Таким образом, для обеспечения роста энергоэффективности экономики страны необходимо, чтобы темп экономического развития страны, выражаемый в росте ВВП, опережал бы темп роста энергопотребления. Следует отметить две противоречивые тенденции в динамике энергопотребления. С одной стороны, рост энерговооруженности труда как важный фактор повышения его производительности, с другой стороны, снижение энергоемкости, как результат проводимой политики в области повышения энергоэффективности. Анализ показывает, что на данном этапе развития экономики тенденция снижения энергоемкости преобладает над тенденцией роста энерговооруженности.

Существенное влияние на величину энергоемкости оказывают климатические условия, которые можно охарактеризовать таким показателем, как число градусо-суток отопительного сезона (ГСОП). Это показатель определяется как произведение длительности отопительного периода на средний за период перепад температур в помещении и окружающей среде. В табл. 1.4.2 приведены данные по этому показателю по разным странам [7].

Из данной таблицы видно, что климатические условия в Беларуси более тяжелые, чем в ряде западных стран, и это независимо от энергоэффективности в промышленности оказывает существенное влияние на повышение энергоемкости ВВП. Без учета этого об-

стоятельства, выводы, сделанные на основе сопоставления энергоемкости в различных странах, могут оказаться неверными. Равенство этих показателей в двух странах необязательно отражает уровень развития экономик этих стран. Например, страны Латинской Америки имеют низкое значение энергоемкости, но и низкое значение ВВП на душу населения. Это можно объяснить мягким климатом этого региона, исключающим использование большого количества энергии на отопление. Более чем в два раза высокое значение энергоемкости в Беларуси по сравнению с западными странами также в значительной мере объясняется более тяжелыми климатическими условиями. В России показатель ГСОП несколько выше, чем в Беларуси, и поэтому этим частично объясняется более высокая величина энергоемкости в России, чем в Беларуси. В то же время из межстрановых сопоставлений следует, что повышение уровня экономического развития стран сопровождается снижением энергоемкости. Можно сказать, что повышение энергоэффективности экономики является необходимым условием повышения ее уровня.

Таблица 1.4.2

Значения градусо-суток отопительного периода

Страна	Значение ГСОП	То же в % к Беларуси
Беларусь	3900	100
Россия	4360	112
США	2316	59
ФРГ	2530	65
Франция	2450	63
Англия	2390	62

Состояние национальных экономик можно охарактеризовать с помощью двух показателей: энергоемкости и душевым энергопотреблением. Высокоразвитые страны имеют низкую энергоемкость и высокий уровень душевого энергопотребления. Весьма характерно для сопоставления разных стран душевое электропотребление. В развитых странах оно превышает 6 тыс. кВт·ч на человека (в США

– 12 тыс. кВт·ч, в Норвегии – 28 тыс. кВт·ч), в то время как в Беларуси оно равно 3,4 тыс. кВт·ч.

Ссылка на менее благоприятные климатические условия не должна оказывать успокаивающего влияния на работу в области повышения энергоэффективности. Нынешняя энергоемкость может быть снижена не менее чем на 30 %, что сделает значение этого показателя ближе к его уровню в западных странах. Резервы повышения энергоэффективности заключены также в том, что промышленность РБ не является слишком энергоемкой, хотя и есть отдельные энергоемкие предприятия и отрасли. Промышленность Беларуси имеет машиностроительную направленность, а в последние годы ее структура переориентируется на высокотехнологичные неэнергоемкие производства. Рост ВВП происходит, в основном, на базе развития таких предприятий и сферы услуг, а это в дополнительной степени благоприятствует снижению энергоемкости ВВП.

### *Сравнение энерговооруженности по разным странам*

Важным показателем, характеризующим уровень экономического развития страны является показатель энерговооруженности, измеряемый отношением количества потребляемых энергоресурсов на одного человека в год. Структура потребляемых энергоресурсов по разным странам может быть различной. В одной стране, как например, в Польше превалирует уголь, в другой, как например, в Норвегии, превалируют гидроэнергоресурсы, и в третьей стране, как во Франции, велик удельный вес ядерного топлива. Поэтому для объективного сопоставления целесообразно все виды энергоресурсов приводить к одной единице измерения, скажем, условному или нефтяному топливу. Ниже сопоставление осуществлено для Германии, как для ведущей страны западного мира, для Финляндии, климатические условия которой близки к Беларуси, и для Беларуси.

**Германия.** Исходные данные: энергоемкость ВВП - 0,15 кг н.э./долл. ВВП, ВВП на душу населения – 33150 долл./чел., численность населения – 80 млн чел.

Общий годовой расход энергоресурсов  $0,15 \cdot 33150 \cdot 80 \cdot 10^6 = 320$  млн т н.э. = 457 млн т у.т.

Энерговооруженность –  $320:80 = 4$  т н.э./чел = 5,7 т у.т./чел.

**Финляндия.** Исходные данные: энергоемкость 0,2 кг н.э./долл.ВВП, ВВП на душу населения 34500 долл./чел, численность населения – 5,5 млн чел., годовое электропотребление  $\mathcal{E}_{\text{год}} = 84$  млрд кВт·ч.

Общий годовой расход энергоресурсов –  $0,2 \cdot 34500 \cdot 5,5 \cdot 10^6 = 37,95$  млн т н.э. = 54 млн т у.т. Душевое электропотребление –  $84 : 5,5 = 15270$  кВт·ч/чел.

Энерговооруженность –  $37,95:5,5 = 6,9$  т н.э./чел = 9,8 т у.т./чел.

**Беларусь.** Исходные данные: энергоемкость ВВП – 0,3 кг н.э./долл.ВВП, ВВП на душу населения 10850 долл./чел.(по данным мирового банка), численность населения – 10 млнчел.

Общий годовой расход энергоресурсов –  $0,3 \cdot 10850 \cdot 10 \cdot 10^6 = 32,6$  млн т н.э. = 46,6 млн т у.т.

Энерговооруженность  $\mathcal{E}=32,6:10=3,26$  т н.э./чел = 4,66 т у.т./чел.

Если ориентироваться для Беларуси на величину энергоемкости, равную 0,2 кг н.э./долл. ВВП (как в Финляндии), то общий годовой расход энергоресурсов составит  $0,2 \cdot 10850 \cdot 10 \cdot 10^6 = 21700$  т н.э. = 31100 т у.т. Энерговооруженность при этом составит 2,17 т н.э./чел = 3,11 т у.т./чел.

Как видно, энерговооруженность в РБ примерно в три раза меньше, чем в Финляндии при том же уровне энергоемкости. Аналогичное соотношение и между ВВП на душу населения в данных странах. Это свидетельствует о том, что объем ВВП на душу населения зависит от энерговооруженности труда и для стран с близкими природными условиями, как для РБ и ФР, он пропорционален энерговооруженности в одинаковой степени. В Германии климат мягче, поэтому для достижения той же величины ВВП на душу населения требуется меньше расхода энергоресурсов. Для достижения того же уровня жизни в Беларуси как в Финляндии необходимо увеличение объема потребления энергии примерно в три раза при условии снижения энергоемкости ВВП до уровня Финляндии, то есть с 0,3 до 0,2 кг н.э./долл.ВВП.

К 2020 году Беларусь достигнет уровня энергоемкости, равной нынешней энергоемкости в Финляндии. Без увеличения объема производства ВВП величина энергопотребления должна снизиться на примерно 30 % по сравнению с 2010 годом. Так как рост ВВП намечается в 2,1 раза по сравнению с 2010 годом, то объем энергопотребления должен повыситься, но в гораздо меньшей степени, на величину соответствующую снижению энергоемкости ВВП.

## 1.5. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ

### 1.5.1. Энергоэффективность электростанций различных типов

Укрупнено можно выделить три направления повышения энергоэффективности в стране. Первое – это повышение эффективности потребления энергоресурсов на тепловых электростанциях и в котельных для производства электрической и тепловой энергии. Второе – это повышение энергоэффективности передачи и распределения энергии. Третье – повышение эффективности потребления энергоресурсов и энергии на промышленных предприятиях и в других отраслях народного хозяйства для производства конечной продукции, выполнения работ, оказания услуг и т.п. Общий потенциал энергосбережения в стране оценивается величиной порядка 7 млн т н.э., из них примерно 30 % относится к сфере производства и транспортировки электрической и тепловой энергии. В данной главе рассматривается первое направление.

Основными элементами энергосистемы являются электростанции, осуществляющие производство электрической энергии [6]. Электростанции классифицируются следующим образом: тепловые электростанции (ТЭС), гидроэлектростанции (ГЭС), атомные электростанции (АЭС). Помимо данных типов электростанций в последние годы все интенсивнее используются ветровые (ВЭС), солнечные (СЭС) и геотермальные (ГЕОЭС) электростанции. В рамках развития распределенной генерации энергии сооружаются, так называемые, блок-станции в виде газопоршневых, парогазовых и паротурбинных когенерационных генерирующих источников на промышленных предприятиях, в коммунальном хозяйстве и других секторах экономики.

**Тепловые электростанции** классифицируются на конденсационные (КЭС), осуществляющие производство только электрической энергии и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), осуществляющие производство электрической и тепловой энергии. К тепловым электро-

станциям относятся также газотурбинные (ГТЭС) и парогазовые электростанции (ПГЭС), которые могут выступать в роли КЭС и ТЭС. Все ТЭС работают на углеводородном (органическом) топливе (природный газ, уголь, жидкое топливо). К (ГЭС) относят также гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС)

Электростанции могут быть классифицированы по режиму работы: базовые, маневренные (полупиковые) и пиковые. К первой группе относят КЭС, АЭС, ТЭС на теплофикационном режиме и частично ГЭС. Они используются для покрытия базовой части графика электрической нагрузки, в основном, ночной. Ко второй группе – маневренные КЭС, ПГЭС, к третьей группе – ГЭС, ГАЭС, ГТЭС.

Электростанции классифицируются также по величине обслуживаемой ими территории: районные – такие электростанции в свое время получили название государственных районных электростанций (ГРЭС); местные – предназначенные для обслуживания отдельного населенного пункта; блок-станции – это станции сравнительно небольшой мощности, предназначенные для электрообеспечения отдельных предприятий, на территории которых или вблизи их они сооружаются.

Помимо указанных выше признаков классификации электростанций, для каждого типа станции могут быть даны свои внутренние признаки классификации. Например, КЭС и ТЭС различаются по начальным параметрам пара (докритические, закритические, суперкритические), по технологической схеме (с поперечными связями и блочные). АЭС могут быть классифицированы по типу реакторов (на тепловых и быстрых нейтронах).

В настоящее время основным типом электростанций, используемым в Беларуси, являются паротурбинные станции, работающие на природном газе, который является доминирующим видом топлива в электроэнергетике страны. На рис. 2 представлена схема паротурбинной тепловой электростанции, характерная для КЭС.

В котле вырабатывается пар, который, проходя через паровую турбину (2), теряет давление и температуру и конденсируется в конденсаторе (4), откуда насосом (5) подается снова в котел. Цикл замыкается и носит название **цикла Ренкина**. На одном валу с турбиной находится электрогенератор, в котором в результате вращения его турбиной, вырабатывается электроэнергия.

Конденсатор представляет собой простейший теплообменник, охлаждаемый с помощью циркулирующей воды, которая в свою очередь охлаждается в специальных водоемах-охладителях или же в градирнях. Градирня представляет собой теплообменник, где циркуляционная вода разбрызгивается и при падении с высоты около 5 метров интенсивно охлаждается потоком воздуха, полученным за счет естественной конвекции.

### Блочная схема паротурбинной тепловой станции

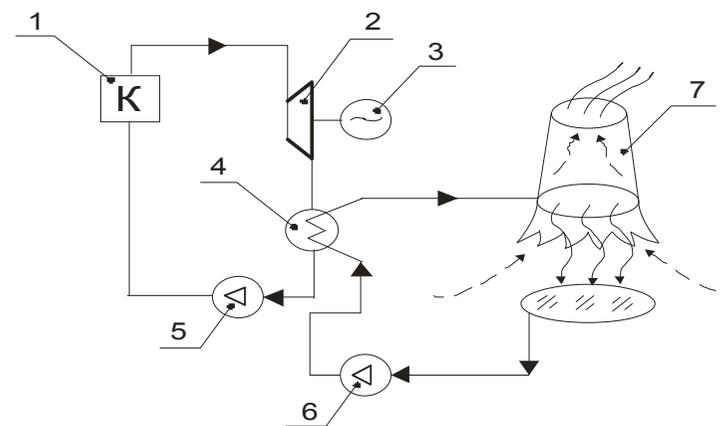


Рис. 2.

1 – котел; 2 – паровая турбина; 3 – трехфазный синхронный генератор; 4 – конденсатор; 5 – конденсатный насос; 6 – циркуляционный насос; 7 – градирня

Отношение производимой энергии к подводимой – относительная величина, называемая коэффициентом полезного действия энергоустановки. Это показатель характеризует энергоэффективность генерирующей установки, то есть степень полезного использования первичной энергии. Различные генерирующие установки данного назначения могут сравниваться друг с другом по этому показателю и это дает основание судить о сравнительной энергоэффективности этих установок. Энергоэффективность производства электроэнергии на КЭС может выражаться показателем удельного расхода топлива на отпущенную электроэнергию. История развития паротурбинных КЭС характеризуется повышением начальных параметров пара, что приводило к снижению величины удельного

расхода топлива. Если на первых станциях с параметрами от 9 до 14 МПа удельный расход составлял свыше 0,4 кг у.т./кВт·ч, то на агрегатах с параметрами 17 МПа он составил уже 0,37 кг у.т./кВт·ч. На агрегатах с закритическими параметрами (24 МПа и 540 °С) он составил 0,32 кг у.т./кВт·ч и даже меньше. В настоящее время разработаны и в ряде стран эксплуатируются агрегаты с суперкритическими параметрами (30 МПа и 600 °С), на которых удельный расход составляет 0,26 кг у.т./кВт·ч.

Для определения удельного расхода топлива на электроэнергию при номинальной нагрузке энергоблока необходимо рассчитать КПД нетто его, который определяется как (в относительных единицах)

$$\eta_n^{\text{бл}} = \eta_{\text{ка}}^{\text{н}} \eta_{\text{тп}}^{\text{н}} \eta_{\text{та}}^{\text{н}} \eta_{\text{г}},$$

где  $\eta_{\text{ка}}^{\text{н}}$  – КПД нетто котлоагрегата;  $\eta_{\text{тп}}^{\text{н}}$  – КПД трубопроводов пара (теплого потока);  $\eta_{\text{та}}^{\text{н}}$  – КПД нетто турбоагрегата,  $\eta_{\text{г}}$  – КПД генерации электроэнергии.

Удельный расход топлива на электроэнергию определяется по формуле:

$$b_{\text{э}} = 0,123 / \eta_n^{\text{бл}},$$

где 0,123 – топливный энергетический эквивалент 1 кВт·ч в кг у.т. (0,123 кг у.т./кВт·ч).

Заметим, что современные энергетические котлы имеют КПД порядка 0,9–0,92, а КПД теплового потока составляет 0,98–0,99, КПД генерации составляет примерно 0,99. КПД турбоагрегатов существенно зависят от начальных параметров пара. С повышением их КПД турбоагрегатов повышается. Для турбоагрегатов на закритических параметрах пара он может составлять 0,43–0,45 при удельном расходе топлива на блоке, равном примерно 0,314–0,316 кг у.т./кВт·ч.

Отличием ТЭЦ от КЭС является производство на ТЭЦ не только электрической, но и тепловой энергии. Место размещения ТЭЦ обычно привязывается к месту сосредоточения тепловых нагрузок. Основное оборудование ТЭЦ – турбоагрегаты теплофикационного типа – подразделяется на два вида: с отбором пара и конденсаций и с противодавлением.

Первые могут работать в чисто конденсационном цикле, то есть при отсутствии отпуска тепла из отборов, и в смешанном режиме, то есть при отпуске тепла и в конденсационном режиме. В чисто теплофикационном цикле они работать не могут, так как по техническим требованиям всегда требуется минимальный пропуск тепла в конденсатор, что обуславливает минимальную конденсационную выработку электроэнергии. Данные турбоагрегаты разделяются на два вида: с одним отбором пара на отопление и горячее водоснабжение типа Т и с двумя отборами пара, типа ПТ, с отбором также на технологические нужды, для чего требуется пар более высоких параметров.

Турбоагрегаты с противодавлением это чисто теплофикационные агрегаты, конденсационная мощность их равна нулю. Генерируемая ими электрическая мощность определяется только величиной тепловой нагрузки.

На ТЭЦ устанавливаются нередко два типа агрегатов, причем турбины с противодавлением устанавливаются при наличии стабильной на протяжении всего года базовой тепловой нагрузки. Суммарная генерируемая мощность ТЭЦ определяется как сумма теплофикационной ( $P_{\text{тф}}$ ) и конденсационной ( $P_{\text{к}}$ )

$$P_{\text{тэц}} = P_{\text{тф}} + P_{\text{к}}.$$

Эта же мощность может быть представлена в виде

$$P_{\text{тэц}} = P_{\text{вын}} + P_{\text{св}},$$

где  $P_{\text{вын}}$  – вынужденная мощность, равная сумме теплофикационной и минимальной конденсационной, обусловленной минимальным пропуском пара в конденсатор ( $P_{\text{вын}} = P_{\text{тф}} + P_{\text{к}}^{\text{мин}}$ ),  $P_{\text{св}}$  – свободная мощность, равная конденсационной, нагружаемой сверх минимальной конденсационной.

Величина удельного расхода топлива на электроэнергию зависит от размера отпускаемого из отборов турбин тепла и соответственно от удельного веса выработки теплофикационной электроэнергии в общей выработке и принятого способа разделения общих затрат ТЭЦ между электрической и тепловой энергией. При, так называемом, физическом методе удельный расход на электроэнергию по

теплофикационному циклу получается равным примерно 0,150 кг у.т./кВт·ч. Удельный расход на отпуск тепла получается равным примерно 160 кг у.т./Гкал. Средний удельный расход на электроэнергию по ТЭЦ, определяемый как средневзвешенная величина, оказывается значительно выше, так как станция помимо теплофикационной электроэнергии производит также конденсационную, удельный расход на которую на ТЭЦ даже выше, чем на КЭС.

Средний удельный расход топлива на электроэнергию на ТЭЦ определяется по выражению:

$$b_{\text{тэц}}^{\text{э}} = b_{\text{тэц}}^{\text{ф}} \mu_{\text{тф}} + b_{\text{тэц}}^{\text{к}} (1 - \mu_{\text{тф}}),$$

где  $\mu_{\text{тф}}$  – теплоэлектрический коэффициент, определяемый как отношение теплофикационной выработки электроэнергии к общей ( $\mathcal{E}_{\text{тф}}/\mathcal{E}_{\text{тэц}}$ );  $b_{\text{тэц}}^{\text{ф}}$  – удельный расход топлива на электроэнергию по теплофикационному циклу;  $b_{\text{тэц}}^{\text{к}}$  – удельный расход топлива на электроэнергию по конденсационному циклу.

Наиболее представительным показателем энергоэффективности ТЭЦ может служить общий энергетический КПД станции и определяемый на его основе удельный расход топлива на отпущенную энергию, как электрическую, так и тепловую, определенные в одной единице измерения. Тогда величина последнего может быть определена как:

$$b_{\text{э}} = (b_{\text{тэц}}^{\text{э}} \mathcal{E}_{\text{отп}} + b_{\text{тэц}}^{\text{т}} Q_{\text{отп}}) / (\mathcal{E}_{\text{отп}} + k_{\text{э}} Q_{\text{отп}}),$$

где  $\mathcal{E}_{\text{отп}}$  – величина отпуска электроэнергии от ТЭЦ;  $Q_{\text{отп}}$  – величина отпуска тепловой энергии от ТЭЦ;  $b_{\text{тэц}}^{\text{т}}$  – удельный расход на отпуск тепловой энергии от ТЭЦ;  $k_{\text{э}}$  – коэффициент, переводящий тепловую энергию в электрическую (1кВт·ч = 3600 кДж).

Пример. Предположим, что  $b_{\text{тэц}}^{\text{э}} = 0,24$  кг у.т./кВт·ч,  $b_{\text{тэц}}^{\text{т}} = 165$  кг у.т./Гкал,  $\mathcal{E}_{\text{отп}} = 600$  млнкВт·ч,  $Q_{\text{отп}} = 700$  тыс.Гкал,  $k_{\text{э}} = 1/3600$  кВт·ч/кДж = 1/860 кВт·ч/ккал. Тогда:

$$b_{\text{э}} = (0,24 \cdot 600 \cdot 10^6 + 165 \cdot 700 \cdot 10^3) / (600 \cdot 10^6 + 700 \cdot 10^9 / 860) = 0,183 \text{ кг у.т./кВт·ч}.$$

Это эквивалентно  $0,123 : 0,183 = 0,67$  (67 % КПД).

На рис. 3 представлена схема газотурбинной установки (ГТУ). Блоки 3, 4, 5 находятся на одном валу. Топливо под действием топливного насоса (1) подается в камеру сгорания (2), туда же подается воздух при помощи воздушного турбокомпрессора (3). При сгорании топлива в камере сгорания (2) образуется большое количество выхлопных газов, которые с температурой 850 °С поступают в газовую турбину, на выходе из которой они уже имеют температуру 450–700 °С. Вал газовой турбины приводится во вращение, при этом 60 % мощности идет на вращение воздушного турбокомпрессора (3), а только 40 % идет на привод генератора.

По сравнению с ПТУ газотурбинная установка имеет ряд преимуществ. Главное – это отсутствие громоздкого котла. Топливо сжигается в небольшой камере сгорания, находящейся в самой турбине или рядом с ней. Процесс расширения газов происходит в самой турбине, состоящей из 3–5 ступеней, в то время как паровая турбина имеет несколько цилиндров с множеством ступеней. Компактность турбины позволяет собирать ее на заводе и доставлять на объект железнодорожным или автомобильным транспортом.

Блочная схема ГТУ

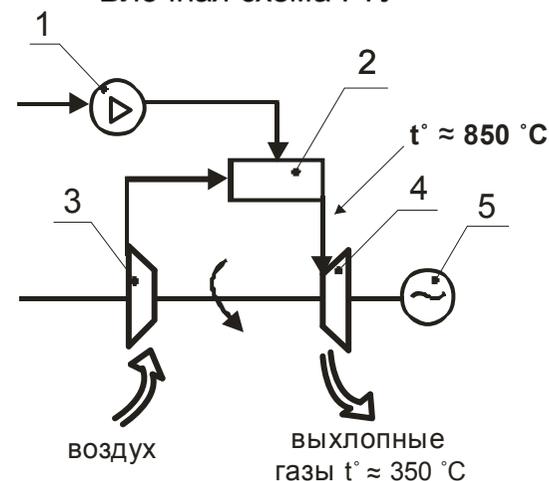


Рис.3.

1 – топливный насос; 2 – камера сгорания; 3 – воздушный турбокомпрессор; 4 – газовая турбина; 5 – трехфазный генератор

Выносная камера сгорания транспортируется отдельно и затем легко и быстро присоединяется к турбине на месте. По конструктивному исполнению и по принципам преобразования тепловой энергии в механическую работу газовые турбины не отличаются от паровых. В газовой турбине рабочим телом является смесь продуктов сгорания с воздухом или нагретый воздух при определенном давлении и, по возможности, с высокой начальной температурой. В проточной части газовой турбины совершается процесс расширения рабочего газа, преобразования тепловой энергии в кинетическую и вслед за этим – процесс преобразования кинетической энергии газа в механическую работу вращения ротора (вала) турбины. В ГТУ отсутствует дорогая система водоснабжения, включающая конденсатор, подогреватели, питательные и конденсатные насосы, деаэраторы. Для монтажа ГТУ требуется меньше времени и затрат, чем для ПТУ. Все это приводит к тому, что стоимость 1 кВт установленной мощности газотурбинной электростанции значительно меньше паротурбинной, хотя стоимость ГТУ (компрессор – камера сгорания – газовая турбина) оказывается дороже паровой турбины такой же мощности. Важным преимуществом ГТУ является ее высокая маневренность – включение в работу и набор номинальной нагрузки осуществляются в течении нескольких минут.

Недостатком ГТУ является их меньшая экономичность по сравнению с ПТУ. Современные ГТУ имеют КПД порядка 36–38 %, в то время как ПТУ – 40–43 %. К недостаткам относится также меньшая номинальная мощность – самые мощные ГТУ имеют ее величину порядка 340 МВт. ГТУ могут работать только на специальном жидком или газообразном топливе, в то время как ПТУ – также и на углях. Более высокая стоимость используемого топлива определяют целесообразность самостоятельного использования ГТУ в качестве пиковых мощностей. Время запуска ГТУ составляет 10-20 минут. Так как выхлопные газы имеют высокую температуру, то на выходе можно использовать их для нагрева конденсата в ПТУ. Нередко выхлопные газы направляются в котел-утилизатор, который используется для производства тепловой энергии, идущей на нужды отопления и горячего водоснабжения. В результате получаем ГТУ-ТЭЦ. Однако основное назначение ГТУ – это их использование в парогазовом цикле, когда теплота отработавших газов с температурой 500-650°С используется в котлах (в паровой части цик-

ла). В парогазовой установке (ПГУ) достигается КПД конденсационного цикла в 54–60 %, благодаря чему существенно снижается удельный расход топлива на выработку электроэнергии.

Экономические показатели парогазовых установок (ПГУ) существенно зависят от структуры их тепловой схемы. На рис. 4 представлена принципиальная схема наиболее перспективной ПГУ бинарного типа, с котлом-утилизатором, работающим лишь на отходящих газах ГТУ.

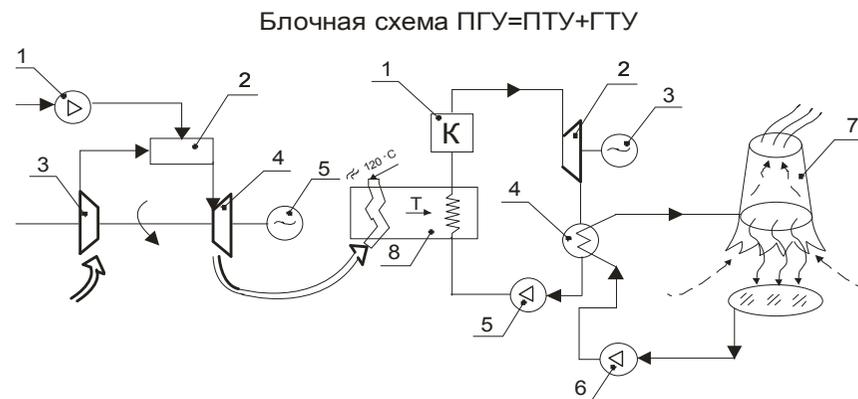


Рис. 4. Принципиальная схема бинарной ПГУ с котлом-утилизатором

В установках бинарного типа выработка электроэнергии по паровому циклу осуществляется без сжигания дополнительного топлива в котле-утилизаторе. Мощность паротурбинной части определяется объемом теплоты, подводимой с выходящими газами в котел и составляет примерно 1/3 мощности всего парогазового блока. Остальные 2/3 мощности приходятся на газотурбинную часть.

В ПГУ сбросного типа теплота отработавших в газовой турбине газов составляет лишь часть подводимой в паровой цикл теплоты и поэтому в котле сжигается дополнительное топливо. Доля мощности ГТУ в общей мощности составляет примерно 1/3.

Бинарные парогазовые установки являются более экономичными и их целесообразно применять при сооружении новых ТЭС, а

также на действующих паротурбинных установках путем модернизации паротурбинной части.

КПД конденсационной ПГУ может быть представлен в виде

$$\eta_{ПГУ} = \eta_{ГТУ} \cdot \beta + (1 - \eta_{ГТУ} \cdot \beta) \cdot \eta_{ПТУ},$$

где  $\eta_{ГТУ}$  и  $\eta_{ПТУ}$  – электрический КПД ГТУ и ПТУ;  $\beta$  – степень бинарности ПГУ, определяемая по формуле:

$$\beta = \frac{Q_{кc}}{Q_{кc} + Q_k},$$

где  $Q_{кc}$  – теплота топлива, сжигаемого в камере сгорания ГТУ;

$Q_k$  – теплота топлива, дополнительно сжигаемого в котле.

Если  $Q_k = 0$ , то  $\beta = 1$ , т.е. установка является чисто бинарной, и ее КПД определяется по формуле:

$$\eta_{ПГУ} = \eta_{ГТУ} + (1 - \eta_{ГТУ}) \cdot \eta_{ПТУ}.$$

В расчетах  $\eta_{ГТУ}$  принимается по заводским данным, а  $\eta_{ПТУ}$  определяется расчетом и, в основном, зависит от экономичности паровой турбины и котлоагрегата.

Для теплофикационного цикла, где теплота отработавшего рабочего тела далее полезно используется потребителями, КПД топливоиспользования по выработке ЭЭ для всех типов энергетических установок практически находится на уровне 80–85 %, что при физическом методе распределения топливных затрат соответствует удельному расходу топлива на выработку ЭЭ 145-154 г у.т./кВт·ч.

Энергетическая эффективность теплофикационного цикла зависит от удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении – количества электроэнергии, вырабатываемого за счет отпуска от установки единицы теплоты.

Важнейшие показатели бинарных и сбросных ПГУ – ТЭЦ представлены в таблице 1.5.1.

Показатели бинарных и сбросных ПГУ–ТЭЦ

Показатели	Бинарная ПГУ	Сбросная ПГУ
Доля газотурбинной мощности	0,6 -0,75	0,3
Доля топлива, преобразованного в ээ,%	48-54	42-45
Доля топлива, преобразованного в теплоту,%	36-32	42-41
КПД	84-86	84-86
Удельный расход топлива, г/кВтч	155-160	170-180
Относительная выработка ээ на тепловом потреблении	1,2-1,3	0,75-0,9

Удельная экономия топлива от теплофикации определяется как:

$$\Delta b = w_T \cdot (b_{кэс} - b_{тэ}^{тэц}), \text{ кг у.т./Гкал},$$

где  $w_T$  – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, кВт·ч/Гкал;  $b_{кэс}$  и  $b_{тэ}^{тэц}$  – удельный расход топлива на выработку ЭЭ на замещающей КЭС энергосистемы и по теплофикационному циклу ТЭЦ, кг у.т./кВт·ч. Для Беларуси сейчас замещающей КЭС является Лукомльская ГРЭС с  $b_{кэс} \approx 0,318$  кг у.т./кВт·ч.

Величина  $w_T$  зависит от начальных и конечных параметров рабочего тела в тепловом двигателе. Для ПТУ с низкими начальными параметрами пара она составляет 100-150 кВт·ч/Гкал, а с высокими и закритическими – 500-750 кВт·ч/Гкал. Для ГТУ она равна 800-900 кВт·ч/Гкал, а для ПГУ может доходить до 1500 кВт·ч/Гкал, что свидетельствует об их высокой термодинамической эффективности. Соответственно удельная экономия топлива за счет комбинированной выработки энергии для этих энергоустановок находится в пределах 20-220 кг у.т./Гкал.

Реализация парогазовой технологии на тепловых электростанциях способствует как повышению экономической эффективности энергопроизводства, так и сокращению экологической нагрузки на окружающую среду вследствие полной утилизации дымовых газов. Данные энергоэкономические и экологические преимущества газо-

турбинных (ГТУ) и парогазовых установок (ПГУ) обусловили тот факт, что в последние годы удельный вес ГТУ и ПГУ в структуре генерирующих мощностей мировой электроэнергетики значительно увеличился

**Атомная электрическая станция (АЭС)** представляет собой разновидность тепловой электрической станции, где вместо котла используется ядерный реактор, основным назначением которого является выработка теплоты.

Через атомный реактор 1 проходит вода (рис. 5). Она нагревается, превращается в пар, который поступает на паровую турбину, на одном валу с которым находится электрогенератор. Как и на ТЭС отработанный пар поступает в конденсатор и конденсатным насосом направляется в зону атомного реактора в виде воды.

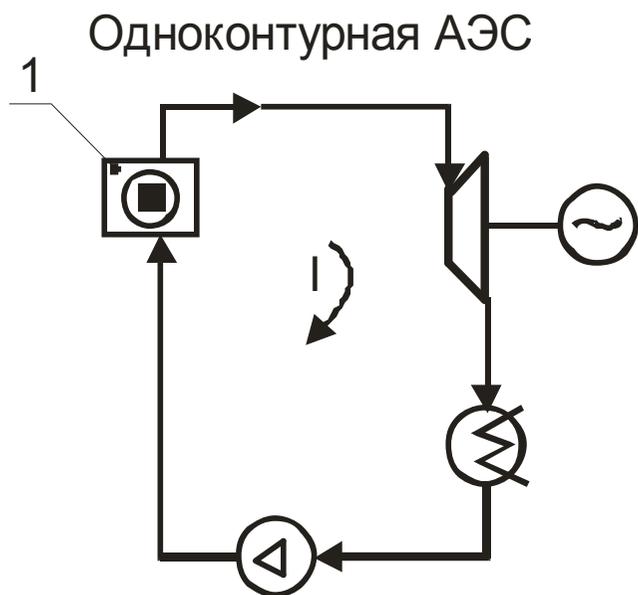


Рис. 5

Положительная сторона одноконтурной АЭС – ее простота и высокий КПД (45 %), а отрицательная – высокая радиационная опасность для обслуживающего персонала и оборудования, так как любая среда, контактирующая с радиоактивными веществами, сама

становится радиоактивной. В настоящее время одноконтурные АЭС не строятся. Одноконтурные схемы применялись на первых этапах развития атомной энергетики. Для того чтобы повысить радиационную безопасность применяется двухконтурная (рис. 6) и трехконтурная схемы.

### Блочная схема двухконтурной АЭС

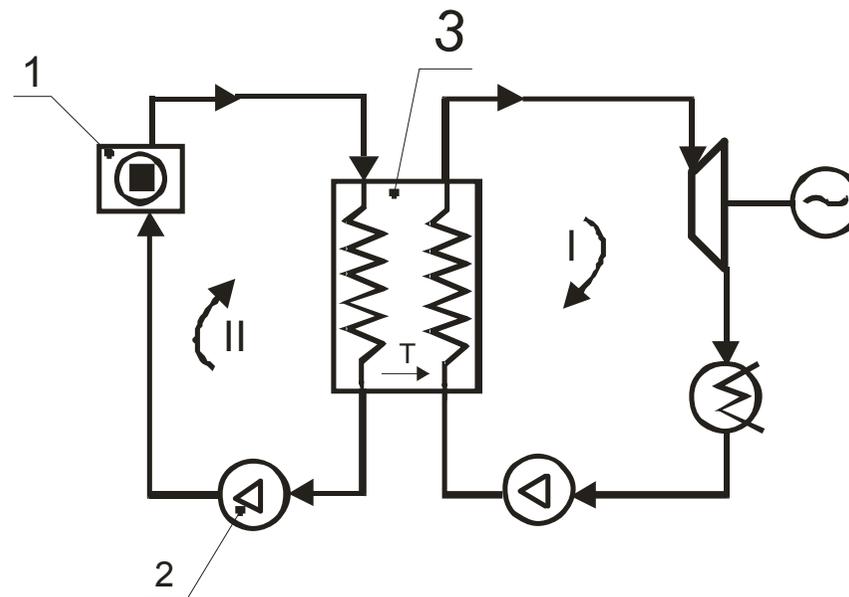


Рис. 6.

1 – атомный реактор; 2 – циркуляционный насос I контура;  
3 – теплообменник-испаритель, в котором теплота из первого контура переходит во второй

В качестве теплоносителя I контура используются щелочные металлы: натрий, калий, литий, имеющие низкую температуру плавления (60–120 °С). Во втором контуре в качестве теплоносителя используется вода. В атомный реактор загружается около 400 тонн тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ-ов). Располагаются они в шахматном порядке совместно с устройствами для поглощения нейтронов, вызывающих цепную ядерную реакцию.

В настоящее время в мире эксплуатируется 443 атомных энергоблока общей мощностью 370 ГВт, вырабатывая около 16 % всей электроэнергии. Наиболее крупным парком АЭС обладают Соединенные Штаты Америки, в системы энергоснабжения которых вовлечено 103 атомных энергоблока. Во Франции эксплуатируется 59 атомных энергоблоков, Японии – 55 энергоблоков, России – 31.

**Гидроэлектростанции** используют энергию падающего потока воды. Эти станции могут быть установлены на реках с использованием плотин, в море с использованием энергии морских волн и энергии приливов и отливов.

Мощность ГЭС определяется по формуле:

$$P = Q \cdot \rho \cdot g \cdot h,$$

где  $Q$  – расход воды,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $\rho$  – плотность воды,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ,  $g$  – ускорение свободного падения;  $h$  – высота падения воды,  $\text{м}$ .

Существует два типа гидротурбин: **активные и реактивные**.

Примером активной гидротурбины является турбина Пельтона, показанная на рис. 7.

### Турбина Пельтона

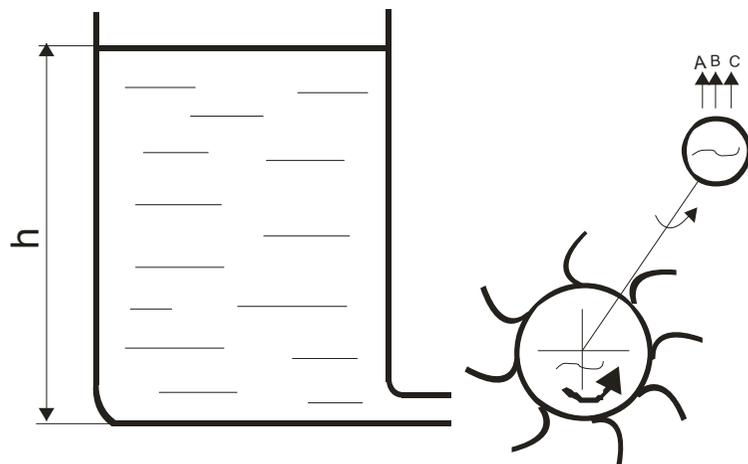


Рис. 7. Турбина Пельтона

Особенностью работы этой турбины является частичное погружение лопастей в воду.

Особенностью работы реактивной гидротурбины (рис. 8) является полное погружение ее лопастей в воду. Скорость вращения реактивной гидротурбины 350–500 об/мин.

### Реактивная гидротурбина



Рис. 8

На сегодняшний день гидроресурсы являются основным возобновляемым источником энергии. На ГЭС вырабатывается около 17 % всей электроэнергии в мире. В таких странах, как Канада, Бразилия, Австрия, Норвегия, Венесуэла, Парагвай производство электроэнергии на ГЭС доминирует в приходной части энергобаланса. По данным ИЕА в Парагвае генерирующие источники на традиционном ископаемом топливе отсутствуют, электроэнергия вырабатывается только на ГЭС

Важнейшей энергоэкономической особенностью крупных ГЭС является их высокая маневренность, что обуславливает использование мощностей ГЭС в централизованных энергосистемах как для покрытия пиков электрической нагрузки, так и для прохождения ночного минимума энергонагрузок (аккумулирование электроэнергии на ГАЭС). Высокая экономическая эффективность гидроэнергетики обусловлена отсутствием топливной составляющей себестоимости электроэнергии, слабой изнашиваемостью основных фондов. Следует также отметить, что сооружение гидроэнергетических объектов оказывает разностороннее влияние на окружающую среду. С одной стороны, при нормальном состоянии энергооборудования ГЭС могут полностью отсутствовать вредные выбросы в атмосферу. С другой, сооружение водохранилищ ГЭС сопровождается затоплением земель, изменением климатических условий, негативным влиянием на животный мир и рыбное хозяйство, что требует отыскания новых экологически дружественных гидроэнерготехнологий. Основные направления инновационного развития гидроэнергетики связаны с разработкой новых типов гидротурбин – модернизированных турбин Каплана и Франсиса и турбин с ротором спиралевидной формы, изготавливаемый наподобие центробежных насосов. В настоящее время данные технологические разработки находятся на этапе внедрения. Последующее тиражирование инновационных гидроэнерготехнологий будет способствовать оптимизации технологических процессов на ГЭС и минимизации негативного воздействия гидроэнергетики на окружающую среду.

### **1.5.2. Эффективность производства электрической и тепловой энергии в Белорусской энергосистеме**

Производство электроэнергии в Беларуси осуществляется на 25 тепловых электростанциях Белорусской энергосистемы, из которых только 13 являются относительно крупными и они производят примерно 96 % всей производимой в стране электроэнергии. Остальные 15 электростанций – это мелкие ТЭЦ, размещенные в различных городах и являющиеся, прежде всего, источниками теплоснабжения этих городов. Вырабатываемая на них электроэнергия не

является главным продуктом и она не определяет электроэнергетический баланс страны. Заметим, что в настоящее время введены в эксплуатацию сотни ТЭЦ небольшой мощности на промышленных предприятиях, в коммунальном хозяйстве и в других организациях, которые работают, как правило, параллельно со станциями энергосистемы, но организационно в состав ее не входят. Из указанных 13 крупных электростанций три являются КЭС-ми (Лукомльская ГРЭС, Березовская ГРЭС и Минская ТЭЦ-5), а остальные ТЭЦ-ми, размещенными главным образом в крупных городах, производя помимо электроэнергии также тепло на нужды отопления, горячего водоснабжения, вентиляции и для технологических целей. По данным за 2010 г. удельные расходы топлива на тепловых электростанциях энергосистемы составили 274 г у.т./кВт·ч и 168 кг у.т./Гкал (согласно физическому методу разделения затрат средневзвешенные значения).

Значения удельных расходов существенно разнятся по типам электростанций. По конденсационным электростанциям (ГРЭС-ам) они существенно выше, чем на теплоэлектроцентралях. По самим КЭС-ам они также существенно различаются. Следует заметить, что Минская ТЭЦ-5 хотя и называется ТЭЦ, однако это на самом деле КЭС. Эта станция строилась вначале как атомная ТЭЦ, но после аварии на Чернобыльской АЭС, белорусскую атомную ТЭЦ переориентировали на КЭС, работающую на газовом топливе. На этой станции самый низкий удельный расход топлива среди всех КЭС – 314 г у.т./кВт·ч, так как на ней установлено оборудование более усовершенствованных моделей. Самый высокий удельный расход топлива на агрегатах с докритическими параметрами пара Березовской ГРЭС – порядка 365–370 г у.т./кВт·ч. На этой станции оборудование было установлено в 60-е годы, однако оборудование этой станции модернизируется на основе перевода с паротурбинного на парогазовый цикл. Из шести уже переведено 4 энергоблока, удельный расход топлива на которых снизился до 310 г у.т./кВт·ч. Анализ динамики удельного расхода топлива на указанных КЭС показывает, что величина его стабильна, несколько снижаясь в зимнее время и повышаясь в летний период. Это объясняется особенностями энергетических характеристик оборудования, состоящими в том, что при более низкой температуре наружного воздуха повышается экономичность его работы.

На ТЭЦ можно выделить два режима их работы: теплофикационный и конденсационный. Первый характеризуется комбинированным характером производства электрической и тепловой энергии. Для этого режима удельные расходы топлива при использовании физического метода разделения затрат между двумя видами энергии составляют: 150–160 г у.т./кВт·ч и 160-170 кг у.т./Гкал. При конденсационном режиме удельный расход топлива существенно выше, составляя от 350 до 400 г у.т./кВт·ч и больше. Все ТЭЦ

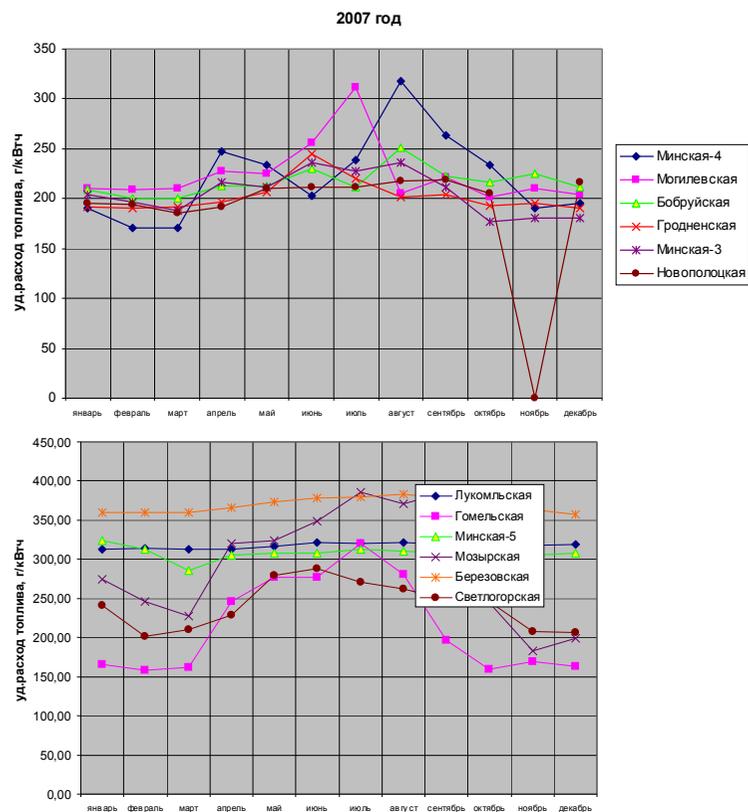


Рис. 9. Динамика удельных расходов топлива в течение года на КЭС и на ряде ТЭЦ

за исключением оборудованных чисто теплофикационными турбинами, работают в смешанном режиме, теплофикационном и конденсационном, и поэтому удельные расходы топлива определяются как средневзвешенные по теплофикационному и конденсационному режимам. На рис. 9 представлена динамика удельных расходов топлива в течение года на КЭС и на ряде ТЭЦ.

Как видно, значения удельных расходов ТЭЦ идут значительно ниже удельных расходов КЭС. На ТЭЦ удельный расход существенно изменяется в течение года, повышаясь в летнее время и понижаясь в зимнее, что объясняется повышением удельного веса выработки электроэнергии по теплофикационному режиму в зимнее время по сравнению с летним. Значения удельного расхода существенно различаются по ТЭЦ, так как разные ТЭЦ в различной мере загружены по теплофикационному циклу. Тот факт, что Мозырская ТЭЦ в летнее время имеет удельный расход на уровне его величины на Березовской ГРЭС свидетельствует о том, что она работает со значительной конденсационной выработкой из-за снижения тепловой нагрузки. Низкие же значения удельного расхода на протяжении года на Минской ТЭЦ-3 свидетельствуют о наличии стабильной тепловой нагрузки, значительный удельный вес в которой занимает производственная нагрузка.

Анализ динамики удельного расхода топлива по станциям показывает, что на трех КЭС величина удельного расхода более или менее стабильна на протяжении года. В то же время на ТЭЦ она существенно изменяется, поднимаясь в летнее время и снижаясь в зимнее время. Значения этого показателя существенно различаются по станциям. Те ТЭЦ, которые имеют меньшие значения удельного расхода по сравнению с другими ТЭЦ в одно и то же время, загружены в большей мере по теплофикационному циклу. Этот график показателен в том плане, что он отражает уровень загрузки ТЭЦ по теплу и свидетельствует о том, что она работает со значительной конденсационной выработкой из-за снижения тепловой нагрузки. Низкие же значения удельного расхода на протяжении года на Минской ТЭЦ-3 свидетельствуют о наличии стабильной тепловой нагрузки, значительный удельный вес в которой занимает производственная нагрузка. Удельный вес теплофикационной выработки сохраняется на высоком уровне.

В целом белорусская энергосистема характеризуется довольно низким значением удельного расхода топлива. В доперестроечный период он был значительно выше, хотя состав генерирующего оборудования не претерпел существенных изменений. Это объясняется общим снижением электрической нагрузки энергосистемы с 8600 МВт в 1990 г. до 6000 МВт в 2010., в результате чего все ТЭЦ работают в основном по теплофикационному режиму с минимальной выработкой электроэнергии по менее экономичному конденсационному циклу. Кроме того, выведены из работы неэкономичные агрегаты Березовской ГРЭС (2 энергоблока). Если же электрическая нагрузка в энергосистеме будет возрастать, то к работе будут подключаться конденсационные мощности ТЭЦ и агрегаты Березовской ГРЭС и удельный расход топлива поднимется. Существенное снижение удельного расхода топлива на действующем оборудовании за счет проведения различных технических мероприятий не представляется возможным, так как технико-экономические показатели его работы определены нормативными энергетическими характеристиками. Радикальное решение проблемы повышения энергоэффективности производства энергии может быть осуществлено на базе коренной модернизации и обновления оборудования.

Электроэнергетика расходует до 40 % всех потребляемых энергоресурсов, в том числе на выработку электроэнергии – 25 %, на отпуск тепла – 15 %. Снижение расхода топлива на выработку электроэнергии на 1 г. обеспечит годовую экономию в размере 28000 тонн условного топлива, что эквивалентно примерно 6 млн долларов. Экономия топлива в этой отрасли видится в выводе из эксплуатации морально и физически устаревшего неэкономичного генерирующего оборудования, в частности на Березовской ГРЭС, увеличении масштабов комбинированного производства электроэнергии и тепла, применении эффективного парогазового генерирующего оборудования, снижении потерь электроэнергии в электрических сетях. В настоящее время энергоснабжение в десятках небольших городов страны осуществляется по отдельной схеме: тепло от котельных, электроэнергия от энергосистемы. Целесообразен переход в этих городах к комбинированной схеме энергоснабжения на основе небольших ТЭЦ с единичной мощностью 10 - 40 МВт. Это приведет к повышению общего коэффициента энергоиспользования. Расширение производства электроэнергии предпола-

гается осуществить на базе газопоршневых и парогазовых когенерационных агрегатов малой мощности, размещаемых на предприятиях, в муниципалитетах, в малых и средних городах, что обеспечит существенное повышение КПД.

Одним из направлений радикального решения данной проблемы является перевод действующих паротурбинных энергоблоков в парогазовые, что уже осуществлено частично на Березовской ГРЭС. Суть перевода состоит в том, что к действующему энергоблоку устанавливается, так называемая, надстройка из газотурбинной установки (газотурбинная надстройка). В результате этого мероприятия снижается удельный расход топлива и повышается установленная мощность энергоблока. При этом удельные капитальные затраты в дополнительную генерирующую мощность существенно меньше, чем в сооружение новой электростанции. На Минской ТЭЦ-5 осуществляется строительство парогазового блока мощностью 400 МВт, а на Лукомльской ГРЭС намечается ввод двух парогазовых блоков взамен 4 действующих устаревших, которые будут выведены из эксплуатации. Следует отметить, что согласно Концепции энергетической безопасности РБ, утвержденной Президентом страны в 2007 году, предполагается все тепловые электростанции перевести на парогазовый цикл, что позволит на 15–20 % снизить величину удельного расхода топлива на производство электроэнергии.

## 1.6. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГИИ И ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

### 1.6.1. Закон повышения энергоэффективности движения энергопотоков в технических системах

Под технической системой (ТС) понимается большая искусственно созданная человеком система, находящаяся в постоянном развитии. Все системы энергетики являются большими техническими системами. Это и электрические системы и сети, тепловые сети, системы трубопроводного транспорта энергоносителей и т.д.

Законы развития технических систем (ЗРТС) – общие для всех технических систем хронологии и закономерности развития. Эти законы являются внешним проявлением своего рода естественного отбора, который идет в мире техники [24].

В конкурентной борьбе побеждают те системы, которые лучше других удовлетворяют требованиям общества. Эти требования, в общем, сводятся к одному: работать как можно лучше, при меньшем потреблении ресурсов, и меньших выбросах вредных веществ. Самые различные ТС, в том числе и системы энергетики, сталкиваются примерно с одними и теми же проблемами [25].

Основная цель энергоснабжения – обеспечение потребителя качественной электрической энергией, т.е. удовлетворение запросов потребителя. Однако со временем и потребитель сам изменяется:

- растут или снижаются потребности в объеме потребляемой электрической и тепловой энергии;
- изменяется неравномерность суточного графика электрической нагрузки;
- изменяется характер электрической нагрузки, т.е. она от чисто активной начинает быть активно-индуктивной;
- возрастают перетоки реактивной мощности, что приводит к лишним потерям;
- растут потребности качеству получаемой тепловой и электрической энергии, растут потери от недоотпуска этих видов энергии;

- потребитель уделяет все большее значение вопросам энергосбережения.

Как известно, все системы энергетики связаны с преобразованием энергии и интересна динамика получения потребителем механической, электрической и тепловой энергии и изменения эффективности преобразования различных видов энергии и, в конечном счете, первичной энергии.

Как известно, первым механическим двигателем, цепочку преобразования энергии от энергии топлива до механической, была паровая машина. Такие машины приводили в движение паровозы, пароходы, локомобили. Последние представляли собой стационарный механический двигатель, механическая энергия от которого по линиям механических передач, таких как длинные валы, цепная передача, ременная и т.д., передавалась рабочей машине - печатному или ткацкому станку и т.д. Блочная схема преобразования видов энергии показана на рис. 10.

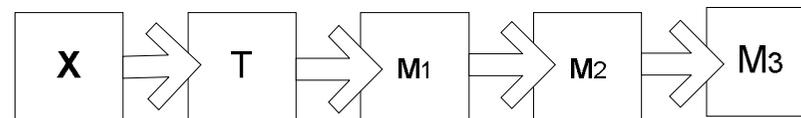


Рис. 10

$$\eta_{\Sigma} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 0,9 \cdot 0,9 = 0,128.$$

Здесь  $\eta_1$  – к.п.д котла;  $\eta_2$  – к.п.д. паровой машины;  $\eta_3$  – к.п.д первого механического привода;  $\eta_4$  – к.п.д второго механического привода;  $\eta_{\Sigma}$  – суммарный к.п.д всего цикла преобразования энергии.

Видно, что X – химическая энергия первичного топлива в котле преобразуется в T – тепловую энергию, далее в паровой машине тепловая энергия преобразуется в M1 – механическую, далее посредством механического привода M2 она передается к рабочей машине M3. Цель работы технической системы – выработка и доставка механической энергии к рабочей машине. Суммарный к.п.д при этом составлял всего  $\eta_{\Sigma} = 0,128$ . Расстояние от источника механической энергии до потребителя не превышало 10–20 метров.

С развитием эры электричества упростилась передача энергии.

Первоначально системы генерации электрического тока создавались как системы постоянного тока. Электрические машины-генераторы сначала были магнитоэлектрического типа, т.е. с постоянными магнитами, а затем как машина с электромагнитным возбуждением. Уже к середине 1880-1890 годов машина постоянного тока приобрела все основные черты современной конструкции: кольцевой якорь, самовозбуждение, дополнительные обмотки и т.д. Линии передачи электрического тока были постоянного тока. Потери в сетях составляли 25 % и выше. На электрической станции динамо-машины постоянного тока приводились в действие паровыми машинами и заряжали аккумуляторы.

Все городские электростанции имели очень низкое число часов использования установленной мощности генераторов. Это происходило из-за того, что характер нагрузки был в основном осветительный, т.е. на лампы накаливания. Промышленная нагрузка была очень мала. Это означает, что доля электрической энергии, идущей на привод электродвигателей, составляла 10–20 % от общего энергопотребления. Основным первичным энергоресурсом была сырая нефть, дрова и торф. Котлы вырабатывали пар давлением до 8 атм. Основным параметром качества электрической энергии была бесперебойность ее подачи. Блочная схема видов преобразования энергии при передаче энергии на постоянном токе представлена на рис. 11.

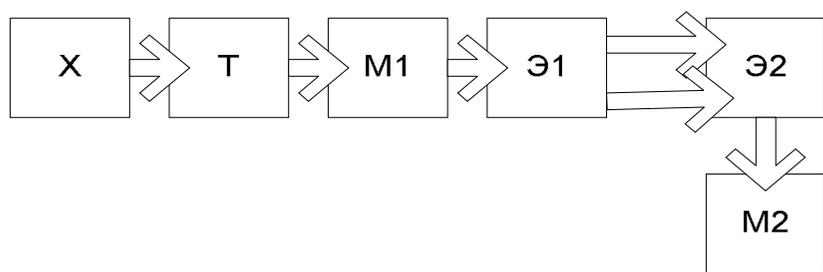


Рис. 11

$$\eta_{\Sigma} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_5 = 0,9 \cdot 0,4 \cdot 0,8 \cdot 0,75 \cdot 0,8 = 0,1728.$$

Здесь  $X - T = \eta_1$  – к.п.д котла;  $T - M1 = \eta_2$  – к.п.д. паровой машины;  $M1 - Э1 = \eta_3$  – к.п.д динамо-машины;  $Э1 - Э2 = \eta_4$  – к.п.д линии электропередачи постоянного тока;  $\eta_5$  – к.п.д двигателя постоянного тока;  $\eta_{\Sigma}$  – суммарный к.п.д всего цикла преобразования энергии.

Видно, что  $X$  – химическая энергия первичного топлива в котле преобразуется в  $T$  – тепловую энергию, далее в паровой машине тепловая энергия преобразуется в  $M1$  – механическую, далее происходит вращение генератора – динамо-машины постоянного тока, и по линии передачи электрическая энергия поступает потребителю  $Э2$  для преобразования в механическую  $M2$  в двигателях постоянного тока или для преобразования в световую  $C$  в электрических лампочках. Цель работы технической системы остается в основном той же – выработка и доставка механической энергии к рабочей машине, добавляется возможность применения электрического освещения за счет преобразования электрической энергии в световую. Суммарный к.п.д при этом составляет  $\eta_{\Sigma} = 0,1728$ . Расстояние от источника механической энергии до потребителя не превышало 5–10 км.

С развитием промышленности процент преобразования электрической энергии в механическую растет. Растет производство электрической энергии. Однако, успешно пройдя вторую стадию (рис. 12) [24] развития системы генерации, передачи и потребления на постоянном токе подошли к третьей стадии – своему апогею. Что же стало причиной ограничения распространения систем постоянного тока в то время? Причина проста – технологические ограничения из-за высоких потерь энергии (низкая энергоэффективность). Потери в электрических сетях составляли от 25 % и выше. При этом сами сети работали на низком напряжении 500 В и представляли собой медные проводники большого сечения. Расход меди на передачу 1 кВт электрической мощности был колоссальным. Система перешла в четвертую стадию – к свертыванию.

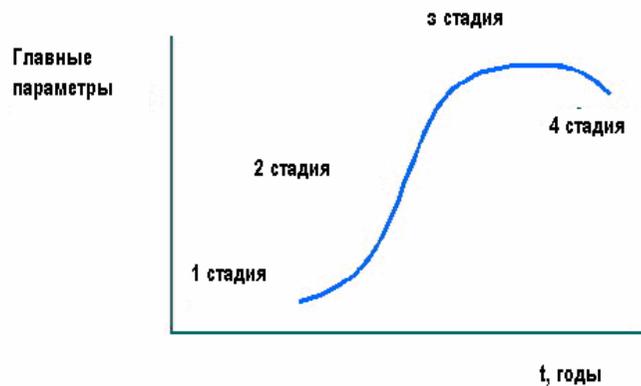


Рис. 12. Стадии развития технической системы

С начала 70-х годов 19 века начала развиваться система переменного однофазного тока, а с конца 80 годов 19 века – система переменного трехфазного тока. Прогрессивность системы трехфазного тока была настолько очевидной, что уже к началу прошлого столетия она получила всеобщее признание и начала быстро распространяться. Новая эра области генерирования электроэнергии с помощью трехфазных синхронных генераторов началась с 1900 годов в результате разработки турбогенераторов, т.е. связок паровых турбин и трехфазных синхронных генераторов. Развитие силовых трансформаторов шло в тесной связи с развитием электроэнергетических систем. Были созданы первые трехфазные трансформаторы, первые высоковольтные трехфазные линии электропередач. Сократился расход меди на передачу 1 кВт электрической мощности. Чрезвычайно важное значение для электромашиностроения стало изобретение в 1901 году легированной электротехнической стали,

обладающей улучшенными магнитными характеристиками и низкими потерями на перемагничивание. В результате целого комплекса технических нововведений потери энергии резко снизились и стали достигать 11–13 %.

Блочная схема передачи энергии на переменном трехфазном токе представлена на рис. 13.

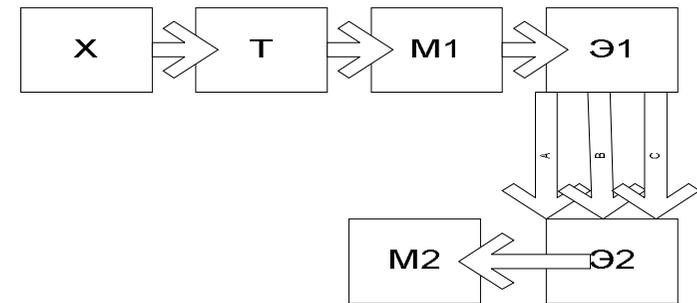


Рис. 13

$$\eta_{\Sigma} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_5 = 0,9 \cdot 0,6 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,9 = 0,3936.$$

Здесь  $X - T = \eta_1$  – к.п.д котла;  $T - M1 = \eta_2$  – к.п.д. паровой турбины;  $M1 - \text{Э}1 = \eta_3$  – к.п.д синхронного трехфазного электрогенератора;  $\text{Э}1 - \text{Э}2 = \eta_4$  – к.п.д линии электропередачи трехфазного переменного тока;  $\text{Э}2 - M2 = \eta_5$  – к.п.д асинхронного трехфазного двигателя переменного тока;  $\eta_{\Sigma}$  – суммарный к.п.д всего цикла преобразования энергии.

Химическая энергия –  $X$  первичного топлива в котле преобразуется в  $T$  – тепловую энергию, далее в паровой турбине тепловая энергия преобразуется в  $M1$  – механическую, далее происходит преобразование в электрическую энергию переменного тока и по линии электрической передачи электрическая энергия поступает потребителю  $\text{Э}2$  для преобразования в механическую  $M2$  в асинхронных двигателях переменного тока или для преобразования в световую  $C$  в электрических лампочках, химическую  $X$ , тепловую  $T$ , электромагнитную  $\text{Э}М$  и т.д. В настоящее время процент преоб-

разования электрической энергии в механическую остается высоким – около 60–65 %. Таким образом, цель работы технической системы остается в основном той же: выработка и доставка механической энергии к рабочей машине, остается возможность применения электрического освещения за счет преобразования электрической энергии в световую и другие виды энергии. Суммарный к.п.д при этом составляет  $\eta_{\Sigma} = 0,3936$ . Расстояние от источника механической энергии до потребителя теперь может составлять сотни и тысячи километров.

С развитием систем энергетики изменения происходят и при потреблении энергии, т.е. изменяется и сам потребитель. Изменяются требования к качеству потребляемой энергии. Электрическая энергия обладает той особенностью, что если на электрогенерирующей станции выработана некачественная энергия, то она будет тот час же использована потребителем. Рассмотрим изменения, происходящие с требованиями о качестве энергии у потребителя. Сначала: бесперебойность подачи. Далее: Стабильность величины напряжения на шинах потребителя. Далее: при переходе на систему переменного трехфазного тока, возникает такой параметр качества как стабильность частоты и величина перекоса фаз. При дальнейшем развитии с появлением первых полупроводниковых систем возникает задача: обеспечение синусоидальности формы кривой напряжений и токов на шинах потребителя.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что развитие систем энергетики происходит при постоянном повышении эффективности выработки и передачи энергопотоков, т.е. потоков механической, тепловой и электрической энергии. Это повышение эффективности является закономерным.

### 1.6.2. Эффективность транспортировки энергоресурсов

Сравнительная экономическая эффективность различных видов транспорта изменяется в зависимости от масштаба транспорта, вида энергоресурса, расстояния транспортировки, и других факторов. Развитие линий электропередач и успехи в технике передачи элек-

трической энергии по проводам предполагают детальное исследование экономической эффективности других видов транспорта: железнодорожного, трубопроводного, водного и т.д.

Транспортировка топлива осуществляется с помощью наземного, водного транспорта и по трубопроводам.

При транспортировке жидких и газообразных энергоносителей (нефти, природного газа, сжатого воздуха, горячей и холодной воды, пара) по трубопроводам энергия затрачивается на преодоление гидравлического сопротивления, а также на сопротивление на подъем и на прохождение кривых.

Общее удельное сопротивление движению на всех видах транспорта можно определить по следующей формуле:

$$C_{\Sigma} = C_{TP} + C_i + C_{KP} + C_{CP},$$

где  $C_{TP}$  – удельное сопротивление трению;

$C_i$  – сопротивление от подъема;

$C_{KP}$  – сопротивление от прохождения кривых;

$C_{CP}$  – сопротивление от прохождения среды.

#### 1) Сопротивление трению

На железнодорожном и автомобильном транспорте это сопротивление складывается от сопротивления качению между колесом и рельсом, а также шиной и покрытием дороги.

Коэффициент сопротивления качению зависит от состояния дороги, диаметра колеса, давления воздуха в колесе и т.д.

Для асфальтобетона коэффициент сопротивления качению:

$$f_k = 0,01-0,02.$$

$$\text{На щебенке } f_k = 0,03-0,05.$$

$$\text{Для грунта } f_k = 0,06-0,07.$$

$$\text{Для пашни, рыхлого снега } f_k = 0,15-0,3.$$

Коэффициент трения уменьшается с увеличением радиуса колеса и с увеличением давления воздуха в колесе.

При возрастании скорости коэффициент сопротивления воздуха увеличивается пропорционально квадрату скорости.

Для водного транспорта сопротивление трения воды о смоченную поверхность корпуса судна зависит от скорости движения,

формы и шероховатости поверхности судна и записывается следующей формулой:

$$C_{TP} = f_{TP} \cdot S_c \cdot \frac{\rho V^2}{2},$$

где  $f_{TP}$  – коэффициент трения воды о смоченную поверхность судна;

$f_{TP}$  лежит в диапазоне 0,0019–0,0044;

$S_c$  – площадь смоченной поверхности судна;

$\rho$  – плотность воды;

$V$  – скорость судна относительно воды.

После преобразования получим:

$$C_{TP} = 0,088 \cdot V^2 \cdot \sqrt{\frac{L}{Q}},$$

где  $L$  – длина судна;

$Q$  – водоизмещение, т.е. вес воды, вытесненной корпусом судна.

На трубопроводном транспорте сопротивление трения возникает между движущейся жидкостью или газом и стенками трубы.

Этот коэффициент зависит от шероховатости трубы, ее диаметра, режима потока, вязкости.

Для ламинарного потока:

$$C_{TP.лам} = K_d \cdot V,$$

где  $K_d$  – коэффициент пропорциональности, зависящий от вязкости жидкости;

$V$  – скорость движения потока.

Для турбулентного потока:

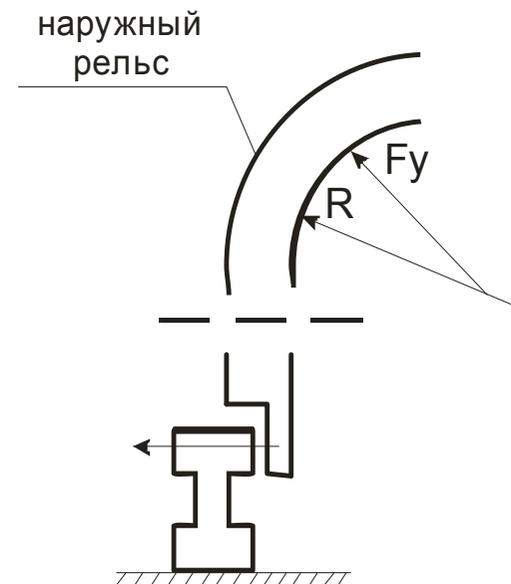
$$C_{TP.турб} = K_T \cdot V^2.$$

**2) Сопротивление от подъема** – сопротивление имеется на железнодорожном, автомобильном, в трубопроводном, авиационном транспорте т.д.

Определяется высотой, на которую необходимо поднять энергоноситель.

### 3) Сопротивление от прохождения кривых

На рельсовом транспорте это сопротивление возникает от трения между гребнями колес и внутренней гранью наружного рельса. Оно образуется пропорционально радиусу поворота.



### 4) Удельное сопротивление среды

В настоящее время большое распространение получила транспортировка жидких и газообразных энергоносителей, таких, как природный газ и нефть, по трубопроводам.

При транспортировке энергоносителей по железной дороге массу поездов или составов рассчитывают с учетом основного удельного сопротивления, которое входит в сопротивление воздушной среды. Это сопротивление вызывается давлением встречного воздуха о корпус локомотива и вагонов. Оно пропорционально квадрату скорости. В таблице 1.6.1 представлены значения удельного сопротивления движению для различных видов транспорта.

Таблица 1.6.1

Значение удельного сопротивления движению для разных видов транспорта

Вид транспорта	Ж/д	Грузовой а/м	Морской	Трубопровод Ø 720 мм	Авиация
Скорость движения, км/ч	8-100	8-100	1) 8-16 2) 16-30	5	200-450
Сопротивление, кг/кг	2,5-9	9-100 (до 300)	1) 0,4-4,5 2) 4,5-30	3,5-4,0 нефть 0,03-0,04 газ	30-90

Твердое топливо, если оно обладает большими значениями теплоты сгорания и плотности, целесообразно перевозить на большие расстояния с помощью железнодорожного, автомобильного или водного транспорта. К такому топливу относятся высококачественные каменные угли с  $Q_p^H = 30$  МДж/кг.

Древесину как топливо транспортировать более чем на несколько десятков километров не выгодно. Древесина имеет плотность  $\approx 500-700$  кг/м<sup>3</sup> и удельную теплоту сгорания менее 4000 ккал/кг, которая сильно зависит от влажности древесины.

Древесина может иметь очень высокую влажность (до 65 %). В таком случае требуется дополнительная «подсветка», т.е. другое топливо для инициирования процесса горения.

Существующие технологии: брикетирование, гранулирование – повышается плотность древесины выше 1000 кг/м<sup>3</sup>. При этом теплотворная способность гранул составляет около 6500 ккал/кг. Из-за такой высокой плотности и энергоемкости древесные гранулы целесообразно перевозить на сотни и тысячи километров.

Наиболее эффективным топливом по своим удельным характеристикам является ядерное топливо.

Через территорию Республики Беларусь осуществляется транспортировка около 25 % от общего объема российского газа, постав-

ляемого в Западную Европу. Беларусь имеет развитую газотранспортную систему общей проектной производительностью около 51 млрд м<sup>3</sup> в год. В том числе по магистральному газопроводу Торжок – Минск – Ивацевичи 45 млрд м<sup>3</sup> и по магистральному газопроводу Торжок – Долина 6 млрд м<sup>3</sup>. Суммарная протяженность магистральных газопроводов, а также газопроводных отводов составляет более 700 км. и построены они для поставки газа в Республику Беларусь, а также для транспортировки российского газа на западную границу Украины и дальше в европейские государства.

На территории Республики Беларусь также действует российский магистральный газопровод Ямал – Европа, проектная пропускная способность составляет 33 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Он обеспечивает поставки газа в Польшу и Германию. Транзит газа играет большую роль в экономике нашей республики и постоянно увеличивается. Так в 2006 году общий объем поставок газа по сравнению с 2000 годом увеличился в 1,73 раза. В 2006 году потребление газа для нужд республики составила около 21 млрд м<sup>3</sup>.

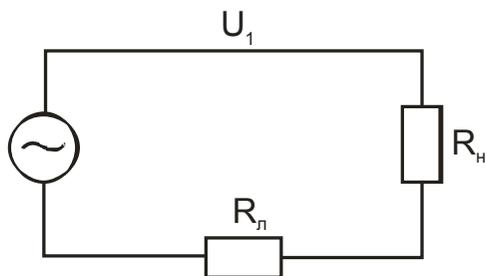
Одной из важнейших составляющих энергетической безопасности, повышения надежности газотрубой системы, покрытие сезонной неравномерности потребления газа является подземное хранилище подземного газа (ПХГ). Более того, наличие подземной системы ПХГ государств может служить общим фактором диверсификации поставок природного газа из одного источника при возникновении различных неординарных ситуаций технического, экономического или другого характера, обеспечивая при этом мощную поддержку не только своего народно-хозяйственного комплекса, но и транзитных потоков газа в любых направлениях. Например, для Германии при объеме потребления 30 млрд м<sup>3</sup> в год объем ПХГ позволяет обеспечить потребности страны на 70–80 суток и составляет 20 млрд м<sup>3</sup>.

Для Беларуси имеется 2 ПХГ общей мощностью 660 млн м<sup>3</sup>, которые регулируют сезонные пики его подачи потребителям и позволяют обеспечивать потребности республики до 7 суток.

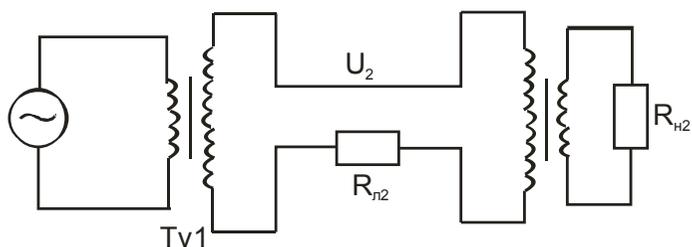
### 1.6.3. Энергоэффективность транспортировки электрической энергии

Передачу электрической энергии можно осуществлять как при повышении напряжения, так и без повышения напряжения. В энергетических системах возникает потребность в создании мощных линий электропередачи на большие расстояния.

#### I. Без повышения напряжения



#### II. С повышением напряжения



при  $U_2 \gg U_1$ .

Предположим, что линия работает на одинаковую нагрузку:

$$R_{H1} = R_{H2}.$$

Передаваемая при этом полная мощность определится:

$$P_1 = U_1 \cdot I_1;$$

$$P_2 = U_2 \cdot I_2;$$

$$P_1 = P_2 \rightarrow I_1 \gg I_2.$$

Таким образом, при повышении напряжения происходит снижение передаваемого тока для одинаковой передаваемой мощности.

При передаче электрической энергии по проводам высоковольтных воздушных ЛЭП существует два вида потерь энергии: тепловые и потери на коронный разряд. Величина тепловых потерь энергии пропорциональна квадрату силы тока

$$\left. \begin{aligned} P_Q &= I^2 \cdot R \cdot t \\ P_{Q1} &= I_1^2 \cdot R_1 \cdot t \\ P_{Q2} &= I_2^2 \cdot R_2 \cdot t \end{aligned} \right\};$$

$$P_{Q1} \gg P_{Q2}.$$

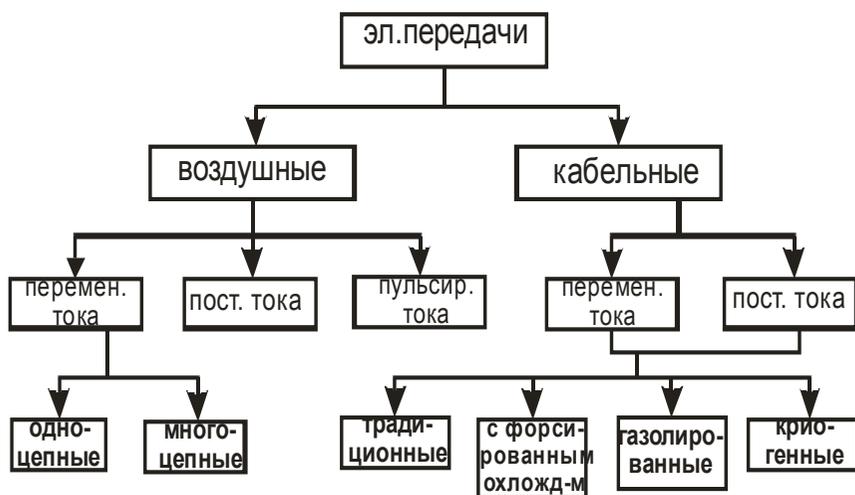
Тепловые потери при одной и той же передаваемой мощности для варианта с повышением напряжения будут намного меньше, чем без повышения напряжения.

Таблица 1.6.2

Зависимость передаваемой мощности и дальности передачи электрической энергии от напряжения

U, кВ	Р <sub>пер</sub> , МВт	L, км	Число проводов в фазе
110	30	25	1
220	135	100	2
330	360	130	3
400	500	180	3
500	900	280	4
750	2100	300	4-5
1150	50000	500	5-6

### Блочная схема классификации электропередач



Под **пропускной способностью** электропередачи понимается наибольшая активная мощность, которую можно передавать в длительном режиме с учетом технических ограничений.

Пропускная способность по условиям нагрева проводов определяется только параметрами провода (материалом, конструкцией, сечением). Существуют также ограничения по предельному напряжению для данной конструкции ЛЭП. Предельное напряжение ограничено увеличением потерь на коронный разряд.

**Корона** представляет собой электрический разряд, наблюдающийся в связи с тем, что при повышении напряжения воздух перестает быть изолятором и становится проводником. Таким образом, возникают утечки высоковольтного заряда в воздух. Потери на корону зависят от напряжения и растут пропорционально повышению этого напряжения.

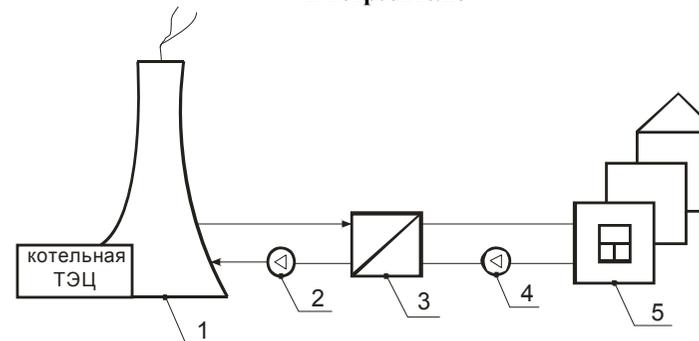
Для того чтобы уменьшить потери на корону, применяется расщепление проводов в фазе. При этом увеличивается, так называемый, эквивалентный радиус провод. Расщепление провода означает замену одного цельного проводника конструкцией из нескольких связанных между собой проводников меньшего диаметра.

В электрических передачах небольшой протяженности пропускная способность обычно ограничивается допустимым током по условиям нагрева, а для местных распределительных потерь ограничения могут быть связаны с потерями напряжения. При больших длинах ЛЭП ограничением является фактор устойчивости.

### 1.6.4. Транспортировка тепловой энергии

Транспортировка преобразованной энергии в виде теплоты энергоносителя осуществляется с помощью систем теплоснабжения, которые связывают источник тепла, тепловую сеть, тепловых потребителей. Системы теплоснабжения различаются по мощности, по виду источника теплоты и виду энергоносителя. По мощности они могут быть местными и централизованными. **Местные системы теплоснабжения** – это такие системы, в которых источник тепла, теплопровод и потребитель тепла находится в одном или смежных помещениях. **Централизованные системы теплоснабжения** – это такие системы, в которых теплота от одного источника теплоты передается многим помещениям. По виду источника теплоты системы централизованного теплоснабжения делятся на системы с использованием районных котельных и ТЭЦ. По виду энергоносителя системы теплоснабжения делятся на паровые и водяные.

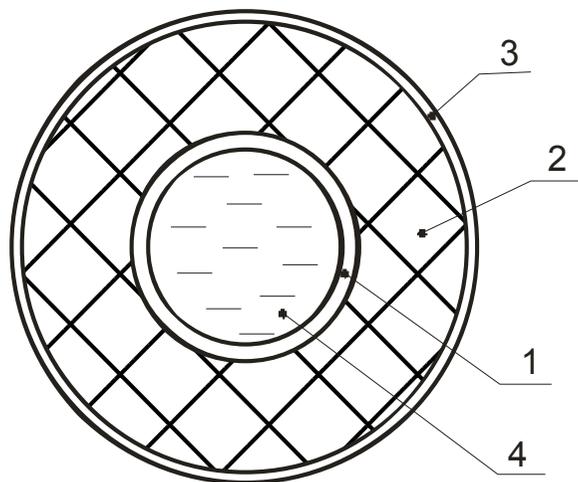
Система передачи тепловой энергии от источника к потребителю



1 – источник теплоты ; 2, 4 – насосы; 3 – теплообменник; 5 – потребитель

Транспортировка тепла осуществляется с помощью теплопровода. Современные теплопроводы изготавливаются в заводских условиях и в разрезе представляют собой следующую конструкцию.

Разрез теплопровода



- 1 – стальная или пластмассовая труба
- 2 – теплоизолятор
- 3 – внешняя защитная оболочка (кожух)
- 4 – теплоноситель

При транспортировке тепла имеются потери в окружающую среду, величина которых зависит от разности температур теплоносителя и окружающей среды, а также от качества тепловой изоляции теплопровода.

Основной характеристикой теплоизоляционных материалов является коэффициент теплопроводности, который зависит от применяемого материала и его влажности. С ростом влажности теплоизоляции ее коэффициент теплопроводности увеличивается.

Потери тепла при транспортировке теплоносителей связаны с их охлаждением. При использовании пара в качестве теплоносителя может возникать конденсация пара, что также может привести к дополнительным потерям энергии при транспортировке пара. Для

удаления конденсата из паропроводов устанавливаются конденсатоотводчики.

В общем случае потери тепла в окружающую среду можно рассчитать на основании уравнения теплового баланса:

$$Q = G \cdot C_p \cdot (t_1 - t_2) + r \cdot G_k,$$

где  $G$  – массовый расход однофазного энергоносителя пара или жидкости;

$C_p$  – теплоемкость;

$t_1, t_2$  – температура теплоносителя на входе и выходе рассматриваемого участка сети;

$r$  – теплота конденсации;

$G_k$  – расход сконденсированного теплоносителя.

Еще одной составляющей потерь энергии при транспортировке являются потери напора из-за трения о стенки труб.

При транспортировке тепла может теряться до 50 % тепловой энергии. Для уменьшения потерь тепла в окружающую среду можно порекомендовать следующие мероприятия:

- 1) применение тепловой изоляции с высокими теплоизоляционными свойствами;
- 2) понижение уровня температуры теплоносителя без ущерба для потребителя;
- 3) замена, при возможности, технологического пара горячей водой;
- 4) использование местных систем теплоснабжения и локального обогрева;
- 5) своевременное удаление конденсата из паропроводов;
- 6) ликвидация утечек теплоносителя;

## 1.7. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

### 1.7.1. Энергетические характеристики основных энергоемких процессов

Основными энергопотребляющими процессами, применяемыми в различных отраслях экономики, являются:

- силовые процессы (стационарные и нестационарные);
- тепломассообменные процессы (высокотемпературные, среднетемпературные, низкотемпературные, криогенные)
- электрохимические и электрофизические процессы (электроэрозионное формообразование, электрохимическое формообразование, ультразвуковое формообразование и лучевое формообразование);
- освещение;
- связь и управление;

**Силовые процессы.** Силовые процессы можно классифицировать на стационарные и нестационарные.

#### *Стационарные процессы*

Стационарными силовыми процессами называются такие процессы, где энергопотребляющая машина привязана к месту энергоснабжения. Это такие процессы, как ковка, штамповка, производство сжатого воздуха, различные типы конвейеров, транспортеров, шнеков, экструдеры, дробилки, грануляторы, насосы и т.д. Эта группа процессов широко распространена в промышленности и сельхозпроизводстве.

Основной энергопотребляющей машиной для стационарных силовых процессов является трехфазный асинхронный электрический двигатель, обладающей простой и надежной конструкцией. Этот двигатель составляет основу электрических приводов переменного тока и потребляет около 40 % всей вырабатываемой в стране электроэнергии или около 90 % электроэнергии, используемой в промышленности. Помимо электродвигателей переменного тока в ряде

технологических установок применяются двигатели постоянного тока, которые в отличие от асинхронных двигателей позволяют регулировать скорость гораздо более простым способом.

Синхронные электродвигатели позволяют поддерживать стабильную частоту вращения ротора. В зависимости от степени возбуждения ротора могут работать как в режиме потребления, так и в режиме генерации реактивной мощности.

В последнем случае такие двигатели называются синхронными компенсаторами.

#### *Нестационарные процессы*

Нестационарными силовыми процессами называются мобильные энергетические процессы, где энергопотребляющая машина оснащена своим источником энергоснабжения и может некоторое время работать автономно без постоянной связи со стационарным источником питания. Это процессы с применением двигателей внутреннего сгорания, электрических двигателей на аккумуляторах и т.д.

К нестационарным силовым процессам, применяемым в различных отраслях народного хозяйства, могут быть отнесены:

- в промышленности: транспорт для перевозки изделий и заготовок внутри промышленного предприятия
- в коммунально-бытовом хозяйстве городов – подвижной автомобильный и электротранспорт (трамвай, троллейбус, метро);
- в транспортной отрасли – железнодорожный электрический транспорт, автомобильный транспорт;
- в сельхозпроизводстве: мобильные процессы в растениеводстве и животноводстве.

#### *Тепломассообменные процессы*

К наиболее распространенным тепломассообменным процессам относятся: нагревание, охлаждение, конденсация, выпаривание, сушка, дистилляция, плавление, кристаллизация, затвердевание. Основными элементами теплообменных установок являются теплообменные аппараты.

Все тепломассообменные процессы и установки в зависимости от диапазона используемых температур подразделяются на следующие группы:

- высокотемпературные;
- среднетемпературные;
- низкотемпературные;
- криогенные.

К первой группе относятся огнетехнические процессы и установки (промышленные печи). Им соответствует диапазон рабочих температур от 700 до 2200 °С.

В зависимости от температуры, необходимой для проведения процесса, высокотемпературные процессы делятся на три группы: первая группа – плавильные печи (температура от 1800–2200 °С; вторая группа – высокотемпературные нагревательные печи (температура от 1200 до 1400 °С; третья группа – низкотемпературные нагревательные печи (температура от 700–800 °С). Эти печи используются в металлургическом и машиностроительном производстве для получения и обработки черных, цветных металлов, металлопродукции, готовых изделий машин и механизмов.

Ко второй группе относятся установки, рабочий диапазон которых лежит в пределах от 150 до 700 °С.

К третьей группе относятся установки с диапазоном температур от –150 до +150 °С (системы горячего водоснабжения, отопительные и вентиляционные системы, кондиционеры, тепловые насосы и холодильные установки).

Отопление и горячее водоснабжение потребляют большую часть тепловой энергии, идущей на низкотемпературные процессы. Низкотемпературные процессы широко представлены во всех отраслях народного хозяйства: в промышленности, сельхозпроизводстве и коммунально-бытовом секторе.

К четвертой группе – установки с рабочим диапазоном ниже –150 °С (процесс разделения воздуха).

### ***Электрофизические и электрохимические процессы***

#### ***1. Электроэрозионное формообразование.***

Здесь используется действие электрических разрядов определенной длительности, возникающих между поверхностями заготовки и другого электрода [20]. При этом в основании канала разряда в поверхностном слое заготовки выделяется теплота. Электроэрозионное формообразование относится к термическому методу. Вслед-

ствие термического характера воздействия в поверхностном слое изменяют свойства основного материала.

*2. Электрохимическое формообразование* основано на явлении анодного растворения заготовки. Атомы на поверхности заготовки ионизируются и переводятся в рабочую среду в виде ионов, которые затем образуют соответствующие химические связи.

*3. Ультразвуковое формообразование* используется для размерной обработки хрупких материалов. Под действием ультразвуковых колебаний абразивные частицы колеблются вместе со средой, и происходит скалывание небольших участков поверхностного слоя заготовки.

*4. Лучевое формообразование* относится к термическому методу. При этом на небольшом участке поверхности заготовки сосредотачивается поток энергии высокой плотности. Для обработки используют электромагнитную энергию ускоряющего электромагнитного поля в виде энергии лазера или кинетической энергии электронов или ионов. Материал в зоне обработки носит следы термического воздействия.

### ***Освещение***

По физической природе различают три вида оптического излучения: тепловое и люминесцентное и фотонное излучение. Лампы накаливания используют тепловое излучение нагретых тел, в других случаях оптическое излучение возникает в результате электрического разряда в определенной среде и последующей люминесценции (газоразрядные лампы). Фотонное излучение проявляется в светодиодах при рекомбинации электронов с дырками в активной зоне р-п перехода. Исходя из принципа получения оптического излучения разные приборы освещения имеют различный к.п.д., световую отдачу и среднюю продолжительность горения:

Лампы накаливания – к.п.д. 5–7 %, световая отдача 10–20 лм/Вт, средняя продолжительность горения – 1000 ч.

Люминесцентные лампы – к.п.д. 35–45 %, световая отдача 35–104 лм/Вт, средняя продолжительность горения – 6000–15000 ч.

Светодиодные индикаторы: к.п.д. 75–80 %, световая отдача 25–50 лм/Вт, средняя продолжительность горения – 80000–100000 ч.

### Связь и управление

В последнее время заметно стало расти энергопотребление компьютерной техникой, техническими средствами мобильной связи, средствами обеспечения Интернета и т.д. Если сравнить количество расходуемой энергии среди стран и Глобальной сетью Интернет, то Интернет стал занимать пятое место в мире по энергопотреблению среди стран [21]. Здесь рассматривается количество энергии, расходуемой Интернет-центрами обработки данных и коммуникационными сетями.

В настоящее время каждый третий белорус стал Интернет-пользователем [22]. Кроме этого, учитывается энергия, потребляемая непосредственно компьютерной техникой.

### 1.7.2. Хронология и структура потребления ТЭР в экономике страны

Хронология изменения структуры энергопотребления в Республике Беларусь показана на рис. 14 [23].

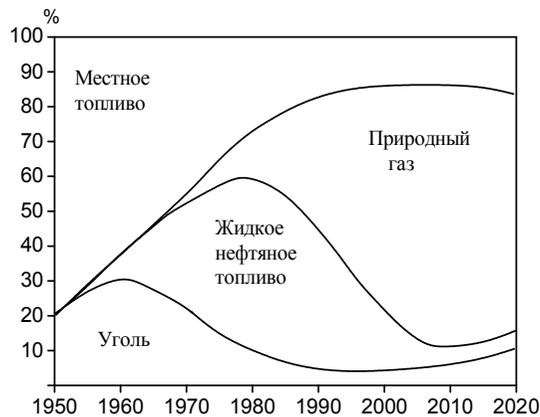


Рис. 14

Здесь видна большая газоемкость экономики на настоящее время. Если оценивать энергопотребление по группам потребителей по это можно представить в следующем виде [39]:

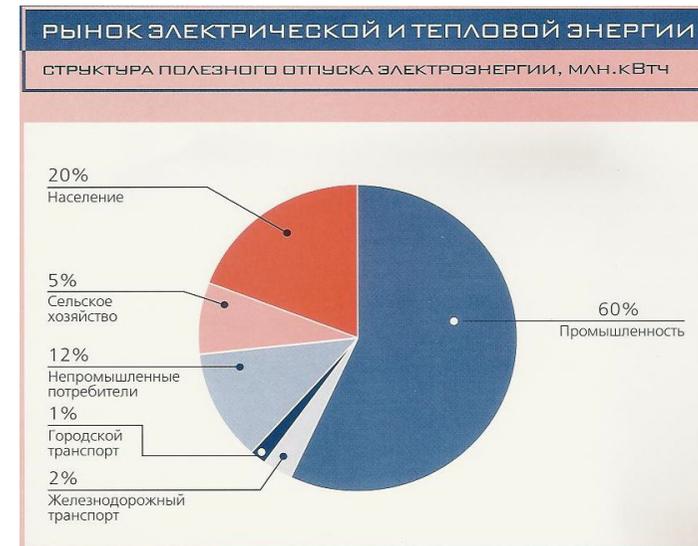


Рис. 15. Структура полезного отпуска электроэнергии

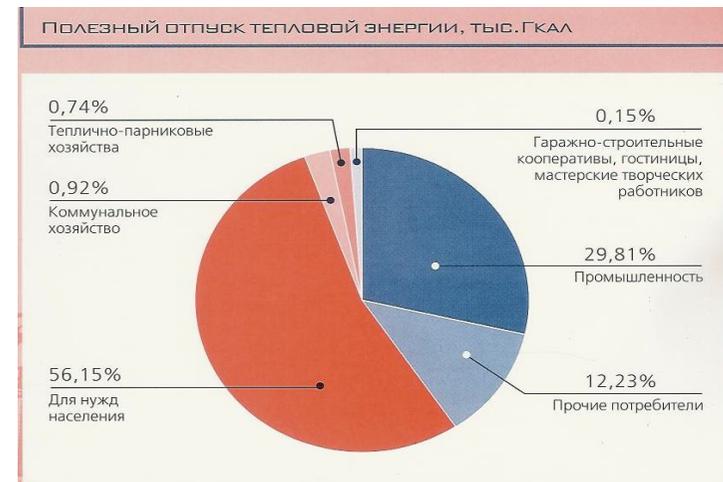


Рис. 16. Структура полезного отпуска тепловой энергии

Видно, что основным потребителем электроэнергии является промышленность – 60 % и население – 20 %, а тепловой энергии – население – 56,15 % и промышленность – 29,81 % . Следует предположить, что основной потенциал энергосбережения как раз сосредоточен в этих группах потребителей.

Взаимозаменяемость основных видов энергоресурсов показана на рис. 17 [1].

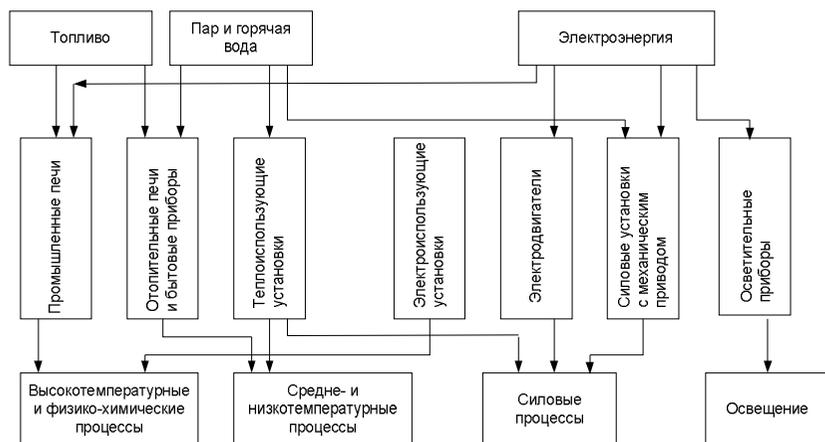
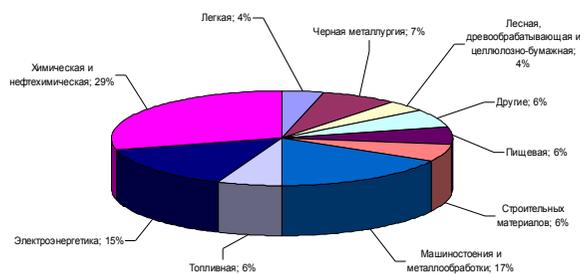


Рис. 17. Взаимозаменяемость основных видов энергоресурсов

Секторная диаграмма, показывающая структуру электропотребления по отраслям промышленности Республики показана на рис. 18. [41].



Структура электропотребления по отраслям промышленности  
Рис. 18

Видно, что основными энергопотребляющими отраслями промышленности являются:

- Химическая и нефтехимическая – 29 %;
- Машиностроение и металлообработка – 17 %

Секторная диаграмма, показывающая структуру теплотребления по отраслям промышленности Республики показана на рис. 19 [41].



Структура теплотребления по отраслям промышленности

Рис. 19

Здесь также химическая и нефтехимическая и машиностроение и металлообработка являются одними из наиболее теплотребляющих отраслей.

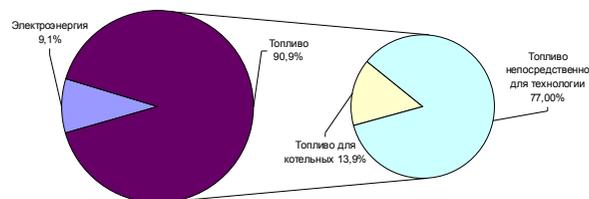
На рис. 20 показана структура потребления топлива непосредственно на технологические нужды [41].



Структура потребления непосредственно топлива по отраслям промышленности на технологические нужды

Рис. 20

Видно, что топливная промышленность и производство строительных материалов являются самыми энергозатратными. Структура энергопотребления в отрасли строительных материалов показана на рис. 21 [41].



Структура энергопотребления в отрасли строительных материалов

Рис. 21

Как было определено выше, сельхозпроизводство потребляет около 10 % ТЭР, используемых в республике. Удельная энергоёмкость производства в Агропромышленном Комплексе (АПК) пока, к сожалению, превышает аналогичные показатели по сравнению с США в 3–4 раза, а других, экономически развитых стран, в 1,5–2 раза [26]. Структура потребления ТЭР по технологическому назначению показана на рис. 22.

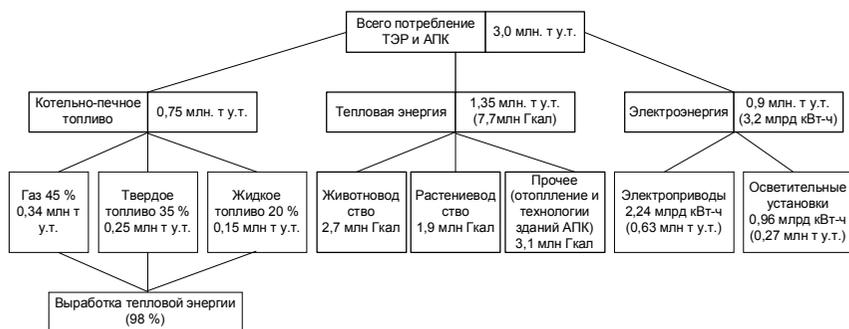


Рис. 22

В настоящее время по уровню энерговооруженности труда АПК значительно (в 2–3 раза) отстает от промышленности. Между тем, для эффективного производства сельхозпродукции эти показатели должны быть хотя бы на уровне общепромышленных. В США, например, энерговооруженность в сельхозпроизводстве в 2,3, в Германии – в 2,1, в Швеции – в 1,6 раза выше, чем в промышленности [26]. Проблема энергообеспечения АПК накладывается на проблему повышения энергоэффективности сельскохозяйственного производства.

### 1.7.3. Энергосберегающие мероприятия и их экономическая эффективность

Самыми энергоемкими отраслями народного хозяйства являются промышленность (60 % электроэнергии и 30 % тепловой), коммунально-бытовые потребители (20 % и 56 % соответственно). Сельхозпроизводство потребляет приблизительно около 10 % ТЭР от общего потребления в республике.

В предыдущей главе были рассмотрены основные энергоемкие процессы.

Рассмотрим более подробно энергосберегающие мероприятия и потенциальные возможности энергосбережения для различных энергопотребляющих процессов.

#### 1. Стационарные силовые процессы

Как было сказано выше, асинхронный электрический двигатель является основной приводной машиной для стационарных силовых процессов, применяемых во многих отраслях народного хозяйства. Он потребляет более половины всей электроэнергии в промышленности.

Наиболее существенными энергосберегающими мероприятиями для стационарных силовых процессов являются:

- применение регулируемого электропривода на базе частотных преобразователей;
- повышение степени загрузки электрических двигателей;
- замена электрических двигателей на современные электродвигатели с более высоким к.п.д.;

- расширение применения синхронных двигателей
- оптимизация технологии с использованием меньшего количества двигателей и их меньшей установленной мощности при тех же качественных и количественных выходных технологических параметрах.
- использование в подшипниках и редукторах электродвигателей и приводных машин специальных смазок и эпиламов.

#### Применение регулируемого частотного электропривода

Существенную экономию энергии дает регулирование скорости вращения вала рабочих машин для процессов массопереноса твердых тел, жидкостей и газов. Это насосы, вентиляторы, воздуходувки, компрессоры, транспортеры, шнеки, конвейеры, нории и т.д. Для разных машин и типичных нагрузок существуют свои энергозатратные механические характеристики в зависимости от скорости вращения рабочего органа этой машины (рис. 24).

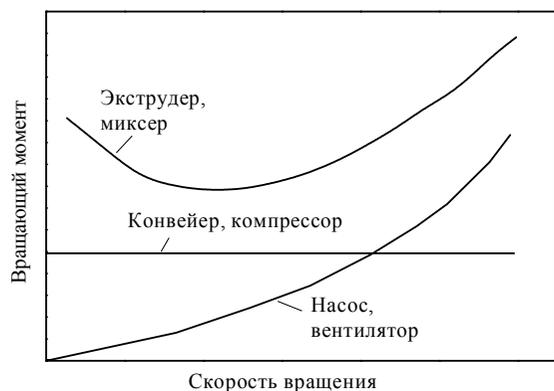


Рис. 24. Зависимость момента сопротивления на валу рабочего органа разных видов технологических машин в зависимости от скорости вращения рабочего органа

Мощность, потребляемая насосом, находится в кубической зависимости от скорости вращения рабочего колеса.  $P = f(Q^3)$ , т.е. уменьшение скорости вращения рабочего колеса насоса (вентилятора) в 2 раза приводят к уменьшению потребляемой мощности в

8 раз. Производительность насоса  $Q$  прямо пропорциональна скорости вращения рабочего колеса насоса.

Зная суточный график расхода или потребления воды можно определить суточную экономию электроэнергии при применении частотно-регулируемого привода. Причем для насоса частотно-регулируемый привод значительно эффективнее, чем регулирование дросселированием или байпасом. Рисунок 25 дает сравнение различных методов регулирования производительности с точки зрения потребления электроэнергии.

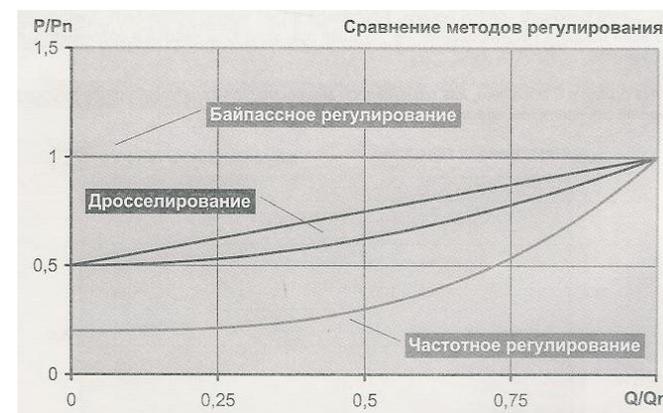


Рис. 25. Сравнение методов регулирования

#### Применение частотно-регулируемого привода в системах вентиляции и кондиционирования воздуха

Обычно вентиляторы имеют такие параметры, которые обеспечивают максимальный расход воздуха, требуемый системой. Однако условия функционирования часто требуют снижение расхода. Это может достигаться за счет дросселирования при постоянной частоте вращения вала вентилятора, а так же за счет изменения скорости вращения вала вентилятора при использовании частотно-регулируемого привода. Производительность можно менять в зависимости от сезонных, климатических условий, баланса тепло и влаги выделений, выделений вредных газов и паров. Зависимость потребляемой мощности вентилятора от скорости вращения вала вен-

тилятора такая же как и у центробежного насоса  $P = f(Q^3)$ , т.е. снижение скорости вращения вала вентилятора приводит к уменьшению потребляемой мощности в 8 раз. Экономия электроэнергии при применении частотно-регулируемого привода может составить до 60 %.

*Применение частотно-регулируемого привода в компрессорных установках*

Работа поршневого компрессора существенно отличается от работы механизмов с вентиляторной характеристикой, так как момент сопротивления на его валу можно считать постоянным.

Однако, производительность компрессора  $Q$  м<sup>3</sup>/мин зависит от числа оборотов его вала. При регулировании производительности компрессора изменением числа оборотов его вала изменяется и мощность, потребляемая из сети электродвигателем, приводящим компрессор в движение. На промышленных предприятиях достаточно часто требуется регулировать производительность компрессорных установок. Одним из наиболее энергоэффективных способов регулирования производительности является частотное регулирование скорости вращения электродвигателя компрессора.

### Способы регулирования производительности компрессора



Рис. 26

Из-за неравномерности потребления сжатого воздуха при работе компрессора иногда приходится открывать спускной клапан в ресивере компрессора. Применение частотно-регулируемого привода позволяет экономить электроэнергию, поддерживая оптимальное давление при оптимальном расходе сжатого воздуха в системах пневматики. При применении частотно-регулируемого привода для управления винтовыми компрессорами можно получить экономию электроэнергии, сравнимую с экономией при управлении центробежными насосами (до 60 %), т.к. характеристика винтового компрессора близка к характеристике центробежного насоса.

### Повышение степени загрузки электрических двигателей

Как известно, снижение нагрузки электродвигателя вызывает снижение его КПД и коэффициента мощности cosφ. Учитывая высокую долю энергопотребления электрическими двигателями в энергобалансе предприятия при недостаточной их загрузке, средневзвешенный коэффициент мощности cosφ предприятия будет снижаться. Это вызовет большое потребление реактивной мощности предприятием и, как следствие, возрастание потерь при передаче реактивной мощности. Для снижения этого эффекта на предприятии потребуется установка компенсирующих устройств. Это так называемая компенсация реактивной мощности.

### Замена электрических двигателей на современные электродвигатели с более высоким КПД

Для современных энергоэффективных электродвигателей первоначальная покупная стоимость составляет всего около 2 % и вся потребленная электроэнергия за весь срок службы около 97 % от стоимости всех эксплуатационных затрат (рис. 27). Повышение энергоэффективности электродвигателей достигается следующими конструктивными особенностями:

- применением высококачественного медного провода;
- исполнением пластин магнитопроводов из высококачественной горячекатаной электротехнической стали с оксидным покрытием;
- установкой высококачественных подшипников и точной динамической балансировкой ротора, что позволяет снизить магнитный зазор между статором и ротором.

Кроме этого для сокращения потребляемой мощности при работе электродвигателя рекомендуется применение специальных смазок, закладываемых в подшипники и эпиламов для обработки подшипников двигателя. Энергозатраты при этом снижаются на несколько процентов [40].

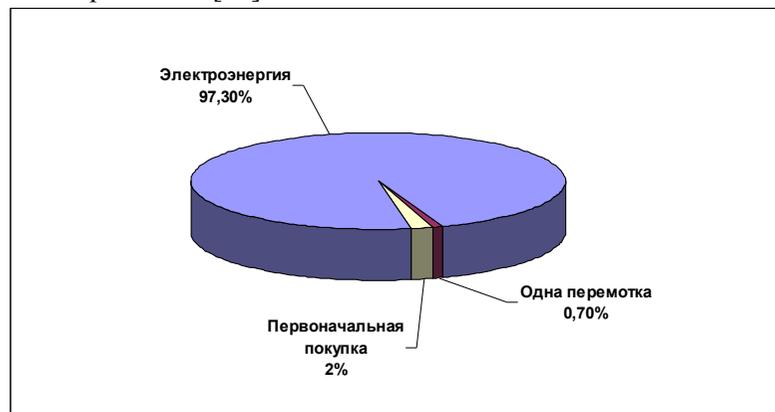


Рис. 27

#### Применение синхронных двигателей вместо асинхронных

Наиболее экономичными и перспективными для применения в ряде рабочих машин являются синхронные электродвигатели, при правильной эксплуатации которых можно получить значительную экономию электроэнергии.

Основные преимущества их использования заключаются в:

- возможности работы без потребления реактивной мощности, т.е.  $\cos\varphi = 1$ ;
- возможность компенсации потребления реактивной мощности в режиме перевозбуждения;
- строго синхронная скорость вращения, что повышает производительность рабочей машины;
- более высокий к.п.д.

*Оптимизация технологической схемы с целью сокращения длины массопереноса при использовании меньшего количества двигателей и их меньшей установленной мощности при тех же качественных и количественных выходных технологических параметрах.*

Рассмотрим на примере комбикормового завода две технологические схемы, которые при одинаковой производительности оснащены различным количеством электрических двигателей. Первая схема – с горизонтальным расположением технологического оборудования (рис. 28).

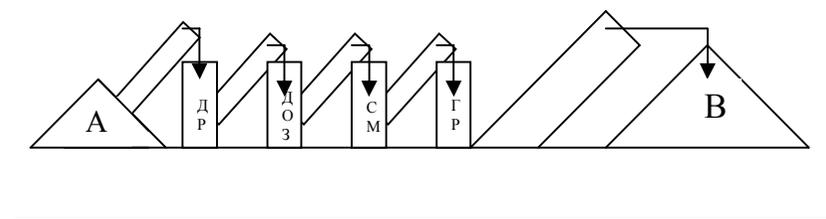


Рис. 28. Технологическая схема предприятия при горизонтальном размещении технологического оборудования.

В этой схеме массоперенос осуществляется от точки А – исходный пункт накопления сырьевых компонентов, до точки В – отгрузка конечной продукции. Наклонные прямоугольники – это транспортное оборудование: шнеки, транспортеры, и т.д., которые осуществляют массоперенос от одной технологической машины до другой (на схеме технологической машины изображены вертикальными прямоугольниками). Видно, что при всей своей простоте здесь требуется большое количество электродвигателей для массопереноса и сам завод занимает большую территорию.

Вторая схема – с вертикальным расположением технологического оборудования (рис. 29). Здесь сырье однократно поднимается норией на верхнюю технологическую машину, откуда оно самотеком под действием силы гравитации последовательно проходит от одной машины к другой. Здесь при одинаковой производительности существенно экономятся производственные площади завода и используется гораздо меньшее количество электродвигателей, чем в первой схеме. При этом удельный расход энергии для горизонтальной схемы завода будет выше, чем для вертикальной, т.е.:

$$U_{гор.} > U_{верт.} - \text{удельный расход.}$$

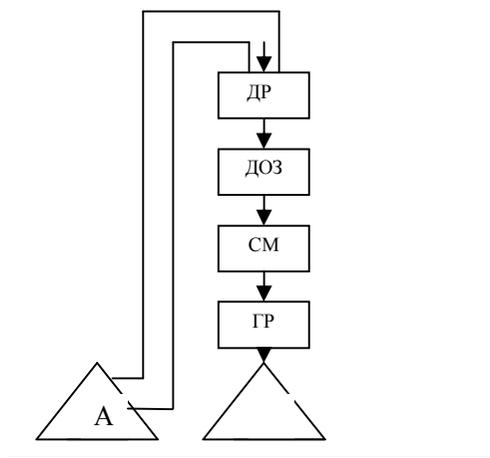


Рис. 29. Технологическая схема предприятия при вертикальном размещении технологического оборудования.

## 2. Силовые нестационарные процессы

Светлые нефтепродукты составляют порядка 60 % в общем объеме потребления ТЭР по Минтрансу, что характеризует специфику работы транспортной отрасли. Организациями Минтранса ежегодно расходуется 14 % от общего объема потребления светлых нефтепродуктов в Республике. Доля затрат на топливо в себестоимости перевозок составляет 35–40 %. В связи с этим снижение затрат на топливо способствует повышению рентабельности перевозок. В сельхозпроизводстве силовые нестационарные процессы представлены достаточно широко. В растениеводстве – во всех процессах посева, обработки, уборки возделывания сельхозкультур, а в животноводстве – для мобильных процессов кормоприготовления, кормораздачи, уборки навоза и т.д.

Для силовых нестационарных процессов в растениеводстве основными методами энергосбережения являются:

- применение широкозахватных машин и механизмов;
- использование энергоэффективной сельскохозяйственной техники: тракторов, комбайнов и т.д.;

- использование энергоэффективного навесного оборудования: плугов, культиваторов, и т.д.;

- использование различных биодобавок, биодизельного топлива, снижающего процент использования основного моторного топлива;

- использование эффективных масел, присадок для двигателей, а также методов обработки трущихся поверхностей, снижающих расход топлива.

## 3. Тепломассообменные процессы

### 1. Высокотемпературные процессы

Анализ состояния парка нагревательных и термических печей на примере машиностроительных предприятий показывает, что тепловой коэффициент полезного действия газопламенных нагревательных и термических печей крайне низок и лежит в диапазоне от 5–15 %. Установлено, что при потенциале энергосбережения около 30 %, одним из узких мест в энергопотреблении в промышленности являются нагревательные и термические печи, а также обжиговые и сушильные агрегаты, отапливаемые природным газом или использующие электроэнергию. При этом около 90 % печей используют природный газ, а износ основного технологического оборудования составляет 70–80 % [27].

### 2. Среднетемпературные процессы

Среднетемпературные процессы – это процессы приготовления пищи, плавления, приготовления горячей асфальтобетонной смеси, обжига, получения цемента и т.д.

#### 2.1. Приготовление пищи

Человек традиционно с первобытнообщинного строя использует топливо для приготовления пищи и для обогрева жилища. В настоящее время для приготовления пищи используется тепловая энергия топлива (твердого, жидкого, газообразного), водяного насыщенного пара, электрического тока. Создано большое разнообразие печей. В процессе приготовления пищи продукты подвергаются тепловой обработке. Под действием тепла клетчатка набухает, размягчается, жиры плавятся и т.д. Основными видами тепловой обработки продуктов являются варка и жарение.

В настоящее время все большее распространение получает тепловое оборудование с электрическим обогревом. К преимуществам его по сравнению с оборудованием на огневом и газовом обогреве относятся: более высокий к.п.д., простота включения и регулирования, возможность специализации аппаратов (для приготовления кофе, для жарки во фритюре и т.д.). Для преобразования электрической энергии в тепловую наиболее широко применяются нагревательные элементы с активным сопротивлением. Для изготовления металлических спиралей используются сплавы из никеля и хрома (нихром). Эти сплавы обладают высокой удельной температурой (1000–1100 °С). Такая большая предельная рабочая температура обеспечивает длительную работу нагревательных элементов при температуре 600–1000 °С в конфорках, жарочных шкафах и т.д.

В последнее время широкое распространение получили СВЧ печи со сверхвысокочастотным нагревом. Благодаря своей конструкции продукт в них нагревается по всему объему. Удельный расход энергии на нагрев у них намного ниже, чем при традиционных способах нагрева.

### *2.2. Приготовление асфальтобетонной смеси (АБС)*

Основное количество энергии (около 71 %) расходуется непосредственно с дымовыми газами при генерации сушильного агента с температурой до 500 °С в сушильно-нагревательном барабане путем прямого сжигания топлива [28]. Остальные около 19 % в битумном переделе в виде тепловой энергии пара или с высокотемпературным органическим теплоносителем. Оставшиеся 10 % энергии потребляются в электрической форме на привод механизмов. Температура тепловой обработки компонентов АБС не превышает 200 °С.

### *3. Низкотемпературные процессы*

Низкотемпературные процессы (диапазон температур от -150 до +150 °С) широко представлены в коммунально-бытовом секторе, в перерабатывающей и пищевой промышленности, сельхозпроизводстве и т.д. Это процессы отопления, горячего водоснабжения, сушки, выпарки, дистилляции, охлаждения, замораживания и т.д.

### *3.1. Системы отопления и горячего водоснабжения*

Традиционно человек использовал топливо для обогрева жилища. С настоящее время создан большой диапазон обогревательных устройств, печей и т.д. Для человека благоприятен такой теплообмен, когда организм отдает тепло в основном за счет конвекции, что имеет место при превышении температуры поверхности ограждающих конструкций над температурой воздуха. Такие условия создаются при помощи систем лучистого (инфракрасного обогрева). Инфракрасные излучатели устанавливаются в верхней зоне помещения. Поток лучистой энергии поглощается ограждающими конструкциями и находящимися в помещении предметами и нагревает их. Таким образом, температура ограждающих конструкций, в том числе и пола, становится выше температуры воздуха, и температурное поле становится более равномерным по объему. При использовании лучистого обогрева комфортные условия достигаются при более низкой температуре воздуха по сравнению с нормируемой температурой для систем конвективного отопления [29].

### *3.2. Системы охлаждения и замораживания*

За последние 30–40 лет заметно выросло энергопотребление низкотемпературной техникой: холодильным оборудованием, кондиционерами и т.д. К настоящему времени оно достигло 25 % всей вырабатываемой электроэнергии.

На этапе проектирования систем холодоснабжения необходимо учитывать не только особенности технологического процесса для которого используется холод, но и также представлять возможные пути повышения эффективности работы холодильной техники.

Существуют следующие способы повышения энергоэффективности холодильной техники:

1) на стороне испарителя (сторона низкого давления)

Потенциал энергосбережения составляет до 20 % на стороне низкого давления в результате:

- повышения проектной температуры испарения;
- учета потребляемой мощности вентиляторов;
- учета энергии, необходимой на оттаивание.

2) на стороне конденсатора (сторона высокого давления)

Потенциал энергосбережения составляет до 35 % на стороне высокого давления в результате:

- снижения проектной температуры конденсации;
- учета класса энергетической эффективности;
- снижения минимальной температуры конденсации;
- применения PI-регулирующей температуры в холодильной камере с незначительной погрешностью.

Частотное регулирование производительности компрессора, вентиляторов конденсатора, испарителя, насосов вторичного контура охладителя является существенным фактором энергосбережения. Процент энергосбережения может меняться в зависимости от типа нагрузки и правильности подбора всех компонентов холодильной установки. Для однокомпрессорной холодильной установки экономия энергии может составлять 15–20 %. Энергосбережение достигается за счет работы при более высоком, чем при традиционной схеме, давлении кипения и меньшем давлении конденсации. Постоянное и более высокое давление кипения позволяет поддерживать более высокую температуру и более высокую относительную влажность в охлаждаемом объеме, что уменьшает усушку продукта и увеличивает срок его хранения. Возможность работы при частотах питания более 50 Гц позволяет увеличить производительность компрессора при пиковых нагрузках. Частотный преобразователь позволяет осуществлять плавный пуск компрессора и снизить количество этих пусков. Меньшее число пусков и остановов компрессора позволяет повысить его ресурс. При необходимости точного поддержания давления кипения достаточно использовать один компрессор с изменяемой частотой вращения. При этом компрессор должен быть подобран таким образом, чтобы разница производительностей при максимальной и минимальной частоте вращения ротора была бы больше производительности ступенчато включаемого компрессора.

Для полноценного регулирования производительности холодильной установки ряд зарубежных фирм выпускают компрессоры с регулированием частоты вращения вала двигателя компрессора. Скорость вращения регулируется в зависимости от реальной нагрузки, тем самым приводя в соответствие работу компрессора к реальной нагрузке. При этом снижается энергопотребление, а температурный режим в охлаждаемом объеме становится более равномерным (рис. 30) [30].

Точность настройки температуры при этом возрастает, поскольку снижаются ее колебания.

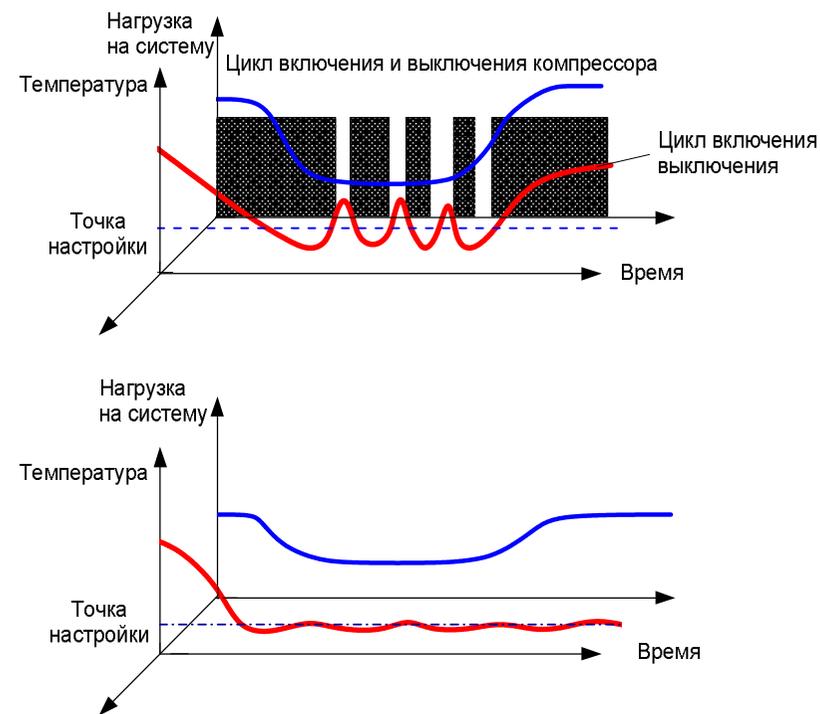


Рис. 30. Сравнение работы компрессора с частотным регулированием и без него

#### Регулирование производительности вентиляторов конденсатора

Наибольший энергосберегающий эффект достигается в зонах с низкой среднегодовой температурой воздуха. При уменьшении частоты вращения вентилятора до 50 % энергопотребление снизится до 15 % от расчетной величины для 100 % частоты вращения (рис. 31). Кроме энергосберегающего эффекта снижение частоты вращения вентилятора приводит к снижению шума.

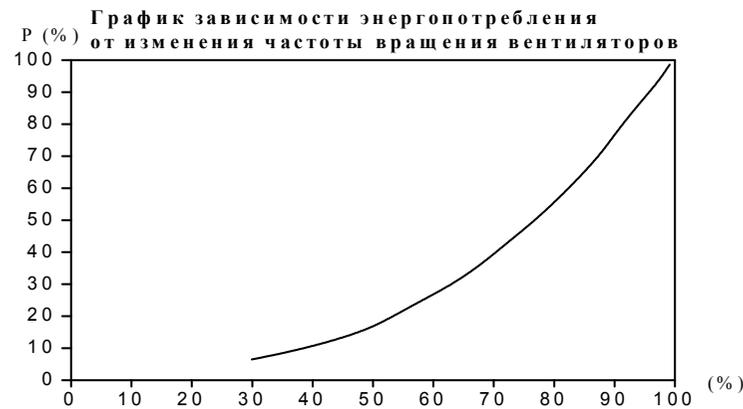


Рис. 31

Точное поддержание давления конденсации обеспечивает более высокое качество регулирования системы и помогает точно поддерживать температуру охлаждаемой среды. Возможность работы при частотах выше 50 Гц позволяет увеличить производительность конденсатора в периоды пиковых нагрузок.

Данные, полученные Департаментом энергетики США по процентному вкладу различных коммерческих холодильных установок в экономию энергии, показаны в таблице 1.7.1 [31].

Таблица 1.7.1

Экономия энергии за счет повышения эффективности элементов холодильной системы

Способ повышения эффективности	Экономия, %	Затраты, долл. США	Годовая экономия, долл. США [0,0782/(кВт·ч)]	Окупаемость капиталовложений, лет
Применение высокоэффективных компрессоров	16	24	65	0,4

Окончание таблицы 1.7.1

Способ повышения эффективности	Экономия, %	Затраты, долл. США	Годовая экономия, долл. США [0,0782/(кВт·ч)]	Окупаемость капиталовложений, лет
Использование компрессоров с переменной частотой вращения электродвигателя	19	160	77	2,1
Регулирование частоты вращения вентилятора конденсатора	2,7	24	11	2,2
Регулирование частоты вращения вентилятора испарителя	2,3	24	9	2,6
Оттаивание горячим газом	6,3	83	26	3,2
Оптимизация толщины теплоизоляции	3,8	84	15	5,5
Установка промежуточного теплообменника между линиями жидкости и всасывания	3,4	75	14	5,5

Использование компрессоров оптимального типоразмера (мощности), выбор нужного хладагента, улучшение обтекания теплообменников воздухом могут привести к значительной экономии энергии.

### *Электрофизические и электрохимические процессы (их энергоёмкость)*

Для изготовления детали необходима энергия  $W$ , складывающаяся из затрат энергии до проведения обработки  $W_0$  и затрат энергии непосредственно при формообразовании  $W_{\phi}$ .

$$W = W_0 + W_{\phi}.$$

Теоретически энергоёмкость удаления припуска наименьшая при дроблении снятого материала на мелкие частицы. При этом дополнительно расходуется энергия на перегрев, деформацию стружки, ускорение частиц до больших скоростей. Особенно велики дополнительные затраты энергии при лучевых методах обработки. Действительная энергоёмкость процесса при этом составляет около 20 кВт·ч/кг. В сравнении с химическим формообразованием при удалении припуска удельная энергоёмкость составляет около 0.02 кВт·ч/кг.

### *Освещение*

Впервые электрическая энергия в промышленных масштабах была использована для освещения еще в конце XIX века. Однако, эффективность преобразования первичной энергии в свет при использовании лампочек накаливания находится на уровне 2,5 %. Эту эффективность снижают еще и потери в линиях и трансформаторах, доходящие до 11–12 %. Для сравнения: эффективность преобразования первичной энергии в тепловую энергию – около 85 %, в электроэнергию – около 40 %.

В настоящее время во всем мире около 19 % всей вырабатываемой электроэнергии тратится на освещение. Большая часть приходится на освещение зданий и улиц – 75 %. Технически доступный потенциал энергосбережения для освещения оценивается в диапазоне 75–85 % за счет использования энергосберегающих технологий, современных источников света и т.д.

Так, например, если принять за 100 % энергопотребление по всем технологиям, применяемым в освещении, то:

– используя энергоэффективные лампы, можно сократить расходы на электроэнергию на 15–20 %;

– применение современной электронно-пускорегулирующей аппаратуры (ЭРПА), универсальных пускорегулирующих устройств (УПРУ), качественной оптики для светильников позволит получить еще около 35 % энергосбережения;

– максимальное применение естественного освещения, датчиков движения, датчиков освещенности, звуковых датчиков и т.д. дает около 25 % сокращения энергопотребления.

В итоге остается около 20–25 % энергопотребления, т.е. вполне реально снизить в 4–5 раз за счет доступных на настоящее время средств.

Важнейшим показателем экономичности электрических ламп является световая отдача, которая повышается с увеличением номинальной мощности для всех типов ламп. В целях экономии энергоресурсов в осветительных установках следует использовать преимущественно газоразрядные лампы. При замене ламп накаливания на люминесцентные лампы низкого давления расход электроэнергии снижается примерно на 55 %, на лампы типа ДРИ – на 65 %. Применение вместо ламп накаливания компактных люминесцентных ламп позволяет экономить до 70 % электроэнергии.

Еще одним ресурсом энергосбережения в осветительных установках является максимальное использование естественного освещения, что достигается применением автоматического управлением осветительных установок в функции освещенности помещения ли по заданной программе, что дает снижение расхода электроэнергии на 5–15 %.

По статистическим оценкам в коммунальном секторе для уличного освещения используется до 98 % газоразрядных ламп высокого давления в пересчете на потребляемую мощность. При освещении промышленных объектов доля данных ламп составляет 85 %. В наиболее перспективной и энергозатратной части сельского хозяйства – тепличном хозяйстве доля данных ламп составляет 72 %. Поэтому снижение энергопотребления данных ламп и продление срока их службы может принести значительный экономический эффект.

### *Управление и связь*

В зависимости от стадии реализации технической системы изменяется и потенциально возможные условия влияния на энергети-

ческую эффективность этой технической системы и затраты, необходимые для повышения энергоэффективности этой системы. Существует зависимость между стадиями создания и существования технической системы и возможностями влиять на расход энергоресурсов, создаваемой технической системы.

Существует несколько стадий развития технических систем:

1. Стадия проектирования технической системы (эскизная проработка, наброски, концепции, определение суждения экспертов).
2. Изготовление проекта технической системы, изготовление конструкторской документации.
3. Стадия строительства, монтажа и наладки технической системы.
4. Стадия эксплуатации – самая длительная по времени. Для энергооборудования систем энергетики она растягивается на десятки лет.



На этом графике показано, что наиболее эффективно влиять на энергетические показатели системы необходимо на этапе создания и конструкторской проработки. Когда система уже создана (стадии 3 и 4), то возможность влияния с гораздо ниже и эти энергосберегающие мероприятия являются высокозатратными.

В общем виде все мероприятия по энергосбережению можно разбить на следующие категории (рис. 32) [32]:

– малозатратные, при которых экономический эффект от их реализации значительно превышает затраты на энергосберегающие мероприятия (зона 1);

– средnezатратные, при которых эффект и затраты примерно равноценны (зона 2);

– высокозатратные, при которых затраты на энергосберегающие мероприятия значительно превосходят эффект, полученный от их реализации (зона 3).

Обычно энергосберегающие мероприятия выполняются по приоритетам: сначала малозатратные, затем средние и только затем высокозатратные, хотя возможно и одновременное выполнение разных категорий мероприятий по энергосбережению.

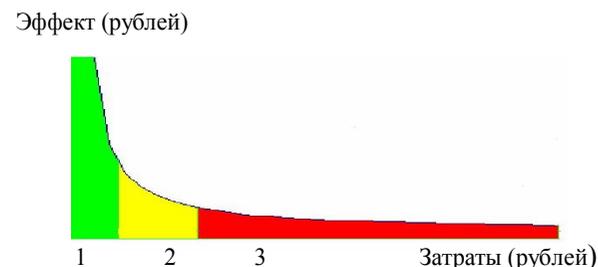


Рис. 32. Стадии реализации потенциала энергосбережения

В Беларуси на 2010 год финансирование программ энергосбережения составит 1,4 млрд долл. США. Интересна динамика финансирования энергосберегающих мероприятий в сравнении с изменением энергоёмкости ВВП (рис. 33) [32]. Видно, что стадия малозатратных мероприятий по энергосбережению уже практически пройдена и в настоящее время экономика РБ находится в области средnezатратных мероприятий по энергосбережению, а через десять лет она сместится в область высокозатратных мероприятий.



Рис. 33

На рис. 34 показано изменение удельных затрат в долларах США на экономию 1 т у.т. Здесь за 100 % взят уровень 2001 года [32].



Рис. 34

Видно, что примерно за 10 лет величина удельных затрат выросла в 4 раза. Это говорит о том, что со временем мы переходим из стадии малозатратных в стадию высокзатратных мероприятий по энергосбережению. Процесс это достаточно долгий, поскольку требует кардинальных изменений в технологиях, а также со временем больших капиталовложений.

Одним из способов повышения энергоэффективности производства и услуг является повышение доли электрической энергии, используемой в энергобалансе ТЭР для разных категорий энергоприемников. Чем выше величина потребления электрической энергии на душу населения, тем выше и ВВП на душу населения. Это косвенно подтверждается данными рис. 35 [32].

Электрическая энергия является самой «цивилизованной» формой энергии. Электрическая энергия позволяет применять высокоэффективные технологии с высокой степенью автоматизации.

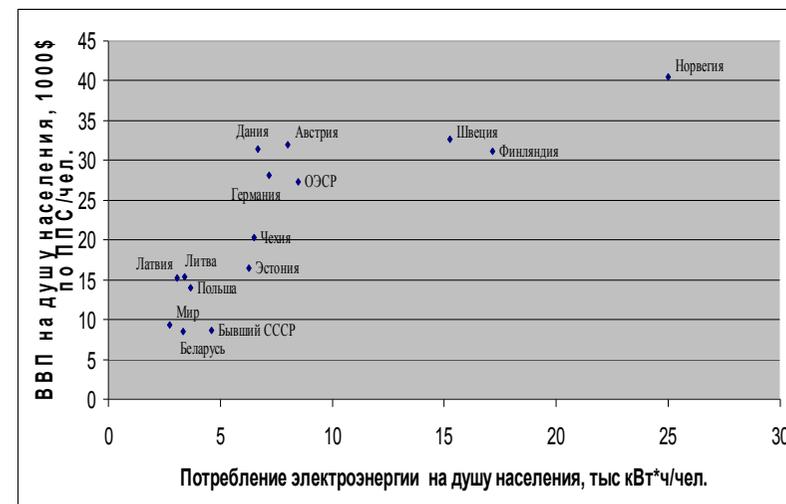


Рис. 35. Зависимость удельного ВВП, рассчитанного по ППС (паритету покупательной способности), от потребления электроэнергии для различных стран мира

Для Республики Беларусь распределение экономии ТЭР по различным направлениям энергосберегающих мероприятий показано на рис. 36.

Распределение экономии топливно-энергетических ресурсов по приоритетным направлениям тыс.тут							
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2008
Новые энергосберегающие технологии	118,4	166,0	172,6	258,2	232,5	282,3	398,5
Оптимизация теплоснабжения						98,3	149,7
Передача тепловых нагрузок от ведомственных котельных на ТЭЦ						28,8	31,0
Перевод котлов с парового в водогрейный режим	4,1	1,8	4,3	0,7	0,5	0,0	0,0
Вывод из эксплуатации электродвигателей и электронагревательных	5,6	50,5	24,7	2,4	0,0	0,0	0,0
Приборы учета и регулирования	44,9	35,9	49,6	53,6	62,8	60,6	32,5
Внедрение регулируемых электроприводов	4,7	4,4	6,2	8,0	16,9	20,2	28,9
Освещение	7,9	10,9	8,5	24,8	29,8	30,6	30,7
Термосопротивление ограждающих конструкций	6,5	7,5	12,0	15,6	20,3	25,2	38,1

Рис. 36

#### 1.7.4. Энергосбережение в зданиях (норвежский опыт)[38]

##### Функциональность зданий

Средний европеец проводит в зданиях и сооружениях примерно 22–23 часов сутки. Практически везде на поверхности нашей планеты человек нуждается в дополнительной защите от большого числа экстремальных климатических факторов. Только на очень ограниченной географической площади около Экватора мы можем обходиться только одной одеждой, но практически во всех других местах нам требуется большее. Нам необходимы различные типы зданий.

В ходе истории здания приобрели определенное количество защитных функций. Они также обеспечивают соблюдение секретности и спокойствие при защите нашего личного имущества.

##### Здания и техническое оснащение

В отличие от Республики Беларусь Норвегия имеет широкий диапазон очень экстремальных климатических условий. Это демонстрирует, что на нашей широте в первую очередь здания позволяют перенести тяжелые и изменяющиеся климатические условия. Это также понятно, что здания сами по себе не способны удовлетворять всем требованиям по защите. Различные типы технических установок также необходимы для поддержания удовлетворительного внутреннего климата, независимого от внешней и внутренней нагрузки или как здание используется.

Оборудование для обогрева и кондиционирования воздуха необходимо, если должны быть удовлетворены требования обитателей здания по тепловому комфорту и качеству воздуха. В определенных случаях могут быть установлены особые требования относительно внутреннего климата для промышленных процессов и производств или климата для животных. Наши здания также требуют электрических установок, которые обеспечивают надлежащее электрическое потребление различных аппаратов и оборудования, так же и освещения.

##### Энергопотребление в глобальной перспективе

Мы живем во время, когда мы стоим перед значительными изменениями в условиях ограниченных энергоресурсов, в то время как природный баланс физического окружения находится в процессе разрушения от чрезмерной степени использования ископаемых видов топлива. Всемирная Комиссия по Окружающей Среде и Развитию подчеркивала, что из-за загрязнения воздуха, воды и грунта, также как и из-за глобального потепления, все страны и в особенности индустриально развитые, должны увеличить свой уровень энергоэффективности и переключиться на возобновляемые источники энергии. Эта же Комиссия рекомендовала сделать энергосбережение главным фактором энергетической национальной политики.

##### Политика Норвегии в области энергосбережения

Норвегия заинтересована в энергосбережении точно следуя международным тенденциям в этой области. Национальный бюджет включает пункты, относящиеся к энергосбережению. В 1992 году

был введен в действие полностью новый Энергетический Закон для рынка продавцов электрической энергии. Этот было предназначено для гарантирования, что норвежские энергоресурсы должны управляться рационально на благо всего общества.

Намерение интересов общественного сектора в энергосбережении в Норвегии – обеспечить гарантии, что энергоресурсы расходуются в макроэкономике эффективным образом и что негативный эффект окружающей среде уменьшается. Текущее определение Норвежского общественного сектора по энергосбережению гласит, что: «Энергосбережение означает, что энергия должна быть использована в форме, в количестве и во время, которые в целом являются наиболее благоприятными, когда все преимущества и вред взвешены друг с другом. Выражение «energy conservation» – экономия энергии не может быть заменено «energy saving» – энергосбережение. Нежелательно сберегать энергию без заботы о последствиях, например для условий труда или для стоимости».

### ***Здания и энергопотребление***

Здания в Норвегии могут также служить хорошим примером, как функционирование здания с полным набором технических установок может являться исключительно энергоэффективным процессом. Все бытовые и коммерческие здания в этой стране потребляют 55–60 ТВт·ч энергии в год, т.е. 35–40 % от общего Норвежского континентального энергопотребления, исключая энергоемкую промышленность.

Осведомленность в вопросах энергии и окружающей среды также означает, что наши здания и их климатические установки теперь удовлетворяют более жестким требованиям по эффективному использованию энергии и снижают загрязнение окружающей среды. В международном контексте Норвежские здания являются разумно хорошим стандартом по показателям энергии и около 70–75 % энергопотребления в наших зданиях – это электроэнергия, которая полностью выработана из возобновляемой гидроэнергии. Однако, это вовсе не означает, что мы можем отдыхать. Наша философия по принятию больших усилий в энергоэффективное потребление в зданиях основывается на факте, что энерготребление в зданиях не может быть рассмотрено изолированно от других регионов при-

менения или других частей мира. Мы должны работать сплоченно, если мы хотим создать лучшее будущее для каждого.

### ***Регулирование климата в зданиях энергоэффективным способом***

Основная причина для использования энергии в зданиях – это создание здорового и комфортного внутреннего климата по возможности наиболее рациональным способом. Удовлетворение требований по эффективному энергопотреблению в зданиях должно быть вторичным. К сожалению, имеются бесчисленные примеры зданий, где внутренний климат был разрушен и людей, которые страдали от раздражения и заболеваний, связанных с внутренним климатом.

### ***Чем определяется, как используется энергия в зданиях?***

Полный ответ на этот вопрос является достаточно сложным, однако, некоторые основные факторы следующие:

Климатические и географические факторы:

- внешняя температура;
- солнце;
- ветер;
- осадки/влажность;
- расположение в стране;
- расположение на континенте.

Факторы здания:

- конструкция/планировка;
- теплоизоляция;
- воздухопроницаемость;
- теплоемкость;
- остекление.

Факторы технического оснащения:

- системы отопления;
- системы вентиляции;
- системы кондиционирования воздуха;
- системы рекуперации тепла;
- системы регенерации тепла;
- электрическое оборудование и компоненты.

Потребительские и персональные факторы:

- привычки потребителей и активность;
- половозрастной состав и количество людей;
- род занятий, образование и образ жизни;
- деятельность и период использования;
- обслуживание;
- отношение к энергопотреблению;
- цены на энергоносители.

### ***Система энергетического менеджмента (EMS)***

#### ***Описание***

Система энергетического менеджмента имеет отношение к периодическим систематическим анализам энергоиспользования в зданиях. Это может быть сделано различными путями:

- ручным способом: ручным считыванием, расчетами, вычерчиванием графиков и т.д.;
- полуручным способом: ручным сбором данных, и компьютеризированными вычислениями и сравнениями;
- автоматическим: способом: сбор всех данных, расчеты и представления производятся соответствующими компьютерными программами.

Система энергетического менеджмента имеет определенное число преимуществ и обеспечивает базу для поддержания энергопотребления на низком уровне.

Система энергетического менеджмента дает оперативному персоналу общее представление о количестве используемой энергии в любое время. Это делает более легким использовать энергию более эффективно для того, чтобы гарантировать, что здание функционирует в энергоэффективном режиме. Энергетический менеджмент также увеличивает интерес в достижении «рационального» энергопотребления.

Система энергетического менеджмента – это эффективная помощь для сдерживания энергопотребления также после того, как меры по сохранению энергии были реализованы. Энергосбережение, реализованное мерами сохранения энергии, может быть задокументировано.

График «Энергия и Температура» или «Энергетическая характеристика» – это центральный аспект задачи энергетического менеджмента. Он дает нам возможность контроля, где энергопотребление соответствует ожиданиям в течение периода регистрации. Система энергетического менеджмента обычно включает регистрацию следующего:

- потребление котельно-печного топлива;
- длительность времени работы топливных горелок;
- энергопотребление;
- наружная температура;
- внутренняя температура.

### ***РЕЗУЛЬТАТЫ***

#### ***Энергия***

Эксперименты показали, что введение системы энергетического менеджмента приводит к энергосбережению в размерах 5–10 %.

#### ***Измерения энергоэффективности – Отопление / Кондиционирование воздуха / Автоматическое управление***

##### ***Общие положения***

Типичные ошибки пропуска данных и бездействия, которые оказывают влияние на количество энергии, потребленной на цели отопления и охлаждения и внутреннего термического климата, включают:

- неправильный тепловой график;
- оперативное время не столь большое;
- отсутствие взаимосвязи отопительной системы и системы управления.

#### ***Измерения – Управление подачей теплоты в систему водяного обогрева***

##### ***Описание***

Климатический компенсатор – это простейший и наиболее умеренная по цене система для управления температурой в здании или в части здания. Такая система сконструирована для всех типов центрального отопления, в которых температура наружного воздуха

является основой для управления теплом, испускаемым радиаторами, конвекционными отопителями и систем с теплыми полами или потолочных систем обогрева. Принцип основывается на теории, что потребная теплота пропорциональна разнице температур между внутренней и наружной температурами воздуха. Эта система состоит из:

- температурный датчик на фасаде здания;
- температурный датчик, установленный в главной подающей трубе циркуляции теплоносителя;
- регулирующий клапан с моторным приводом;
- автоматическая система управления с или без временного управления.

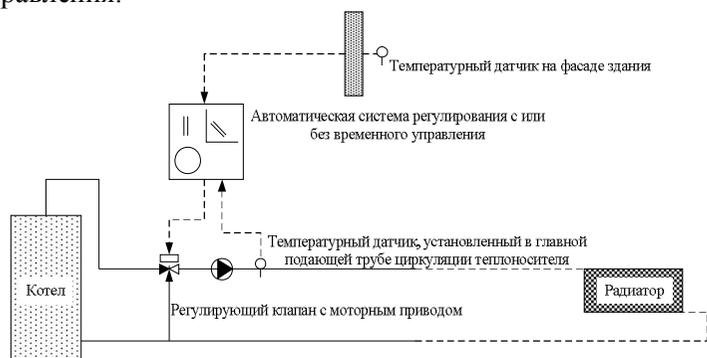


Рис. 37. Климатический компенсатор

В своей наипростейшей форме, система настраивается только по отношению к температуре наружного воздуха, в соответствии с данным **отопительным графиком**, и, таким образом, не учитывает тепло, выделяемое людьми, электрооборудованием и т.д. Таким образом, температура будет расти до тех пор, пока мы не отрегулируем клапаны радиатора вручную. Термостатические клапаны радиатора будут употребительными в такой ситуации.

Более передовая система может включать различные типы датчиков, которые изменяют температуру поступающей воды в соответствии с:

- высокой или низкой температурой в комнате;
- воздействием солнца;
- ветра.

Климатический компенсатор оснащен микропроцессором, способным рассчитывать правильный отопительный график для системы отопления. Контроллеру необходим температурный датчик, который должен быть установлен в характерной комнате, для того, чтобы информировать о результатах точной настройки отопительного графика. Отопительный контроллер часто оснащается реле времени, которое автоматически перемещает отопительный график на заданное количество градусов ночью, чтобы согласовать желаемое снижение температуры воздуха в комнате.

## Результаты

### Энергия

Приближенный подсчет показывает, что температура в комнате падает на  $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ , когда температура питающей горячей вода уменьшается на  $2\text{--}5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Снижение комнатной температуры на  $1\text{ }^{\circ}\text{C}$  вызывает по приблизительным подсчетам на  $5\%$  снижение энергопотребления на отопление.

### Термический комфорт

Правильно настроенный отопительный график/климатический компенсатор будет гарантировать, что внутренняя температура будет располагаться около желаемой величины. Улучшенное управление подачей тепла приведет к снижению избыточных температур, также как и к улучшению комфорта.

### Стоимость

Если система не нуждается в перебалансировке, то эта мера приводит только к умеренной стоимости.

### Отопительный график

Отопительный график показывает нам, как температура горячей воды должна быть изменена в соответствии с температурой наружного воздуха. График зависит от конструкции здания, типа отопительной систем и ее производительности. До тех пор, пока отопительный график не может быть настроен заблаговременно для обеспечения оптимальных характеристик, необходима точная настройка оперативным персоналом. Наклон кривой определяется

степень компенсации, т.е. на сколько градусов температура воды должна быть поднята, когда наружная температура упадет на  $1^{\circ}\text{C}$ .

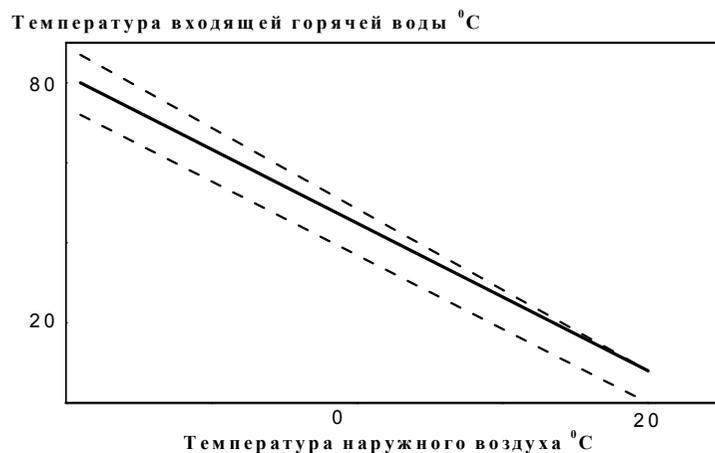


Рис. 38

Ветер будет перемещать график круче (верхняя пунктирная линия).

Влияние температурного датчика в комнате будет перемещать график параллельно, если комнатная температура выше или ниже желаемой температуры. Некоторые контроллеры оснащаются функцией времени. Во время смены времени работы ночи и дня, возрастает температура горячей воды в большей степени, чем назначено наружной температурой, для того, чтобы достичь желаемой комнатной температуры более быстрыми темпами к началу рабочего дня. Это перемещает график параллельно вверх.

#### **Управление комнатной температурой термостатическими клапанами.**

Термостатические радиаторные клапана используются в системах водяного отопления для управления температурой в индивидуальных комнатах. Термостатированный клапан радиатора – это самоуправляющийся клапан, который контролирует количество

воды, поступающей в радиатор, в соответствии с комнатной температурой.

Это обычно лучше разделять систему отопления на число контуров отопления, чем, например, устанавливать термостатические клапана на целые фасады. В больших комнатах с несколькими радиаторами мы не должны устанавливать термостатический вентиль на каждый радиатор, так как это содержит риск того, что радиаторы будут работать друг против друга, т.е. некоторые из них будут работать на полную мощность, в то время как другие будут полностью выключены. Такая ситуация будет искажать распределение тепла в комнате. Будет лучше установить термометр, управляющий общим термостатом на каждом клапане радиатора.

Термостатические клапаны очень подходят для модернизации старых систем. Возможно, что вся система должна быть повторно сбалансирована.

#### **Результаты**

По приблизительным подсчетам мы можем сказать, что снижение комнатной температуры на  $1^{\circ}\text{C}$  снизит энергопотребление на 5–7%. Оптимально смонтированные и настроенные термостатированные клапаны радиатора будут сберегать энергию, как результат эффективной утилизации солнечной радиации, человеческого тепла и других источников тепла.

#### **Разбивка на зоны и ночное снижение комнатной температуры**

##### **Описание**

С точки зрения энергосбережения невыгодно поддерживать постоянную температуру все время в комнатах. Для того, чтобы экономить энергию мы предпочитаем поддерживать пустые комнаты при более низкой температуре.

##### **Теория – кривая ET – Энергетическая характеристика (ЭХ)**

Кривая E-T (Энергия – Температура) или энергетическая характеристика – это инструмент энергетического менеджмента для использования персоналом, обслуживающим здание. Энергетическая

кривая здания вычерчивается в осях: по вертикали – измеренное энергопотребление зданием на 1 м<sup>2</sup> обогреваемой площади здания (кВт·ч/м<sup>2</sup> в неделю) и по горизонтали – наружная температура в течение измеряемого периода. Пары величин нанесены на диаграмме. Каждая неделя дает нам новую точку, таким образом, энергетическая характеристика постепенно вырисовывается. Сравнение энергетической характеристики и фактического энергопотребления дает нам важную информацию о работе и состоянии здания. Изменения в использовании здания или изменения в утечках воздуха из-за ветровых условий приводит к разбросу области значений на ЭХ (окрашенная область на диаграмме снизу).

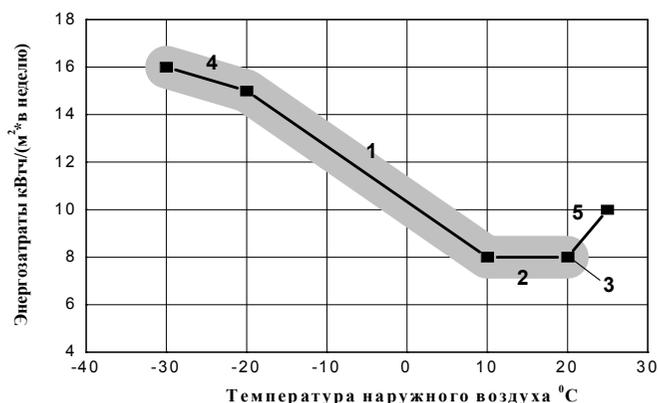


Рис. 39. Энергетическая характеристика для здания с кондиционированием воздуха и ограничителем энергии для низких температур

ЭХ включает в себя принудительную температурную коррекцию, так как потребность в энергии и наружная температура представляют собой функции которые определяют положение кривой.

Наклон, высота и точка перегиба ЭХ это черты, которые характеризуют индивидуальность здания. После осуществления мер по энергосбережению, ЭХ будет иметь новую форму.

### Описание ЭХ

Наклон кривой указывает на чувствительность здания к внешним температурам. (Зона 1 на ЭХ).

Потребление при температурах ниже точки перегиба показывает температурные энергетические требования в здании (зона 2 на кривой).

Расположение точки перегиба показывает диапазон наружных температур, внутри которого внутренние нагрузки и «бесплатное» тепло соответствуют энергетическим требованиям здания (точка 3 на графике).

Выравнивание кривой при очень низких температурах из-за ограничений по энергии, использование возврата воздуха или других мер (зона 4 на кривой).

Возрастание энергетических требований при высокой наружной температуре и увеличенном солнечном излучении является результатом включения системы кондиционирования воздуха (зона 5 на кривой).

### Окружающая среда в помещении

*Хорошая окружающая среда в помещении – основное условие для энергосбережения*

### Функционирование зданий

Люди должны быть охарактеризованы как наиболее тропические «животные» в мире. В чисто физиологических терминах это, кажется, должно быть достаточно разумным заявлением. Без искусственной защиты мы в состоянии жить и работать только в относительно ограниченном диапазоне температурных условий.

Так как человеческая раса постепенно распространилась по менее гостеприимным регионам, мы придумали одежду и позже здания для защиты. Со временем наши запросы росли. Сегодня мы строим здания для трех основных причин:

- обеспечить защиту от ветра и дождя, ради уединенности и против беспокойства. Здания защищают не только нас, но и также наше имущество;

- предложить хорошие функциональные условия для нашей деятельности внутри помещения. Здание должно быть пригодным для

сна, приготовления пищи, проведения личной гигиены, любимых занятий и т.д. Если оно используется как рабочее место, то оно должно обеспечить безопасные и эффективные рабочие условия;

– выражать стоимость. Экономическими терминами это означает что ресурсы, затраченные в здание, должны окупаться.

---

## РАЗДЕЛ 2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

---

### 2.1. ОСНОВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА

#### 2.1.1. Энергетический менеджмент как общая система планирования, организации, мотивации и контроля в энергетическом комплексе

Повышение эффективности потребления энергии, наряду с повышением эффективности ее производства и транспортировки, является важнейшим потенциалом энергосбережения.

*Энергетический менеджмент* – это общая система планирования, организации, мотивации и контроля производством, транспортировкой, распределением и потреблением топливно-энергетических ресурсов. Энергетический менеджмент включает в себя мероприятия по энергосбережению, характеризующиеся совокупностью технических и организационных мероприятий, направленных на повышение эффективности использования энергоресурсов. Он является неотъемлемой частью организации структуры управления промышленным предприятием.

*Потребители энергии* – промышленные предприятия (около 60 % потребляется выработанной энергии), коммунально-бытовые потребители (школы, жилые дома – около 17 % выработанной энергии), сельскохозяйственные потребители (около 10 %), электро-транспорт (около 8 %), уличное освещение (около 5 %). Рассмотрим слагаемые структуры энергопотребления на промышленном предприятии. Если представить предприятие как «черный ящик», имеющий входы и выходы, то блочная схема такого предприятия может быть изображена в виде.

## Блочная схема предприятия, использующего энергию

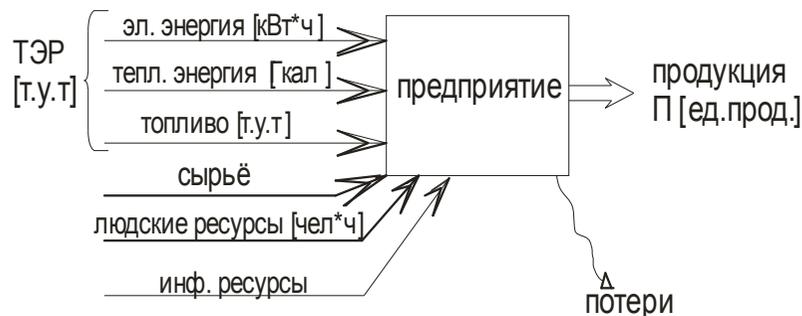


Рис. 40

Здесь первых три слагаемых – это топливно-энергетические ресурсы (ТЭР), потребляемые предприятием. Их расход оценивается в тоннах условного топлива (т у.т.).

Если обозначить:

$\Sigma \mathcal{E}$  - суммарная энергия, поступающая на предприятие;

$\mathcal{E}$  - энергия, идущая на само производство;

$\Delta \mathcal{E}$  - суммарные потери энергии,

то можно записать выражение для энергобаланса:

$$\Sigma \mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{пр-во}} + \mathcal{E}_{\text{потери}}.$$

Эффективность потребления энергии на предприятии, как известно, оценивается удельным расходом ТЭР на производство единицы продукции, которая в основном определяется применяемыми технологиями производства.

**Удельное энергопотребление** – потребление энергии, идущее на производство единицы продукции, рассчитывается как:

$$y_3 = \frac{\Sigma \mathcal{E}}{P} \left[ \frac{\text{т у.т.}}{\text{ед.пр.}} \right],$$

здесь  $P$  – объем продукции, выпущенной за анализируемый период.

Очевидно, что основные статьи расходов энергии можно выделить на две группы:

- условно постоянные, т.е. практически не зависящие от объема выпускаемой продукции;
- переменные, изменяемые при изменении плана выпуска продукции.

Первые - определяются числом работающих, размерами и конструктивными особенностями предприятия, способом его отопления, освещения, вентиляции, кондиционирования и т.д.

Вторые – применяемыми технологиями.

К сожалению, замена устаревшей технологии на более передовую и энергоэффективную – это очень болезненный процесс для предприятия, требующий определенных «хирургических вмешательств». Можно, скажем, заменять всю технологическую линию, а можно лишь отдельные машины и оборудование. Второй способ является более дешевым и обычно замене подлежит наиболее энергоемкое оборудование в технологической цепочке. Именно, такая замена сулит наибольшее снижение затрат энергии. Естественно, что бывает подчас выгоднее на месте старого предприятия построить новое, более эффективное. В последнее время стали появляться так называемые заводы автоматы, где весь персонал может состоять всего лишь из нескольких человек. Это характерно для непрерывных поточных технологий и производств, например производство комбикорма, минеральных удобрений, древесных гранул и т.д. В таком случае удастся снизить удельные затраты энергии на производство единицы продукции в разы.

Как было отмечено ранее, основная задача энергетического менеджмента- это проведение комплексного анализа энергопотребления и его изменение в зависимости от проводимых энергосберегающих мероприятий на предприятии.

Инструменты энергетического менеджмента:

- энергоаудит;
- энергобаланс;
- мониторинг и планирование.

### 2.1.2. Энергоаудит

Энергоаудит – это обследование предприятия с целью сбора информации об энергопотоках на предприятии. Обследование энергообъекта с целью определения возможностей экономии потребляемых ТЭР, а также определение удельного расхода ТЭР на единицу выпускаемой продукции. Под **энергопотоком** понимаются потоки тепла, потоки электрической энергии, потоки механической энергии и других видов энергии.

Целью энергоаудита является определение удельного расхода энергии на производство единицы продукции, технического и организационного потенциала для снижения этого расхода. Для достижения этой цели необходимо решить следующие задачи:

- определить формы и величины энергопотоков (тепловая энергия, электрическая, топливо, сжатый воздух, тепло, и т.д.);
- определить потенциальные места производства, где возможно снизить расходы и потери энергии;

Объектом энергоаудита может быть любое предприятие, энергоустановка, агрегат, здание и т.д.

Для раскрытия поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- составить карту использования ТЭР энергетическим объектом;
- определить удельный расход ТЭР на производство единицы продукции;
- определить потенциал энергосбережения;
- разработать организационные и технические мероприятия, направленные на снижение расхода и потерь ТЭР.

**Основные объекты энергоаудита на промышленном предприятии [33]:**

1. **Паровые системы.** Определяется температура и давление пара, наличие и состояние конденсатоотводчиков, состояние теплоизоляции, утечки пара и т.д.

2. **Системы сжатого воздуха.** Объектами изучения являются компрессорные системы, системы регулирования и транспортировка воздуха, давление воздуха у потребителя, присутствие в воздухе конденсата, наличие утечек и система охлаждения. Важным мероприятием является регулирование скорости вращения двигателя

компрессора, в зависимости от необходимого количества вырабатываемого сжатого воздуха.

3. **Система водоснабжения.** Исследуется насосные установки, привод насосов, режим их работы, утечки и т.д.

4. **Котельные установки.** При обследовании измеряются режимные параметры (давление, состав дымовых газов, температура воды, воздуха, параметры пара т.д.)

5. **Печи.** Производится измерение режимных параметров печи, измеряется состав давление, и температура дымовых газов и т.д.

6. **Бойлеры и теплообменники.** Измеряется входная и выходная температура теплоносителей, их расход и перепады давления, температуры наружных поверхностей и т.д.

7. **Системы кондиционирования воздуха, отопления и вентиляция** – изучаются параметры насосов и вентиляторов и т.д.

8. **Освещение** – устанавливается соответствие уровня освещенности категории рабочего места, состояние окон, оценивается коэффициент естественной освещенности (КЕО) и т.д.

9. **Электрооборудование** – анализируются графики нагрузки электрооборудования, коэффициент использования оборудования, коэффициент мощности и способы его повышения, и т.д..

10. **Здания и сооружения** – исследуется качество теплоизоляции стен, двери окна и др.

### 2.1.3. Энергобаланс

Энергобаланс отражает соответствие расхода всех видов энергопотоков на предприятии их расходу на производство продукции и потерям. Энергобалансы рассчитываются в тоннах условного топлива (т у.т.). Различают в зависимости от вида и параметров энергоносителей следующие виды энергобалансов:

- частные – составленные для какого-то одного вида энергоресурса;
- сводные – по суммарному использованию энергоресурсов.

Энергетический баланс выражается в соответствии приходной и расходной частей. Приходная часть – это поступающая на предприятия энергия в том или ином виде: тепловая энергия, электрическая,

топливо, холод, сжатый воздух и т.д. Расходная часть – это энергия, идущая на производство, а также потери энергии, происходящие на данном предприятии. Энергобалансы рассчитываются в тоннах условного топлива. Электрическая и тепловая энергия, потребляемая предприятием, переводятся в условное топливо на основе топливных коэффициентов.

### *Энергобаланс агрегата и его структура*

Энергопреобразующие процессы осуществляются на определенных агрегатах, которые можно подразделить на:

- генераторы;
- преобразователи;
- приемники энергии.

Энергобаланс любого агрегата состоит из приходной и расходной частей. Эти части должны быть равны друг другу.

В приходную часть энергобаланса входит подведенная энергия. В расходной части показываются потери энергии и полезная энергия:

$$W = W_{\text{полезн}} + W_{\text{потер}} ?$$

где  $W$  – подведенная энергия;

$W_{\text{полезн}}$  – полезная энергия;

$W_{\text{потер}}$  – потери при использовании энергии.

*В общем случае к подведенной энергии относятся:*

1. Энергия, которая вводится в агрегат одним или же несколькими электроносителями.
2. Физическая энергия материальных компонентов процесса.
3. Дополнительная энергия, полученная в результате различных химических и физических превращений веществ.

**Полезной** считается та часть подведенной энергии, которая используется на основной и, связанные с ним, сопутствующие физические процессы.

Величина полезной энергии зависит от особенностей технологического процесса в агрегате и конструкции оборудования.

В агрегатах потребителей (приемниках) полезная энергия затрачивается на механические, термические, химические и другие процессы.

*Энергопотери в агрегатах можно разделить на две основные группы:*

- 1) потери от рассеивания энергии в окружающую среду;
- 2) потери от недоиспользования энергии.

К **первой группе** потерь относятся потери тепла на излучение (охлаждение агрегатов) через неплотности кладки промышленных печей и котлов, потери с утечками энергоносителя с охлаждаемой водой промышленных печей, компенсаторов, трения в движущихся частях оборудования, а так же на намагничивание железа и нагрев обмоток электрических машин и трансформаторов.

Ко **второй группе** относятся потери тепла с охлаждающими газами парогенераторов и промышленных печей от химической и механической неполноты сгорания топлива в топках, с отходящим воздухом сушильных установок, конденсаторов, паровых турбин и т.д.

На величину суммарных энергетических потерь агрегатов большое влияние оказывают следующие факторы:

- технологические параметры процесса;
- техническое состояние оборудования;
- степень нагрузки (загрузки) оборудования и его производительность;
- степень использования энергии приданной конструкции;
- условия работы агрегата;
- качество эксплуатации;
- наличие простоев и связанных и ними последующих запусков оборудования.

Экономичность работы оборудования зависит от величины суммарных потерь. Поэтому необходимо изучение причин, вызывающих эти потери, и определение их зависимости от нагрузки, что позволяет принять меры к ликвидации излишних потерь.

С этой целью все потери в энергетическом оборудовании делятся на независимые от нагрузки (постоянные) и зависящие от нагрузки (переменные).

Не все потери в агрегатах являются полностью безвозвратными. Энергия, потерянная для данного агрегата может быть еще использована в других энергетических процессах в других агрегатах. Такая энергия называется вторичным энергоресурсом (ВЭР).

Энергетические балансы агрегатов с выходом вторичных энергоресурсов записывается в следующем виде:

$$W = W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}} + W_{\text{пол}}^{\text{ВТ}},$$

где  $W_{\text{пот}}$  – потери энергии;

$W_{\text{пол}}$  – полезно используемая энергия;

$W_{\text{пол}}^{\text{ВТ}}$  – энергия ВЭР, отпущенная агрегатом.

ВЭР делятся на три вида:

- 1) тепловые;
- 2) избыточного давления;
- 3) горючие.

Возможный выход вторичных энергоресурсов определяется только на основе составления и анализа энергобаланса.

Энергобалансы могут составляться на любой период времени при изменении производительности или же нагрузки агрегата изменяется отдельная составляющая энергобаланса. При постоянном режиме работы в зависимости между отдельными составляющими баланса сохраняются однозначными, и в этом случае уравнение баланса энергии может быть заменено уравнением мощности:

$$N = N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}}.$$

Многие агрегаты потребляют энергию на собственные нужды. Эти расходы являются потерями энергетического процесса. Они отличаются от рассмотренных выше прямых потерь не по существу, а по форме. При этом следует различать составляющие балансов брутто и нетто.

Подведенная/полезная энергия (мощность брутто) складывается из соответственно энергии (мощности) нетто и расходов на собственные нужды агрегата.

На собственные нужды может расходоваться энергия (мощность), подведенная к агрегату, полезно выделенная самим агрегатом, а также из независимого источника или сетей энергосистемы.

Балансы мощности и энергии тесно связаны с материальными балансами энергоносителей и могут рассчитываться как в абсолютных так и в относительных единицах.

#### Показатели энергетической экономичности агрегатов

Энергетическая оценка экономичности работы агрегатов производится по показателям балансов мощности и энергии.

Оценка энергетической экономичности работы агрегата на основе удельных показателей основывается на сопоставлении величин, входящих в уравнение баланса мощности и энергии.

#### Основными удельными показателями являются:

1. Удельные суммарные потери подведенной мощности/энергии:

$$U = \frac{N_{\text{пот}}}{N}; \quad U = \frac{W_{\text{пот}}}{W};$$

2. Удельный расход по отношению к производительности агрегата ( $d$ ):

$$d = \frac{N}{A},$$

где  $A$  – производительность/нагрузка агрегата.

3. Удельный расход по отношению к выпуску продукции ( $d$ ):

$$d = \frac{W}{Z},$$

где  $Z$  – выпуск продукции;

4. Коэффициент полезного действия агрегата:

$$\eta = \frac{N_{\text{пол}}}{N}; \quad \eta = \frac{W_{\text{пол}}}{W}.$$

Энергетические характеристики агрегатов строятся на основании балансовых мощностей агрегатов, составленных для ряда значений производительности. При этом за независимую переменную принимается производительность, а за функциональные перемен-

ные величины принимается подведенная, потерянная и полезная мощность.

Энергетические характеристики подразделяются на основные и производные.

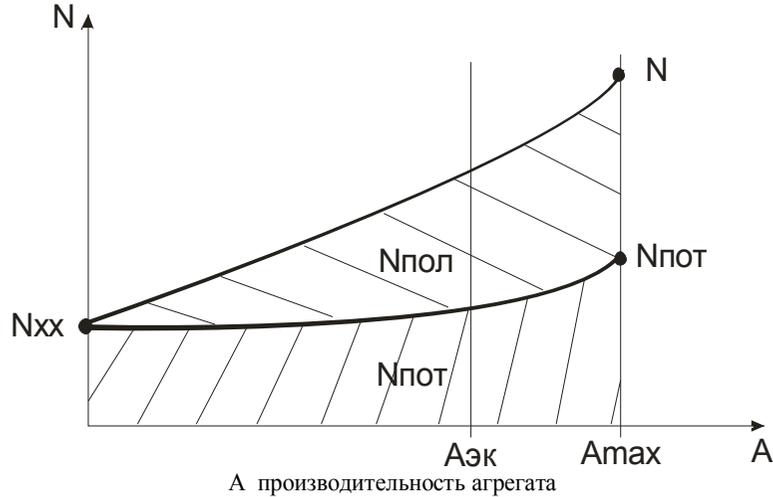


Рис. 41. Принципиальный вид основных энергетических характеристик агрегата

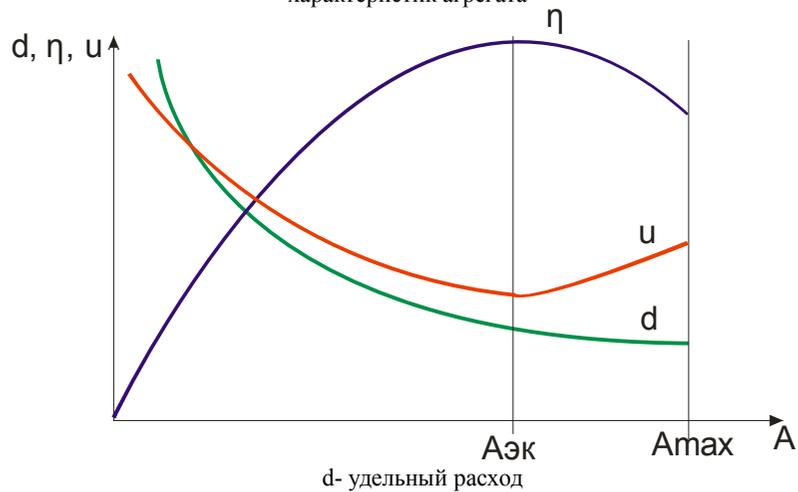


Рис. 42. Принципиальный вид производных энергетических характеристик агрегата

Одним из постоянных параметров энергетических характеристик подведенной (потребляемой) и потерянной мощности являются потери холостого хода ( $N_{xx}$ ).

Можно выделить три типичные формы характеристик для подведенной мощности:

- 1) вогнутые, то есть обращенные выпуклостью вниз;
- 2) выпуклые, обращенные выпуклостью вверх;
- 3) прямолинейные.

Наиболее распространенной формой энергетических характеристик зависимости потребляемой мощности от производительности являются вогнутые. Они имеют точки минимума или же максимума, соответствующие экономической производительности. При экономической производительности агрегата обеспечивается минимум удельных потерь и удельного расхода ТЭР и максимальная величина КПД. Этой производительностью определяется самый выгодный режим работы изолированно работающего оборудования.

*Пример:* технологическая линия, состоящая из нескольких агрегатов. Этот пример показывает различия в суммарной поточной производительности линии и экономической производительности ( $A_{э}$ ) отдельного агрегата. ( $A_{\Sigma}$ , т/час)

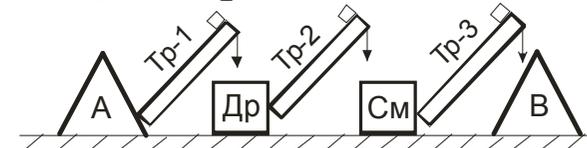


Рис. 43. Пример технологической линии

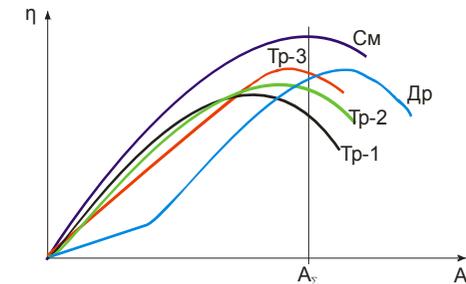


Рис. 44. Различия в единичной производительности агрегатов и определение оптимальной производительности агрегатов

### *Способы получения энергетических характеристик агрегата*

Для построения энергетических характеристик используются три основных способа:

- 1) опытный;
- 2) расчетный;
- 3) комбинированный.

Выбор способа и варианта построения характеристик определяют следующие факторы: вид энергии и оборудования; характер производства; возможность проведения специальных испытаний; структура энергобаланса по отдельным составляющим и элементам; оснащенность техническими средствами контроля и измерения; точность расчетных формул и нормативов.

*Опытный способ* базируется на специальных испытаниях оборудования и других опытных данных. Для испытаний создаются такие условия, которые обеспечивают оптимальные условия работы оборудования:

- 1) исправное техническое состояние агрегатов перед испытаниями;
- 2) поддержание нормальных технологических параметров процесса во время испытаний;
- 3) высокое качество эксплуатации оборудования.

В период испытаний организуется: учет времени проведения испытаний и выпуска продукции; запись всех энергетических показателей; учет расхода топлива. Энергии, сырья или же продуктов обработки. На основе этих данных строятся энергетические характеристики и составляются энергобалансы.

Одним из вариантов опытного метода является полное испытание, которое проводится для холостого хода оборудования и для нескольких значений производительности агрегата. Для этого используются лабораторные приборы.

Полное испытание позволяет получать детальные энергобалансы и точные характеристики агрегатов.

В производственных условиях доступно не полное, а сокращенное испытание, которое представляет собой второй вариант опытного способа. При *сокращенном* испытании измеряется подведенная энергия и мощность на холостой ход и под нагрузкой. При этом

упрощается объем подготовительных работ и сокращается их организация.

*Опытно-аналитический.* В этом случае для построения аналитических характеристик используются данные энергетического учета.

Общая схема для получения характеристик:

- 1) определение по данным учета фактических показателей производительности агрегата в разные периоды времени;
- 2) расчет по учетным данным среднечасовой подведенной мощности и удельного расхода за те же отрезки времени;
- 3) построение энергетических характеристик подведенной мощности и удельного расхода по полученным результатам.

*Расчетный способ.* При расчетном способе все составляющие энергобаланса и энергетические характеристики определяются на основе соответствующих уравнений и формул, которые отражают функциональную зависимость отдельных элементов расхода энергии от технологических параметров работы оборудования.

Для выполнения расчетов используются паспортные технические характеристики агрегата, технологические параметры процесса, удельные нормативы, различные физические и эмпирические коэффициенты.

Расчетный способ применяется в тех случаях, когда невозможно применить опытный способ. Он используется для относительно небольших и неэнергоёмких видов оборудования.

*Комбинированный способ* основан на получении балансов и характеристик путем сочетания опытных и расчетных данных. При этом производятся отдельные замеры и сокращенные испытания оборудования.

Первый вариант этого способа предусматривает определение постоянных потерь опытным путем. Полезная энергия и переменные потери определяются расчетом.

Во втором варианте этого способа балансы и характеристики получают на основе сочетания опытных и расчетных данных. В этом случае имеет место взаимный контроль полученных результатов, а также производится анализ и взаимная увязка результатов.

## 2.1.4. Мониторинг и планирование

Мониторинг и планирование – это анализ хронологии использования энергоресурсов за какой-то определенный период времени и обоснованное прогнозирование их потребления на будущий период. Для планирования в энергетике могут применяться методы экстраполяции, метод Делфи, метод совокупного мнения специалистов-энергетиков и др.

### 2.1.5. Нормативно-правовые и экономические инструменты реализации энергоэффективной политики

Анализ работы промышленных предприятий показывает, что у них имеются значительные резервы экономии топлива и энергии, которые должны быть реализованы с целью повышения энергоэффективности. В значительной мере это зависит от действенности экономических инструментов повышения энергоэффективности, к которым относятся нормирование энергопотребления, тарифы на энергию, материальное стимулирование повышения энергоэффективности и др. Энергетические нормы должны отражать оптимальные технологические и энергетические режимы загрузки оборудования. При разработке норм расхода энергоносителей следует учитывать: производительность оборудования; технологические параметры, характеристики сырья и материалов; графики работы оборудования в течение смены, суток, недели и месяца. Это важно для учета потерь при пусках; для учета возможности использования вторичных энергоресурсов и других резервов экономии энергии.

Нормирование должно быть нацелено не только на экономию энергии, но и на совершенствование технологических процессов. С этой целью нормирование должно охватывать все элементы технологического процесса. Для энергоемких процессов оно должно быть детальным, а для мелких потребителей допустимо укрупненное нормирование. При разработке норм следует учитывать расход энергоносителей не только на основные, но и на вспомогательные производственные нужды (освещение, отопление, вентиляция, водоснабжение и др.).

Нормы расхода энергии, как отмечалось ранее, зависят от ряда факторов, например, от уровня загрузки основного оборудования предприятия, который может изменяться в течение года. В этом случае можно говорить о необходимости дифференциации норм по сезонам года. Снижение загрузки может происходить из-за спада промышленного производства, обусловленного снижением рыночного спроса на производимую продукцию. Могут быть и другие факторы, оказывающие влияние на величину удельного расхода энергии. В этом случае уместно ставить вопрос о разработке энергетических характеристик, которые выражают зависимость удельного расхода энергии от тех или иных факторов.

Как известно, существуют различные методы нормирования: опытно-статистические, расчетно-аналитические и научно-обоснованные. На практике чаще всего используется первый подход. Недостаток его в том, что при этом не учитываются возможные резервы экономии энергии. Второй подход является более прогрессивным, однако, он используется реже, так как он требует расчетов режимов работы энергетического оборудования. Такой подход чаще всего применяется для крупных энергоемких агрегатов и технологических процессов. Наиболее прогрессивным является третий подход, который предполагает осуществление энергосберегающих мероприятий. Применение этого подхода не вызывает сомнений в том случае, когда указанные мероприятия не требуют для их реализации капитальных затрат. В противном случае разработка таких норм должна быть увязана с реализацией энергосберегающих мероприятий.

Существующая практика обязательного утверждения норм энергопотребления для предприятий департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации вызывает нередко сомнение. Сам факт существования объективных норм не вызывает возражения, так как на их основе можно дать объективную оценку величины энергопотребления и ориентировать коллектив предприятия на экономию энергии. Но необходимость утверждения норм государственным органом не отвечает требованиям функционирования предприятий в современных условиях. Если предприятие готово оплачивать потребляемую энергию по установленным ценам, то, по мнению критиков, не имеет смысла вводить штрафные санкции за сверхнормативное потребление, учитывая,

что экономия энергии при ее потреблении – это первоочередная забота самого предприятия, заинтересованного в снижении издержек производства. В первую очередь это относится к предприятиям с негосударственной формой собственности, функционирующим в конкурентной среде. Для многих государственных предприятий, для которых утверждаются цены по принципу «издержки+», значение норм велико для определения обоснованных значений издержек и тем самым цен.

Важная роль в управлении энергосбережением принадлежит тарифам на энергию. Существующая система двухставочных тарифов на электроэнергию нацелена на выравнивание режима электропотребления, в частности путем смещения электропотребления в пиковое время на другое время суток. Данная функция этого тарифа стимулирует и энергосбережение, потому что предприятия, снижая электропотребление в период максимума нагрузки, одновременно с этим снижают энергопотребление в целом.

С целью усиления стимулирующей функции тарифа на энергию в последнее время применяются дифференцированные по зонам суточного времени тарифы на электроэнергию. Позонные ставки дифференцированы так, что в период максимума нагрузки применяется самая высокая величина ставки, в ночной период – самая маленькая ставка. В остальное время применяется полупиковая ставка, величина которой находится между пиковой и ночной ставками, и соответствующая, так называемой, полупиковой нагрузке. Для увеличения действенности стимулирования величина пиковой ставки принимается в несколько раз выше (4–10 раз) ночной ставки. А величина ночной ставки устанавливается на уровне, равном примерно топливной составляющей себестоимости электроэнергии. При указанных значениях ставок предприятие заинтересовывается не только в выравнивании режима, но и в перемещении электропотребления из пикового времени на ночное время за счет осуществления энергосберегающих мероприятий. Важное значение в этой связи, имеет установление экономически обоснованного соотношения между ставками в различные временные зоны.

В последнее время рекомендуется усиление регулирующей роли двухставочного тарифа за счет применения как бы двойного прессы на предприятиях с помощью ставок на электроэнергию. Первый пресс обеспечивается за счет применения основной ставки двухста-

вочного тарифа, в соответствии с которой, предприятие оплачивает электрическую мощность, участвующую в максимуме энергосистемы. Второй пресс обеспечивается дифференциацией по зонам суток дополнительной ставки двухставочного тарифа. При этом соотношение между ставками принимается в соответствии с вышеназванным подходом.

Важно, чтобы при выравнивании режима электропотребления экономическую выгоду получал не только потребитель, но и энергосистема. Такой согласованности интересов в настоящее время нет. Энергосистема, которая выступает инициатором проведения такой тарифной политики, не получает адекватного экономического эффекта от их применения. Экономические потери областной энергосистемы, как основного субъекта хозяйствования, выступающего в виде республиканского унитарного предприятия (РУП), в результате снижения выручки от реализации энергии и соответственно прибыли оказываются выше выигрыша в результате экономии топлива. В целом по белорусской энергосистеме обеспечивается экономическая эффективность данного мероприятия, так как имеет место экономия топлива и, кроме того, общесистемный эффект помимо экономии топлива включает в себя также экономию необходимой установленной мощности энергосистемы. Но данная экономия не находит своего выражения в текущих экономических показателях работы областной энергосистемы. Чтобы в полной мере компенсировать потери областной энергосистемы, осуществившей выгодные для всей белорусской энергосистемы мероприятия, представляется целесообразным снизить размер отчислений областной энергосистемы в централизованный инвестиционный фонд Белэнерго на недостающую сумму. Такой подход обоснован тем, что данная энергосистема за счет проведения выравнивающего мероприятия обеспечила снижение инвестиционных затрат в развитие генерирующих мощностей.

Весьма важным видится прямое участие государства в проведении политики энергосбережения в отраслях народного хозяйства страны. Это участие может проходить через создание специальных фондов, предоставление целевых кредитов и безвозмездных ссуд для проведения энергосберегающих мероприятий на госбюджетных предприятиях, проведение политики налоговых льгот для предприятий, осуществляющих энергосберегающие мероприятия.

Применение штрафных санкций является само по себе фактором, побуждающим к какому-либо действию, однако должна быть разработана стройная система критериев, показателей за превышение или занижение которых будут применяться эти штрафы и начисления. К субъектам хозяйствования могут применяться санкции за использование топлива и энергии сверх утвержденных в установленном порядке норм их расхода на производство единицы продукции.

Однако только карательные меры не смогут стимулировать предприятия для внедрения новых энергосберегающих технологий. Целесообразно предоставление льготных кредитов для проведения мероприятий по энергосбережению. Обычно энергосберегающие мероприятия, связанные с внедрением новой техники и технологий, требуют значительных инвестиций и это не всегда доступно даже для крупных заводов, не говоря о мелких и средних предприятиях. Возможно, специально для этих целей следует создать специальный банк, занимающийся только финансированием проектов по энергосбережению и обладающий штатом квалифицированных экспертов для оценки проектов. Причем финансироваться должны проекты для предприятий любой формы собственности. Необходимо выдавать безвозвратные кредиты и ссуды для программ энергосбережения для предприятий, находящихся на полном государственном обеспечении и не являющихся хозрасчетными. В первую очередь это относится к социально-культурной сфере. Например, по данным зарубежных источников большие резервы по энергосбережению можно изыскать в таких учреждениях, как больницы. Модернизация систем отопления, освещения, вентиляции и кондиционирования воздуха для крупных клиник может дать годовой экономический эффект до десятков тысяч долларов.

Повышение энергоэффективности не является самоцелью, а средством повышения эффективности функционирования различных отраслей народного хозяйства. Энергосбережение не должно выражаться в снижении объема оказываемых услуг населению, таких как отопление, освещение, транспорт и т.д. В этих сферах оно должно находить выражение в применении более эффективных технологий потребления энергии.

Повышение энергоэффективности невозможно без формирования соответствующей нормативно-правовой базы. В настоящее

время в Республике Беларусь принят закон «Об энергосбережении», который определяет основные принципы государственного управления энергосбережением и основы экономических и финансовых механизмов энергосбережения. Находится на утверждении проект закона «О нетрадиционных и возобновляемых источниках энергии», который определяет направления государственного регулирования в сфере развития и использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии и направления государственной поддержки данного направления.

Утверждены Целевая программа обеспечения в республике не менее 25 % объема производства электрической и тепловой энергии за счет использования местных видов топлива и альтернативных источников энергии на период до 2012 года и Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года.

Разработана и находится на утверждении Республиканская программа энергосбережения на 2011–2015 годы, которая определяет приоритетность использования местных видов ТЭР, содержит ежегодные задания (плановые объемы) увеличения использования местных энергоресурсов и необходимые объемы финансирования. Кроме того, действуют отраслевые и региональные программы энергосбережения, которые определяют механизм реализации Республиканской программы.

Важное значение для повышения энергоэффективности национальной экономики имеет стимулирование использования биомассы для производства энергии и развития нетрадиционных возобновляемых источников энергии (ветровая, солнечная, геотермальная). Поэтому необходима выработка механизма кредитования, посредством которого можно будет направлять имеющиеся средства на программы по развитию указанных источников. Финансирование мероприятий по энергосбережению, в том числе и по переводу котельных на использование древесного топлива, в настоящее время осуществляется из многих источников:

- собственных средств организаций, включая средства создаваемых ими фондов «Энерго- и ресурсосбережение»;
- средств отраслевых инновационных фондов;

– средств инновационного фонда Минэнерго, направляемых на доленое участие в финансировании работ по энергосбережению; кредитов банков;

– средств республиканского и местных бюджетов; международных средств.

Постановлением Министерства экономики №91 по тарифам на электрическую энергию от 2006 г. установлено, что электрическая энергия, производимая в Республике Беларусь юридическими лицами, не входящими в состав ГПО «Белэнерго», и индивидуальными предпринимателями и отпускаемая энергоснабжающим организациям данного ГПО, приобретает ими по тарифам на электрическую энергию для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью до 750 кВА применением следующих коэффициентов:

*из нетрадиционных и возобновляемых источников энергии:*

– первые пять лет со дня ввода в эксплуатацию – 1,3;

– последующие пять лет эксплуатации – 0,85;

– свыше десяти лет эксплуатации – 0,7;

*на объектах малой энергетики с использованием природного газа и продуктов переработки нефти, а также в случаях финансирования строительства объектов малой, нетрадиционной и возобновляемой энергетики с использованием мер государственной поддержки в соответствии с законодательством:*

– в течение десяти лет со дня ввода в эксплуатацию – 0,85;

– свыше десяти лет эксплуатации – 0,7.

По инициативе Глобального экологического фонда совместно с Департаментом по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь создан оборотный фонд по биоэнергетике на базе РУП «Белинвестэнергосбережение». Главной целью оборотного фонда является обеспечение финансирования на возвратной основе программ по энергосбережению, замене ископаемого топлива альтернативными видами топлива, в том числе биотопливом. Оборотный фонд рассматривается как долгосрочный финансовый инструмент, который позволит предприятиям всех форм собственности проводить мероприятия по энергосбережению и переходу на биотопливо на возвратной основе и льготных (по сравнению с банковским кредитом) условиях. Особенностью оборотного фонда является

правило о целевом выделении средств только на закупку оборудования.

Важным фактором, способствующим повышению энергоэффективности, может стать предоставление таможенных льгот на ввоз оборудования. Отдельного внимания требует привлечение средств частных инвесторов, а в более широком плане - внедрение практики финансирования инвестиций третьей стороной при участии как местных, так и иностранных энергосервисных компаний, кредитных и лизинговых организаций. Речь, в конечном счете, должна идти о всесторонней поддержке создания в Республике Беларусь нового вида экономической деятельности – бизнеса в области энергоэффективности, в котором государству будет отведена регулирующая и стимулирующая роль.

Таким образом, для успешного решения задач повышения энергоэффективности требуется комплексный подход, сочетающий в себе действия, направленные на обеспечение работы рыночных механизмов, привлечение средств частных инвесторов, дальнейшее совершенствование законодательной и нормативно-технической базы, а также сохранение в разработке стратегии формирования энергоэффективной экономики участия государства.

## **2.2. УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ НА ОСНОВЕ ТАРИФОВ НА ЭНЕРГИЮ**

### **2.2.1. Себестоимость энергии как основа формирования тарифов на энергию**

Себестоимость промышленной продукции – важный экономический показатель работы предприятия, характеризующий уровень материальных и трудовых затрат, связанных с производством продукции. Различают два вида себестоимости: себестоимость всей продукции и себестоимость единицы продукции (кВтч, Гкал).

Объектом расчета себестоимости энергии в электроэнергетической системе являются: для электростанций – себестоимость производства электрической и тепловой энергии; для электрических и тепловых сетей – себестоимость передачи и распределения энергии;

для ЭЭС в целом – себестоимость полезно отпущенной потребителям энергии [8].

Структуру себестоимости в электроэнергетике можно представить в следующем укрупненном виде: 1) топливо; 2) амортизация производственных фондов; 3) основная и дополнительная заработная плата с начислениями на социальное страхование; 4) затраты на ремонтные работы (производственные услуги); 5) вспомогательные материалы; 6) прочие расходы. Если электростанции, электрические и тепловые сети являются самостоятельными производственными хозяйственными единицами, то в состав себестоимости включаются также такие элементы, как различного рода налоговые отчисления, инновационный фонд (если таковой предусмотрен в составе себестоимости) и др. Такие предприятия имеются в вертикально дезинтегрированных энергосистемах. Для таких энергосистем характерна именно такая организационная структура, характеризующаяся наличием генерирующих, электросетевых и распределительных энергокомпаний. По каждой из этих компаний рассчитывается себестоимость соответственно производимой (генерируемой), передаваемой и распределяемой электроэнергии. Себестоимость производимой электроэнергии в генерирующей компании определяется на базе себестоимостей производства электроэнергии на отдельных электростанциях как средневзвешенная величина. В электросетевой и распределительной компаниях определяется себестоимость соответственно передачи и распределения электроэнергии. В вертикально-интегрированных энергосистемах, где фазы производства организационно не разъединены, себестоимость полезного отпуска определяется как частное от деления всех эксплуатационных затрат в энергосистеме на величину полезно отпущенной электроэнергии. В вертикально дезинтегрированной энергосистеме себестоимость полезного отпуска может быть рассчитана как сумма себестоимостей по фазам производства, хотя, если эту энергосистему считать как единое целое, то себестоимость полезного отпуска может быть рассчитана также как и в вертикально интегрированной системе.

Ниже освещаются методы расчета себестоимости, выполняемые на стадии предпроектных разработок, технико-экономического обоснования, когда точные данные о стоимости оборудования, чис-

ленности персонала, режиме работы неизвестны. В этом случае используются укрупненные подходы к расчету.

*Себестоимость электрической энергии на конденсационной электростанции.*

1. Затраты на топливо, потребляемое на выработку электроэнергии, определяется как

$$C_T = c_T \cdot b_y \cdot \mathcal{E},$$

где  $c_T$  – цена топлива,  $b_y$  – удельный расход топлива на выработку электроэнергии,  $\mathcal{E}$  – выработка (отпуск) электроэнергии.

Топливная составляющая себестоимости производства 1 кВт·ч:

$$c_{\mathcal{E}}^T = c_T \cdot b_y.$$

Расход топлива является главной составляющей себестоимости производства электроэнергии, составляя до 80 % и более от общей себестоимости на станции.

2. Амортизационные отчисления определяются как

$$C_{ам} = p_{ам} \cdot k_y \cdot N_y,$$

где  $p_{ам}$  – норма амортизационных отчислений в относительных единицах,  $k_y$  – удельная стоимость станции,  $N_y$  – установленная мощность электростанции.

Амортизационная составляющая себестоимости 1 кВт·ч определяется как

$$c_{\mathcal{E}}^{ам} = p_{ам} \cdot k_y / h_y,$$

где  $h_y$  – число часов использования установленной мощности электростанции, определяемое из уравнения  $h_y = \mathcal{E} / N_y$ .

4) Заработная плата определяется как

$$C_{зп} = k_{шт} \cdot N_y \cdot \Phi_{зп}^{cr},$$

где  $k_{шт}$  – штатный коэффициент (удельная численность персонала на электростанции), чел/МВт;  $\Phi_{зп}^{cr}$  – среднегодовой фонд заработной платы одного работника электростанции.

Составляющая заработной платы в себестоимости 1 кВт·ч определяется по выражению:

$$c_{\text{эз}}^{\text{зн}} = k_{\text{шт}} \cdot N_y / h_y.$$

5) Затраты на ремонтные работы (капитальные и текущие) могут быть определены в долях от стоимости станции как

$$C_{\text{рем}} = p_{\text{рем}} \cdot k_y \cdot N_y,$$

где  $p_{\text{рем}}$  – коэффициент, определяющий затраты на ремонтные работы в долях от стоимости станции.

Ремонтная составляющая в себестоимости 1 кВт·ч:

$$c_{\text{эз}}^{\text{рем}} = p_{\text{рем}} \cdot k_y / h_y.$$

Рассчитанные четыре слагаемых себестоимости составляют более 90 % от всей себестоимости. Себестоимость 1 кВт·ч может быть определена как

$$C_{\text{эз}} = (c_{\text{т}} \cdot b_y + p_{\text{ам}} \cdot k_y / h_y + k_{\text{шт}} \cdot N_y / h_y + p_{\text{рем}} \cdot k_y / h_y) (1 + \gamma),$$

где  $\gamma$  – коэффициент, учитывающий все остальные затраты и равный примерно 0,05–0,08.

#### *Себестоимость электрической и тепловой энергии на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ)*

Структура эксплуатационных расходов на ТЭЦ не отличается от их структуры на КЭС, однако определение себестоимости энергии на ТЭЦ представляет более трудную задачу вследствие комбинированного характера производства электрической и тепловой энергии. В едином производственном процессе производятся два вида энергии – электрическая и тепловая. Для определения себестоимости энергии на ТЭЦ необходима разработка экономически обоснованной методики распределения общих затрат между электрической и тепловой энергией. При этом важное значение имеет разработка, прежде всего, методики распределения топливных затрат между

двумя видами энергетической продукции, так как затраты топлива составляют, как уже указывалось ранее, до 80–90 % общих затрат.

Комбинированный характер производства электрической и тепловой энергии экономически более выгоден, чем их раздельное производство. В качестве примера можно привести следующие цифры. При раздельном производстве удельный расход топлива на отпуск тепла от котельной может быть принят равным примерно 160–170 кг у.т./Гкал, а удельный расход топлива на производство электроэнергии – 0,320 кг/кВт·ч. Если при комбинированном производстве принять удельный расход топлива на производство тепла равным 160 кг у.т./Гкал, как в котельной, то удельный расход топлива на выработку электроэнергии оказывается равным примерно 0,150 кг у.т./кВт·ч, то есть примерно в два раза меньше, чем на КЭС. При таком способе разделения вся выгода от комбинированного производства относится на электроэнергию. Такой метод называется физическим. Существуют другие подходы к решению этой задачи. Подробное рассмотрение их выходит за рамки данной работы.

В зависимости от принятого способа разделения топливных затрат осуществляется распределение общих условно-постоянных затрат ТЭЦ. Обычно их распределяют пропорционально расходу топлива на соответствующий вид энергии. Так как удельный вес этих затрат в себестоимости сравнительно невелик, то и их влияние на величину себестоимости каждого вида энергии оказывается незначительным, тем более что некоторые виды условно постоянных затрат однозначно можно отнести на тот или иной вид энергии.

**Пример расчета.** От ТЭЦ отпущено потребителям 10 000 Гкал тепла и 6 000 000 кВт·ч электроэнергии. Суммарный расход топлива составил 2550 т у.т. Если принять за основу упомянутый физический метод разделения затрат и принять для тепловой энергии удельный расход равным 160 кг/Гкал, то на электроэнергию полный расход топлива получается равным  $2550 - 0,160 \cdot 10000 = 950$  т у.т., а удельный расход –  $950 000 / 6000000 = 0,158$  кг/кВт·ч. Если же принять удельный расход на электроэнергию равным 0,320 кг у.т./кВт·ч, то на тепловую энергию полный расход топлива получается  $2550 - 0,320 \cdot 6000000 = 630$  т у.т., а удельный расход – 63 кг у.т./Гкал. В этом случае вся экономия от комбинированного производства относится на тепловую энергию.

Следует заметить, что не существует единственного, однозначно правильного метода решения этой задачи. Выбор приемлемого метода зависит во многом от конъюнктуры рынков электрической и тепловой энергии и от других факторов.

#### *Себестоимость электрической энергии на гидроэлектростанциях*

На гидроэлектростанции отсутствуют затраты топлива. Основными экономическими элементами затрат являются амортизационные отчисления, затраты на ремонтные работы и заработная плата. Все затраты на ГЭС можно отнести к условно-постоянным:

$$c_{эз} = (C_{ам} + C_{зп} + C_{рем} + C_{пр}) / \mathcal{E}_{отп}^{гэс},$$

где  $C_{ам}$ ,  $C_{зп}$ ,  $C_{рем}$ ,  $C_{пр}$  – соответственно отчисления на амортизацию, заработная плата, затраты на ремонтные работы и прочие расходы;  $\mathcal{E}_{отп}^{гэс}$  – отпуск электроэнергии от ГЭС. Из-за отсутствия топливных затрат себестоимость на ГЭС оказывается на порядок меньше, чем на тепловых электростанциях. Величина себестоимости 1 кВт·ч зависит от объема выработанной электроэнергии, который определяется природными факторами, в частности, естественной приточностью воды, которая изменяется как в течение года, так и по годам. Следует различать ГЭС без регулируемого водохранилища и с регулируемым водохранилищем. В первом случае мощность, развиваемая ГЭС в каждый момент времени зависит от величины естественного стока воды. Во втором случае возможно регулирование мощности ГЭС в течение цикла регулирования, который может быть равным суткам, недели и году.

#### *Себестоимость электрической энергии на атомных электростанциях*

Отличие атомной электростанции от ТЭС, работающих на органическом топливе, состоит в использовании вместо последнего ядерного топлива. Структура затрат та же, что и для ТЭС. Применение термина *топливо* применительно к АЭС условно, так как ядерное топливо не сжигается, а происходит цепная реакция деления ядер.

Удельный расход ядерного топлива на производство электроэнергии может быть определен как

$$b_{ят} = 3600 / Q_{ят} \eta_{аэс},$$

где 3600 кДж/кВт·ч – тепловой эквивалент 1 кВт·ч;  $Q_{ят}$  – теплота сгорания ядерного топлива ( $8 \cdot 10^{10}$  кДж/кг);  $\eta_{аэс}$  – КПД атомной электростанции.

Подставляя в формулу указанные данные, получаем:

$$b_{ят} = 0,045 / \eta_{аэс} \text{ г/МВт·ч.}$$

Данные об удельном расходе топлива и цене на него могут быть основой для расчета топливной составляющей 1 кВт·ч. На сегодняшний день цена ядерного топлива на мировом рынке его составляет примерно 40 долл/т у.т. В перспективе она будет повышаться. Так как 1 г.  $^{235}\text{U}$  эквивалентен 2,73 т у.т. (см. раздел 2), то при  $\eta_{аэс} = 0,33$  получаем:

$$C_{эз}^{ят} = 40 \text{ долл/т у.т.} \cdot 0,045 / 0,33 \text{ г/МВт·ч} = 20 \cdot 0,045 \cdot 2,73 \cdot 10^{-3} = 0,49 \text{ цент/кВт·ч.}$$

Эта величина несколько раз меньше, чем на тепловых электростанциях, из-за более низкой стоимости ядерного топлива. Остальные слагаемые себестоимости рассчитываются так же, как и для тепловой электростанции. В отличие от ТЭС на АЭС удельный вес топливных затрат в себестоимости значительно меньше.

При работе АЭС без повторного использования остаточного урана и накопленного плутония (разомкнутый цикл) годовые затраты на топливо увеличиваются на стоимость переработки отходов. При переработке облученного топлива с целью извлечения остаточного урана топливная составляющая может быть снижена на стоимость продажи облученного топлива.

При определении себестоимости электроэнергии на АЭС следует принимать во внимание тип используемого реактора – на тепловых или на быстрых нейтронах. От этого зависит глубина выгорания топлива, продолжительность времени его использования, выход вторичных продуктов, для которых должна быть разработана

методика обоснования их стоимостной оценки. Для АЭС с реакторами на быстрых нейтронах необходимо учитывать их многоцелевой характер, так как кроме выработки электроэнергии осуществляется воспроизводство ядерного топлива в размерах, превышающих собственные потребности станции. Это требует объективной денежной оценки.

#### *Себестоимость передачи и распределения электрической и тепловой энергии*

Издержки энергосистемы не ограничиваются затратами в сфере производства энергии, они включают также затраты на передачу и распределение ее. Основными компонентами себестоимости в электрических и тепловых сетях являются амортизационные отчисления, заработная плата с отчислениями от нее, затраты на ремонтные работы и прочие расходы. В процессе передачи и распределения энергии происходят потери энергии в сетях. Величина потерь может находиться в интервале от примерно 8 до 12 % от величины передаваемой энергии, и она зависит от параметров сети, от охватываемой территории и других факторов. Стоимость потерь энергии не включается в состав себестоимости передачи и распределения энергии. Потери учитываются косвенно, путем отнесения всей суммы эксплуатационных расходов по сетям к полезно отпущенной энергии, которая определяется как разница между электроэнергией, отпущенной в сеть энергосистемы, и потерями электроэнергии в сети. Сами же затраты на покрытие потерь учитываются в стационарных затратах.

Для электрических сетей расчет себестоимости транспортировки может дифференцироваться по сетям различного напряжения, в частности по сетям высокого, среднего и низкого напряжения. Себестоимость передачи и распределения может рассчитываться для каждого потребителя и для каждого из них она имеет индивидуальное значение. Однако на практике такие значения себестоимости не рассчитываются, так как для этого потребовалось бы огромное количество расчетов. Себестоимость передачи и распределения рассчитывается для какого либо региона, охватываемого энергосистемой и как средняя величина полезного отпуска электроэнергии. Для наиболее удаленных потребителей себестоимость передачи и распределения электроэнергии к ним всегда выше, чем для потреби-

телей, находящихся вблизи источников генерации энергии. Себестоимость передачи и распределения электроэнергии на порядок меньше, чем себестоимость производства электроэнергии.

Аналогичная ситуация с себестоимостью для тепловых сетей. Для тепловых сетей характерны особенно большие потери при передаче и распределении тепловой энергии для удаленных потребителей. Нередко они могут достигать 40 % от передаваемой энергии. Поэтому передача тепловой энергии на большие расстояния экономически невыгодна. При этом повышается себестоимость полезно отпущенной тепловой энергии. Поэтому наряду с централизованной системой теплоснабжения применяются также децентрализованные.

#### *Себестоимость электрической энергии в энергосистеме*

Оценку себестоимости энергии, доведенной до потребителей, можно дать, учитывая затраты в масштабе всей энергосистемы. Это дает возможность исчислять полную себестоимость энергии по всему технологическому циклу от ее производства до ее реализации.

В состав себестоимости электроэнергии входят затраты: на производство электроэнергии на собственных электростанциях  $C_{ст}$ ; на передачу и распределение  $C_{эл.с}$ ; на оплату покупной электроэнергии  $C_{пок}$ ; общесистемные расходы  $C_{общ}$ . Таким образом, полная себестоимость единицы электроэнергии в энергосистеме может быть рассчитана как:

$$C_{ээ} = (C_{ст} + C_{эл.с} + C_{пок} + C_{общ}) / \mathcal{E}_{отп}^{пол}$$

На уровень себестоимости электроэнергии в ЭЭС оказывает влияние ряд факторов. Одним из них является природный фактор. Влияние природного фактора проявляется особенно значительно при наличии в системе ГЭС, так как объем выработки электроэнергии на ГЭС зависит от величины притока воды, который колеблется в течение как одного года, так и нескольких лет. Изменение выработки электроэнергии на ГЭС приводит к изменению выработки ее на ГЭС системы, что в итоге обуславливает изменение себестоимости энергии в ЭЭС.

Уровень себестоимости электроэнергии зависит от режима электропотребления. Чем более плотный суточный график электрической нагрузки, тем ниже себестоимость производства энергии. Уровень себестоимости зависит также от протяженности электрической сети и плотности электрических нагрузок (кВт/км<sup>2</sup>). Для энергосистем с высокой плотностью нагрузки и небольшой протяженностью сети, уровень себестоимости ниже, чем для менее концентрированных энергосистем.

Существенное влияние на себестоимость оказывает структура генерирующих мощностей. Чем больше в энергосистеме кроме ГЭС, также и ТЭС, загружаемых по теплофикационному циклу, тем ниже себестоимость.

Топливные затраты составляют более 50 % от всей себестоимости для энергосистем, состоящих только из тепловых электростанций или для энергосистем, у которых значителен удельный вес ТЭС. Топливные затраты зависят не только от удельного расхода топлива на выработку электроэнергии, но и от цены топлива. В условиях происходящего роста цен на импортируемые природный газ и нефть удельный вес затрат на топливо повышается и это приводит к повышению себестоимости. В энергосистемах, где значителен удельный вес ГЭС и где значителен удельный вес выработки электроэнергии на собственном топливе, например на угле в Украине, влияние указанного внешнего фактора скажется в меньшей степени.

В вертикально дезинтегрированных энергосистемах себестоимость полезно отпущенной электроэнергии может быть определена как сумма себестоимостей по отдельным фазам производства: генерация, передача и распределение. В генерации учитываются затраты всех электростанций, в передаче – затраты в основной электрической сети и в распределении – затраты в распределительной электрической сети.

Энергосистемы отпускают свою продукцию – электрическую и тепловую энергию – по тарифам, которые представляют собой разновидность цен, и поэтому тарифы должны строиться в соответствии с теми же принципами, что и цены. Главное требование к ценам – это возмещение затрат на производство продукции и образование прибыли, необходимой, прежде всего, для обеспечения технического совершенствования и развития производства. В ры-

ночной сфере экономики цена, как известно, формируется на основе взаимодействия спроса и предложения, однако и при этом должно учитываться вышеуказанное требование. Тарифы на энергию представляют собой оптовые цены промышленности, так как в них учитываются не только затраты на производство, передачу, распределение и сбыт энергии, но и налоговые отчисления. Тарифы на энергию представляют собой цены франко-станция назначения, так как они установлены на продукцию, доведенную до потребителей, и включают в себя затраты на транспортировку и сбыт.

### **2.2.2. Формирование тарифов на электрическую и тепловую энергию**

При установлении тарифов на электроэнергию необходимо учитывать специфику энергетического производства и, прежде всего, зависимость режима работы ЭЭС от режима электропотребления, который является неравномерным. Поэтому одним из важнейших требований, предъявляемых к тарифам на энергию, является стимулирование потребителей к улучшению режима потребления энергии путем выравнивания суточного графика электрической нагрузки. Это способствует улучшению экономических показателей работы электрических станций.

Система ценообразования в электроэнергетике зависит от применяемой системы управления. Различают вертикально-интегрированные и вертикально-дезинтегрированные схемы системы управления. В первом случае основные субъекты электроэнергетики объединены в составе одного энергетического предприятия, который занимается производством, передачей и распределением электрической энергии. В данном случае речь может идти только о розничных ценах на энергию, то есть о ценах для конечных потребителей энергии. Потребители дифференцируются по группам и цены на энергию также дифференцируются по этим группам.

При вертикально-дезинтегрированной структуре энергосистемы последняя представляется в виде хозяйственно самостоятельных энергетических компаний, которые организуются на базе фаз производства: генерация, передача, распределение и сбыт электроэнергии. В этой связи различают цены оптового рынка, по которым ге-

нерирующие компании и независимые электростанции предлагают электроэнергию на оптовый рынок, и цены розничного рынка, по которым распределительные компании поставляют электроэнергию ее конечным потребителям. Существуют также и цены, по которым компания по передаче электроэнергии продает ее распределительным компаниям. Для России и Украины характерна вертикально-дезинтегрированная схема управления.

В данном разделе основное внимание уделяется вопросам ценообразования для конечных потребителей электроэнергии, то есть розничным ценам. Эти цены, независимо организационной структуры энергосистемы, регулируются (утверждаются) органом государственного управления.

В основном применяется 2 вида тарифов на электроэнергию: одноставочный и двухставочный. При одноставочном тарифе потребители оплачивают по цене за 1 кВт·ч пропорционально количеству потребленной энергии. Одноставочные тарифы применяются для расчета с коммунально-бытовыми потребителями, населением, государственными учреждениями, общественными организациями, маломощными промышленными предприятиями (с присоединенной мощностью менее 750 кВА), производственными сельскохозяйственными потребителями, электрифицированным транспортом. Значения тарифов дифференцированы по группам потребителей.

Для подавляющего большинства промышленных (с присоединенной мощностью не менее 750 кВА) и приравненных к ним потребителей применяется двухставочный тариф. Он состоит из основной ставки за 1 кВт мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы, и дополнительной ставки за 1 кВт·ч потребленной энергии. Размер годовой платы за потребленную энергию определяется по формуле

$$П = a \cdot P'_m + b \cdot \mathcal{E}, \quad (2.1)$$

где  $a$ ,  $b$  – основная и дополнительная ставки соответственно,  $P'_m$  – нагрузка, участвующая в максимуме,  $\mathcal{E}$  – величина потребленной энергии.

Цена 1 кВт·ч, определяемая на основе двухставочного тарифа, рассчитывается как

$$T_{\text{э}} = a \cdot \frac{P}{P_m \cdot h_m} + b, \quad (2.2)$$

где  $P_m$  – максимальная нагрузка потребителя,  $h_m$  – число часов использования максимальной нагрузки,  $\kappa_{\text{max}}$  – коэффициент участия в максимуме, равный  $P'_m/P_m$ .

Использование двухставочного тарифа обусловлено необходимостью стимулирования потребителей к снижению их электрической нагрузки, принимающей участие в формировании максимальной нагрузки энергосистемы. Следует отметить, что эффект от регулирования графика нагрузки достигается лишь в том случае, если перемещение части промышленной нагрузки происходит из зоны максимума в зону минимума и такое перемещение является не временным, а устойчивым на протяжении ряда лет.

В основу определения размеров основной и дополнительной ставок положен принцип разделения всех эксплуатационных затрат энергосистемы на условно-постоянную и условно-переменную части. За счет основной платы компенсируются постоянные, а за счет дополнительной платы – переменные расходы энергосистемы. Кроме того, в тарифе предусматривается также и прибыль энергосистемы. Вопрос о том, на какую часть оплаты, основную или дополнительную, относить прибыль или в какой пропорции между ними ее распределять, является дискуссионным. Чаще всего прибыль включается как в основную, так и в дополнительную ставки. Включение прибыли в основную ставку мотивируется тем, чтобы обеспечить гарантированное формирование прибыли в энергосистеме, независимо от объема потребленной энергии. Учет всей прибыли в тарифной ставке за мощность способствует ее стабилизации.

Противники отнесения всей прибыли к основной ставке мотивируют это тем, что при этом снижается заинтересованность электростанций и энергосистем в увеличении загрузки и тем самым выработки электроэнергии. Предлагается, в частности, прибыль распределять между ставками пропорционально долям этих составляющих в их сумме.

Если энергосистема покупает энергию в других системах, то в дополнительную ставку включается, помимо топливной состав-

ляющей также и составляющая покупной энергии в себестоимости полезного отпуска 1 кВт·ч.

Предлагается расширение сферы применения двухставочного тарифа путем перехода от одноставочного к двухставочному. Можно показать, что экономическая выгода такого перехода для того или иного потребителя зависит от числа часов использования его максимальной нагрузки. Действительно, для потребителя такой переход выгоден, если выполняется соотношение (при  $k_m = 1$ )

$$T_1 > a/h_m + b, \quad (2.3)$$

где  $T_1$  – одноставочный тариф.

Одноставочные тарифы, как отмечалось ранее, дифференцированы по группам потребителей. Необходимость дифференциации потребителей по группам обусловлена их различием в режиме использования потребляемой мощности и степени удаленности потребителей от генерирующих источников. Смысл группировки состоит в том, чтобы в одну группу объединить всех потребителей, имеющих однородный режим работы и одинаковую удаленность от источников питания. Это объясняется тем, что потребители с различным режимом работы и разной степенью удаленности от источников питания оказывают разное влияние на формирование величины себестоимости производства энергии. Потребители с более неравномерным режимом потребления вызывают более высокий расход топлива на станциях системы. Себестоимость производства электроэнергии для таких потребителей выше, чем для потребителей с более равномерным режимом, и поэтому тариф для них должен быть выше. Выше затраты на полезно отпущенную энергию для более отдаленных потребителей, так как передача электроэнергии к ним приводит к дополнительным затратам на передачу и к повышенным потерям в электрической сети, которые следует покрывать от генерирующих источников. Дифференциация тарифов на электроэнергию по группам потребителей должна базироваться на разнице в режиме потребления энергии и степени удаленности потребителя от генерирующих источников. Существующая дифференциация тарифов в этой связи выглядит не вполне обоснованной.

Исходя из того, что тарифы должны отражать реальную себестоимость энергии, тарифы для бытовых и особенно для сельских

потребителей должны быть значительно выше, чем для промышленных. Разумеется, наиболее точным было бы установление индивидуальных тарифов, дифференцированных по всем потребителям с учетом их фактической удаленности от генерирующих источников и режима работы. Однако такая глубокая дифференциация лишена практического смысла.

Наряду с одноставочными и двухставочными тарифами в последнее время все чаще применяются трехставочные (позонные) тарифы [9]. Такие тарифы не использовались ранее прежде всего из-за отсутствия технических средств, позволяющих замерять энергию в различные часы суток. Для дифференциации ставок выбирают базовую, полупиковую и пиковую временные зоны суточного графика нагрузки. Оплата на основе позонных тарифов осуществляется по формуле

$$\Pi = t_n \cdot \mathcal{E}_n + t_{пп} \mathcal{E}_{пп} + t_p \mathcal{E}_p, \quad (2.4)$$

где  $t_n, t_{пп}, t_p$  – ставки в ночной, полупиковой и пиковой временных зонах суточного графика электрической нагрузки;  $\mathcal{E}_n, \mathcal{E}_{пп}, \mathcal{E}_p$  – размеры электропотребления в ночной, полупиковой и пиковой временных зонах суточного графика электрической нагрузки.

Наибольшая ставка применяется для пиковой зоны, наименьшая – для ночной. Данные тарифы в большей мере, чем двухставочные, стимулируют потребителей к перемещению электропотребления из пиковой зоны на ночное время суток. Стимулирующая роль двухставочного тарифа ограничивается снижением электрической нагрузки потребителей, участвующей в формировании максимума нагрузки энергосистемы. Снижая свою нагрузку в период максимума, он перемещает при этом электропотребление в любую временную зону суточного графика, за исключением пиковой зоны. Если объем потребляемой электроэнергии остается неизменным, то не изменяется плата за потребленную электроэнергию. Изменяется только плата за мощность, участвующую в максимуме. Именно только в этом состоит экономическая заинтересованность потребителей электроэнергии в применении двухставочного тарифа. При дифференцированных по зонам суток тарифах на электроэнергию потребитель заинтересован как в снижении электрической нагрузки и соответственно электроэнергии в период максимума энергосис-

темы, но и в перемещении сниженного электропотребления в период пика на ночное время суток, так как в это время тариф на электроэнергию в несколько раз ниже тарифа в пиковое время. Благодаря этому в большей мере выравнивается режим электропотребления и, что особенно важно, облегчается для энергосистемы прохождение ночного минимума нагрузки.

Таким образом, экономическая заинтересованность потребителей в использовании позонных тарифов обеспечивается за счет снижения затрат на покупаемую электроэнергию вследствие перемещения электропотребления из пиковой зоны в базовую :

$$\Delta C_n = (T_n - T_0) \cdot \Delta \mathcal{E},$$

где  $T_n$ ,  $T_0$  – ставки за 1 кВт·ч соответственно в пиковой и базовой временных зонах суточного графика электрической нагрузки;

$\mathcal{E}$  – величина электроэнергии, перемещаемой из пиковой зоны в базовую.

Если выравнивание режима электропотребления происходит за счет осуществления каких-либо мероприятий, требующих капитальных вложений, то эффективность их использования оценивается с помощью показателя эффективности  $E = \Delta C_n / K$ . Если финансирование будет осуществляться за счет собственных средств предприятия, то оно будет выгодно, если приведет к повышению уровня рентабельности ( $E > K_{pen}$ ). Если же источником финансирования являются заемные средства в виде кредита банка, то мероприятие выгодно, когда за счет годовой экономии обеспечивается возврат этих средств вместе с процентами за установленный срок кредитования. Выравнивание режима всегда будет выгодно для потребителя, если оно не требует каких-либо капиталоемких мероприятий на его осуществление.

Но снижение платы за потребляемую электроэнергию приводит к сокращению денежных поступлений в энергосистему, и в результате ухудшаются экономические показатели ее работы. Однако, выравнивание режима сопровождается снижением расхода топлива на электростанциях, их необходимой суммарной установленной мощности и количества остановов и пусков основного оборудования в период ночного провала нагрузки.

Экономия топлива обуславливается тем, что в период пика к покрытию нагрузки подключаются наименее экономичные агрегаты энергосистемы (конденсационные агрегаты на докритических параметрах пара, конденсационные мощности ТЭЦ). В базовой же зоне работают более экономичные агрегаты (оборудование на закритических параметрах пара, агрегаты ТЭЦ). Эту слагаемую экономии можно представить в виде

$$\Delta C'_{sc} = (\Pi_T \cdot b_y^0 - \Pi_T \cdot b_y^n) \cdot \Delta \mathcal{E},$$

где  $\Pi_T$  – цена топлива, используемого на пиковых и базовых агрегатах;  $b_y^0$ ,  $b_y^n$  – удельные расходы топлива на указанных агрегатах.

Экономия, обусловливаемая облегчением прохождения агрегатами электростанций ночного минимума электрической нагрузки, выражается снижением затрат топлива на пуски и остановки оборудования и повышением надежности его работы. Количественная оценка этой экономии затруднительна, может быть дана лишь экспертная оценка ее на основе анализа статистики пуска и остановов по станциям конкретной энергосистемы.

Как следует выбирать значения ставок позонных тарифов. Существуют различные подходы к решению этой задачи. Не останавливаясь на каждом из них, рассмотрим один из возможных методов. Суть его состоит в том, что ставка в ночное время суток принимается равной топливной составляющей себестоимости 1 кВт·ч в энергосистеме. Ставка в полупиковое время принимается равной ставке исходного тарифа (двухставочного или одноставочного), от которого осуществляется переход к трехставочному дифференцированному. Ставка в пиковое время определяется из уравнения

$$t_{cp} \mathcal{E} = t_n \cdot \mathcal{E}_n + t_{пп} \mathcal{E}_{пп} + t_p \mathcal{E}_п,$$

где  $t_{cp}$  – исходный тариф для рассматриваемого потребителя, переходящего с одноставочного или двухставочного на позонную оплату;  $\mathcal{E}$  – суточное электропотребление до перехода на позонную оплату.

Для перехода на позонную форму оплаты следует предварительно разбить суточное время на три временные зоны и для каждой

временной зоны определить удельный вес величины электропотребления в общем суточном потреблении энергии.

В последнее время предлагается к применению, так называемый, двухставочно-дифференцированный тариф, при котором сохраняется плата за мощность, как в двухставочном тарифе, и вводится позонная дифференцированная оплата за электроэнергию по зонам суток. Формула оплаты выглядит так

$$\Pi = a P'_m + T_n \cdot \Delta_n + T_{\text{пп}} \Delta_{\text{пп}} + T_{\text{п}} \Delta_{\text{п}}.$$

В этом случае должна быть дифференцирована по зонам суток дополнительная ставка двухставочного тарифа. Экономический смысл применения такого тарифа состоит в том, что при этом вводятся два стимула для потребителей. Первый стимулирует потребителей к снижению нагрузки, участвующей в максимуме энергосистемы, за счет основной ставки. Второй стимулирует потребителей к перемещению электропотребления из пиковой временной зоны в ночную зону. Таким образом, в данном тарифе присутствуют функции как двухставочного тарифа, так и тарифа, дифференцированного по зонам суток.

В отличие от тарифов на электрическую энергию на тепловую энергию применяются, в основном, одноставочные тарифы, хотя могут применяться многоставочные тарифы. Можно выделить три вида дифференциации тарифов на тепловую энергию. Первая дифференциация осуществляется по категориям потребителей. Также как и потребители электрической энергии, потребители тепловой энергии разбиты на группы (промышленность, коммунальное хозяйство, население, бюджетные организации и др.). Вторая дифференциация относится к параметрам отпускаемого тепла. Тепло может отпускаться в паре различных параметров и в горячей воде. Чем более высоки параметры пара отпускаемого тепла, тем выше затраты на отпуск единицы тепловой энергии (Гкал). Поэтому с повышением параметров тепла тариф должен увеличиваться. Самые низкие параметры имеет горячая вода, направляемая на отопление, горячее водоснабжение и вентиляцию. Тариф на это тепло должен быть самым низким. Однако из-за того, что горячая вода передается на большие расстояния от ТЭЦ или районной котельной до потребителей (порядка нескольких километров), возникают зна-

чительные затраты на транспортировку тепловой энергии. Учет транспортных затрат, а также затрат на покрытие потерь тепла при ее транспортировке, приводит к существенному повышению тарифов, в результате чего тариф на горячую воду может оказаться выше, чем для пара, который отпускается чаще всего потребителю, находящемуся недалеко от источника теплоснабжения. Третья дифференциация касается территориальной. Если источником электроснабжения является единая электроэнергетическая система страны, то потребители тепловой энергии получают ее от рядом находящихся источников, так как тепловая энергия не может передаваться на большие расстояния. Территориальная дифференциация обусловлена различием затрат на производство тепловой энергии от различных источников и возможным различным подходом к принципам ценообразования в разных районах страны. Величина тарифов на тепло во многом зависит от принятого способа разделения затрат ТЭЦ между электрической и тепловой энергией.

Важное значение имеет дифференциация тарифов по сезонам года. Теплопотребление неравномерно в течение года: оно максимально в зимний период, когда осуществляется отпуск тепла на отопление, удельный вес которого в общем теплопотреблении составляет примерно 60 %, и минимально в летний, неотапительный период. Между тем энергосистема несет затраты на эксплуатацию систем теплоснабжения на протяжении всего года. Мало того, основные объемы ремонтных работ проводятся в летнее время, когда тепловая нагрузка резко снижается. В то же время поступление денег от потребителей в энергосистему в летнее время снижается из-за снижения потребления тепловой энергии и энергосистема оказывается убыточной по тепловой энергии. Для выравнивания выплаты в течение года предлагается применение двухставочного тарифа на тепловую энергию, в котором основная ставка предусматривала бы компенсацию условно-постоянных затрат на отпуск тепла, а дополнительная ставка – компенсацию затрат топлива.

### 2.2.3. Государственное регулирование тарифов на энергию

Для конечных потребителей энергии тарифы на них регулируются государством. А результате такого регулирования, когда для одних потребителей устанавливаются льготные тарифы, а для других повышенные, возникает перекрестное субсидирование. Под перекрестным субсидированием понимается такая ситуация, когда одни потребители энергии не доплачивают за энергию, а другие, компенсируя эту недоплату, переплачивают. Причиной появления перекрестного субсидирования является льготирование отдельных категорий потребителей энергии. Чаще всего к этой категории относится население. Установление льготных тарифов для населения приводит к тому, что повышенные тарифы устанавливаются для других потребителей и, прежде всего, для промышленных. Удельный вес населения в общем объеме электропотребления составляет 15–20 %, промышленность потребляет примерно 55–60 %. В принципе перенесение недоплаты населением на промышленность не приводит к существенному повышению тарифов на электроэнергию для них. Можно сказать так, что недоплата населением в размере 10 % потребует увеличения тарифов для промышленных предприятий всего на 2–3 %. Возможно, что социальный выигрыш от такого льготирования перевешивает негативную сторону его, хотя сам факт наличия перекрестного субсидирования является неприемлемым для нормально функционирующей экономики. Льготирование может осуществляться не только для населения, но и для других категорий потребителей, в частности, промышленных предприятий. Может применяться льготирование для экспортноориентированных предприятий, чтобы обеспечить конкурентоспособность их продукции на мировом рынке. Льготирование может осуществляться в неявной форме, например, сельскохозяйственного производства. Для сельхозпроизводства тарифы на электроэнергию должны были бы быть самыми высокими в виду их значительной удаленности от источников питания и неравномерности режима электропотребления. На самом деле еще со времен СССР они устанавливаются на уровне, недостаточном даже для компенсации всех затрат, связанных с производством, передачей и распределением электроэнергии. Недоплату этих потребителей компенсируют другие потребители электроэнергии.

Особенно негативными являются последствия от перекрестного субсидирования по тепловой энергии. Льготирование населения, удельный вес которого в общем объеме теплоснабжения составляет примерно 60–65 %, приводит к необходимости существенного, даже в несколько раз, повышения тарифов на тепло для промышленности. Это приводит к значительному повышению себестоимости продукции для теплоемких предприятий, что сказывается на ухудшении их экономических показателей работы. В итоге предприятия строят свои собственные источники тепла, отказываясь тем самым от получения тепла от энергосистемы. Это, в свою очередь, приводит к ухудшению экономических показателей работы энергосистемы, как основного производителя электрической и тепловой энергии.

Есть еще одна форма перекрестного субсидирования – это перекрестное субсидирование между электрической и тепловой энергией. Оно выражается в том, что недоплата по одному виду энергии перекладывается на другой вид энергии. Такое субсидирование может приводить к тому, что работа энергосистемы по одному виду энергии может быть прибыльной, а по другому – убыточной. Такое перекрестное субсидирование также является экономически неприемлемым, так как оно искажает экономические показатели работы энергосистемы.

В нормально функционирующей экономике не должно быть перекрестного субсидирования, все потребители должны оплачивать столько за потребленную энергию, сколько было затрачено энергосистемой средств на производство, передачу и доставку к данным потребителям энергии.

Несмотря на экономическую пагубность перекрестного субсидирования и проводимые меры по его упразднению, оно тем не менее продолжает оставаться. Это обусловлено социальными соображениями. Социальные аспекты тарифной политики находят свое выражение в установлении льготных тарифов населению из-за соображений социальной защиты его, так как для большей части населения существенное повышение тарифов на энергию приводит к снижению его жизненного уровня. Цель государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию состоит в ограничении возможного существенного повышения цен на энергию его поставщиками в пределах обоснованных затрат на ее про-

изводство, передачу, распределение и обоснованной прибыли. В этом смысле государственное регулирование призвано защищать потребителей энергии и, поэтому социальная значимость государственного регулирования весьма велика [10].

Одним из показателей социально допустимого уровня тарифов на энергию для населения является удельный вес оплаты за энергию в доходе семьи. В доперестроечный период тариф на электроэнергию для населения составлял 4 коп/кВт·ч, для промышленности примерно 1,8 коп/кВт·ч. Предположим, что месячное потребление электроэнергии в двухкомнатной квартире было равно 150 кВт·ч, при месячной заработной платы семьи из трех человек 300 руб. Тогда доля оплаты за электроэнергию в месячном доходе составляла  $4,0 \cdot 150 / 300 \cdot 100 = 0,02$ , то есть 2 %. Каков удельный вес сегодня? Приняв цену 1 кВт·ч равной 6 цент/кВт·ч, заработную плату указанной выше семьи 400 долларов и месячное потребление электроэнергии – 150 кВт·ч, получаем удельный вес  $5 \cdot 150 / 400 \cdot 100 = 0,0225$ , то есть 2,25 %. Таким образом, видно, что удельный вес оплаты остался почти неизменным. Эти цифры носят ориентировочный характер, однако, думается, они правильно отражают динамику оплаты. В то же время следует отметить, что в настоящее время существует более резкая дифференциация в оплате труда населения, чем в доперестроечный период.

Что касается тарифов на тепловую энергию, то приняв тариф для населения равным 15,0 долл/Гкал, и потребление тепла в размере 2 Гкал в зимний месяц, получим месячную оплату в размере  $2 \cdot 15,0 = 30$  долларов. По отношению к месячной зарплате удельный вес оплаты за тепло составляет  $30 / 400 = 0,075$ , т.е. 7,5 %. Таким образом, оплата за тепловую энергию примерно в 3,5 раза превышает оплату за электроэнергию. Общая оплата за энергию составит примерно 9,375 % от месячной зарплаты. В летнее время плата за тепло значительно меньше, так как отопление отключается и остается только горячее водоснабжение.

Представляет интерес удельный вес оплаты для малообеспеченных семей, а таких немало, и, в частности, для пенсионеров, удельный вес которых в общей численности составляет примерно 25 %. Примем за основу семью из двух пенсионеров и, принимая пенсию в размере 100 долларов на человека, получим удельный вес оплаты за электроэнергию  $6 \cdot 150 / 200 \cdot 100 = 0,06$ , т.е. 3,75 %, для тепло-

вой энергии  $30 / 200 = 0,15$ , т.е. 15 %. Общая оплата составит  $3,75 + 15 = 18,75$  %. Размер оплаты представляется недопустимо высоким. При этом следует учесть, что в подавляющем числе домов жильцы не могут регулировать потребление тепла из-за отсутствия технических средств регулирования. Еще более недопустимо высоким будет удельный вес потребления энергии в квартирах с одним жильцом пенсионного возраста, а таких, жильцов немало. Здесь удельный вес составит, примерно, в 1,5 раза больше, т.е. 28,125 %.

Таким образом, можно сказать, что для отдельных категорий граждан удельный вес оплаты за энергию может достигать недопустимо больших значений. А если к оплате за энергию добавить оплату за другие услуги: за квартиру, за телефон и прочие, то общий размер оплаты для жильцов пенсионного возраста и для малообеспеченных людей составит сумму, равную около 100 долларов.

Из вышесказанного следует, что для подавляющего большинства населения резкое повышение тарифов на энергию с целью устранения перекрестного субсидирования существенно ухудшит их жизненный уровень и, таким образом, чревато серьезными негативными социальными последствиями.

## 2.3. УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ПРОЕКТАМИ

### 2.3.1. Понятие о бизнес-плане инвестиционного проекта

В основу современного взгляда на проект положено представление как о процессе изменения состояния любой системы от исходного до конечного, связанного с затратами различных ресурсов и времени. Управление проектами (Project Management) позволяет: разработать и обосновать концепцию проекта, выполнить технико-экономическое обоснование проекта, дать оценку его эффективности, разработать смету и бюджет проекта, определить необходимые объемы и источники инвестирования, организовать реализацию проекта. Под управлением проектом можно понимать руководство и координацию человеческих и материальных ресурсов на протяжении жизненного цикла проекта. Среди различных видов проектов особое место в энергетике имеют инвестиционные проекты,

предполагающие осуществление инвестиций в физические объекты энергетики [11].

Инвестиционный проект – это совокупность документов, характеризующих проект от его замысла до достижения заданных показателей эффективности и охватывающий. Как правило, прединвестиционную, инвестиционную, эксплуатационную и ликвидационную стадии его реализации.

Прединвестиционная стадия предполагает формирование инвестиционного замысла и определение инвестиционных возможностей в рамках технико-экономического обоснования инвестиций.

Инвестиционная стадия включает в себя инженерно-строительное и технологическое проектирование, строительство, приобретение оборудования и ввод проектируемого объекта в эксплуатацию.

Эксплуатационная стадия предусматривает функционирование объекта проекта, выполнение работ по модернизации, расширению, финансово-экономическому и экологическому оздоровлению объекта, замену оборудования.

В ликвидационной стадии осуществляется ликвидация или консервация объекта.

Проекты подразделяются на тактические и стратегические. Тактические проекты связаны с повышением объема производимой продукции, с техническим совершенствованием существующего производства. Стратегические – связаны с изменением формы собственности, реструктуризацией производства на основе применения принципиально новой технологии и системы управления.

*Бизнес-план* – это детальное изложение целей и путей их достижения, предназначенное для обоснования инвестиций. Бизнес-план может входить в состав инвестиционного проекта или заменять его. Инвестиционный проект и бизнес-план – это часто синонимы.

Бизнес-план разрабатывается для обоснования развития предприятия, повышения эффективности его функционирования, возможности получения инвестиционных ресурсов. Источниками финансирования разработки бизнес-плана могут быть: собственные средства предприятий, внебюджетные фонды министерств, ведомств, объединений, средства потенциальных инвесторов. Бизнес-план является обязательным документом, независимо от организационно-правовых форм предприятия. На основе бизнес-плана по-

тенциальные инвесторы принимают решения о возможности и целесообразности инвестирования объекта. Жестко регламентированной формы и структуры бизнес плана не существует, однако содержание различных бизнес-планов практически совпадает.

Структура бизнес-плана: Резюме, Характеристика проекта, Анализ рынков сбыта, Производственный план, Организационный план, План реализации проекта, Инвестиционный план, Прогнозирование финансово-хозяйственной деятельности, Расчет эффективности проекта, Юридический план, Информация о разработчике бизнес-плана.

Ориентировочный объем бизнес-плана – 40–80 страниц в зависимости от стоимости проекта.

### *Характеристика разделов проекта*

#### *Раздел «Резюме»*

Здесь освещается основная идея проекта и обобщаются основные выводы и результаты по разделам бизнес-плана. Излагается суть бизнес-плана, даются сводные показатели проекта. Данный раздел оформляется после написания бизнес-плана, когда имеется полная ясность по всем разделам проекта.

#### *Раздел «Характеристика проекта»*

При описании предприятия освещаются сильные и слабые стороны в производственно-хозяйственной деятельности. Характеристика основных производственных фондов, загрузка производственных мощностей.

При характеристике стратегии развития освещаются главные цели и задачи перспективного развития (увеличение объема производства, экономия ресурсов, замена основных производственных мощностей, внедрение новых технологий и др.), название проекта, актуальность и новизна проекта, конкретные мероприятия, обоснование собственных источников финансирования.

#### *Раздел «Описание продукции»*

В данном разделе даются основные характеристики продукции, соответствие ее международным и национальным стандартам, ос-

вещаются мероприятия по совершенствованию продукции с целью повышения ее конкурентоспособности и др.

#### *Раздел «Анализ рынков сбыта»*

Здесь дается характеристика рынков сбыта продукции, доля предприятия на разных рынках, преимущество предприятия перед конкурентами, тактика по реализации продукции на конкретном сегменте рынка, мероприятия по продвижению продукции на рынках и др.

#### *Раздел «Производственный план»*

Данный раздел включает программу производства и реализации продукции, производственные мощности, материально-техническое обеспечение, издержки производства и сбыта продукции.

#### *Раздел «Организационный план»*

Главное внимание уделяется обоснованию организационно-штатной структуры предприятия, выбору рациональной системы управления, подбору и подготовке персонала.

#### *Раздел «План реализации проекта»*

Он включает в себя план согласованных во времени мероприятий, начиная от принятия инвестиционного решения до промышленного производства и погашения задолженностей перед заемщиками.

#### *Раздел «Инвестиционный план»*

Здесь определяются инвестиционные затраты, включающие затраты на сооружение объекта и создание необходимого оборотного капитала.

#### *Раздел «Прогнозирование производственно-хозяйственной деятельности»*

Здесь дается расчет прибыли от реализации проекта, поток денежных средств. Прогнозирование потока денежных средств производится исходя из притоков их от операционной деятельности и их оттоков по годам реализации проекта.

#### *Раздел «Показатели эффективности проекта»*

В данном разделе рассчитываются такие показатели, как чистая дисконтированная стоимость, внутренняя норма рентабельности, период окупаемости, индекс доходности. Рассчитываются также другие показатели.

#### *Раздел «Юридический план»*

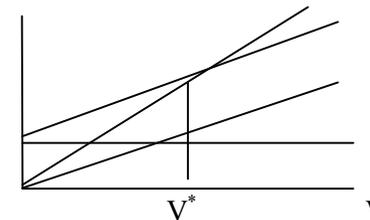
Описывается организационно-правовая форма будущего предприятия, поясняются юридические аспекты деятельности предприятия, освещаются особенности внешнеэкономической деятельности.

#### *Раздел «Информация о разработчике бизнес-плана»*

Дается характеристика привлеченных к разработке бизнес-планов организаций.

Основные экономические показатели, рассчитываемые при разработке бизнес-плана:

#### 1. Уровень безубыточности



Точка безубыточности –  $V^*$ .

$$C_{\text{пост}} + c_{\text{пер}} \cdot V = \pi \cdot V,$$

отсюда величина безубыточного объема производства

$$V_{\text{бу}} = C_{\text{пост}} / (\pi - c_{\text{пер}})$$

определяется как отношение постоянных издержек к разности между ценой и удельными переменными издержками.

## 2. Коэффициент покрытия задолженности

$$K_{пз} = D_{ч} / (D_{под} + D_{пп}),$$

где  $D_{ч}$  – чистый доход – это часть выручки от реализации, включающая в себя чистую прибыль и амортизацию;  $D_{под}$  – погашение основного долга;  $D_{пп}$  – погашение процентов.

## 3. Рентабельность собственных средств

$$K_{cc} = \Pi_{ч} / K_{cc},$$

где  $\Pi_{ч}$  – чистая прибыль,  $K_{cc}$  – собственные средства.

### 4. Рентабельность инвестиций

Отношение чистой прибыли к инвестициям.

### 5. Рентабельность активов

Отношение чистой прибыли к сумме всех активов.

### 6. Рентабельность продаж

Отношение чистой прибыли к выручке от реализации.

### 7. Рентабельность реализуемой продукции

Отношение чистой прибыли к эксплуатационным расходам

### 8. Коэффициент финансовой независимости

Отношение собственных средств к сумме пассивов.

### 9. Коэффициент финансовой напряженности

Отношение заемных средств к сумме пассивов, где заемные средства – это сумма долгосрочных и краткосрочных финансовых обязательств.

### 10. Коэффициент структуры капитала

Отношение заемных средств к собственным средствам

### 11. Коэффициенты оборачиваемости:

Всего капитала – выручка от реализации / итого по пассивам

Собственных средств – выручка от реализации / собственные средства

Заемных средств – выручка от реализации / заемные средства

Дебиторской задолженности – выручка от реализации / дебиторская задолженность

Кредиторской задолженности – выручка от реализации / кредиторская задолженность

12. Коэффициент текущей ликвидности – текущие активы / краткосрочные финансовые обязательства

Комплексная экспертиза энергосберегающего инвестиционного проекта осуществляется в случаях:

– предоставления на конкурсной основе централизованных инвестиционных ресурсов, финансируемых за счет средств республиканского бюджета;

– предоставления на конкурсной основе гарантий правительства РБ по кредитам, выдаваемых банками РБ для реализации ИП;

– реализации ИП с привлечением иностранных инвестиций под гарантию правительства РБ;

– участия государства в создании предприятий с иностранными инвестициями;

– устанавливаемых законодательно или на основании отдельных решений Президента или правительства для предоставления льгот по налогам и другим платежам.

Комплексная экспертиза осуществляется комитетом по инвестициям Министерства экономики РБ. В заключении экспертизы должно быть отражены: актуальность проекта; характеристика финансового состояния инициатора проекта; техническая, технологическая и финансовая возможность и целесообразность реализации проекта; обоснованность инвестиционных затрат; показатели эффективности проекта.

Технико-экономическое обоснование инвестиций является основным документом, обосновывающим эффективность инвестиций. В качестве возможных источников инвестиций могут рассматриваться собственные средства предприятий, например, амортизационные отчисления и прибыль, заемные и бюджетные средства.

### 2.3.2. Методические основы определения экономической эффективности инвестиционных проектов

В экономическом механизме управления инвестиционной деятельностью важное значение имеет применение научно обоснованного метода определения экономической эффективности принимаемых инвестиционных решений. Определение экономической эффективности инвестиций является наиболее важным этапом раз-

работки бизнес-планов различных проектов. В условиях рыночных отношений, главной особенностью которых является разнообразие форм собственности, применяются различные источники и способы финансирования инвестиций. Методы оценки их экономической эффективности основываются на оценке прибыльности вложений инвестиций. Реализация инвестиционного проекта рассматривается как единство двух взаимосвязанных процессов: процесса вложения инвестиций и процесса функционирования производственного объекта. Процесс функционирования сопровождается получением прибыли. Оценка эффективности осуществляется на базе сопоставления полученной прибыли с инвестиционными затратами. Сопоставление различных во времени платежей (затрат в форме инвестиций и результатов в виде прибыли) осуществляется с помощью процедуры дисконтирования. Ставка дисконтирования выбирается исходя из конкретных альтернатив использования капитала.

При экономической оценке эффективности инвестиционных проектов используются следующие критерии:

1. *Чистая дисконтированная (приведенная) стоимость (чистый приведенный доход) (Net Present Value).*

Данный метод является одним из основных. Его суть сводится к расчету чистой дисконтированной стоимости (NPV), которую можно определить следующим образом: приведенная стоимость денежных притоков за вычетом приведенной стоимости денежных оттоков. Данный метод предусматривает дисконтирование денежных потоков с целью определения эффективности инвестиций

$$\max \sum_{t=1}^T (D_t - C_t - K_t)(1 + E)^{-t} - K_0 + L(1 + E)^{-T_p} \quad , \quad (2.5)$$

где  $D_t$  – денежные поступления в  $t$ -м году (выручка, дивиденды и др.);  $C_t$  – годовые эксплуатационные расходы в  $t$ -м году (без амортизационных отчислений) и другие платежи (налоги, пошлины и т.д.);  $K_t$  – капиталовложения в  $t$ -м году;  $K_0$  – первоначальные капитальные вложения;  $L$  – ликвидационная стоимость объекта по истечении срока службы  $T$ ;  $E$  – ставка дисконта.

Использование данного критерия предполагает, что после осуществления первоначальных капиталовложений  $K_0$  объект начинает эксплуатироваться. При этом в процессе эксплуатации вносятся

дополнительные инвестиции  $K_t$  с целью либо дальнейшего расширения производства, либо с целью его технического совершенствования. Ставка дисконта есть результат выбора. В определенной степени она выражает условия осуществления инвестиционной деятельности при реализации данного проекта. Она устанавливается либо равной фактической величине ставки процента по долгосрочным займам на рынке финансового капитала, либо равной ставке процента, выплачиваемой заемщиком. Этот коэффициент должен отражать возможные поступления на капитал, инвестированный в любом другом месте. Ставка дисконта должна быть сравнимой с коэффициентами рентабельности, присущими альтернативным вариантам инвестирования.

NPV характеризует общий результат инвестиционной деятельности, ее конечный эффект. Если значение данного критерия положительно, то это означает, что за рассматриваемый период  $T$ , равный сроку службы объекта, получаемый доход перевешивает все затраты, эксплуатационные и инвестиционные, с учетом дисконтирования доходов и затрат. В этом случае рассматриваемый вариант считается экономически выгодным, так как обеспечивает возврат вложенных инвестиций за срок службы и получение прибыли. Если рассматриваются несколько вариантов, то наиболее экономичным считается тот из них, который имеет максимальное значение критерия. Если критерий приобретает отрицательное значение, то вариант экономически невыгоден, так как вложенные инвестиции не окупаются за срок службы.

Критерий (2.5) может быть записан в более упрощенном виде, если отсчет времени вести с момента начала инвестирования объекта. В этом случае эксплуатационные расходы  $C_t$  для первого года или для первых лет могут быть равны нулю. Для данного случая критерий запишется в виде:

$$\max \sum_{t=1}^T (D_t - C_t - K_t)(1 + E)^{-t} + L(1 + E)^{-T_p} \quad , \quad (2.6)$$

В этом выражении  $T$  выражает период от начала инвестирования объекта до завершения его срока службы. При этом он будет выше срока службы на время, необходимое для строительства объекта до пуска его в эксплуатацию. Критерии (2.5) и (2.6) могут быть ис-

пользованы для выбора оптимального решения среди вариантов инвестиций, имеющих комплексное назначение: увеличение объема производства и техническое его совершенствование.

Критерий (2.5), как и все производные от него критерии, выражает экономический эффект, интегрированный и дисконтированный за срок службы объекта. Между тем, в современных условиях предприятие часть своей прибыли выплачивает в виде налога, и только оставшаяся часть прибыли будет реально характеризовать экономический эффект, остающийся в распоряжении предприятия. Рассчитанная на базе этого эффекта эффективность называется **финансовой**. Выражение для годовой чистой прибыли может быть записано как:

$$[D_t - (C_t + C_{ам}^t + C_{выпл}^t)] \cdot (1 - H), \quad (2.7)$$

где  $H$  – налоговая ставка в долях от налогооблагаемой прибыли;  $C_{выпл}$  – различного рода выплаты из балансовой прибыли, определяющие неналогооблагаемую часть прибыли;  $C_t^{ам}$  – амортизационные отчисления.

Так как в  $C_t$  амортизационные отчисления не учитывались, то в данном случае для определения чистой прибыли эти отчисления добавляются к эксплуатационным расходам. Тогда выражение (2.5) может быть записано в виде:

$$\max \sum_{t=1}^T [(D_t - C_t - C_t^{ам} - C_t^{выпл})(1 - H) - K_t] (1 + E)^{-t} - K_0 + L(1 + E)^{-T}. \quad (2.8)$$

Использование данного критерия предполагает, что инвестиции вкладываются либо в создание нового, либо в расширение существующего производства.

Данные критерии могут быть использованы не только для оценки эффективности всех инвестиций, направленных на создание нового или расширения объема действующего производства, но и также для оценки эффективности модернизации и реконструкции энергетических объектов, предназначенных для технического совершенствования производства с целью снижения издержек без увеличения объема производства. В первом случае речь идет о задаче общей эффективности, во втором случае о задаче сравнительной эффективности. Предположим, требуется дать оценку эффективности мероприятия по техническому совершенствованию, наце-

ленного на снижение себестоимости производства. Эффект в этом случае будет выражаться снижением себестоимости или, что то же самое, повышением на эквивалентную величину прибыли, так как при этом предполагается, что мероприятие не приводит к увеличению объема производства. Для расчета экономической эффективности по критерию (2.5) в качестве  $D$  следует подставить указанное увеличение прибыли, в качестве  $C$  – дополнительные эксплуатационные затраты, связанные с этим мероприятием (без амортизационных отчислений) и в качестве  $K_0$  – размер инвестиционных затрат в данное мероприятие. При положительном значении данного критерия для принятой величины дисконтной ставки мероприятие считается экономически выгодным. Если же сравнивается несколько вариантов таких мероприятий, то наиболее выгодным из них считается то, которое имеет максимальную величину критерия. Аналогично при сравнении нескольких вариантов осуществления нового инвестиционного проекта, характеризующихся одинаковым производственным эффектом, оптимальным считается тот, который имеет максимальное значение чистой дисконтированной стоимости.

Дисконтирование денежных потоков в формулах (2.5)–(2.7) осуществляется к начальному моменту. Вместе с тем, дисконтирование возможно к последнему году расчетного периода  $T$  или к любому иному моменту времени. При сравнении альтернативных вариантов исследуемых проектов момент оценки должен быть общим для всех вариантов. При этом ранжирование всех вариантов по экономической предпочтительности остается неизменной при любом выборе момента оценки.

## 2. Внутренняя норма рентабельности (Internal Rate of Return).

Этот показатель тесно связан с показателем чистой дисконтированной стоимости. Для расчета внутренней нормы рентабельности (IRR) используется та же методика, что и для расчета NPV. Различие в том, что здесь решается обратная задача, т.е. подбирается такой коэффициент дисконтирования, при котором  $NPV = 0$ . Этот коэффициент, при котором чистая дисконтированная стоимость инвестиционного проекта равна нулю, и называется внутренней нормой рентабельности проекта.

Данный показатель определяется из уравнения:

$$\sum (D_t - C_t - K_t)(1+E)^{-t} - K_0 + L(1+E)^{-T} = 0. \quad (2.9)$$

Искомой является величина  $E$ . По своему экономическому смыслу коэффициент  $E$  характеризует коэффициент эффективности капиталовложений, рассчитанный для условий дисконтированных затрат и доходов. Если рассчитанная величина  $E$  оказывается выше некоторой величины процентной ставки, принятой за нормативную, то вариант считается экономически выгодным. Из условия (2.9) можно сделать следующий вывод: если при принятой величине процентной ставки величина (2.5) оказалась равной нулю, то это означает, что при этом коэффициент внутренней рентабельности равен принятой для расчета величине процентной ставки. Если же сумма оказывается выше нуля, то коэффициент внутренней рентабельности будет выше принятой величины процентной ставки. Если же сумма окажется меньше нуля, то он будет меньше величины процентной ставки. Показатель — внутренняя норма рентабельности, — как бы дополняет критерии (2.5)–(2.7) при оценке эффективности проекта. Чем выше данный показатель по сравнению со стоимостью капитала, тем экономически привлекательнее выглядит проект.

### 3. Период окупаемости (Pay-back Period)

Каждый проект должен иметь прибыльность, достаточную для быстрого возврата капитала, вложенного в проект. Таким показателем является период (срок) окупаемости, определяемый из выражения (2.9) при условии, что искомой величиной является период  $T$ . Экономический смысл показателя  $T$  состоит в том, что он характеризует то время, в течение которого инвестиции (дисконтированные) окупаются за счет прибыли, вернее дохода, равного сумме прибыли и амортизационных отчислений (также дисконтированной). Вариант экономически выгоден, если рассчитанный период окупаемости меньше срока службы объекта. Следует заметить, что последнее утверждение верно только относительно. В самом деле, если срок службы объекта равен, скажем, 30 годам, а срок окупаемости получился немного меньше срока службы, то навряд ли какой-либо инвестор согласится вкладывать деньги в объект, ориентируясь на данный срок окупаемости. В советское время использовалось понятие нормативного срока окупаемости, который

принимался равным обратной величине нормативного коэффициента эффективности. При его величине, равном 0,12, он получался равным 8,3 года, а при 0,15 — равным 6,66 лет. В настоящее время нет утвержденных значений нормативного срока окупаемости и поэтому каждый субъект хозяйствования, осуществляющий инвестирование, должен руководствоваться своими экономическими соображениями.

Рассчитанный на основе данного подхода период окупаемости всегда больше того срока окупаемости, который определяется на базе традиционного статического затратного подхода, как:

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} = \frac{\Delta K}{\Delta C}, \quad (2.10)$$

где  $K_2 - K_1$  — капитальные вложения в мероприятие или же разность капитальных вложений по двум сравниваемым вариантам;  $C_1 - C_2$  — разность в издержках производства по двум вариантам или годовой экономической эффект в результате осуществления мероприятия (прибыль).

Предположим, что  $\Delta K = 10^6$  долларов, а  $\Delta C = 250 \cdot 10^3$  долларов. Тогда срок окупаемости  $T_{ок} = 10^6 / 0,25 \cdot 10^6 = 4$  года.

Предположим теперь, что срок службы объекта, построенного в результате данного мероприятия — 20 лет, амортизационные отчисления — 0,05, ставка дисконта — 0,1. Тогда критерий (2.5) запишется в виде (при  $E = 0,1$  и  $K_t = 0$ ):

$$\sum_{t=1}^{20} (0,25 \cdot 10^6 + 0,05 \cdot 10^6) \cdot (1+0,1)^{-t} - 10^6.$$

Преобразуя и приравняв его нулю, получаем:

$$(0,3 \sum_{t=1}^T 1,1^{-t} - 1) \cdot 10^6 = 0.$$

Имея в виду, что выражение со знаком суммы — это выражение суммы геометрической прогрессии, получаем:

$$3,0 \cdot \frac{1,1^T - 1}{1,1^T} - 1 = 2 \cdot 1,1^T - 3 = 0.$$

Решая его относительно  $T$ , получаем:

$$T = \frac{\lg 1,5}{\lg 1,1} = \frac{0,1761}{0,0413} = 4,26 \text{ года.}$$

Период окупаемости оказался несколько выше ( $4,26 > 4,0$ ) рассчитанного ранее срока окупаемости для статической постановки. Это объясняется тем, что в данном случае период окупаемости рассчитывается на базе дисконтированных значений прибыли, в то время как при расчете срока окупаемости исходят из их постоянных значений.

#### 4. Индекс доходности (*Profitability Index*)

Данный показатель определяется из (8.2.) как:

$$K_{\text{инд}} = \frac{\sum_{t=1}^T (D_t - C_t)(1 + E)^{-t}}{\sum_{t=1}^T K_t(1 + E)^{-t}}. \quad (2.11)$$

Он представляет собой отношение суммарной дисконтированной прибыли (плюс амортизационные отчисления) к сумме дисконтированных капитальных затрат за расчетный период. Вариант, имеющий наиболее высокую величину данного показателя, является наиболее выгодным из рассматриваемых. Если величина этого показателя больше единицы ( $K_{\text{инд}} > 1$ ), то это означает, что сумма дисконтированной за срок службы прибыли превышает сумму дисконтированных инвестиций. Это соответствует положительному значению критерия (2.6), без учета ликвидационной стоимости, и значит экономической выгодности проекта. Если же  $K_{\text{инд}} < 1$ , то проект невыгоден и внутренняя норма рентабельности при этом будет меньше принятой процентной ставки  $E$ .

Все рассмотренные выше экономические показатели взаимосвязаны, один показатель дополняет другой. Если, например, значение критериев (2.5)–(2.7) больше нуля, то это означает, что внутренняя норма рентабельности выше процентной ставки, принятой при дис-

континировании, и индекс доходности выше единицы. Если данные критерии имеют отрицательное значение, то внутренний коэффициент рентабельности меньше процентной ставки, а индекс доходности меньше единицы.

Важное значение при сопоставлении вариантов, которые могут иметь различные сроки службы, по критериям (2.5)–(2.7) имеет выбор периода их сопоставления. Для всех вариантов расчетный период должен быть принят одинаковым, даже если варианты различаются по сроку службы. Расчетный период должен быть принят равным сроку службы самого долголетнего варианта. Для вариантов, имеющих более короткий срок службы, должна быть предусмотрена необходимость восстановления объекта по истечению срока его службы, либо за счет дополнительного инвестирования, либо за счет включения в состав себестоимости амортизации. Если после восстановления объекта он должен быть по истечении нескольких лет демонтирован, то его следует учесть по остаточной стоимости.

Следует заметить, что срок службы является чаще всего неопределенным параметром и для энергетических объектов он измеряется несколькими десятками лет. А для электрической сети, а не отдельной линии электропередачи, он может быть принят равным бесконечности. В то же время выбор слишком продолжительного расчетного периода лишен практического смысла из-за небольшого удельного веса затрат и доходов отдаленного периода в общих затратах и доходах ввиду их дисконтирования. Выбор продолжительности расчетного периода должен быть увязан с чувствительностью критерия к параметрам отдаленного периода и их возможным колебаниям ввиду неопределенности исходной информации.

В централизованной экономике широко использовались затратные экономические критерии, называемые приведенными затратами и применяемые для решения задач как в статической, так и в динамической постановке. Они применялись для решения задач сравнительной экономической эффективности. В таких задачах требовалось выбрать оптимальный вариант технического решения из нескольких альтернативных вариантов. Причем, все рассматриваемые варианты должны были быть равноценными по своему производственному эффекту. Данная задача характерна при решении многих технических проектов, для которых требуется выбрать

оптимальное конструктивное решение для заданной величины производственного эффекта. Для решения данной задачи в централизованной экономике были разработаны соответствующие затратные экономические критерии. В этой связи возникает вопрос о применимости затратных критериев в новых экономических условиях и об увязке получаемых при этом решений с решениями, полученными по критерию чистой дисконтированной стоимости.

Если предположить, что сравниваемые варианты характеризуются одинаковым производственным эффектом, то ясно, что результат оптимизации не изменится, если слагаемое  $D_i (1+E)^{-t}$  вынести за знак суммы, так как значения  $D_i$  для всех сравниваемых вариантов одинаковы. Тогда можно записать, принимая за основу критерий (2.6) и учитывая, что критерий на максимум адекватен критерию на минимум данного критериального выражения при умножении его на -1.

$$\max \sum_{t=1}^T (-C_t - K_t)(1+E)^{-t} + L(1+E)^{-T} = \min \sum_{t=1}^T (C_t + K_t)(1+E)^{-t} - L(1+E)^{-T}. \quad (2.12)$$

Если снять ограничение по расчетному периоду в формуле (2.12), принимая его равным бесконечности, то в этом случае отпадает необходимость учета ликвидационной стоимости и соответственно включаются в состав себестоимости амортизационные отчисления.

Тогда критерий (2.12) трансформируется к виду

$$\min \sum_{t=1}^{\infty} (C_t' + K_t)(1+E)^{-t}. \quad (2.13)$$

В данном выражении в состав  $C_t$  включены амортизационные отчисления.

Предположим, что объект характеризуется некоторым периодом строительства  $T$ , по окончании которого он будет работать с неизменными эксплуатационными расходами  $C$ . Применительно к этому случаю перепишем выражение (2.137)

$$\min \left\{ \sum_{t=1}^T K_t (1+E)^{-t} + C \sum_{t=T+1}^{\infty} (1+E)^{-t} \right\}. \quad (2.14)$$

Обозначим первое слагаемое через  $K_{np}$  и учитывая, что выражение под знаком суммы во втором слагаемом – это геометрическая прогрессия со знаменателем  $1/(1+E)$ , выражение можно записать иначе:

$$\min \left\{ K_{np} + C \frac{1}{E(1+E)^T} \right\}. \quad (2.15)$$

Умножив это выражение на коэффициент  $E$ , получаем более наглядное выражение в виде:

$$\min \left\{ EK_{np} + \frac{C}{(1+E)^T} \right\}. \quad (2.16)$$

Здесь  $K_{np}$  – капитальные затраты, приведенные к году начала строительства, второе слагаемое – эксплуатационные затраты, приведенные к году начала строительства.

Если приведение осуществлять к году начала эксплуатации, то выражение для приведенных затрат, которые обозначим через  $Z$ , приобретает вид:

$$Z = \sum_{t=1}^T K_t (1+E)^{T-t} + C \sum_{t=T+1}^{\infty} (1+E)^{T-t}. \quad (2.17)$$

После преобразований и умножения на  $E$  получим:

$$Z = EK_{np} + C. \quad (2.18)$$

Здесь первое слагаемое представляет собой капитальные затраты, приведенные к году окончания строительства. Если же за основу принимается модель, в которой капитальные затраты реализуются в течение только одного года, предшествующего году начала эксплуатации объекта, то в первом слагаемом вместо приведенных капитальных затрат, будут присутствовать просто капитальные затраты в сооружение объекта и тем самым данное выражение будет иметь вид:

$$Z = EK + C. \quad (2.19)$$

Это выражение представляет собой известный затратный экономический критерий, называемый годовыми приведенными затратами. Сам факт получения выражения для годовых приведенных затрат (2.19) из более общей формулы (2.13) свидетельствует о пра-

вомерности использования упрощенной формулы для критерия, при сравнении вариантов, характеризующихся вышеуказанными особенностями. Это означает, что если годовые эксплуатационные расходы неизменны по годам расчетного периода, а капитальные вложения реализуются в течение года до начала эксплуатации объекта, сравнение вариантов по динамическому (2.13) и статическому (2.19) критериям равноценно, то есть дает одинаковые результаты при оценке сравнительной эффективности. Если же капитальные затраты в сравниваемых вариантах осуществляются в течение ряда лет и характеризуются различным их распределением по годам, то следует использовать статический критерий вида (2.18).

Надо заметить, что рассмотрение бесконечного периода времени лишено смысла, так как любые прогнозы и планы на бесконечное будущее невозможны. Практически приходится рассматривать конечный интервал времени, в пределах которого могут быть получены достоверные результаты. В практике сооружения различных объектов возможно наличие совмещения строительно-монтажных работ, то есть осуществления капитальных вложений, с частичной эксплуатацией созданных основных производственных фондов (например, строительство очередями). По истечении этого периода объект работает в режиме нормальной эксплуатации и его ежегодные издержки постоянны (например, строительство электростанции с вводом энергоблоков очередями, пока станция не выйдет на проектную, номинальную мощность, с которой будет работать в течение своего срока службы). Приведенные затраты применительно к этому случаю имеют вид (при приведении к первому году):

$$Z = \sum_{t=1}^T (K_t + C_t)(1 + E)^{-t} + C \sum_{t=T+1}^{\infty} (1 + E)^{-t} . \quad (2.20)$$

После преобразований и умножения на коэффициент  $E$ , получаем следующее выражение:

$$Z = E \sum_{t=1}^T (K_t + C_t)(1 + E)^{-t} + C(1 + E)^{-T} . \quad (2.21)$$

Если приведение осуществлять к году начала нормальной эксплуатации, то получаем:

$$Z = E \sum_{t=1}^T (K_t + C_t)(1 + E)^{T-t} + C^{-T} . \quad (2.22)$$

Данное выражение было в свое время рекомендовано «Основными методическими положениями технико-экономических расчетов в энергетике» и широко использовавшиеся в практике экономических расчетов в энергетике для сравнения вариантов в динамической постановке. Следует напомнить, что данный критерий для оценки сравнительной эффективности различных вариантов правомерен, если сравниваемые варианты характеризуются одинаковым производственным эффектом, то есть по объему и качеству производимой продукции, не только в целом, но и по годам расчетного периода.

Предыдущая формула получена для некоторого идеализированного случая, предполагающего неизменность эксплуатационных расходов по истечении периода строительства и частичной эксплуатации объекта. Между тем, многие объекты непрерывно развиваются, для которых осуществляется обновление физически и морально изношенного оборудования и для них не представляется возможным установить некоторый расчетный период, равный, скажем, сроку службы. В то же время рассмотрение очень большого расчетного периода лишено практического смысла, во-первых из-за отсутствия достоверной исходной информации, во-вторых, из-за того, что затраты весьма отдаленного периода, будучи приведенными к началу расчетного периода, оказываются неизмеримо малыми по сравнению с затратами первых лет расчетного периода. Достоинством данного критерия является то, что при этом произвольно не обрывается период оптимизации, а более отдаленный период учитывается принятием условия неизменности эксплуатационных расходов. В данной постановке период  $T$  может быть принят равным, скажем, 20–40 годам. Учет же более отдаленного периода лишен смысла по указанным выше причинам. Например, затраты года отдаленного на 40 лет от начального периода, будучи приведенными к началу составляют примерно 2 % от их реального значения и поэтому их сравнение с аналогичными по величине за-

тратами начального периода лишено смысла, тем более, что достоверность этих затрат весьма сомнительна.

Вышесказанное означает возможность использования в технико-экономических расчетах при решении задач сравнительной эффективности затратных экономических критериев.

Таким образом, экономические критерии, выражающие дисконтированный интегральный эффект, могут быть использованы не только для решения задач общей экономической эффективности, но и сравнительной эффективности, так как эти критерии при условии тождества эффекта по сравниваемым вариантам трансформируются в затратные экономические критерии. Поэтому традиционные методы экономических расчетов на базе срока окупаемости, коэффициента эффективности и годовых приведенных затрат, применявшиеся в централизованно управляемой экономике, не потеряли своего значения сегодня, в условиях перехода к рыночной экономике. При этом место такого понятия как утверждаемый нормативный коэффициент эффективности занимает процентная ставка на капитал, выбор величины которого осуществляет собственник финансовых средств, который принимает решение о целесообразности инвестирования того или иного объекта.

### 2.3.3. Методы экономической оценки эффективности различных энергетических проектов.

*Расчет экономической эффективности установки компенсирующего устройства в электрической сети*

Данная задача относится к классу тех технических мероприятий, которые нацелены на повышение эффективности работы энергосистемы. Установка компенсирующего устройства (КУ) в том или ином узле электрической сети приводит к снижению в ней потерь электроэнергии, обусловленных протеканием потоков реактивных мощностей. Вследствие этого снижаются денежные затраты в энергосистеме на покрытие этих потерь. Особенностью данной задачи является то, что при оценке эффективности не учитывается возможность увеличения отпуска электроэнергии потребителю.

Рассматривается однолучевая схема электрической сети, представляющая собой линию электропередачи 110 кВ. Эта линия обес-

печивает электроснабжение потребителя непосредственно от источника питания.

Исходные данные: длина линии  $L = 50$  км, провода марки АС – 240, активная электрическая нагрузка  $P = 50$  МВт, реактивная нагрузка  $Q = 30$  Мвар.

Предполагается установка у потребителя КУ мощностью  $Q_{ку} = 10$  Мвар, удельная стоимость  $k_y = 10$  долл./квар, цена электроэнергии  $t_{э} = 10$  цент/кВт·ч, время максимальных потерь  $\tau = 3000$  ч, годовые затраты на эксплуатацию КУ принимаются равными 2 % от его стоимости.

Активное сопротивление линии определяется по формуле:

$$r = c \cdot \frac{l}{F} = 32 \cdot \frac{50}{240} = 6,66 \text{ ом.} \quad (2.23)$$

Стоимость КУ  $K_{KV} = k_y \cdot Q_{KV} = 10 \cdot 10 \cdot 10^3 = 100$  тыс. долл.

Экономический эффект от снижения потерь энергии в результате компенсации реактивной мощности определяется как:

$$\Delta C = \frac{r \cdot \tau_{э}}{U^2} (Q^2 - (Q - Q_{ку})^2). \quad (2.24)$$

$$\Delta C = \frac{6,66 \cdot 3000 \cdot 0,1 \cdot 10^3}{110^2} \cdot (30^2 - 20^2) = 82562 \text{ долл.}$$

Годовой экономический эффект, обусловленный установкой КУ, равен

$$\Delta C' = 82562 - 0,02 \cdot 100\,000 = 80\,562 \text{ долл.}$$

Предполагая срок службы КУ равным 30 годам, можно определить чистую дисконтированную стоимость, принимая в качестве ( $D_t - C_t$ ) величину  $\Delta C'$  и ликвидационную стоимость равной 5 % от первоначальной стоимости:

$$\sum_{t=1}^{30} \Delta C' \cdot (1+E)^{-t} - K_{ку} + L \cdot (1+E)^{-T} = 80562 \cdot \sum_{t=1}^{30} 1,1^{-t} - 100000 + 5000 \cdot 1,1^{-30} = 241921 \text{ долл.}$$

Положительное значение критерия свидетельствует об экономической выгоде мероприятия.

Период окупаемости может быть рассчитан следующим образом. Приравняв чистую дисконтированную стоимость к нулю, пренебрегая учетом ликвидационной стоимости и вводя переменную  $T$  вместо 30, получаем

$$80562 \cdot \frac{(1,1^{-1}(1,1^{-T} - 1))}{1,1^{-1} - 1} - 100000 = 0.$$

Решая данное уравнение относительно  $T$ , находим

$$T = \frac{\lg 1,4756}{\lg 1,1} = 4,08 \text{ г.}$$

Представляет интерес оценка эффективности данного мероприятия с помощью затратного экономического критерия. Для варианта с установкой КУ выражение для этого критерия приобретает вид

$$Z_1 = E \cdot K_{\text{КУ}} + (p + p_{\text{ам}}) \cdot K_{\text{КУ}} + \frac{r \cdot \Phi_{\text{э}}}{U^2} (Q - Q_{\text{КУ}})^2, \quad (2.25)$$

где  $p_{\text{ам}}$  – норма амортизации, принимаемая равной 0,05.

Для варианта без установки КУ выражение приведенных затрат запишется в виде

$$Z_2 = \frac{r \cdot \Phi_{\text{э}}}{U^2} \cdot Q^2. \quad (2.26)$$

Подставляя исходные данные, получаем  $Z_1 = 43\,420$  долл.,  $Z_2 = 59\,445$  долл. Эти данные показывают выгоду установки компенсирующего устройства.

Как видно, использование затратного экономического критерия привело к тем же выводам о сравнительной эффективности, что и применение критерия чистой дисконтированной стоимости.

### Расчет экономической эффективности сооружения ЛЭП

Исходные данные: к узлу электрической нагрузки  $P = 50$  МВт с числом часов использования максимальной нагрузки  $T_{\text{м}} = 5000$  ч следует подвести линию электропередачи протяженностью 60 км. Тариф на электроэнергию 10 цент/кВт·ч.

Возможны различные варианты постановки данной задачи. Предположим, что параметры ЛЭП предполагаются заданными. Например, ЛЭП напряжением 110 кВ с проводами АС-300.

При обеспечении электроснабжения данного потребителя в энергосистеме увеличивается объем реализации энергии. Для энергосистемы ставится задача оценка экономической выгоды вложения инвестиций в эту линию. Расчет эффективности может быть произведен на базе критерия чистой дисконтированной стоимости, при котором осуществляется сопоставление инвестиционных и эксплуатационных затрат в данную линию с получаемым доходом от продажи дополнительного количества энергии. Особенностью данной задачи является то, что для обеспечения потребителя электрической мощностью и энергией требуется ввод адекватной величины мощности на электростанциях энергосистемы. Она должна быть равна сумме заданной электрической нагрузки и величины потерь мощности в ЛЭП. Величина потерь мощности рассчитывается как:

$$\Delta P = \frac{P_{\text{м}}^2 \cdot r_0 \cdot l}{U^2 \cdot \cos^2 \alpha},$$

$$\Delta P = \frac{50^2 \cdot 0,1 \cdot 60}{110^2 \cdot 0,9^2} = 1,53 \text{ МВт}. \quad (2.27)$$

Тогда дополнительная генерирующая мощность будет равна 51,53 МВт. Принимая удельную стоимость для электростанций  $k_{\text{э}} = 500$  долл/кВт и для ЛЭП 10 000 долл./км, получаем общий размер инвестиций  $K = 500 \cdot 51,53 \cdot 10^3 + 10000 \cdot 60 = 26,25$  млн долл.

Принимая себестоимость полезного отпуска 1 кВт·ч равной  $C_{\text{э}} = 8,2$  цент/кВт·ч, срок службы  $T = 30$  лет, ставку дисконта  $E = 0,1$ , и пренебрегая ликвидационной стоимостью, подсчитаем выражение для чистой дисконтированной стоимости. Подставляя эти данные

$$\sum_{t=1}^{30} (5,5 - 4,2) \cdot 50 \cdot 5000 \cdot 10 \cdot (1 + 0,1)^{-t} - 26250000 = 30\,647\,500 - 26\,250\,000 = 4\,397\,500,$$

получаем положительное значение критерия, что свидетельствует об экономической выгодности проекта.

#### *Экономическое обоснование ввода электрогенерирующей мощности в действующей котельной*

Существующая котельная производит пар с параметрами 40 атм. Данный пар в непосредственном виде не используется, а дросселируется в тепло с пониженными параметрами, которое идет на отопление и горячее водоснабжение. Представляется возможным в действующей котельной установить мини-турбогенератор, который использовал бы параметры производимого пара для выработки электрической энергии. Турбина должна быть противодавленческая, на выходе из которой пар направляется потребителям.

Предположим, что мощность котельной установки позволяет установить турбогенератор мощностью 200 кВт. Удельные капитальные затраты, связанные с установкой электрогенерирующей мощности принимаются равными 250 долл./кВт. Тогда полные инвестиционные затраты составят  $250 \cdot 200 = 50\,000$  долл. Число часов использования максимальной нагрузки примем равным  $T_m = 3\,000$  ч. Удельные затраты топлива, связанные с выработкой электроэнергии, могут быть приняты равными 0,16 кг у.т./кВт·ч. Кроме того, появляются дополнительные эксплуатационные затраты, связанные с обслуживанием электрогенерирующей установки и включающие в себя амортизационные отчисления, затраты на проведение ремонтных работ и эксплуатационное обслуживание. Примем эти затраты равными 6 % от стоимости турбогенераторной установки, в том числе 4 % – амортизационные отчисления. Эффективность указанной установки можно определить на базе использования различных источников инвестирования. Электроэнергия, производимая данным энергоисточником, замещает электроэнергию, покупаемую предприятием, которому принадлежит котельная, в энергосистеме по цене 10 цента/кВт·ч. Если принять расход электроэнергии на собственные нужды данной установки равным 3 % от ее выработки, величина полезно отпущенной элек-

троэнергии составит  $\mathcal{E}_{\text{омн}} = 200 \cdot 3\,000 \cdot (1 - 0,03) = 582\,000$  кВт·ч. Величина годовой экономии за счет сокращения покупки электроэнергии в энергосистеме составит  $C_{\text{эк}} = 582\,000 \cdot 10 \cdot 10^{-2} = 58\,200$  долл. Годовые эксплуатационные затраты складываются из затрат на топливо для производства электроэнергии и затрат на обслуживание установки. При цене топлива  $C_m = 200$  долл./т у.т. затраты на топливо составят  $C_m = 200 \cdot 0,16 \cdot 600\,000 \cdot 10^{-3} = 5\,760$  долл. Затраты на эксплуатацию оборудования равны  $C_o = 0,06 \cdot 50\,000 = 3\,000$  долл., а без учета амортизации – 1000 долл. Суммарные эксплуатационные затраты  $C = 8\,760$  долл. Принимая срок службы оборудования, равным 25 годам, и ликвидационную стоимость  $K_n = 5$  % от первоначальной, выражение для чистой дисконтированной стоимости будет равно (при  $E = 0,1$ )

$$\sum_{t=1}^{25} (23280 - 6760) \cdot 1,1^{-t} - 50000 + 0,05 \cdot 50000 \cdot 1,1^{-25} = 100\,232.$$

Положительное значение критерия свидетельствует об экономической выгодности проекта.

Оценим финансовую эффективность проекта, принимая, что 25% полученной экономии, которая выражается в соответствующем увеличении прибыли, выплачивается в виде налога на прибыль. Годовая экономия будет равна  $C_{\text{эк}} = 23280 - 6760 - (23280 - 6760) \cdot 0,25 = 12\,890$  долл. Тогда финансовая эффективность будет равна:

$$\sum_{t=1}^{25} 12890 \cdot 1,1^{-t} - 50000 + 0,05 \cdot 50000 \cdot 1,1^{-25} = 67\,272.$$

Положительное значение критерия свидетельствует также и о финансовой эффективности данного мероприятия.

#### *Определение экономической эффективности инвестиционных затрат в газотурбинную надстройку к паротурбинному энергоблоку*

На электростанции установлен паротурбинный агрегат мощностью 150 МВт с удельным расходом топлива, равным 360 г/кВт·ч. С целью повышения эффективности работы станции перед энергоблоком устанавливается газотурбинная установка мощностью

55 МВт с КПД, равным 35 %. Отработанный газ поступает в котел, замещая сжигание в нем природного газа. Мощность, обеспечиваемая выхлопными газами равна  $55 \cdot (1 - 0,35) / 0,35 = 102$  МВт. С учетом потерь энергии в котле (КПД = 0,9), в паропроводах (КПД = 0,99), в паровой турбине (КПД = 0,4) и в генераторе (КПД = 0,98), полезная мощность составит  $102 \cdot 0,9 \cdot 0,99 \cdot 0,4 \cdot 0,98 = 35,6$  МВт. Как видно, энергии выхлопных газов недостаточно, чтобы полностью заместить сжигание природного газа в котле. Для обеспечения недостающей мощности ( $150 - 35,6 = 114,4$  МВт.) требуется сжигание природного газа, но не в полном объеме, а только части того, что сжигалось до установки ГТУ.

Таким образом, на базе энергетического потенциала энергоресурсов, используемых в газотурбинной установке, мы получаем  $55 + 35,6 = 90,6$  МВт. На базе сжигания природного газа в котле получаем 114,4 МВт. Всего: 205 МВт.

Исходя из этого, рассчитаем удельный расход топлива и КПД парогазовой установки.

Энергия, подводимая к газотурбинной установке, равна  $55 : 0,35 = 157$  МВт. Переведем эту мощность в топливо, имея в виду, что  $860 \text{ ккал} = 1 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$  и  $1 \text{ кг у.т.} = 7000 \text{ ккал}$ . Тогда

$$157000 \text{ кВт} \cdot 860 \text{ ккал/кВт}\cdot\text{ч} : 7000 \text{ ккал/кг у.т.} = 19,3 \text{ т у.т./ч.}$$

Отсюда удельный расход будет равен

$$19300 \text{ кг у.т.} : 90600 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 0,218 \text{ кг у.т./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Удельный расход на паротурбинном блоке на базе сжигания в котле природного газа равен, как указывалось выше,  $0,360 \text{ кг у.т./кВт}\cdot\text{ч}$ .

Таким образом, удельный расход по всему парогазовому энергоблоку будет равен

$$(0,218 \cdot 90,6 + 0,360 \cdot 114,4) / 205 = 0,305 \text{ кг у.т./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Для определения годового экономического эффекта в результате ввода газотурбинного агрегата задаемся следующими исходными данными: удельная стоимость ГТУ - 500 долл/кВт, число часов ис-

пользования установленной мощности – 5000 ч, цена природного газа – 50 долл/т у.т., тариф на электроэнергию – 3,2 цент/кВт·ч

Эффект складывается из двух частей. Первая часть - это эффект обусловленный снижением удельного расхода топлива с 360 до 305 г у.т./кВт·ч на энергоблоке 150 МВт. Годовая его величина равна

$$(0,36 - 0,305) \cdot 150 \cdot 5000 \cdot 50 = 2\,427\,500 \text{ долл.}$$

Вторая часть эффекта обуславливается вводом новой мощности, равной 55 МВт. Эффект в результате ее ввода будет определяться увеличением отпуска электроэнергии потребителям. Принимая потери электроэнергии в сетях равными 10 % от отпущенной в сеть энергии, величину полезного отпуска определим как

$$55 \cdot 5000 \cdot (1 - 0,1) = 247,5 \text{ млн кВт}\cdot\text{ч.}$$

Топливная составляющая себестоимости на станции составит

$$50 \cdot 0,305 \cdot 10^{-1} = 1,485 \text{ цент/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Принимая, что удельный вес затрат на топливо в себестоимости отпуска энергии в сеть равна 90 %, а затраты в электрических сетях составляют 20 % от затрат на отпуск электроэнергии в сеть, получаем себестоимость полезного отпуска 1 кВт·ч от данной станции

$$1,475 \cdot 1,1 \cdot 1,2 = 1,947 \text{ цент/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Тогда прибыль, полученная в результате отпуска электроэнергии, выработанной на базе дополнительной мощности 55 МВт, составит:

$$(3,2 - 1,947) \cdot 247500000 = 3\,101\,175 \text{ долл.}$$

Годовой эффект в результате сооружения газотурбинной надстройки составит:

$$2\,427\,500 + 3\,101\,175 = 5\,528\,675 \text{ долл.}$$

Стоимость сооружения газотурбинной установки равна:

$$500 \cdot 55 \cdot 10^3 = 27\,500\,000 \text{ долл.}$$

Годовые затраты на эксплуатацию ГТУ примем равными 8 % от ее стоимости, в том числе 5 % – на амортизацию, 3 % – на техническое обслуживание и ремонты.

Общий годовой эффект составит:

$$5538675 - 0,08 \cdot 27500000 = 3\,338\,675 \text{ долл.}$$

При статическом подходе к оценке эффективности период окупаемости будет равен:

$$27\,500\,000 : 3\,338\,675 = 8,24 \text{ года.}$$

Для оценки эффективности в динамической постановке необходимо рассчитать выражение для чистой дисконтированной стоимости и на ее основе период окупаемости.

*Экономическая эффективность замещения в котельной природного газа древесным топливом*

Предполагается, что котельная мощностью 0,5 Гкал/час с КПД равным 0,85 производит 2500 Гкал тепла в год, сжигая природный газ стоимостью 200 долл/1000 м<sup>3</sup>. Теплотворная способность газа равна 8 000 ккал/м<sup>3</sup>. Требуется определить экономическую эффективность замещения природного газа древесным топливом.

Для перевода котельной на древесное топливо предполагаем установку газогенератора, что позволяет не осуществлять реконструкцию котла. Мощность газогенератора принимается аналогичной, т.е. 0,5 Гкал/час, при КПД равным 0,8. Теплота сгорания древесного топлива равна 2500 ккал/кг. Цена древесного топлива равна 50 долл/т у.т. Удельная стоимость газогенератора равна 30 долл/кВт. Отчисления на амортизацию - 0,05, отчисления на эксплуатационное обслуживание - 0,06.

Количество природного газа, сжигаемого в котельной равно

$$2500 \text{ Гкал} / 0,85 \cdot 7000 \text{ ккал/кг} = 420,2 \text{ т у.т.}$$

Его стоимость равна  $200 \cdot 420,2 \cdot 7000/8000 = 14\,707$  долларов.

Для выработки адекватного количества тепловой энергии при использовании древесного топлива потребуется

$$2500 \text{ Гкал} / 0,8 \cdot 7000 \text{ ккал/кг} = 446,4 \text{ т у.т.}$$

Стоимость его будет равна  $446,4 \cdot 15 = 6\,696$  долларов

Стоимость газогенераторной установки (вместе с затратами на монтаж ее)

$$30 \text{ долл/кВт} \cdot 0,5 \text{ Гкал/час} = 17\,442 \text{ долл.}$$

Затраты на эксплуатацию газогенераторной установки

$$(0,05 + 0,06) \cdot 17\,442 = 1318,6 \text{ долл.}$$

Срок окупаемости инвестиций в газогенераторную установку при статической постановке задачи

$$17\,442 / (14\,707 - 6696 - 1318,6) = 2,6 \text{ года.}$$

Небольшой срок окупаемости свидетельствует об экономической выгодности проекта.

Рассчитаем эффективность данного проекта на основе динамического подхода. Принимаем срок службы газогенератора, равным 20 годам, ставку дисконта, равной 0,1, ликвидную стоимость газогенератора принимаем равной 5 % от первоначальной стоимости. Тогда выражение для чистой дисконтированной стоимости можно записать как (принимаем, что эффект от замещения природного газа древесным топливом остается неизменным в течение всего периода службы газогенератора)

$$\Sigma(14707 - 6696 - 1318,6 + 0,05 \cdot 17442)(1+0,1)^{-t} - 17442 + 0,05 \cdot 17442.$$

Рассчитывая значение этого выражения, получаем положительное значение. Положительное значение чистой дисконтированной стоимости свидетельствует об экономической выгодности проекта.

Чтобы найти период окупаемости, приравняем выражение для NPV нулю и решая полученное уравнение относительно срока службы, получаем  $T = 2,9$  года.

Хотя для данного случая период окупаемости оказался несколько больше, чем для предыдущего случая, однако его величина оказалась также сравнительно небольшой, что свидетельствует об эффективности инвестиционных затрат в мероприятие.

## **2.4. МЕНЕДЖМЕНТ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ БЕЛАРУСИ**

### **2.4.1. Сущность энергобезопасности, характеристика и пути повышения уровня энергобезопасности Беларуси**

В связи с постоянным удорожанием импортируемых в Беларусь энергетических ресурсов одной из актуальных задач обеспечения национальной безопасности в сфере энергетики, является обеспечение энергетической безопасности. Последнюю нередко рассматривают как элемент экономической безопасности. Между тем значение энергетики более широко, ибо она обеспечивает энергией не только экономику страны, но и другие сферы страны, а именно, связанные с обороной, социальной жизнью, экологией и пр. Поэтому энергетическую безопасность можно рассматривать как важный фактор национальной безопасности.

Впервые проблема энергетической безопасности прозвучала в начале 70-х годов, когда вследствие ограничения поставок нефти и повышения цен на нее в Европе возник энергетический кризис. Европейские страны вынуждены были проводить широкомасштабные мероприятия по повышению эффективности потребления энергии и привлекать нетрадиционные источники энергии. В последующие годы острота этого кризиса спала, однако это обстоятельство наложило отпечаток на проводимую в различных странах энергетическую политику.

В настоящее время проблема обеспечения энергетической безопасности приобрела глобальный характер. Это обусловливается, во-первых, истощением в мире запасов энергетических ресурсов, во-вторых, резким ростом спроса на них со стороны ряда развивающихся стран, прежде всего, Китая и Индии. Кроме того, в связи с распадом СССР появилась большая группа новых независимых государств, которые прежде получали энергоресурсы из России, а теперь из-за отсутствия или недостатка собственных энергетических ресурсов они оказались в совершенно другой экономической ситуации, будучи вынужденными покупать эти ресурсы по совер-

шенно другим ценам в условиях сокращения производства энерго-ресурсов в России. В подобной ситуации оказалась Беларусь, хотя по сравнению с другими странами она находится в более выгодном положении, так как покупает энергоресурсы по ценам, более близким к внутренним российским. Однако ситуация с поставками энергоресурсов продолжает оставаться весьма напряженной. Ожидаемое дальнейшее повышение цены природного газа для Беларуси, вызывает большую озабоченность в нашей стране, так как его негативные последствия для экономики страны трудно недооценить. Это вынуждает нас с еще большим вниманием относиться к вопросам повышения энергетической безопасности.

Под *энергетической безопасностью* понимается защищенность от внешних и внутренних угроз, которые могут привести к полному или частичному прекращению энергоснабжения страны. Энергетическая безопасность зависит от энергетической независимости, которая определяется многими факторами. Одним из важнейших является уровень обеспеченности страны собственными энергоресурсами. В настоящее время этот показатель для Беларуси равен примерно 18 %. Остальные 82 % энергоресурсов импортируются, главным образом, из России. Такое соотношение между собственными и импортными энергоресурсами обусловлено не экономическими соображениями, а недостаточностью запасов собственных энергоресурсов. Возможности увеличения их добычи ограничены и это относится в первую очередь к добываемым в республике нефти и торфу. Задача состоит в том, чтобы на ближайшие несколько десятков лет хотя бы сохранить существующий уровень их добычи. Изучаются возможности разработки собственных месторождений бурого угля и горючих сланцев. Однако это потребует огромных затрат и, к тому же, качество этих энергоресурсов очень низкое. Природный газ, на 96–97 %, используемый в электроэнергетике страны, полностью импортируется из России и возможности замещения его собственным природным газом нет из-за отсутствия запасов этого энергоресурса в Беларуси. Государством поставлена задача довести к 2012 году удельный вес местных и нетрадиционных энергоресурсов при производстве электрической и тепловой энергии до 25 %. Однако потенциал этих ресурсов ограничен. Поэтому не менее важным направлением повышения уровня энергетической независимости страны является повышение эффективно-

сти использования энергетических ресурсов, то есть энергоэффективности экономики страны. По данным Департамента по энергоэффективности Госстандарта РБ потенциал энергосбережения в стране весьма велик, составляя примерно 30 % от объема всех используемых энергоресурсов.

Не менее важное значение обеспечение энергобезопасности имеет не только для Беларуси, но и для России, хотя последняя обладает самыми крупными в мире запасами энергоресурсов. Однако эти запасы сосредоточены лишь в нескольких, причем в весьма удаленных от основных центров энергопотребления регионах страны. Поэтому для России, в первую очередь, должна решаться проблема обеспечения региональной энергетической безопасности, так как многие регионы с точки зрения обеспечения их собственными энергоресурсами и удаленности от мест их добычи находятся не в лучшем положении, чем Беларусь. Однако надежность обеспечения этих регионов поставками энергоресурсов гораздо выше, чем других стран. Поэтому создание союзного государства и общего экономического пространства должно приравнять Беларусь по надежности поставок энергоресурсов Беларусь к регионам России.

Энергетическая безопасность страны обычно рассматривается на уровне топливно-энергетического комплекса (ТЭК), так как последний обеспечивает страну всеми видами энергии и энергоресурсов. Беларусь также как и другие страны может быть представлена всеми отраслями ТЭК-а, однако в отличие от ряда стран, она не добывает такие топливно-энергетические ресурсы, как природный газ и уголь, а импортирует эти ресурсы. Некоторые из видов энергоресурсов (торф, древесное топливо) добываются и производятся в сравнительно небольшом объеме. Между тем, в состав ТЭК-а страны входят транспортные артерии (нефтепроводы и газопроводы), от которых в значительной мере зависит надежность энергообеспечения страны топливом и тем самым ее энергетическая безопасность. Важнейшей составной частью ТЭК является электроэнергетика, обеспечивающая страну электроэнергией и, частично, тепловой энергией. Она является важным компонентом системы обеспечения энергетической безопасности страны и поэтому энергобезопасность страны по электрической и тепловой энергии может рассматриваться как часть общей энергобезопасности. В свою очередь энергобезопасность по указанным видам энергии зависит от надежности

поставок первичных энергоресурсов. В то же время, если в стране не хватает генерирующей электрической мощности, то она вынуждена импортировать электроэнергию из других стран. Беларусь имеет большой резерв электрической генерирующей мощности, однако надежность обеспечения энергией зависит, не считая надежности поставки топлива, от технического и финансового состояния электроэнергетики. В условиях сильного физического износа оборудования, что характерно для Белорусской электроэнергетики, благополучие с наличием баланса может быть ненадежным, кажущимся. Поэтому исследование Белорусской системы энергообеспечения в контексте обеспечения ею энергетической безопасности страны является важной задачей.

Для оценки уровня энергетической безопасности применяется система индикаторов, которая включает в себя такие показатели, как:

- доля собственных энергоресурсов в балансе котельно–печного топлива;
- износ основных производственных фондов системы энергообеспечения страны;
- отношение суммарной установленной мощности электростанций к максимальной нагрузке;
- отношение годовых инвестиций к стоимости основных производственных фондов.

Первые два индикатора относятся ко всему ТЭК страны, а три последних показателя не исчерпывают всей характеристики степени надежности обеспечения страны энергией. Важное влияние оказывает состояние электрических и тепловых сетей. Их пропускная способность должна быть достаточной, чтобы обеспечить пропуск от источников к потребителям необходимой им энергии с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов работы.

В 2008 г. износ основных фондов составил в целом по энергосистеме 58,2 %, в том числе по электростанциям – 57 %, по подстанциям – 60,2 %, по электрическим сетям – 54,2 % и по тепловым сетям – 71,5 %. Благодаря обновлению действующего оборудования и вводу нового износ из года в год снижается. Таким образом, по данному показателю энергосистема находится не в лучшем состоянии. Чем выше износ оборудования, тем меньше надежность его работы. Следует заметить, что нахождение оптимального уров-

ня износа оборудования является самостоятельной задачей. Необходимо считаться с тем, что при нормальном уровне износа в целом, износ отдельных видов оборудования может быть недопустимым. Поэтому помимо показателя износа как средневзвешенной величины необходимо определять износ по отдельным видам оборудования и принимать срочные меры по его устранению.

Установленная мощность энергосистемы равна примерно 7800 МВт, а всех электростанций РБ составляет – 8400 МВт. Максимальная электрическая нагрузка равна 6200 МВт. Резерв мощности составляет  $8400 : 6200 = 1,36$ , то есть – 36 %. По этому показателю электроэнергетика страны имеет высокий уровень энергетической безопасности. К концу 2010 году установленная мощность составит 8800 МВт, а электрическая нагрузка примерно 6200 МВт. Резерв мощности составит  $8800 : 6200 = 1,42$ , то есть 42 %. Таким образом, безопасность возрастет еще в большей мере. Однако, оценивая таким образом резерв, следует принимать во внимание износ оборудования и поэтому к оценке уровня резерва следует подходить очень осторожно.

Необходимо отметить, что эффективность функционирования Белорусской энергосистемы оказывает влияние на значения индикаторов энергобезопасности для всего ТЭК. В этой связи большое значение имеет снижение показателя удельного расхода топлива в энергосистеме на полезно отпущенную потребителям энергию, так как при этом сокращается потребность в объеме импортируемых энергоресурсов. Это в свою очередь приводит к улучшению индикатора, характеризующего удельный вес собственных энергоресурсов в общем их потреблении. Потенциал энергосбережения в электроэнергетике огромен, составляя примерно 3 млн т у.т., что соответствует примерно 22 % от общего объема потребления энергоресурсов отраслью. Реализация этого потенциала возможна на базе модернизации оборудования с использованием инновационных технологий.

#### 2.4.2. Инновационный менеджмент в системе обеспечения энергобезопасности страны

К основным направлениям повышения уровня энергобезопасности на основе инновационных технологий могут быть отнесены следующие технические мероприятия:

1. Развитие инновационных технологий повышения энергоэффективности производства энергии в энергосистеме;
2. Развитие распределенной генерации энергии.

*Инновационные технологии повышения энергоэффективности производства энергии в энергосистеме.*

В настоящее время для производства электроэнергии в белорусской энергосистеме используются в основном тепловые электростанции (КЭС и ТЭЦ), оборудованные паротурбинными агрегатами, работающими на докритических и закритических параметрах пара. Агрегаты на закритических параметрах, которые примерно 40 лет назад, вводились в строй, считались инновационными технологиями. Однако в настоящее время появились новые паротурбинные технологии, более эффективные по сравнению с закритическими. Переход в свое время от докритических параметров (13 МПа и 500 °С) к закритическим (24 МПа и 540 °С) позволил существенно снизить удельный расход топлива на производство электроэнергии (с 360–370 г/кВт·ч до 320 г/кВт·ч). Хотя при этом удельная стоимость (руб./кВт) энергоблоков заметно возросла из-за необходимости применения более дорогих металлов, однако такой переход был экономически оправдан даже в условиях низких цен на топливо. В настоящее время в мире освоено производство паротурбинных агрегатов на суперкритические параметры пара (30 МПа и 600 °С). Они дают экономию топлива по сравнению с закритическими агрегатами примерно на 15–18 %, с 320 до 260 г/кВт·ч. Однако применение данного оборудования требует существенного увеличения инвестиционных затрат, которые не всегда могут быть экономически оправданными в даже условиях ныне действующих высоких цен на топливо. В западных странах уже функционируют такие энергоблоки. Даже в России в ближайшей перспективе не планируется ввод таких блоков, а сооружение блока 525 МВт, начавшееся ранее, приостановлено из-за недостатка инвестиций.

К инновационному направлению развития белорусской энергосистемы быть отнесено в первую очередь применение парогазовых технологий производства энергии. Технологической базой парогазовых энергоустановок является совместная работа газотурбинных и паротурбинных агрегатов.

Двигателем в газотурбинной энергоустановке служит газовая турбина, на одном валу с которой находится электрогенератор, который поставляется отдельно и затем легко и быстро присоединяется к турбине на месте. По принципам преобразования тепловой энергии в механическую работу газовые турбины не отличаются от паровых. В газовой турбине рабочим телом является смесь продуктов сгорания с воздухом или нагретый воздух при определенном давлении и, по возможности, с высокой начальной температурой. В проточной части газовой турбины совершается процесс расширения рабочего газа, преобразования тепловой энергии в кинетическую и вслед за этим – процесс преобразования кинетической энергии газа в механическую работу вращения ротора (вала) турбины. Для монтажа ГТУ требуется меньше времени и затрат, чем для ПТУ. Все это приводит к тому, что стоимость 1 кВт установленной мощности газотурбинной электростанции значительно меньше паротурбинной, хотя стоимость ГТУ (компрессор-камера сгорания - газовая турбина) оказывается дороже паровой турбины такой же мощности. Важным преимуществом ГТУ является ее высокая маневренность – включение в работу и набор номинальной нагрузки осуществляются в течение нескольких минут.

Экономические показатели парогазовых установок (ПГУ) существенно зависят от структуры их тепловой схемы. Различают два типа ПГУ: бинарные и сбросные. В установках бинарного типа выработка электроэнергии по паровому циклу осуществляется без сжигания дополнительного топлива в котле-утилизаторе. Мощность паротурбинной части определяется объемом теплоты, подводимой с выходящими газами в котел. При этом мощность паротурбинной части составляет примерно 1/3 мощности всего парогазового блока. Остальные 2/3 мощности приходится на газотурбинную часть. В ПГУ сбросного типа теплота отработавших в газовой турбине газов составляет лишь часть подводимой в паровой цикл теплоты и поэтому в котле сжигается дополнительное топливо. Доля мощности ГТУ в общей мощности составляет примерно 1/3.

Бинарные парогазовые установки являются более экономичными и их целесообразно применять при сооружении новых ТЭС. Однако энергетическая эффективность теплофикационного цикла характеризуется экономией топлива в энергосистеме, которая зависит не столько от удельного расхода топлива на выработку ЭЭ, сколько от удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении – количества электроэнергии, вырабатываемой за счет отпуска от установки единицы теплоты.

Для Беларуси на первом плане должно быть не сооружение новых парогазовых электростанций, а сооружение газотурбинных надстроек к действующему паротурбинному оборудованию. Предпроектные расчеты показывают экономическую целесообразность перевода действующих паротурбинных ТЭС на парогазовую технологию. При этом повышается эффективность выработки энергии и увеличивается установленная мощность станции. Экономическая выгодность данного мероприятия проявляется в двух направлениях. Первое направление – это ввод дополнительной электрической мощности при сравнительно невысоких инвестиционных затратах. Второе направление – это повышение эффективности работы действующего энергоблока на основе снижения удельного расхода топлива. Следует отметить, что одновременно с сооружением газотурбинной надстройки, осуществляется обновление действующего паротурбинного оборудования, которое характеризуется значительным сроком его износа. Расчеты на примере двух энергоблоков Березовской ГРЭС, переведенных на парогазовый цикл, показывают, что при увеличении мощности энергоблока и соответственно выработки электроэнергии на 30 %, общий расход топлива увеличивается только примерно на 10 % благодаря существенному снижению удельного расхода топлива.

Таким образом, на первом плане должно быть восстановление изношенного оборудования и его обновление, а также модернизация действующего с использованием инновационных технологий. Сооружение новых крупных КЭС в течение ближайшего десятилетия вряд ли будет осуществляться из-за сравнительно небольшого прогнозируемого роста электрической нагрузки и большей экономической предпочтительности наращивания мощности на действующих тепловых электростанциях на основе перевода их на парогазовую технологию.

Одним из направлений развития белорусской энергосистемы является реконструкция 12 действующих ТЭЦ небольшой мощности, таких как Барановичская, Лидская, Брестская, Витебская и других, путем перевода их на парогазовую технологию с одновременным увеличением их установленной электрической мощности. В настоящее время выполнены предпроектные технико-экономические обоснования по всем таким ТЭЦ Белорусской энергосистемы. Реализация этих проектов позволит расширить зону теплоснабжения на базе комбинированной выработки и существенно повысить выработку теплофикационной электрической энергии. Необходимо отметить, что удельные капиталовложения в эти мероприятия сравнительно небольшие, порядка 450-550 долл/кВт, что ниже стоимости сооружения новых тепловых электростанций. Реконструированные станции заменят существующие в этих городах отдельные схемы энергоснабжения и, тем самым, будут способствовать снижению удельного расхода топлива на выработку электроэнергии. Из теории эффективности крупномасштабного производства известно, что экономически выгоднее построить одну станцию мощностью скажем 1000 МВт, чем десять по 100 МВт. Однако это положение в полной мере не сбывается. Дело в том, что сооружение ТЭЦ обуславливается, прежде всего, необходимостью покрытия тепловой нагрузки. Источники тепловой мощности должны находиться там, где имеется тепловая нагрузка. При сооружении ТЭЦ не только решаются вопросы теплоснабжения, но и обеспечивается выработка дешевой электрической энергии. Проигрывая на эффекте от крупномасштабного производства, мы выигрываем за счет комбинированного производства на базе парогазовой технологии и сокращения затрат в электрические сети.

К другому важному инновационному направлению повышения уровня энергетической безопасности страны может быть отнесено развитие распределенной генерации энергии. С начала XX века технологии традиционных паротурбинных агрегатов тепловых и атомных электростанций развивались по пути использования все более высоких параметров пара. Это требовало применения более совершенных материалов котлов и турбин, и при этом имела место тенденция увеличения единичной мощности установок, что позволяло улучшать технико-экономические параметры установок – удельные капиталовложения, постоянные текущие издержки на единицу мощ-

ности и удельные расходы топлива на единицу вырабатываемой электроэнергии. Указанная тенденция укрупнения агрегатов наблюдалась не только в тепловой энергетике, но и в ядерной энергетике и в гидроэнергетике.

В 1980-е годы эта тенденция принципиально изменилась вследствие появления высокоэффективных (до 55 % КПД) газотурбинных, парогазовых и газомоторных (газопоршневых) установок широкого диапазона мощностей. Они отличались высокой заводской готовностью, что позволяло вводить их в эксплуатацию за период в пределах года. Одновременно появился большой ассортимент мини- и микро ГТУ (от нескольких киловатт до нескольких десятков киловатт). На основе малых ГТУ начали сооружаться малые ГТУ-ТЭЦ для комбинированной выработки электроэнергии и тепла.

В настоящее время во многих странах мира серьезное внимание уделяется развитию децентрализованных систем энергоснабжения. Данные системы энергообеспечения часто называются малой энергетикой, локальными и автономными системами энергоснабжения, распределенной генерацией и др. Мощность таких источников может находиться в пределах от нескольких десятков киловатт до нескольких мегаватт.

Понятие «распределенная генерация» появилось недавно, оно происходит от английских слов «Distributed power generation». В отличие от централизованной системы энергоснабжения, которая базируется на сравнительно небольшом числе относительно крупных электростанций, распределенная генерация (РГ) представляет собой рассредоточение производства энергии на сравнительно небольших по мощности энергоисточниках, расположенных в непосредственной близости от потребителей энергии или непосредственно на их территории: на заводах, в общественных зданиях, в жилых комплексах, в торговых предприятиях.

Распределенная генерация энергии – это децентрализованная система энергоснабжения, основу которой составляют, в основном, небольшие по мощности газотурбинные, парогазовые и газомоторные энергоустановки, а также нетрадиционные и возобновляемые источники энергии, такие как ветроэнергоустановки, генерирующие источники на биомассе, солнечные электростанции, гидрогенерирующие источники малой мощности и топливные элементы.

По виду используемых первичных энергоресурсов энерготехнологии РГЭ можно условно разделить на два типа: на базе углеводородных видов топлива (преимущественно природный газ) и на базе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

#### *Технологии распределенной генерации энергии на базе углеводородного топлива*

Технологии первого типа представляют собой как правило распределенную когенерацию энергии, то есть совместное производство электрической и тепловой энергии. Данное направление использования первичных энергоресурсов в системах энергоснабжения является наиболее эффективным.

Одной из технологий распределенной когенерации, ориентированной на потребление углеводородного топлива, является мини-ТЭЦ, получаемая в результате реконструкции промышленно-отопительных котельных путем установки в них электрогенерирующего оборудования в виде противоаварийных турбоагрегатов. Номинальное давление пара, на производство которого рассчитаны промышленные котлы, как правило, значительно превышает требуемое давление для производственных и теплофикационных нужд предприятий. В настоящее время снижение давления пара происходит посредством его пропуска через многочисленные отверстия-сопла редуционно-охладительных установок. Однако невостребованный потенциал пара котлов может быть реализован путем комбинированного производства двух видов энергии – тепловой и электрической в результате установки в котельной противоаварийной турбины. Физическая сущность применения данной турбины состоит в том, что вместо снижения давления при пропуске пара через РОУ и впрыском в нее воды, за счет испарения которой снижается температура пара до необходимых потребителю параметров, процесс срабатывания потенциала пара турбиной до требуемого значения происходит при протекании пара через ее проточную часть.

Экономический эффект достигается замещением покупки электроэнергии из энергосистемы ее собственной выработкой по теплофикационному режиму. Экономическая эффективность данного мероприятия определяется сопоставлением инвестиционных затрат в данное мероприятие с достигаемым экономическим эффектом и может быть выражена сроком окупаемости инвестиций. Если при-

нять цену топлива, равной 200 долл./т у.т., удельный расход топлива на теплофикационную выработку электроэнергии 0,16 кг/кВт·ч, то топливная составляющая себестоимости производства электроэнергии составит  $200 \cdot 0,16 \cdot 10^{-1} = 3,2$  цент/кВт·ч. Себестоимость помимо затрат топлива включает в себя амортизационные отчисления, затраты на проведение ремонтно-эксплуатационных работ на электрогенерирующей установке и прочие. Если принять удельный вес этих затрат в себестоимости равной 20 %, то себестоимость выработки 1 кВт·ч можно принять равной 3,8 цент/кВт·ч. Если принять цену электроэнергии, покупаемой в энергосистеме, равной 10 цент/кВт·ч, то замещение 1 кВт·ч электроэнергии, покупаемой в энергосистеме, собственной выработкой дает экономию, равную  $10 - 3,8 = 6,2$  центам. По данным уже реализованных проектов удельную стоимость электрогенерирующей установки можно принять равной 250 долл./кВт. Предположим, что установленная мощность электрогенерирующей установки равна 200 кВт, а число часов ее использования – 5000 ч. Тогда стоимость ее составит  $250 \cdot 200 = 50\,000$  долл., а годовая экономия  $200 \cdot 5000 \cdot 6,2 \cdot 10^{-2} = 62\,000$  долл. Срок окупаемости получается равным  $50000 : 62000 = 0,806$  года. Низкий срок окупаемости свидетельствует о высокой экономической эффективности проекта. Хотя этот пример носит условный характер, однако исходные данные приняты близкими к реальным значениям и поэтому данный расчет свидетельствует об экономически выгодном вложении инвестиций в данное направление развития генерирующих источников. Мощности этих источников сравнительно невелики и они в полной мере не всегда решают проблемы энергообеспечения тех организаций, где они устанавливаются, однако они вносят определенный вклад в повышение энергоэффективности и надежности энергоснабжения.

Помимо когенерационных установок на базе теплофикационных турбоагрегатов (противодавленческие турбины), устанавливаемых в котельных, применяются также газопоршневые (газомоторные), газотурбинные и парогазовые генерирующие установки небольшой мощности. Приводами генераторов для газопоршневых источников энергии являются газовые поршневые двигатели (ГПД), для газотурбинных источников – газовые турбинные двигатели (ГТД), для парогазовых источниках – газовые и паровые турбины.

Когенераторы на базе турбогенераторов в котельных, а также га-

зопоршневых, газотурбинных и парогазовых энергоустановок хорошо вписываются в электрическую схему отдельных потребителей и в электрические сети системы электроснабжения городов и предприятий при параллельной работе с сетью. Они покрывают недостаток генерирующих мощностей. Появление их позволяет разгрузить электрические сети энергосистемы, обеспечить стабильное качество электроэнергии и делает возможным подключение новых потребителей соответствующей мощности.

Основной составляющей экономического эффекта от применения распределенной когенерации на предприятиях является замещение электроэнергии, покупаемой из энергосистемы по достаточно высоким тарифам, электроэнергией, вырабатываемой на генерирующем оборудовании в когенерационных установках.

#### *Технологии РГЭ на базе возобновляемых и нетрадиционных источников энергии.*

В связи с исчерпыванием запасов традиционных энергоресурсов, прежде всего нефти и природного газа, и существенного повышения цен на них все больше внимания уделяется использованию возобновляемых и нетрадиционных источников энергии, таких как солнечная энергия, энергия ветра, энергия биомассы, геотермальная энергия и др. К РГЭ могут быть отнесены также микро- и мини ГЭС мощностью каждая от нескольких киловатт до нескольких мегаватт. В принятой терминологии к малым относят чаще всего ГЭС мощностью от 1 до 10 МВт, к мини-ГЭС – от 0,1 до 1 МВт и к микро-ГЭС – менее 100 кВт.

Большие масштабы во всем мире приняло развитие ветроэнергетики, которое осуществляется как по пути увеличения единичной мощности ветроэнергетических установок (ВЭУ) и их количества в составе ветроэлектростанций (ВЭС), так и по пути объединения ВЭУ для создания крупных энергосистем, что является основой для получения дешевой конкурентоспособной электроэнергии. На конец 2008 г. установленная мощность ВЭУ во всем мире составляла 90 000 МВт (рисунок 1.6), из них в Германии – 22 500 МВт, Испании – 16 000 МВт, США – 15 000 МВт, Китай – 5000 МВт, Индия – 4200 МВт.

Внедрение новых научно-технических и конструктивно-компоновочных решений обуславливает снижение стоимости элек-

троэнергии, вырабатываемой на ВЭУ. Так себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии на современных ВЭС за последние 10 лет снизилась с 15–20 до 3–4 центов и в настоящее время сопоставима со стоимостью электроэнергии, получаемой на электростанциях, использующих углеводородное топливо. Учитывая существующие тенденции к наращиванию средней мощности ВЭУ и повышению коэффициента использования их мощности, можно ожидать к 2010 г. снижения себестоимости производства 1 кВт·ч электроэнергии на ВЭУ до 2,62 цента [16].

Прогнозируемое снижение затрат на производство электроэнергии на ВЭУ является важнейшим показателем экономической эффективности развития ветроэнергетики. Вместе с тем, как свидетельствует зарубежный опыт, обоснование экономической целесообразности сооружения ВЭУ представляет собой сложную технико-экономическую задачу, требующую учета соотношения цен на замещаемое топливо и стоимости ветроэнергоустановок, реальных ветровых условий и режимных особенностей работы ВЭУ в составе энергосистемы. Учитывая опыт многих стран в области ветроэнергетики, следует искать технические пути удешевления ветроэнергоустановок. В силу непостоянства ветровых условий сооружение их следует рассматривать, прежде всего, как энергосберегающие мероприятия, так как будучи подключенными к электрической сети и работая синхронно с энергосистемой, они обеспечивают экономию традиционного топлива, сжигаемого на тепловых электростанциях.

Во многих странах мира конкурентоспособной по отношению к энергетике на ископаемом топливе становится *биоэнергетика*. Заметим, что под биотопливом понимается топливо животного или растительного происхождения. В настоящее время технико-экономические показатели энергоустановок на биотопливе несколько уступают ТЭС на природном газе и угле, а также АЭС и крупным ГЭС. Однако, в связи с прогнозируемым ростом цен на традиционные энергоресурсы, данный вид топлива (отходы древесины, биомасса быстрорастущих кустарниковых и травянистых растений, лигнин, отходы животноводства, горючие отходы перерабатывающей и пищевой промышленности) является перспективным и экономически рентабельным. Перечисленные виды биотоплива имеют два направления использования: 1) ТЭР для производства электри-

ческой и тепловой энергии (биомасса, биогаз); 2) ТЭР для двигателей различных машин и механизмов (этанол, биодизельное топливо) [18].

Основными направлениями инновационно-технологического развития систем производства электро- и теплоэнергии на базе биотоплива являются: 1) замещение ископаемого топлива древесным топливом на старых котельных вблизи ресурсов биомассы; 2) установка котлоагрегатов малой мощности на предприятиях деревообработки; 3) использование низкокалорийных высоковлажных видов биотоплива в совместном сжигании с традиционными ТЭР; 4) планомерное развитие инфраструктуры заготовок и поставок топлива из биомассы. Годовой энергетический потенциал древесного топлива оценивается величиной порядка 2–3 млн т у.т. Древесную массу можно использовать для производства энергии на основе замещения традиционного топлива (газ, мазут, уголь) в действующих котельных и сооружения на базе древесных отходов ТЭЦ небольшой мощности. Экономическая эффективность этих мероприятий обуславливается соотношением цен на традиционное и замещающее его древесное топливо. В связи с дальнейшим повышением цен на природный газ конкурентоспособность замещения его древесным топливом будет повышаться. Для обеспечения широкомасштабного вовлечения в энергобаланс страны древесного топлива, также и некоторых других видов биомассы, в частности, растительной, необходима разработка инфраструктуры, обеспечивающей заготовку, транспортировку, хранение, переработку и эффективное использование биомассы в энергопотребляющих установках.

Интенсивными темпами во многих странах мира происходит развитие *солнечной энергетики*. Солнечная энергия является одной из самых доступных и экологически чистых. Фундаментальные теоретические разработки в данной сфере сопровождаются созданием пилотных образцов солнечных тепловых электростанций, для которых в качестве наиболее перспективных и целесообразных с экономической точки зрения рассматриваются следующие основные конфигурации:

- башенного типа, с различными аккумуляторами тепла, различными рабочими телами (водяной пар, воздух) и соответственно с использованием различных термодинамических циклов преобразования энергии;

- распределенного типа с параболическими концентраторами и расположенной в фокусе вакуумной трубой с нагреваемым теплоносителем. В качестве аккумулятора тепла рассматривается использование недорогой, нетоксичной и невзрывоопасной соли, плавящейся при температуре около  $238^{\circ}\text{C}$  и остающейся в жидком состоянии при температуре  $600^{\circ}\text{C}$ ;

- фотовольтаические установки (от англ. Photovoltaic – в дальнейшем – PV-систем), осуществляющие непосредственное преобразование солнечной энергии в электрическую.

Однако, следует отметить, что доля энергопроизводства на базе использования теплового потока солнечных лучей в среднесрочном периоде будет оставаться незначительной в энергетическом балансе экономически развитых государств, поскольку достижение приемлемых технико-экономических показателей для тепловых СЭС возможно лишь для энергомодулей мощностью 50–100 МВт при условии реализации новых технико-технологических решений, способствующих существенному повышению КПД преобразования энергии солнечного излучения и освоения крупномасштабного промышленного производства основных компонентов СЭС. В настоящее время стоимость 1 кВт мощности на мировом рынке составляет примерно 4000–5000 долл./кВт. Наиболее крупные страны-производители гелиосистем и PV-систем – это Германия, Япония и США. Германия, в частности, владеет более половины мирового рынка PV-систем – около 53 %. Германия имеет схожие климатические условия по солнечной инсоляции, по ветровой активности, что и в Республике Беларусь. Следует предположить, что аналогичный потенциал и перспективы развития имеются и у нас.

Поступление солнечной радиации на земную поверхность определяется следующими факторами:

- продолжительностью дня;
- высотой расположения солнца;
- режимом облачности атмосферы;
- прозрачностью атмосферы.

Годовой приход суммарной радиации в Республике Беларусь лежит в пределах  $900\text{--}1150\text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ , увеличиваясь с северо-запада на юго-восток (рис. 45) [34, 35].

Из-за большого количества облачности в течение всего года проявляется высокая рассеянная радиация ( $525\text{--}595\text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ ), что со-

ставляет около половины прихода суммарной солнечной радиации в год.

К сожалению, в нашей республике в настоящее время процент использования ВИЭ и, в частности, PV-систем ничтожно мал и, поэтому, уже сейчас необходимо радикальное улучшение создавшегося положения. Для условий Республики Беларусь рассматривается два способа использования солнечной энергии:

- преобразование солнечной энергии в тепловую энергию
- преобразование солнечной энергии непосредственно в электрическую энергию при помощи PV-систем.

Кроме этого, традиционно, солнечная энергия используется для естественной освещенности в зданиях и сооружениях, где для ее оценки применяется коэффициент естественной освещенности (КЕО).

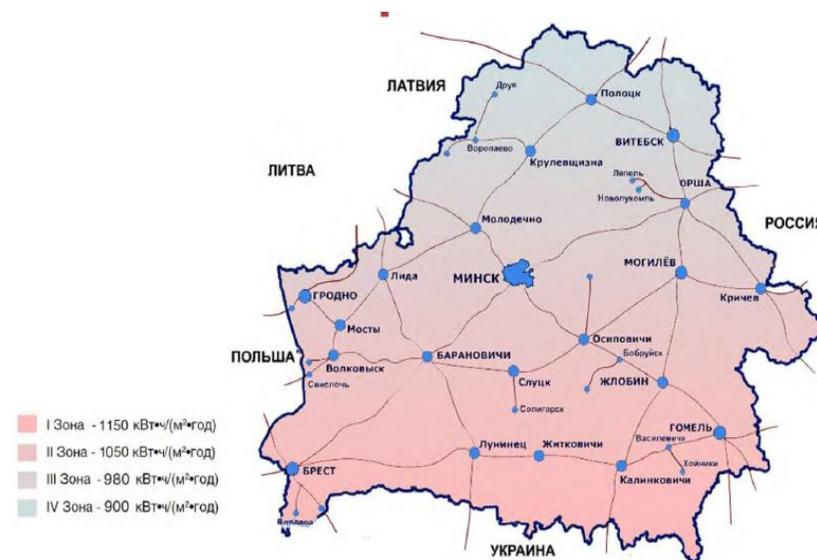


Рис. 45. Распределение солнечного излучения по территории Республики Беларусь

Преобразование солнечной энергии в тепловую для условий Республики Беларусь исследовано достаточно хорошо [36, 37]. Оптимально сконструированные гелиосистемы могут обеспечить примерно от 50 до 90 % ежегодной потребности частного дома в горячем водоснабжении и до 50 % потребности в отоплении. В настоящее время имеются действующие установки по использованию солнечных коллекторов вместе с тепловыми насосами для отопления коттеджей, подогрева воды в бассейнах.

Солнечные электрические станции термодинамического цикла имеют небольшой к.п.д. – 6–8 % и сложную конструкцию. Гораздо более простым решением является применение PV-систем. В настоящее время разрабатываются проекты по переводу потребителей из второй категории по бесперебойности энергоснабжения на первую путем применения PV-систем вместе с промышленными инверторами, в частности, для котельных, получаемых электроэнергии по одной линии.

PV-системы преобразуют солнечный свет непосредственно в электрическую энергию. Коэффициент полезного действия PV-систем составляет 14–15 % с перспективой увеличения до 37 %. Использование PV-систем для условий Республики Беларусь актуально для всех категорий потребителей и, прежде всего, для коммунально-бытовых потребителей. Перспективным является использование гибких PV пленок, которые могут использоваться как снаружи, так и внутри помещений.

В настоящее время около 12,5 % мирового рынка солнечных фотоэлементов составляют элементы, производимые в виде гибких тонких пленок из таких материалов, как аморфный кремний, теллурид кадмия, диселенид меди и индия (CIS) и других, нанесенных на различные подложки. Тонкопленочные технологии позволяют снизить стоимость конечного продукта благодаря тому, что они используют небольшое количество кремния, либо используют вместо него другие материалы.

Что касается конкретных тонкопленочных технологий, по мнению аналитиков, модули на основе аморфного кремния (a-Si) сохраняют лидирующие позиции в секторе тонких пленок и останутся наиболее вероятным выбором новых участников сектора по причине доступности сырья и производственного оборудования. Динамичный рост ожидает и другие тонкопленочные технологии и, воз-

можно, органические фотоэлементы и фотоэлементы на основе сенсibilизированных красок. Преимуществом гибких PV- систем является возможность их использования внутри помещений в качестве жалюзи, обоев и т.д.

В перспективе в связи с совершенствованием конструкций фотовольтаических систем, повышением КПД фотоэлементов их стоимость может снизиться не менее чем в два раза, что сделает их более конкурентоспособными с другими технологиями производства энергии.

Хотя энергопотенциал гидроэнергоресурсов в Беларуси сравнительно невелик (экономический потенциал составляет 250 МВт, технический – 500 МВт, теоретический – 900 МВт), однако он должен быть в полной мере использован для производства электроэнергии. Планируется сооружение примерно десятка малых ГЭС с общей установленной мощностью 210 МВт и нескольких десятков мини и микро ГЭС. Они могут заместить примерно 3 % всей электроэнергии, производимой на базе углеводородного топлива. С учетом возможной переоценки экономического потенциала в условиях возрастания цен на углеводородное топливо их удельный вес в общей выработке электроэнергии составит не менее 5 %. Следует отметить, что интенсификация инновационных процессов в сфере малых гидроэнергетических технологий обусловила значительное улучшение технико-экономических характеристик энергооборудования ГЭС, основными из которых являются: 1) возможность работы гидроэнергоустановок как в автономном режиме, так и на локальную электрическую сеть, 2) увеличение ресурса работы генерирующего оборудования малых ГЭС (до 40 лет при межремонтных периодах до 5 лет) и др. Как показывают предпроектные проработки, удельные инвестиционные затраты в ГЭС примерно в два раза выше таковых в тепловые электростанции. В то же время низкая себестоимость производства электроэнергии создает определенный потенциал конкурентоспособности с тепловыми электростанциями.

Среди направлений РГЭ в последнее время помимо ветроэнергетики, малой гидроэнергетики и прочих стали выделять **малую атомную энергетику**. В бывшем СССР было разработано свыше 40 типоразмеров реакторных установок малой мощности. Однако в большинстве случаев эти проекты не были реализованы, так как энер-

гетика страны ориентировалась на крупномасштабное строительство электростанций со значительными единичными мощностями. Нынешняя реальная обстановка вносит коррективы. В принятой в России «Энергетической стратегии России на период до 2020 года» предусматривается развитие распределенной генерации на базе строительства небольших по мощности атомных электростанций. Как отмечается в данном документе, сооружение в этой связи атомных источников энергии небольшой мощности, прежде всего ТЭЦ, может оказаться важным направлением развития систем распределенной генерации энергии. При этом к малым относятся установки с единичной мощностью до 100–300 МВт, а установки мощностью до 50 МВт относятся к особо малой мощности. Применявшиеся до последнего времени реакторы имели мощности до 1000–1500 МВт. Обращается внимание на необходимость экономического обоснования единичной мощности атомного энергоблока и соответствия их реакторным установкам 4-го поколения. Отмечается важность модульного подхода, что позволяет постепенно наращивать мощность АЭС, растягивая во времени потребность в инвестициях и снижая тем самым инвестиционный риск. Большое значение при этом имеет расширение масштаба производства, что может быть обеспечено организацией массового серийного производства. Экономическое и экологическое значение имеет разработка реакторов с возможностью их длительной работы без перегрузки ядерного топлива.

В долгосрочной перспективе наибольшее распространение среди источников распределенной генерации энергии получат **топливные элементы**, работающие на водороде. Они не только экономичны и экологически более безопасны, но и более гибки в отношении увеличения их мощности. Специалисты оптимистично оценивают перспективы развития топливных элементов, как основы развития в будущем распределенной генерации энергии и замещения тем самым централизованной выработки энергии. Одной из причин называется необходимость повышения надежности электроснабжения. Другой не менее важной причиной называется экономичность, так как при этом сокращаются затраты на передачу электроэнергии. КПД производства электроэнергии на базе топливных элементов составляет от 35 до 60 % в зависимости от технологии. На базе их возможно совместное производство электроэнергии и тепла, что существенно повышает эффективность применения топливных элементов. По-

ставляя в виде модулей, можно наращивать мощность в случае роста нагрузки добавлением новых модулей.

В настоящее время в ряде стран большое внимание уделяется развитию **водородно-электрической** экономики, предполагающей использование взаимно дополняющих друг друга электроэнергии и водорода. Под данной экономикой понимается использование водорода, который производится на базе дешевой электроэнергии путем электролиза. Источниками электроэнергии могут быть ветряные, солнечные, гидравлические и прочие производители, главным образом, внепиковой электроэнергии. Водород может использоваться при этом в качестве топлива для топливных элементов с целью их последующего использования для производства электроэнергии в небольших энергогенерирующих установках малой энергетики и для нужд транспорта.

Достоинством распределенной генерации энергии является то, что из-за сравнительно небольших затрат в их строительство упрощается решение проблемы их инвестирования, которое может осуществляться не только из централизованных источников энергосистемы или ведомств, а также из средств муниципалитетов и отдельных предприятий.

Рассматривая возможные направления реформирования производственной структуры системы энергоснабжения на базе распределенной генерации энергии страны, следует отметить следующее важное направление. Энергоснабжение большинства малых и средних городов, особенно районных центров Беларуси, осуществляется по раздельной схеме, которая сформировалась за последние несколько десятков лет. Однако в настоящее время в этих городах электрические и тепловые нагрузки достигли таких значений, что становится экономически выгодным переход на комбинированные схемы энергоснабжения на базе газотурбинных, парогазовых или газомоторных технологий. В этой связи представляется целесообразным сооружение нескольких десятков ТЭЦ с единичной мощностью 20-50 МВт. Необходимо экономическое обоснование сооружения таких электростанций исходя из существующих и перспективных тепловых нагрузок в указанных городах. Экономический эффект проявляется в экономии топлива за счет замещения конденсационной выработки электроэнергии теплофикационной. Экономический эффект может быть значительным, так как на мно-

гих котельных установлены котлы устаревших конструкций с КПД 50–70 %, в то время как энергетические котлы имеют КПД порядка 90 %. Можно приближенно оценить эффективность данного мероприятия, принимая в качестве замыкающей КЭС Лукомльскую ГРЭС с удельным расходом 320 г/кВт·ч, а удельный расход топлива по теплофикационному циклу (исходя из физического метода разделения затрат на ТЭЦ) – 150 г/кВт·ч. Удельная экономия составит  $320 - 150 = 170$  г/кВт·ч. Предположим, что годовое теплопотребление составляет 100 000 Гкал. Принимая ориентировочно удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении 400 кВт·ч/Гкал, получаем годовую выработку электроэнергии по теплофикационному циклу –  $400 \cdot 100\,000 = 40$  млн кВт·ч. Тогда годовая экономия топлива составит  $0,17 \cdot 40\,000 = 6\,800$  т у.т. При цене топлива 200 долл/т у.т. годовая экономия в денежном выражении составит 1360 000 долл. Принимая число часов использования максимальной электрической нагрузки равной 5000 ч, получаем величину установленной электрической мощности  $40\,000\,000 : 5000 = 8$  Мвт. Если принять удельную стоимость сооружаемой ТЭС равной 500 долл/кВт, то стоимость всей станции составит  $500 \cdot 8\,000 = 4$  млн долл. Срок окупаемости капитальных вложений  $4\,000\,000 : 1\,360\,000 = 2,94$  года. Этот пример носит приближенный характер и дает лишь ориентировочную оценку эффективности данного мероприятия. В составе эффекта следует учесть также экономию топлива в результате замещения производства тепла устаревшими котельными рассматриваемой ТЭЦ. В то же время возникают дополнительные инвестиционные затраты, необходимые для реконструкции существующей системы теплоснабжения с целью ее привязки к новой ТЭЦ.

#### **2.4.3. Влияние реформирования производственной структуры системы энергоснабжения страны на ее энергетическую безопасность**

Повышение энергобезопасности выражается в повышении удельного веса собственных энергоресурсов при производстве энергии и реализуется через повышение энергоэффективности производства энергии. Перевод действующих энергоблоков с паротур-

бинной на парогазовую технологию приводит к существенному снижению удельного расхода топлива на выработку электроэнергии. Для энергоблока 160 МВт Березовской ГРЭС удельный расход снижается на 60 г/кВт·ч, с 365 до 305 г/кВт·ч. Если принять число часов использования установленной мощности равным 5 000, то годовая экономия топлива составит  $0,065 \cdot 160\,000 \cdot 5000 = 52\,000$  т у.т. и тем самым снизится с  $0,365 \cdot 160\,000 \cdot 5000 = 292\,000$  т у.т. до  $0,305 \cdot 160\,000 \cdot 5000 = 244\,000$  т у.т. Можно сказать, что снижение расхода топлива составит  $52\,000 / 292\,000 = 0,178$  или 17,8 %. То означает, что при той же выработке электроэнергии на данном энергоблоке расход топлива снижается на 17,8 %. Если предположить, что на всех энергоблоках будет проведена подобная реконструкция и эту относительную величину экономии перенести на эти энергоблоки, то можно сказать, что снижение расхода топлива при прежней выработке электроэнергии составит 17,8 %. Если предположить, что удельный вес выработки электроэнергии на импортном топливе был равен 85 %, то теперь этот удельный вес окажется равным  $244 \cdot 85 / 292 = 71$  %. Значит удельный вес выработки на собственных энергоресурсах составит 29 %. Это больше, чем было установлено в известной программе увеличения удельного веса собственных энергоресурсов (25 % к 2012 году). Как известно, цифра 25 % была установлена для 2012 года. К этому году потребление электроэнергии возрастет по сравнению с 2005 г. Можно предположить, что эта цифра должна быть выполнена к возросшему уровню электропотребления. Согласно выполненному прогнозу потребление энергии в 2012 г. должно возрасти на относительно небольшую величину, не более чем на 5–10 %. Для покрытия этой потребности потребуется дополнительный расход топлива. Однако это покрытие будет осуществлено с пониженным удельным расходом топлива по сравнению с прежним на базе дополнительной мощности газотурбинных установок. Для той же Березовской ГРЭС мощность ГТУ, надстраиваемой к паротурбинному энергоблоку, составляет 55 МВт, что равно  $55 : 160 = 0,344$  или 34,4 % к прежней установленной мощности. Это означает, что дополнительная потребность в размере 34,4 % будет покрываться более экономичными агрегатами. Можно сказать так, что увеличение электропотребления до 17,8 % будет происходить без увеличения общего расхода топлива. Если же электропотребление возрастет только на 5–10 %, то

то общий расход топлива не превысит того, который был до установки газотурбинной надстройки. В этом случае удельный вес импортных энергоресурсов будет значительно меньше 85 %, но выше 71 %. Если вернуться к вышеупомянутому агрегату, то можно показать, что в случае повышения электропотребления на 5 %, расход топлива увеличится с 244000 до  $160000 \cdot 5000 \cdot 0,05 \cdot 0,305 \cdot 10^{-3} = 256200$  т у.т. Удельный вес импортного топлива составит в этом случае 74,6 %. Этот пример носит ориентировочный характер, однако он наглядно иллюстрирует возможности увеличения удельного веса собственных энергоресурсов при производстве энергии только за счет повышения энергоэффективности производства энергии на действующих электростанциях на основе перевода их на парогазовую технологию без увеличения масштабов использования собственных энергоресурсов.

Существуют и другие направления повышения энергоэффективности производства, способствующие снижению потребности в импортируемых энергоресурсах. Они были отмечены ранее и включают в себя установку турбогенераторов в котельных, применение газомоторных энергоустановок, замещение раздельных схем энергоснабжения комбинированными на базе вышеуказанных инновационных технологий. Указанные инновационные технологии могут применяться как в энергосистеме, так и у потребителей энергии, промышленных, сельскохозяйственных и прочих предприятиях. Потенциал получения дополнительной электрической мощности на базе установки турбогенераторов в котельных сравнительно невелик, порядка 200-300 МВт. Однако их применение позволит в определенной мере снизить потребность в энергоресурсах и тем самым повысить энергетическую безопасность страны. Можно оценить примерно величину потенциала энергосбережения. Предположим, что электрический потенциал равен 250 МВт. Ввод электрогенерирующих источников приведет к замещению выработки электроэнергии на тепловых электростанциях энергосистемы. Пусть число часов использования установленной мощности равно 3000 ч, тогда годовая выработка электроэнергии на этих источниках составит  $250000 \cdot 3000 = 750$  млн кВт·ч. Удельный расход топлива примем равным 150 г/кВт·ч (эти источники работают в теплофикационном режиме), а средний удельный расход в энергосистеме равен 272 г/кВт·ч ( по данным за 2005 г.). Тогда экономия топлива составит

$(272 - 150) \cdot 750 = 91\,500$  т у.т. При общем расходе топлива в энергосистеме на выработку электроэнергии в размере  $0,272 \cdot 30 \cdot 10^6 = 8,16$  млн т у.т., удельный вес замещения выработки будет равен 0,0112 или 1,12 %. Величина небольшая, однако она позволяет более чем на 1 % снизить потребление энергоресурсов на производство электроэнергии. Цифра экономии может быть и выше, если за основу принять не средний удельный расход топлива в энергосистеме, а удельный расход на замыкающей ТЭС энергосистемы (Лукомльской ГРЭС), равным 320 г/кВт·ч. Такой подход возможен, если предположить, что турбогенератор в котельной работает в дневное время суток и тем самым обеспечивает покрытие полупиковой и пиковой временных зон суточного графика электрической нагрузки, вытесняя из баланса замыкающую ТЭС. В этом случае экономия топлива составит  $(320 - 150) = 127500$  т у.т. Удельный вес замещения импортных энергоресурсов будет равен  $127500 / 8160000 = 0,0156$  или 1,56 %.

Таким образом, в результате реализации энергоэффективных мероприятий при производстве электроэнергии и вовлечения в энергобаланс страны возобновляемых и нетрадиционных источников энергии можно существенно повысить уровень энергетической безопасности по электроэнергии, добившись существенного увеличения удельного веса потребления собственных энергоресурсов, как важного индикатора энергетической безопасности страны.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших система энергетике. М.: Высшая школа. 1976. с. 335.
2. Мелентьев Л. А., Штейнгауз Е. О. Экономика энергетике СССР. ГЭИИ. М.: 1963.
3. Белосельский Б. С., Соляков В. К. Энергетическое топливо. М.: Энергия. 1980.
4. Хаустович Н. А. Энергоэффективность, как важное условие стабильного функционирования и устойчивого развития экономики страны. Экономический журнал. № 3, 2006. С. 15-24.
5. Хаустович Н. А. Проблемы повышения энергоэффективности производства и потребления энергии. Ж-л «Экономика и управление». № 3, 2007. С. 64-69.
6. Черноусов С. В. Энергоэффективность – путь к повышению уровня экономического развития страны. Энергоэффективность, 2004, № 2.
7. Шеклеин С. Е. Методология решения задач энергосбережения // Энергетика региона. 2001, № 2.
8. Падалко Л. П., Пекелис Г. Б. Экономика электроэнергетических систем. Минск: Высшая школа. 1985.
9. Падалко Л. П. Методические основы формирования дифференцированных по зонам суток тарифов на электроэнергию и определения общесистемного эффекта от их применения. Энергетика и ТЭК, № 11, 2007. С. 12-24.
10. Падалко Л. П. Тарифы на энергию и социальные аспекты их государственного регулирования. Энергетика и ТЭК. 2006, № 11. Экономика и управление энергетическими предприятиями. Под ред. Кожевникова Н. Н. М.: Асадема. 2004. с. 426.
12. Падалко Л. П., Янцевич И. В. Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестирования энергетических объектов. Минск: БНТУ, 2003.
13. Воропай Н. И., Клименко С. М., Криворучий Л. Д., и др. О сущности и основных проблемах энергетической безопасности России // Известия РАН. Сер. Энергетика, 1996. № 3. С. 38-49.
14. Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь: Указ Президента Респ. Беларусь, 17.09.2007 г. № 433.
15. Яковлев Б. В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения. Минск: Адукацыя и выхаванне, 2002.
16. Воропай Н. И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах: предпосылки, масштабы, особенности // Энергетическая политика. 2005. № 5. С. 14-19.

17. Падалко Л. П., Ми Цзянь Фэн. Экономическая эффективность развития распределенной генерации энергии на базе ветроэлектростанций // Энергетическая стратегия, 2008. № 2. С.12-17.
18. Вавилов А. В. Ресурсосберегающие технические средства для топливообеспечения энергетических установок на биомассе. Минск: «Стринко», 2006.
19. Падалко Л. П. К вопросу развития Белорусской электроэнергетики на базе атомных энерготехнологий в условиях роста цен на топливно-энергетические ресурсы / Л.П. Падалко, А.М. Заборовский // Экономический бюллетень НИЭИ Министерства экономики Республики Беларусь. 2007. № 4. С. 4–18.
20. Смоленцев В. П. Электрофизические и электрохимические методы обработки материалов. В 2-х томах. Высшая школа: М., 1983.
21. П. Новик. Гринпис разоблачил страшную тайну Интернета. Компьютерная газета № 14 от 14 апреля 2010 г. С. 1.
22. А. Платов Глас народа: пользователи про указ № 60. Компьютерная газета №20 от 24 мая 2010 г. С. 28.
23. Тругаев. Энергетический менеджмент.
24. Альтшуллер Г. С. Творчество как точная наука. М.: «Советское радио», 1979.
25. А. Любомирский, С. Литвин Законы развития технических систем. WWW.METODOLOR.RU. Режим доступа – 23.02.2006.
26. В. И. Русан. Энергоэффективность – главный фактор устойчивого развития АПК. Энергоэффективность, № 1, 2010.
27. И. А. Трусова. Энергоэффективность в промышленных технологиях. Материалы международной научно-практической конференции. БНТУ: Мн., 2010.
28. Б. М. Хрусталева и др. К вопросу обеспечения графиков электрической нагрузки энергосистемы с привлечением потенциала энерготехнологических источников промышленных предприятий. Энергия и менеджмент. № 1, 2010.
29. А. П. Ахрамович, Г. М. Дмитриев, Колос В. П. Автоматизированные системы лучистого обогрева. Материалы Международной научно-практической конференции. Энергоэффективные технологии. Образование. Наука. Практика. БНТУ: Мн., 2010.
30. М. Ю. Дженков. Регулирование производительности холодильных установок. Холодильный бизнес, № 10, 2006.
31. И. В. Новиков. Современное проектирование как первый этап в процессе повышения эффективности работы холодильных систем. Холодильная техника. № 8, 2005.

32. А. А. Михалевич. Энергоэффективность экономики и энергетическая безопасность. Материалы Международной научно-практической конференции : Энергоэффективные технологии. Мн., 2010.
33. Основы энергосбережения. Курс лекций. Под. ред. Н. Г. Хутской. Технопринт. Мн., 1999.
34. В. И. Русан, М. А. Короткевич Комплексное использование возобновляемых источников энергии. Мн., 2004.
35. Справочник по климату СССР. Выпуск 7, Л. Гидрометеоиздат, 1966.
36. С. В. Конев, Е. Ю.Иващенко. Особенности создания гелиотеплотехнических устройств для Беларуси. Мн., 2007.
37. Даффи Дж., Бекман У. А. Тепловые процессы с использование солнечной энергии /пер. с английского под ред. Ю. А. Малевского. М. : Мир, 1977.
38. V. Novakovic & T. H. Gulbrandsen. Energy efficiency in buildings NTNU. Norway, 1998.
39. Поспелова Т. Г., Патоцкая М. С., Кузьмич А. В. Рекламный проспект ЗАО «Белвнешэнерго». Мн., 2009.
40. Алферов А. А. Повышение энергоэффективности и надежности оборудования на основе применения эпиламов. Материалы X Международной межвузовской научно-технической конференции студентов, магистрантов и аспирантов. Гомель, 2010.
41. Романюк В. Н. Интенсивное энергосбережение в промышленных теплотехнологиях. Мн. : БНТУ, 2009.

**ДЛЯ ЗАМЕТОК**

Учебное издание

**Гулбрандсен** Тор Хеннинг, **Падалко** Леонид Прокофьевич,  
**Червинский** Вячеслав Леонидович

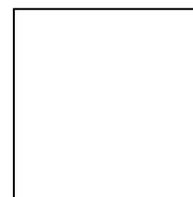
**ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ  
И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ**

*Учебно-методическое пособие*

Ответственный за выпуск *В. Л. Червинский*  
Компьютерная верстка *И. И Червинской, Н. А. Антипович*  
Дизайн и оформление обложки *И. А. Усенко*

Подписано в печать 03.12.2010 г. Формат 60×84<sup>1</sup>/<sub>16</sub>.  
Бумага офсетная. Ризография.  
Усл. печ. л. 13,95. Уч.-изд. л.10,9. Тираж 100 экз. Заказ 1028.

Издатель и полиграфическое исполнение: учреждение образования  
«Белорусский государственный аграрный технический университет».  
ЛИ № 02330/0552984 от 14.04.2010.  
ЛП № 02330/0552743 от 02.02.2010.  
Пр. Независимости, 99–2, 220023, Минск.





**Тор Хеннинг Гулбрандсен** (Thor Henning Gulbrandsen) — доктор, получил свои профессиональные знания в университетах Норвегии, Швеции, США и Латвии. Имеет большой опыт работы в возобновляемой энергетике по всему миру. Его работа сосредоточена в области частного и общественного сектора экономики, транспорта и перерабатывающей промышленности. Он выступал с лекциями во многих университетах, был консультантом для многих правительств в области энергетики и окружающей среды. Работал более чем в 19 различных странах и основывался на опыте этих стран. Автор более 20 статей в научных журналах и материалах конференций.



**Падалко Леонид Прокофьевич** — доктор экономических наук, профессор, главный научный сотрудник института экономики НАН Беларуси.

Специалист в области оптимального развития энергосистем, энергоэффективности производства, тарифообразования на энергию. Автор более 300 научных работ, в том числе 15 книг.



**Червинский Вячеслав Леонидович** — кандидат технических наук, доцент кафедры ЮНЕСКО «Энергосбережение и возобновляемые источники энергии», Белорусского национального технического университета.

Занимается проблемами эффективного использования энергоресурсов, возобновляемой энергетикой. Автор 40 научных работ, имеет 4 авторских свидетельства на изобретения.



9 789855 193259