

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ им. Л.А. Мелентьева

ЭНЕРГЕТИКА XXI ВЕКА

Условия развития Технологии Прогнозы

Ответственный редактор
член-корреспондент РАН *Н.И. Воронай*



Новосибирск
"Наука"
2004

УДК 621.311.1
ББК 65.304.14
Э65

Энергетика XXI века: Условия развития, технологии, прогнозы / Л.С. Беляев, А.В. Лагерев, В.В. Посекалин и др.; Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2004. – 386 с.

ISBN 5-02-032425-6

В книге рассматриваются условия развития энергетики мира и России, вопросы совершенствования традиционных и перспективных энергетических технологий в XXI в. Излагаются оценки топливно-энергетических ресурсов мира и России, тенденции изменения цен на топливо на мировых рынках, проблемы глобального изменения климата и его последствия для энергетики России, энергетическая безопасность страны в условиях глобализации и либерализации мировой экономики, основные направления внешней энергетической политики и дипломатии России.

Книга рассчитана на специалистов в области энергетики, экономики, преподавателей и аспирантов вузов.

Табл. 215. Ил. 150. Библиогр.: 339 назв.

Редакционная коллегия

А.В. Кейко, А.М. Клер, Ю.Д. Кононов, Б.Г. Санеев, С.П. Филиппов

Рецензенты

доктор технических наук, профессор *В.И. Зоркальцев*

доктор технических наук, профессор *Б.М. Каганович*

доктор технических наук, профессор *В.Г. Китушин*

Утверждено к печати

Ученым советом Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

ISBN 5-02-032425-6

© Л.С. Беляев, А.В. Лагерев, В.В. Посекалин
и др., 2004

© Российская академия наук, 2004

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
РАЗДЕЛ 1. УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ	9
1.1. Энергетика и устойчивое развитие	9
1.2. Глобализация и либерализация мировой экономики и энергетики: роль России	23
<i>1.2.1. Либерализация</i>	24
<i>1.2.2. Глобализация</i>	36
1.3. Топливо-энергетические ресурсы мира и России: тенденции их освоения и использования	47
1.4. Гидроэнергетические ресурсы мира и их использование: тенденции и проблемы	62
<i>1.4.1. Потенциал гидроэнергоресурсов, состояние их использования и роль ГЭС в энергетике отдельных стран на границе веков</i>	62
<i>1.4.2. Развитие мировой гидроэнергетики в начале XXI века</i>	66
<i>1.4.3. Глобальные тенденции в гидроэнергетике мира на современном этапе</i>	68
<i>1.4.4. Особенности развития гидроэнергетики России в начале XXI века</i> ..	70
1.5. Топливо-энергетические связи между странами и регионами: современное состояние и закономерности развития	73
<i>1.5.1. Динамика энергетических связей между регионами</i>	73
<i>1.5.2. Роль России на мировых энергетических рынках</i>	82
1.6. Тенденции изменения цен на топливо на мировых энергетических рынках и в России	90
<i>1.6.1. Глобальные тенденции в динамике цен на топливо и в их соотношениях</i>	90
<i>1.6.2. Особенности и долгосрочные тенденции ценообразования в ТЭК России</i>	98
1.7. Глобальные тенденции энергопотребления и особенности их проявления в России в первой половине XXI века	104
1.8. Проблемы глобального изменения климата и его последствия для энергетики России	121
<i>1.8.1. Киотский протокол – механизм реализации проблемы глобального изменения климата?</i>	123
<i>1.8.2. Характеристика глобального изменения климата в России</i>	125
<i>1.8.3. Прогнозы глобального изменения климата</i>	129
<i>1.8.4. Возможные последствия глобального потепления, в том числе для энергетики России</i>	133
1.9. Энергетическая безопасность России в условиях глобализации и либерализации мировой экономики	135

1.10.	Внешняя энергетическая политика и энергетическая дипломатия России ..	147
1.10.1.	<i>Энергетический фактор в современном мире</i>	148
1.10.2.	<i>Энергетический фактор во внешней политике России</i>	150
1.10.3.	<i>Цели и задачи энергетической дипломатии России</i>	151
1.10.4.	<i>Экспорт энергоресурсов и задачи энергетической дипломатии</i>	153
1.10.5.	<i>Приоритеты энергетической дипломатии России в различных регионах мира</i>	156
1.10.6.	<i>Транзит энергоресурсов</i>	159
РАЗДЕЛ 2.	РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ В XXI ВЕКЕ	161
2.1.	Энергетические технологии: характеристики, соотношения, тенденции	161
2.2.	Перспективы развития энергетики на органическом топливе	167
2.2.1.	<i>Угольные энергетические технологии</i>	168
2.2.2.	<i>Газовые энергетические технологии</i>	171
2.3.	Технологии ядерной энергетики в первой половине XXI века	174
2.3.1.	<i>Современное состояние</i>	174
2.3.2.	<i>Ресурсная база ядерной энергетики</i>	178
2.3.3.	<i>Основные проблемы в развитии ядерной энергетики</i>	179
2.3.4.	<i>Ожидаемый научно-технический прогресс в ядерной энергетике</i>	181
2.3.5.	<i>Прогнозы развития ядерной энергетики</i>	184
2.4.	Особенности и проблемы развития технологий в гидроэнергетике	185
2.4.1.	<i>Особенности научно-технического прогресса в гидроэнергетике мира на современном этапе</i>	185
2.4.2.	<i>Современные проблемы функционирования гидроэлектростанций</i> ..	188
2.5.	Перспективы использования возобновляемых энергоресурсов	191
2.5.1.	<i>Потенциал возобновляемых энергоресурсов</i>	191
2.5.2.	<i>Энергия биомассы</i>	193
2.5.3.	<i>Энергия ветра</i>	197
2.5.4.	<i>Солнечная энергия</i>	205
2.5.5.	<i>Геотермальная энергия</i>	211
2.5.6.	<i>Морская энергия</i>	215
2.5.7.	<i>Основные показатели и прогнозы</i>	217
2.6.	Перспективы и проблемы использования возобновляемых природных энергоресурсов России	218
2.6.1.	<i>Исходные положения</i>	218
2.6.2.	<i>Предпосылки развития</i>	219
2.6.3.	<i>Критерии оценки эффективности технологий и энергогенераторов</i>	222
2.6.4.	<i>Древесное топливо</i>	225
2.6.5.	<i>Солнечное энергоснабжение</i>	228
2.6.6.	<i>Малые ГЭС</i>	232
2.6.7.	<i>Ветровые электростанции</i>	234
2.6.8.	<i>Комплексное использование ВЭР</i>	237

2.7.	Перспективные технологии переработки твердого и газообразного топлива в искусственное жидкое топливо	239
2.8.	Энергетические технологии и проблемы распределенной генерации энергии	247
	2.8.1. <i>Распределенная генерация энергии</i>	247
	2.8.2. <i>Технологии РГЭ</i>	250
	2.8.3. <i>Задачи исследования РГЭ</i>	256
2.9.	Ожидаемый прогресс в технологиях транспорта энергоносителей	258
2.10.	Развитие технологий транспорта электроэнергии	263
2.11.	Перспективы энергоснабжения Земли из Космоса.....	269
	2.11.1. <i>Исходные положения</i>	269
	2.11.2. <i>Солнечные энергетические спутники (СЭС)</i>	270
	2.11.3. <i>Лунная энергетическая система (ЛЭС)</i>	271
	2.11.4. <i>Оценка экономических показателей ЛЭС</i>	274
	2.11.5. <i>Возможности использования ЛЭС и СЭС в XXI веке</i>	278
	2.11.6. <i>Межконтинентальные связи ЭЭС через спутники на ГСО</i>	279
	2.11.7. <i>Направления дальнейших исследований</i>	281
РАЗДЕЛ 3. ПРОГНОЗЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ		282
3.1.	Долгосрочные прогнозы развития мировой энергетики	282
3.2.	Оценка потенциальных системных эффектов при создании электроэнергетического объединения мира	295
	3.2.1. <i>Водные замечания</i>	295
	3.2.2. <i>Эффекты глобализации электрообеспеченности</i>	295
3.3.	Сценарии развития энергетики России до 2050 года	307
	3.3.1. <i>Сценарии развития экономики России и прогноз уровней энергопотребления</i>	308
	3.3.2. <i>Рациональные направления развития ТЭК России</i>	311
	3.3.3. <i>Оценка выбросов CO₂ от сжигания топлива</i>	317
	3.3.4. <i>Основные приоритеты в развитии ТЭК</i>	318
3.4.	Энергетика Севера России в XXI веке	319
	3.4.1. <i>Значимость регионов Севера</i>	319
	3.4.2. <i>Проблемы энергоснабжения</i>	322
	3.4.3. <i>Направления развития энергетики</i>	326
3.5.	Тенденции и перспективы развития теплоснабжения в России	335
3.6.	Условия и направления развития электроэнергетики России в первой половине XXI века	348
	3.6.1. <i>Условия и прогнозы на основе экстраполяции предложений Энергетической стратегии России до 2020 г</i>	348
	3.6.2. <i>Оптимальный и умеренный сценарии</i>	359
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		366
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....		368

ВВЕДЕНИЕ

За минувшее столетие энергетика прошла беспрецедентный путь от небольших локальных энергоустановок в начале XX в. до нынешней межгосударственной и межконтинентальной энергетической инфраструктуры, формируемой различными энергетическими технологиями, энергетическими источниками и территориально распределенными системами энергетика, добывающими, производящими, преобразующими, транспортирующими и распределяющими широкий спектр топливно-энергетических ресурсов и видов конечной энергии с целью экономичного, надежного и качественного энергоснабжения отраслей экономики и населения.

На рубеже XX и XXI веков в развитии энергетика и систем энергоснабжения стран и регионов мира сформировался ряд объективных тенденций. Происходит усиление интеграции электроэнергетических, газо- и нефтеснабжающих и других систем в экономическом (энергетические рынки, инвестиции), технологическом (энерготехнологические комплексы, взаимовлияние секторов энергетика), межгосударственном и межконтинентальном (межгосударственные и межконтинентальные энергообъединения) аспектах. В результате такой глобализации увеличивается роль энергетической инфраструктуры (систем энергетика) в энергоснабжении, повышаются эффективность, надежность и качество энергоснабжения, но одновременно усиливаются взаимовлияние и взаимозависимость энергетических систем, регионов и государств.

В последние десятилетия активно идет либерализация в различных отраслях энергетика, связанная с возрастанием дерегулирования и конкуренции, развитием региональных, межрегиональных и межгосударственных рынков топлива и электроэнергии, а на уровне городов и городских агломераций – рынков тепловой энергии. Рациональная реализация дерегулирования и конкуренции призвана повысить эффективность функционирования и развития секторов энергетика, но при этом увеличивается неопределенность условий их функционирования и развития, усиливаются взаимовлияние и взаимозависимость систем, регионов, государств.

Указанные объективные глобальные тенденции в энергетике вызывают необходимость диверсификации используемых видов топливо-, электро- и теплоснабжения, типов энергоустановок, что в определенной мере нейтрализует негативные последствия глобализации и либерализации, обеспечивая энергетическую безопасность регионов и государств. В этом же направлении действует децентрализация энергоснабжения, связанная с уменьшением объемов сооружения крупных энергетических объектов, осуществляющих централизованное топливо-, электро- и теплоснабжение на больших территориях, и с увеличением числа вводов небольших энергоустановок и энергообъектов, при сохранении роли систем транспорта и распределения топливных ресурсов, электрической и тепловой энергии как соответствующей инфраструктуры, обеспечивающей эф-

фективность, надежность и качество топливо-, электро- и теплоснабжения потребителей.

Активно совершенствуются традиционные и развиваются новые энергетические технологии и установки, имеющие высокие показатели эффективности, надежности и управляемости. Это способствует повышению эффективности, надежности и качества энергоснабжения потребителей в условиях глобализации и либерализации в энергетике, обеспечивает возможности диверсификации и децентрализации топливо- и энергоснабжения.

В отмеченных условиях существенно повышается значимость долгосрочных прогнозов условий развития энергетики, совершенствования энергетических технологий и установок, развития отраслей энергетики и топливно-энергетического комплекса ТЭК в целом. С учетом глобализации экономики и энергетики подобные прогнозы для России, безусловно, должны рассматриваться на фоне мировых тенденций. Настоящая книга, открывающая двухтомное издание под общим названием "Энергетика XXI века", посвящена рассмотрению долгосрочных прогнозов развития энергетики мира и России. Вторая книга излагает проблемы развития и функционирования систем энергетики: технико-экономические аспекты и тенденции развития, состояние и совершенствование принципов и систем технологического и организационного управления системами энергетики.

Содержание данной книги отражено в трех разделах.

Раздел 1 рассматривает условия развития мировой и российской энергетики. Анализируется соотношение различных сценариев развития энергетики и устойчивого развития цивилизации. Исследуются тенденции глобализации и либерализации мировой экономики и энергетики, определяется роль России в этих процессах. Даются оценки топливно-энергетических ресурсов мира и России, рассматриваются тенденции и проблемы их освоения и использования. Проводится анализ современного состояния и закономерностей развития топливно-энергетических связей между странами и регионами мира. Исследуются тенденции изменения цен на топливо на мировых энергетических рынках и в России. Анализируются глобальные тенденции энергопотребления и особенности их проявления в России в первой половине XXI в. Излагаются проблемы глобального изменения климата и его последствия для энергетики России. Рассматриваются особенности обеспечения энергетической безопасности России в условиях глобализации и либерализации мировой экономики. Формируются основы внешней энергетической политики и энергетической дипломатии России.

Раздел 2 посвящен вопросам развития энергетических технологий в XXI в. Рассмотрены различные типы энергетических технологий, их характеристики, соотношения, тенденции совершенствования существующих и создания новых технологий производства, преобразования и транспорта энергии. Прежде всего, анализируются перспективы развития энергетики на органическом топливе на основе существующих и новых технологий. Представлены тенденции в развитии технологий ядерной энергетики в первой половине XXI в. Даются оценки особенностей и проблем развития технологий в гидроэнергетике. Рассматрива-

ются перспективы использования возобновляемых энергетических ресурсов в мире в целом и в России, в частности. Исследуются перспективные технологии переработки твердого и газообразного топлива в искусственное жидкое топливо. Анализируется соотношение закономерностей совершенствования энергетических технологий и проблем развития распределенной генерации энергии. Даются оценки ожидаемого прогресса в технологиях транспорта энергоносителей и электроэнергии. Обсуждаются перспективы энергоснабжения Земли из Космоса.

В *разделе 3* представлены конкретные прогнозы развития мировой и российской энергетики в первой половине XXI в. Рассматриваются долгосрочные прогнозы развития мировой энергетики. На примере электроэнергетики дана оценка потенциальных системных эффектов при совместной работе электроэнергетических систем в составе электроэнергетического объединения мира. Излагаются и анализируются условия и сценарии развития электроэнергетики России в первой половине XXI в. Отдельно рассматриваются перспективы развития энергетики Севера России. Исследуются тенденции и перспективы развития теплоснабжения в России до 2050 г.

В *Заключении* сформулированы основные выводы, вытекающие из представленного в книге анализа глобальных тенденций и проблем энергетики в первой половине XXI в., их проявлений в энергетике России.

Книга подготовлена авторским коллективом в составе: Л.С. Беляев (гл. 2.3, 2.11, 3.1), Т.В. Бережных (гл. 1.8), В.В. Бушуев (гл. 1.1), Ф.В. Веселов (гл. 3.6), Н.И. Воропай (Введение, гл. 1.9, 3.6, Заключение), Е.В. Гальперова (гл. 1.7), И.Ю. Иванова (гл. 3.4), А.В. Кейко (гл. 2.7), А.М. Клер (гл. 2.1, 2.2, 2.8, 2.9), Г.Ф. Ковалев (гл. 2.9, 2.10, 3.2), Ю.Д. Кононов (гл. 1.6, 1.7), В.В. Коробейников (гл.2.3), А.А. Кошелев (гл. 2.6), А.В. Лагереv (гл. 3.3, 3.6), Л.М. Лебедева (гл. 3.2), О.В. Мазурова (гл. 1.7), А.А. Макаров (гл. 3.6), А.С. Макарова (гл. 3.6), О.В. Марченко (гл. 2.3, 3.1), А.М. Мастепанов (гл. 1.10), С.П. Попов (гл. 3.4), В.В. Посекалин (гл. 1.3, 1.5, 1.6), Ю.М. Потанина (гл. 2.2), Н.И. Пяткова (гл. 1.9), В.И. Рабчук (гл. 1.9), В.А. Савельев (гл. 1.4, 2.4), Б.Г. Санеев (гл. 3.3, 3.6), С.М. Сендеров (гл. 1.9), Г.Б. Славин (гл. 1.2), С.В. Соломин (гл. 2.5), А.Н. Симоненко (гл. 3.4), В.В. Труфанов (гл. 3.6), Т.Ф. Тугузова (гл. 3.4), Э.А. Тюрина (гл. 2.8, 2.9), В.И. Усанов (гл. 2.3), А.В. Федяев (гл. 3.5), О.Н. Федяева (гл. 3.5), С.П. Филиппов (гл. 1.4, 2.1, 2.4, 2.5, 2.11, 3.1), В.Н. Ханаева (гл.3.3, 3.6), Е.С. Харитонова (гл. 2.3), М.Б. Чельцов (гл. 1.9), А.В. Чемезов (гл. 3.3, 3.6).

РАЗДЕЛ 1. УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ

1.1. Энергетика и устойчивое развитие

Энергетика функционирует не сама по себе, а в любой стране мира является составной частью общей системы, преобразующей исходные природные ресурсы в материальные (и нематериальные) продукты, определяющие уровень развития цивилизации. Поэтому проблемы энергетики, особенно на долгосрочную перспективу, должны рассматриваться во взаимосвязи с экономическими и экологическими факторами, вкуче определяющими тенденции и условия устойчивого развития системы "природа–энергетика–цивилизация".

Движущей силой развития цивилизации (Ц) является поток энергии, заимствованный обществом из окружающей среды (рис. 1.1). Эта энергия формирует активность (пассионарность) общества, а также приумножает его физические возможности. Бурный рост материального производства в мире требует все большего и большего использования энергетических ресурсов. Так, за всю свою историю человечество израсходовало свыше 500 млрд т у. т., причем половину – только за последние 50 лет. На сегодняшний день годовое использование топливно-энергетических ресурсов в мире достигло 13÷13,5 млрд т у. т. и продолжает интенсивно расти.

В то же время все больше начинают проявлять себя издержки энергетического развития, которому до сих пор следовала и упорно продолжает следовать промышленная (материальная) цивилизация.

Путь индустриально развитых стран Европы, Северной Америки и Юго-Восточной Азии (в первую очередь, Японии) в случае его повторения другими, так называемыми развивающимися странами, а также странами с переходной экономикой, включая и Россию, приведет к дальнейшему резко возрастающему спросу на энергоносители в мире (рис. 1.2)^{*)}, что грозит исчерпанием невозобновляемых ТЭР, а главное, чревато нарушением энергетического баланса планеты, особенно с точки зрения устойчивости окружающей биосферы.

Качественно это можно пояснить действием прямых и обратных связей (рис. 1.1), характеризующих взаимоотношения природы, общества и человека.

Контур «энергетика (Э) – материальное производство (М) – цивилизация (Ц)» в эпоху нынешнего индустриального развития представляет собой положительную обратную связь, когда рост энергетики создает условия для развития материального производства и сферы потребления, а материальный и экономический рост благосостояния общества, характеризующийся величиной

^{*)} Источники: На пороге XXI в. (Доклад Мирового банка о мировом развитии, 1999/2000 гг.); Состояние мира 1999 (Доклад Института World Watch о развитии по пути к устойчивому обществу).

ВВП, способствует еще большему наращиванию энергетического потенциала и интенсификации изъятия из природной среды (П) все новых и новых топливно-энергетических ресурсов. В результате динамика роста ВВП и мирового энергопотребления представляет собой (по крайней мере, до 80-х годов XX столетия – первого и второго нефтяных кризисов) экспоненциально возрастающие кривые (рис. 1.2). После этого рост ВВП продолжился еще более интенсивно, хотя удельная энергоемкость мировой экономики стала снижаться.

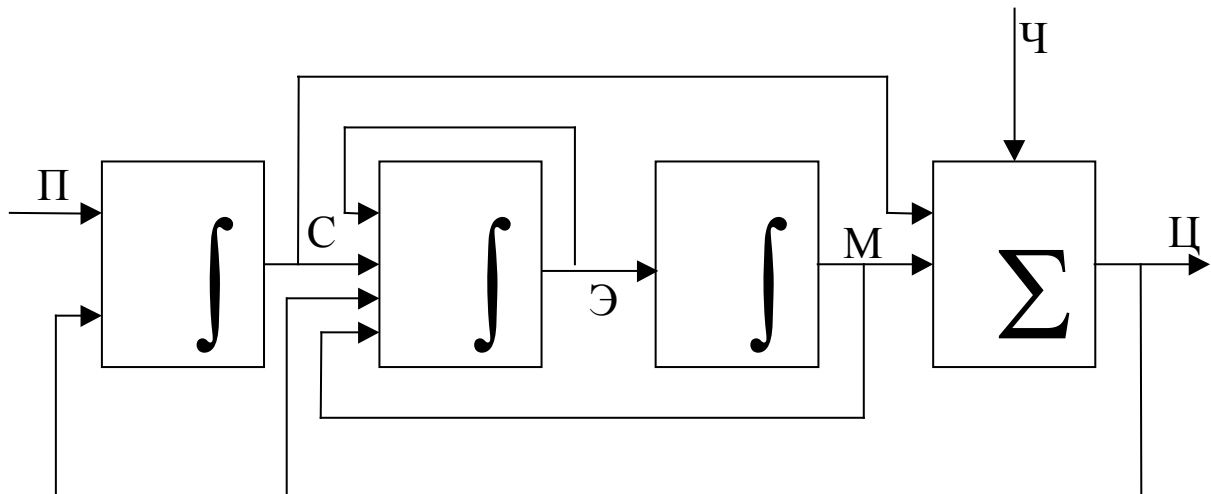


Рис. 1.1. Блок-схема системы «природа – энергетика – цивилизация».

П – природа
 С – среда
 Э – энергия
 М – материальное производство
 Ч – человеческий капитал
 Ц – цивилизация

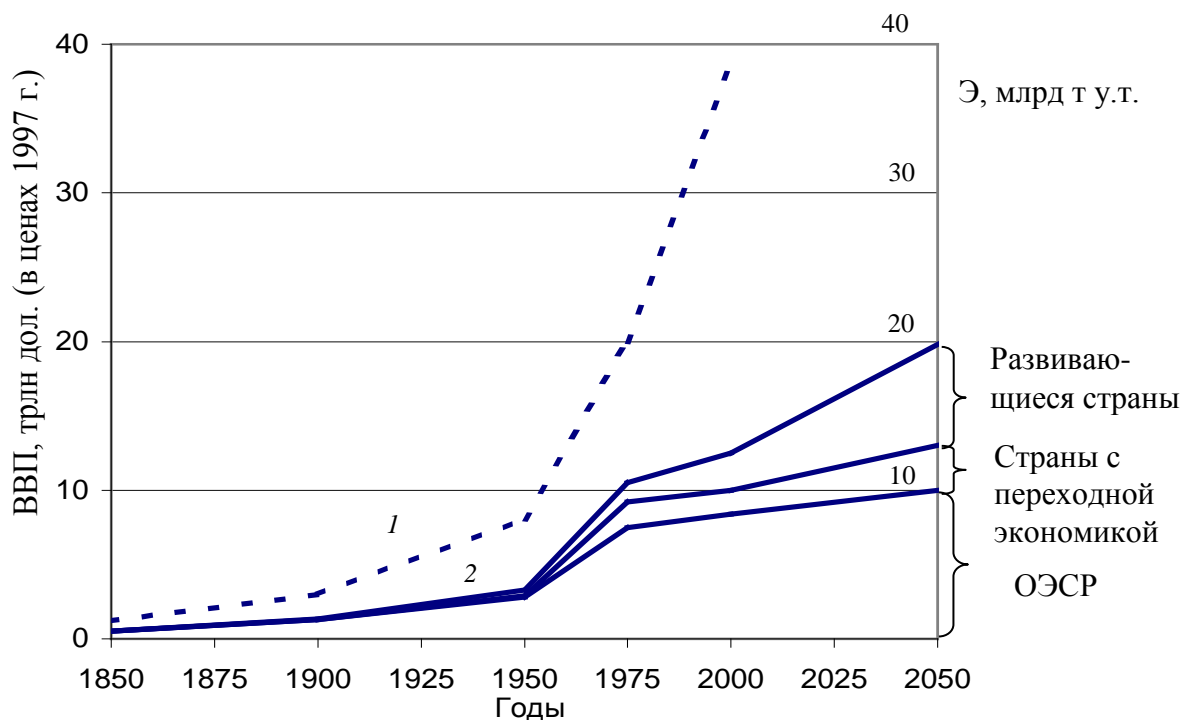


Рис. 1.2. Мировой ВВП (1) и прогноз энергопотребления (2) в мире.

Объясняется это тем, что развитые страны Запада, достигнув определенного экономического благосостояния за счет использования внешних сырьевых (в том числе энергетических) ресурсов и стараясь избавиться от этой зависимости, перешли в это время на путь более эффективного использования ресурсов. Научные и финансовые возможности общества и осознание перспективности новых информационных технологий позволили этим странам резко сократить удельную энергоемкость своей экономики и увеличить свой ВВП за счет нематериального производства (финансовых операций и интеллектуального продукта – информации, в производстве которой в США, например, доля материальных затрат составляет не более 2 %).

В то время как США и Европа все больше расширяют сферу «виртуальной» экономики, другие страны бросились их догонять, развивая у себя обрабатывающую промышленность, требующую достаточного количества исходных материальных ресурсов.

Прогнозы апологетов «догоняющего» индустриального развития всех стран исходят из того, что энергоемкость ВВП в развивающихся странах не претерпит существенных изменений и рост потребления (производства) энергии и материальных благ продолжится с малоубывающей скоростью.

На самом же деле природный ресурс состоит не только из минерально-сырьевой базы (в первую очередь, топливно-энергетической, составляющей, например, для России свыше 70 % всей стоимости наших недр), но и из экологического ресурса, включающего в общем случае ограниченное для каждой страны и всего человечества территориальное пространство, водные и воздушные ресурсы, земельный фонд, климатические условия, биоразнообразие и др.

Этот экологический ресурс ограничен (как на глобальном, так и на региональном уровне), определяется не его чисто механическим сокращением при активной антропогенной и техногенной деятельности, а изменением качественного состояния окружающей среды, обусловленным выбросами и отходами материального и энергетического производства, изменяющими общие характеристики замкнутого контура $C \rightarrow \rightarrow \text{Э} \rightarrow M \rightarrow Ц \rightarrow C$ (рис. 1.1). В отличие от внутреннего «энергетического» контура ($\text{Э} \rightarrow M \rightarrow Ц \rightarrow \text{Э}$) с положительной обратной связью, этот внешний контур ($C \rightarrow Ц \rightarrow C$) представляет собой отрицательную обратную связь, когда результат на выходе системы, воздействуя на ее вход, подавляет развитие процесса. Если раньше проблема восполнения включаемых в хозяйственный оборот природного и экологического ресурсов решалась путем освоения новых территорий с земельными, минерально-сырьевыми и топливно-энергетическими запасами, то к концу второго тысячелетия этот экстенсивный путь развития себя практически исчерпал.

С одной стороны, общество воздействует на среду, из которой оно черпает свою энергию, путем повышения эффективности использования ресурсов (в том числе путем внедрения новых технологий и схем природопользования при добыче невозобновляемого углеводородного сырья, повышения глубины и комплексности использования первичных ТЭР и нетрадиционных энергоисточников). Это снижает относительную потребность в первичных природных ресурсах для достижения желаемого экономического результата.

С другой стороны, негативное воздействие материального производства на внешнюю среду (С) дополнительно сокращает ее возможности. И в том, и в другом случае начинает сказываться демпфирующее угнетающее влияние материальной цивилизации на среду, вынуждая весь мир при сокращении экологического ресурса переходить на постиндустриальное развитие. В США и Европе этот переход означает развитие нематериальной «виртуальной» экономики, а в развивающихся странах – сдерживание индустриального развития за счет нехватки общего (природного, экологического и экономического) ресурса.

Практически вся окружающая природная среда втянута в мировую хозяйственную сферу, и под угрозой оказалась устойчивость самого ее существования, определяемая соотношением скорости изъятия и изменением качества природно-экологического ресурса в результате технико-антропогенной деятельности человечества и восстановления биоты как основы жизни.

Стабилизация контура «С → Ц → С» за счет действия обратных связей обостряет процесс во внешнем биосферном контуре «среда–природа» (на рис. 1.1 не показан), который во второй половине XXI в. может стать определяющим.

Устойчивость системы «природа–энергетика–цивилизация» определяется свойствами формирующих ее структуру прямых и обратных контуров, содержащих положительные и отрицательные обратные связи. Каждый из блоков этой схемы представляет собой положительное (интегрирующее) звено, в результате чего динамика представленной на рис. 1.1 внутренней системы «Э–Ц–Э» характеризуется процессом, который описывается уравнением 2-го порядка. Решение его в приращениях имеет вид

$$\Delta \mathcal{E}(t) = \Delta \theta_1 \cdot e^{\gamma t} + \Delta \mathcal{E}_2 \sin(2\pi t/\tau + \varphi_3). \quad (1.1)$$

Амплитуда этих процессов меняется по экспоненте с показателем γt , τ – период возможных колебаний, а φ – сдвиг по фазе. При учете других контуров процесс, естественно, усложняется.

Экспоненциальный рост ВВП и энергии (до 1980-х годов) представлен на рис. 1.2, $\gamma = 0,025$ 1/год. За счет стабилизирующего действия обратных связей в контуре «С→Э→Ц→С» показатель $\gamma \rightarrow 0$ и первая составляющая перестает доминировать.

На рис. 1.2 приведены усредненные данные за полувековые этапы и невозможно обнаружить колебательность процессов. Однако более подробный анализ темпов роста мирового энергопотребления (рис. 1.3) позволяет выявить периодичность процессов с $\tau = 35 \div 40$ лет, что, с одной стороны, соответствует «длинным кондратьевским экономическим волнам», а с другой – известной периодической смене доминирующего вида энергии: с биомассы на уголь, с угля на нефть, с нефти на атомную энергетику и газ, затем вновь на уголь и, может быть, на «традиционные» возобновляемые энергоносители – биомассу, солнце, ветер, химические источники.

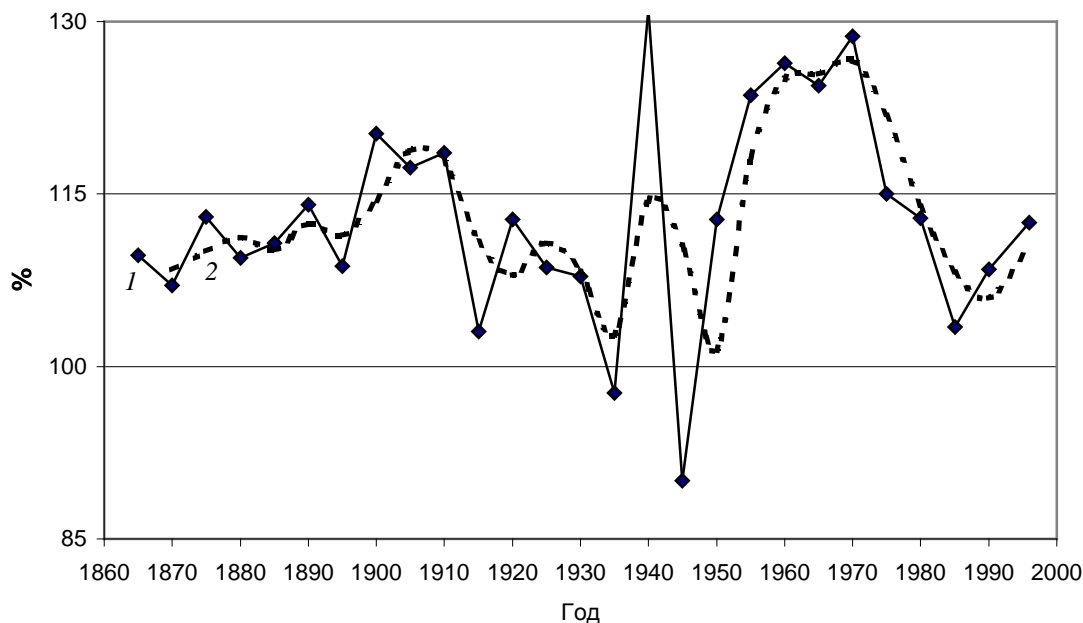


Рис. 1.3. Темпы изменения по пятилетиям мирового энергопотребления.
 1 – кривая изменения темпов, 2 – кривая усредненных значений изменения темпов.

Учет более полного контура с влиянием цивилизации на окружающую среду «С → Э → Ц → С», а также влияние среды на природные биотические и климатические процессы в контуре «П → С → П» приводят после 1980 г. к усложнению динамики процессов в замкнутом контуре и «слому» чисто экспоненциального роста энергии и ВВП.

Анализ новой модели этого развития на рубеже тысячелетий и дальнейший количественный прогноз природно-цивилизационного развития оказываются достаточно сложными и пока маловостребованными в нашей стране и в мире. Поэтому большинство прогнозов основываются на пролонгации предыдущей динамики с качественным учетом новых тенденций экологической безопасности энергетического производства. Пока нет научно аргументированного количественного анализа связей и соотношений, определяющих динамику и устойчивость замкнутой системы «природа–энергетика–цивилизация» (ПЭЦ).

Для анализа тенденций энергетического развития, которые могут быть правильно оценены только в их взаимосвязи с проблемами экологии и экономики (включая и ресурсную базу, и научно-технический прогноз), отметим, что запас устойчивости всей системы ПЭЦ определяется в общем случае как $Z = V/\Delta V$, где V – величина ресурса, а $\Delta V = \Delta V(t)$ – интенсивность его изменения (путем изъятия или деструкции).

В пользу именно такого вида оценки запаса устойчивости свидетельствует тот факт, что можно иметь небольшой ресурс, но темп его изменения будет настолько мал, что система останется устойчивой с достаточным запасом. Напротив, при интенсивных изменениях даже большой величины исходного ресурса V_0 может оказаться недостаточным для обеспечения устойчивости системы.

В простейшем случае, когда устойчивость нарушается просто за счет изъятия ресурса, величина Z характеризует обеспеченность страны (мира) тем или иным ресурсом. Так, ресурсная обеспеченность России по разведанным запасам (при $V_0 = \text{const}$) составляет: по нефти – от 20 до 50 лет (по разным компаниям), по газу – 80 лет, по углю – 80 лет. Эти данные (особенно по углю) отличаются от ранее принятых в связи с экономической переоценкой имеющихся запасов.

За счет интенсивной геологоразведки происходит непрерывное восполнение запасов минерально-сырьевых ресурсов:

$$V = V_0 + at. \quad (1.2)$$

Если темп прироста V совпадает с темпом изъятия ресурса, то $Z = 1 + V_0/at \geq 1$. Но даже и в этом случае в связи с возможным несовпадением по годам темпов изъятия и прироста ресурсов по соображениям энергетической безопасности (надежности ресурсообеспечения ТЭК) следует принять $Z \geq 1,5$, что и закладывается в планах проведения геологоразведочных работ на нефть и газ в России.

С учетом того, что в системе «природа–энергетика–цивилизация» существующие связи и соотношения, определяющие ее устойчивость, пока не имеют достоверных обоснований, наша «плата за незнание» должна отражаться в дополнительном увеличении коэффициента запаса устойчивости, который в теории сложных систем оценивается величиной $Z \geq 2,5 \div 3$.

Это также отражает (или должно отражать) неучет естественных природных или общественных, в том числе геополитических, процессов: например, циклических колебаний концентрации CO_2 и глобальной температуры в приземном слое; природных катаклизмов, связанных с колебаниями уровня морей и океанов (Каспийское море); землетрясений; изменений технологических укладов, меняющих спрос на материальные и интеллектуальные ресурсы; изменений конъюнктуры цен на мировых рынках; нестабильности социальных процессов в развивающемся мире; перехода от биополярного мира к гегемонии США и к иному многополярному миру; глобальных экологических движений и многих других явлений в мире на рубеже тысячелетий.

Вопрос использования этих оценок для глобальных систем пока остается открытым, так как не разработаны не только количественные модели глобальных природно-цивилизационных процессов, но и представление о движущих силах, характере и направлениях этих процессов.

В данной работе такая задача и не ставится, хотя представляется уместным высказать некоторые соображения, которые могут оказаться значимыми при формировании топливно-энергетического баланса России на достаточно далекую перспективу – до 2030–2050-х годов. При этом учет экологических и экономических аспектов стратегии устойчивого развития может оказаться важным условием при принятии решений, а к концу срока – и определяющим, когда экологический фактор станет не просто ограничителем индустриально-энергетического развития, а целевой функцией устойчивого развития всей системы «природа–цивилизация», и роль энергетики как ядра этой системы будет

определяться не задачами усиления материальной мощи человечества, а проблемой развития человеческого капитала, являющегося гарантом стабильного и гармоничного развития всей системы.

Сегодня в равной степени опасны как продолжение экстенсивного материального развития, требующего для своего поддержания недостающих ресурсов, так и стремление искусственно ограничить это развитие под предлогом защиты всемирной окружающей среды.

В этой связи полезно вспомнить принципы Форума неправительственных организаций в Рио-де-Жанейро в 1992 г.:

1. Экономическое развитие в отрыве от экологии ведет к превращению Земли в пустыню.

2. Экология без экономического развития закрепляет несправедливость.

3. Равенство без экономического развития – это нищета для всех.

4. Экология без права на действия становится частью системы порабощения.

5. Право на действие без экологии открывает путь к коллективному и равно касающемуся всех самоуничтожению*.

Эти достаточно очевидные и справедливые принципы устойчивого развития требуют осознания необходимости совместного рассмотрения экологических и экономических проблем энергетического развития мира и России.

Условия физической выживаемости населения требуют необходимых материальных условий и их энергетического обеспечения. Так, на рис. 1.4 (расчеты выполнены В.С. Голубевым) представлена диаграмма, характеризующая продолжительность жизни населения в различных странах и значение производимого в этих странах ВВП (в данном случае для качественного анализа не учитывается разница между ВВП и ВНП). Из этой диаграммы видно, что до определенного значения душевого ВВП (порядка 15 тыс. дол. США на 1 чел. – нынешний уровень развития Испании, Израиля, Ирландии, поэтому отметим эту точку индексом И) продолжительность жизни растет с ростом ВВП, а далее экономический показатель перестает быть определяющим для физического развития людей. Россия, к сожалению, еще далека от точки И, и поэтому первой задачей для нашей страны является рост экономического благосостояния граждан, как минимум, до достижения соответствующей величины ВВП (с нынешнего значения 4 тыс. дол. США – по данным Всемирного Банка за 1998 г. для России и 6,7 тыс. дол. США – по оценкам Российского Бюро экономического анализа, с учетом паритета покупательной способности).

Для России конца XX в. сохраняется достаточно жесткая корреляция между ВВП и таким важным показателем, как продолжительность жизни τ (лет), умноженная на число родившихся в этом году в расчете на 1 человека (α 1/год). На рис. 1.5 представлены кривые, совпадающие по своей конфигурации при смещении социально-физиологического показателя на 1 год по сравнению с данными ВВП на текущий срок. По-видимому, такая связь сохраняется и на

* Цит. по ст. В.А. Коптюга «Выживем только вместе» в газете «Развитие», №№ 15–16, апрель 1993 г.

предстоящий период, по крайней мере до 2020 г., в течение которого показатель ВВП вырастет не менее чем в 2 раза, вплоть до значения И (рис. 1.4).

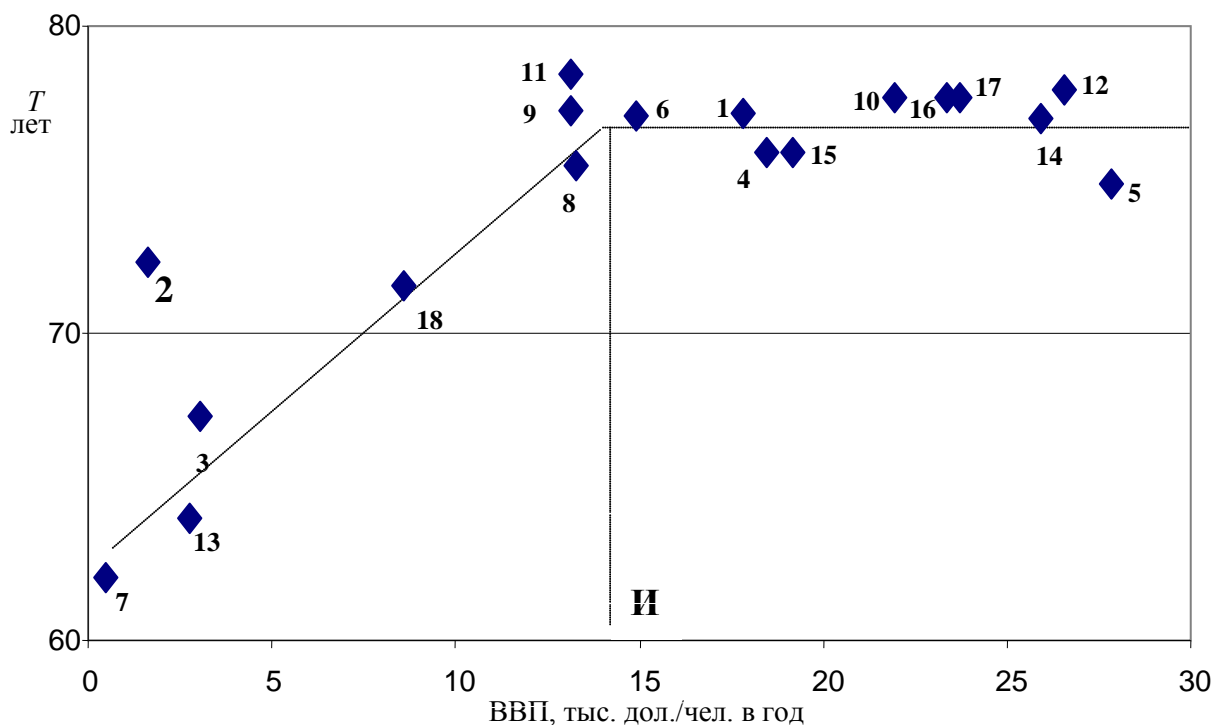


Рис. 1.4. Зависимость средней продолжительности жизни T в странах мира от ВВП.

1 – Австралия; 2 – Болгария; 3 – Бразилия; 4 – Великобритания; 5 – Дания; 6 – Израиль; 7 – Индия; 8 – Ирландия; 9 – Испания; 10 – Нидерланды; 11 – Новая Зеландия; 12 – Норвегия; 13 – Россия; 14 – США; 15 – Финляндия; 16 – Франция; 17 – Швеция; 18 – Южная Корея.

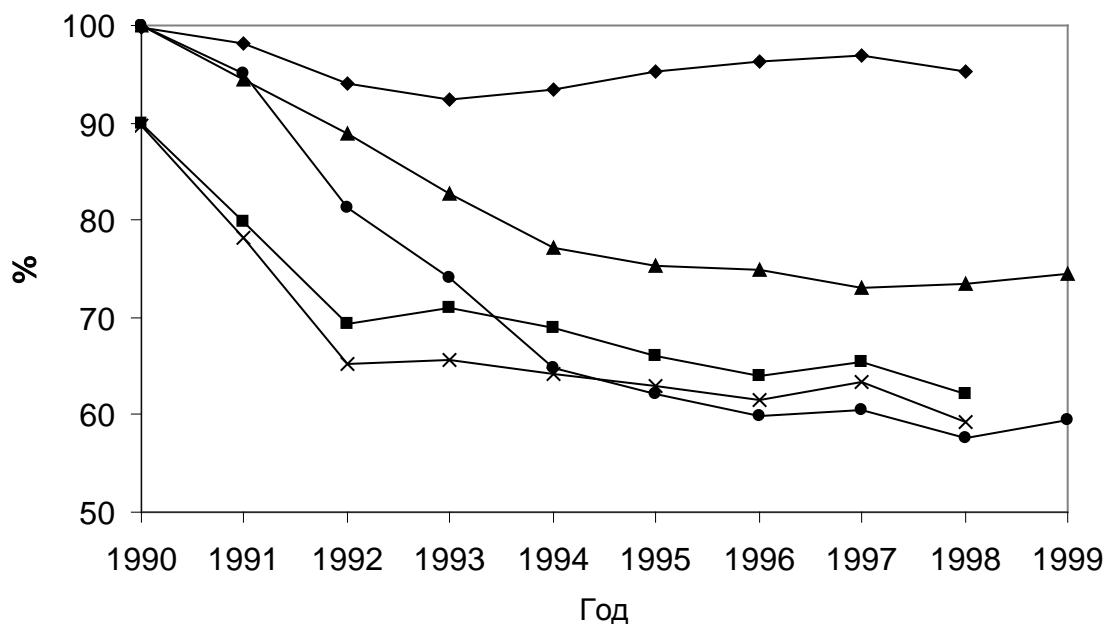


Рис. 1.5. Динамика ВВП, добычи первичных ТЭР и с годовым лагом показателей народонаселения России (в % к 1990 г.).

● — ВВП
 ◆ — Ожидаемая продолжительность жизни
 ▲ — Добыча первичных энергоресурсов
 ■ — Рождаемость
 × — Социально-физиологический показатель

С учетом особых климатических условий России как самой большой и самой холодной страны в мире со среднегодовой температурой $-5,5^{\circ}\text{C}$ этот показатель не может быть достигнут при энергоемкости ВВП, соответствующей порядка 0,25 т у. т./тыс. дол. США для индустриально развитых стран (в России этот показатель сегодня равен примерно 1 т у. т./тыс. дол. США, т.е. в 4 раза выше). Удельное энергопотребление на душу населения (по данным В.В. Клименко, МЭИ) линейно возрастает с убыванием среднегодовой температуры воздуха и ростом территории. Это означает, что для обеспечения экономического уровня жизни, соответствующего развитым странам Европы (И), необходимо было бы удвоение душевого энергопотребления. Такой рост при сохранении нынешней энергоемкости представляется совершенно невозможным ни по ресурсным, ни по экономическим, ни по экологическим соображениям. Поэтому стратегической задачей для России является сокращение энергоемкости ВВП, как минимум, в 2 раза, за счет изменения структуры экономики со снижением доли энергоемких и повышением доли наукоемких человекоориентированных производств.

Ориентация на человека как Личность и как члена Социума, а не только как субъекта экономики, должна стать для нашей страны исключительно важным приоритетом энергетической политики, ибо это определяет главную задачу – обеспечить повышение качества жизни людей за счет эффективного (экономически и экологически) использования природных, в первую очередь топливно-энергетических ресурсов – главного национального достояния России.

К сожалению, сегодня только 13 % добываемых первичных ТЭР доходит до населения в виде прямых энергетических услуг, еще 15 % – это скрытая энергия в потребительских товарах краткосрочного и долговременного пользования, одна треть ТЭР идет на экспорт, а почти 40 % – это либо прямые потери, либо расход энергии в экономике, работающей сама на себя (добыча руды – выплавка металла – производство машин для новой добычи руды и т.д.).

Качество жизни может быть охарактеризовано синтетическим индексом развития цивилизации (СИР) [1]

$$\text{СИР} = \text{ВВП} + \text{ПЧК} + \text{ПЭК}, \quad (1.3)$$

который помимо экономической составляющей (ВВП) включает в себя величину произведенного (накопленного) человеческого (ПЧК) и экологического капитала (ПЭК) на душу населения. В табл. 1.1 приведены показатели развитости для разных стран мира. Здесь T – продолжительность жизни людей, L – число рождений на 1000 человек. Максимальным значением индекса СИР обладает Австралия (70,6 тыс. дол. США/чел. в год), что связано с аномально высоким значением продуктивности местной биоты – экологического капитала, хотя по показателю ВВП лидируют Дания и Норвегия. Индия катастрофически отстает от всех стран мира в экономическом отношении, однако разница в продолжительности жизни, что учитывается при оценке человеческого капитала, уже не столь велика. Очевидно, что для человеческой цивилизации первостепенное значение имеет врожденное богатство (человеческий капитал), а не только приобретенное материальное достояние.

К сожалению, Россия по всем составляющим СИР находится далеко позади большинства стран мира. Это означает необходимость серьезного пересмотра стратегии социально-экономического развития страны на длительную перспективу.

Возможные направления развития России представлены в табл. 1.2. Первые два соответствуют разным направлениям энергоэкономического развития: нынешнему энергодоминирующему пути (сохранение нынешней энергоемкой структуры экономики и наращивание энергопотребления), энергоэффективному пути (рост ВВП при снижении его энергоемкости). Третий путь – экоразвития предусматривает отход от принципа «догоняющего» индустриального развития с ориентацией на гармоническое развитие человека как субъекта социально-природной экосистемы (Экоса).

Для людей Экоса важно не только абсолютное значение СИР, но и то, какой «ценой» достигнут тот или иной уровень развития стран мира, какова «ресурсная цена цивилизации».

Поэтому синтетическим показателем эффективности развития цивилизации (или конкретной страны мира) является оценка

$$K = \Delta \text{СИР} / \Delta \text{Пр} \quad (1.4)$$

как отношение приращения $\Delta \text{СИР}$ к величине расхода (изъятия) природного ресурса в относительных единицах за одинаковый период времени. Обратная величина $1 / K = \Delta \text{Пр} / \Delta \text{СИР}$ есть показатель природной ресурсоемкости цивилизационного развития. Эту величину можно в соответствии с рис. 1.1 представить в виде произведения

$$1 / K = \Delta \text{Пр} / \Delta \text{Э} \times \Delta \text{Э} / \Delta \text{ВВП} \times \Delta \text{ВВП} / \Delta \text{СИР} = \alpha_p \cdot \alpha_\varepsilon \cdot \alpha_m, \quad (1.5)$$

где α_p – ресурсоемкость энергетики, характеризующая удельные затраты природного ресурса на выработку 1 кВт·ч. (1 т у. т.) конечного энергопродукта; α_ε – энергоемкость экономики (ВВП); α_m – материалоемкость (экономикоемкость) цивилизационного развития, т.е. отношение прироста экономической составляющей (ВВП) к приросту общего индекса развития (СИР) за определенный период.

Устойчивое развитие достигается не за счет прироста потребления природного ресурса (как при «догоняющем» постиндустриальном развитии) и не за счет отказа от его использования (призывы ортодоксальных экологов, например, В.И. Данилова-Данильяна [2]), а путем изменения структуры и характера взаимосвязей в системе «природа–энергетика–цивилизация» с учетом новых оценок синтетического развития общества, учитывающих экологический и человеческий капитал, становящийся доминантой развития после достижения определенного уровня экономики (точка И).

Подобно тому как восполнение ресурса должно превышать темп его изъятия, для системы «природа–энергетика–цивилизация» устойчивость развития может быть обеспечена лишь при непрерывном возрастании комплексной оценки $K = \Delta \text{СИР} / \Delta \text{Пр}$, т.е. при относительной величине (принимая за базу K_0 для 2000 г.) $K > 1$.

Таблица 1.1

Синтетический индекс развития и его составляющие

Страна	T, лет	L, 1/год	ВВП	ПЧК	ПЭК	СИР
			тыс. дол./чел. год			
Австралия	77	0,015	18	24,6	28	70,6
Болгария	71	0,01	1,25	10,45	0,4	12,1
Бразилия	67	0,025	3	11	9,5	38
Великобритания	76	0,013	18	25,3	0,5	44,1
Дания	75	0,013	28	36,7	0,6	65,3
Израиль	77	0,021	14,53	23,2	0,1	37,8
Индия	62	0,029	0,32	28,4	0,45	29
Ирландия	76	0,014	13,53	26,1	2,1	41,7
Испания	77	0,01	13,44	17,3	1,3	31
Нидерланды	78	0,013	22	40,8	0,4	63,2
Новая Зеландия	78	0,016	13,35	27,1	7,7	48,2
Норвегия	78	0,014	26,4	39,1	3,7	69,3
Россия	64	0,0095	2,65	10,55	3,6	16,8
США	77	0,015	25,8	25,3	2,9	54
Финляндия	76	0,013	18,85	31,1	3,3	53,3
Франция	78	0,012	23,4	38,3	1	62,6
Швеция	78	0,013	23,5	36,2	3,3	63
Южная Корея	71	0,015	8,26	16,2	0,3	24,8

Таблица 1.2

Условия и возможные пути развития энергетического сектора

Условия развития	Возможные пути развития		
	Первый – <i>энергодоминирующий</i> (североамериканский)	Второй – <i>энергосберегающий</i> (европейский)	Третий – <i>экологический</i> (азиатский)
Психологические	Традиционное, воспринимаемое	Требуется изменение отношения к расточительному использованию ТЭР	Близок к российскому менталитету самодостаточности
Ресурсные	Достаточно	Большой потенциал	Достаточно
Экономические	На первом этапе — приемлемо, в дальнейшем — разорительно	Выгодно, но с задержанным эффектом от реализации	Выгодно при платном использовании природными ресурсами
Инвестиционные	Большие вложения в энергоносители, большой риск возврата средств	Быстрая окупаемость малоинвестиционных проектов, несовершенство механизмов аккумуляции и возврата средств	Неясны экономические стимулы вложения средств
Организационные	Имеется сложившаяся система хозяйственных субъектов	Нет заинтересованной структуры (энергосберегающей компании)	Совпадает со стремлением потребителей к самообеспечению
Геополитические	Соответствует имиджу страны как крупной энергетической державы	Отводит России роль импортера новых технологий	Сближает с развивающимися странами “третьего мира”

По аналогии с вышеприведенной оценкой запаса устойчивости можно принять показатель $K \geq 2,5 \div 3$. Это означает, что прирост конечного цивилизационного продукта, характеристикой которого является синтетический индекс развития, должен происходить (с определенным запасом) более интенсивно, чем изъятие природного ресурса, идущего на эти цели. При этом величина $1/K$, равная произведению трех относительных значений α , должна быть не выше $0,3 \div 0,4$.

Принимая значения каждого α на определенный базовый срок за 100 %, можно говорить об относительном значении α на последующий период.

Достичь необходимого результата можно, если за достаточно длительный период, в частности, соответствующий вышеприведенному значению $\tau \approx 35$ лет (т.е. к 2030–2035 г.), обеспечить уменьшение каждого из сомножителей до $\alpha = 0,7$. Однако это снижение в конкретных условиях не обязательно должно быть равномерным в силу сложившихся для нашей страны условий и имеющихся возможностей.

Поэтому для выбора ориентиров стратегического развития целесообразно принять $\alpha_p = 0,8$; $\alpha_z = 0,5$; $\alpha_m = 0,9$, что в итоге дает $1/K = 0,36$, т.е. обеспечивает необходимый запас устойчивости.

Принятие таких показателей означает, что ресурсоемкость энергетики (т.е. удельный расход топлива на выработку конечного энергетического продукта) должна сократиться за этот период не менее чем на 20 %, экономические затраты на достижение необходимого значения синтетического индекса развития за счет ориентации на развитие человеческого капитала – не менее чем на 10 %.

Но наибольшего (не менее чем в 2 раза) снижения для России должна достичь энергоемкость экономики, хотя по абсолютному значению прирост душевого потребления должен возрасти, чтобы при наших специфических климатических условиях можно было бы достичь уровня душевого экономического развития $I = 15$ тыс. дол./ в год.

Для России добиться одновременного снижения всех этих показателей трудно, поэтому траекторию устойчивого развития страны на период до 2030–2050-х годов можно представить в виде ломаной кривой, состоящей из трех отрезков (рис. 1.6 и 1.7). На этапе 2000–2005 (2000–2008) гг. – это энергодоминирующий путь развития, определяемый тем, что погашение внешнего долга, подъем промышленного производства и надежное обеспечение энергетической безопасности не могут быть обеспечены без ведущей роли ТЭК. При этом должно расти и душевое энергопотребление внутри страны (рис. 1.6).

Главным на этом этапе станет сокращение расхода природного ресурса на производство конечных энергоносителей и обеспечение энергетических услуг, т.е. достижение среднегодового значения $\alpha_p \leq 0,8$, тогда как снижение энергоемкости α_z останется к концу периода на уровне 0,9, а снижение роли экономических факторов в синтетическом индексе развития не успеет проявить себя и $\alpha_m \approx 1,0$ (рис. 1.7).

На этом этапе должны быть созданы необходимые условия для полномасштабного перехода на путь энергоэффективности, и в период

2005(2008)–2015(2020) гг. надлежит увеличить ВВП не менее чем в 2 раза, выйдя к концу периода на уровень И (рис. 1.6). За это время α_3 должен быть снижен до $0,4\div 0,5$, тогда как резервы ресурсоемкости энергетики будут в основном исчерпаны.

На 3-м этапе 2015(2020) –2030(2050) гг. к концу периода $\tau \approx 53$ лет или в связи с его сокращением и началом нового периода при все возрастающей скорости общественного развития в случае готовности новых технологий бестопливного производства энергии (атомной, водородной и др. видов) показатель α_p может стать снова резко убывающей величиной, α_3 сохранится на уровне $0,5$, вступит в действие фактор постиндустриального экоразвития со средним показателем $\alpha_m = 0,5\div 0,7$ за новый период (рис. 1.6).

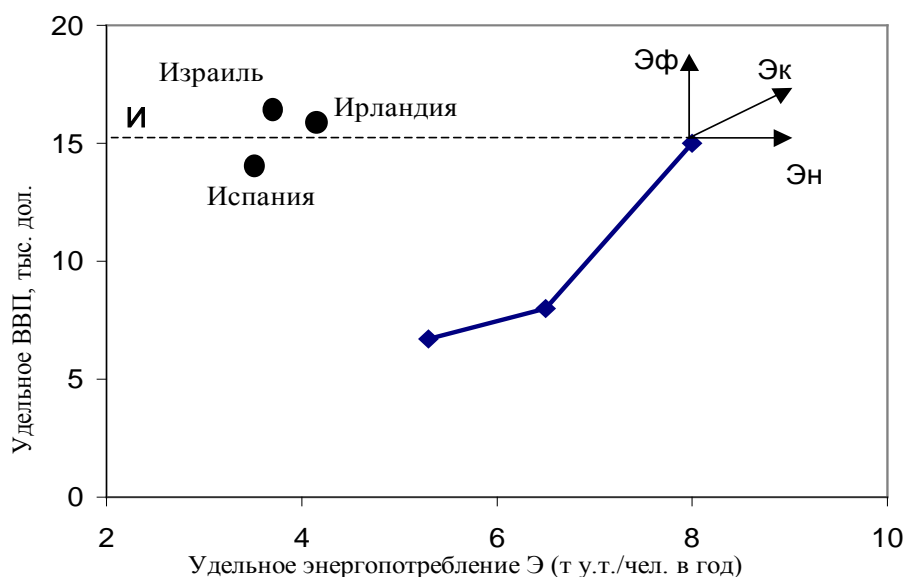


Рис 1.6. Траектория энергоэкономического развития России. Эн – традиционный энергозатратный путь развития, Эф – путь развития при максимальной реализации энергосбережения, Эк – "экологический" путь развития.

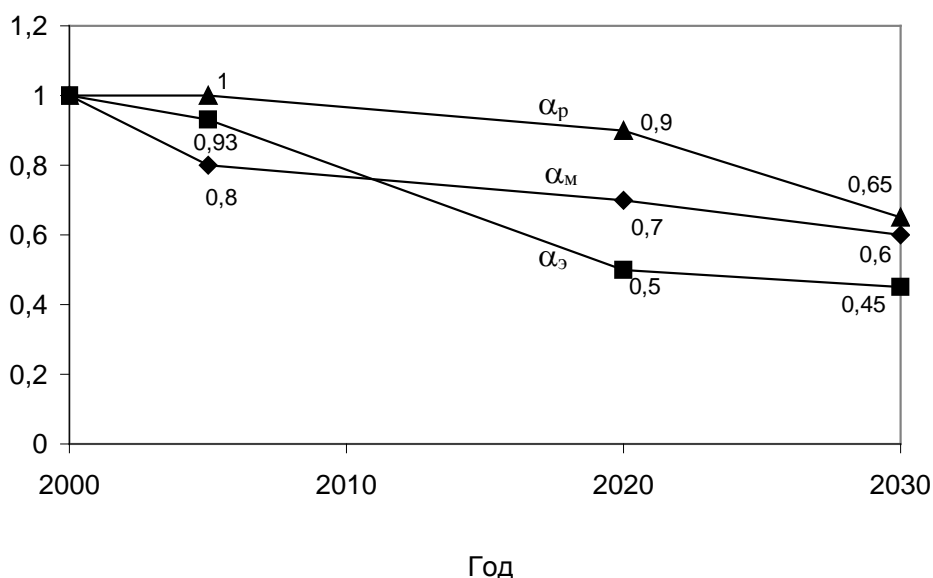


Рис. 1.7. Траектория изменения ресурсоемкости энергетики (α_p), энергоемкости экономики (α_3) и экономикоемкости (материалоемкости) синтетического развития (α_m).

Разумеется, эти оценки не являются строго заданными, а дают лишь ориентиры для формирования приоритетов социально-экономического развития России на долгосрочный период, в том числе для определения масштабов и направлений развития ТЭК России, исходя из его меняющейся роли в жизни страны.

В последующем основное внимание следует уделить оценкам энергоемкости ВВП и оптимизации структуры топливно-энергетического баланса, исходя из задач достижения желаемых экономических показателей развития (точки И), определяющих необходимый материальный уровень жизни населения, без чего устойчивое развитие российской цивилизации невозможно. В дальнейшем необходимо рассмотреть получаемые выводы и результаты применительно к параметрам ТЭК, исходя из достигнутых результатов по снижению ресурсоемкости энергетики и изменению структуры общественного производства в пользу развития человеческого капитала, являющегося наиболее перспективным направлением устойчивого развития системы «природа-общество (цивилизация)», и переход от энергии как средства материального развития к природно-энергетическому духовному развитию цивилизации.

1.2. Глобализация и либерализация мировой экономики и энергетики: роль России

В конце XX в. фактически сформировалась и в начале XXI в. завершает свое формирование и развивается взаимосвязанная совокупность (система) объективных прогрессивных тенденций (процессов), охватывающих большинство стран или мир в целом (т. е. глобальных тенденций или процессов). Эти тенденции, достаточно устойчивые во времени, проявляются во всех сферах человеческой деятельности и устройства общества – в развитии социально-экономической и политической систем; в экономике, включая производственно-технологическую сферу; в социальной сфере, включая социальные услуги и систему расселения людей; в науке; в культурно-духовной сфере; в сфере человеческих отношений и поведения индивидуума.

По нашему представлению, к таким глобальным процессам относятся: интеграция, глобализация, диверсификация, специализация, либерализация, децентрализация и деконцентрация, модернизация, интенсификация, экологизация, гуманизация, информатизация, сайенсизация (от англ. science), демократизация, правоосновность и некоторые другие. Далее рассматриваются только два из этих процессов, наиболее сложных, противоречивых, вызывающих широкий общественный и научный интерес, оказывающих наибольшее влияние на перспективы экономики и энергетики, а также на реализацию других процессов – либерализация и глобализация.

Оставляя в стороне разные аспекты *борьбы* вокруг этих процессов, рассмотрим сущность, особенности и значение либерализации и глобализации в мировой и российской экономике и энергетике.

1.2.1. Либерализация

Либерализация экономики – важнейший процесс, происходящий как на национальном, так и на международном (региональном, континентальном, глобальном) уровне. Суть ее состоит: в повышении самостоятельности экономических агентов – юридических и физических лиц; в становлении, утверждении, обеспечении свободы принятия ими решений, свободы предпринимательства; в развитии (усилении) рыночных, конкурентных отношений (имея в виду конкуренцию на оптовых и розничных рынках товаров, услуг, капитала, рабочей силы); в дерегулировании экономики или ее отраслей, т. е. в сокращении прямого и косвенного государственного регулирования экономических процессов, участия государства в экономике.

Либерализация экономических отношений, свободное функционирование конкурентных рынков – главный фактор наряду с научно-техническим прогрессом (НТП) экономического роста, роста эффективности народного хозяйства (повышения эффективности использования ресурсов – материальных, сырьевых, энергетических, финансовых, трудовых), повышения благосостояния граждан. В свою очередь “отдача” НТП, интенсивность инноваций в народном хозяйстве существенно определяются степенью либерализации экономики.

Необходимо отметить, что либерализация экономики индустриально развитых стран в XX в. развивалась противоречиво. Наряду с последовательным утверждением свободного предпринимательства и конкурентных рынков значительно увеличивалась экономическая роль государства (табл. 1.3).

Т а б л и ц а 1.3

Доля государственных расходов в использовании валового внутреннего продукта, % [3]

Страна	1870-1880 гг.	1910-1913 гг. ^{*)}	1960 г.	1998 гг. ^{**)}
Франция	12,6 / 0,5	17,0 / 0,8	34,6 / 13,4	54,3 / 27,8
США	7,3 / 0,3	7,5 / 0,6	27,0 / 7,3	32,8 / 16,3
Германия	... / 0,5	14,8 / ...	32,4 / 18,1	46,9 / 21,2
Япония	... / 0,1	8,3 / 0,2	17,5 / 4,0	36,9 / 16,1
Швеция	5,7 / 0,7	10,4 / 1,0	31,0 / 10,8	58,5 / 21,3
Великобритания	9,4 / 0,9	12,7 / 1,4	32,2 / 10,2	40,2 / 16,8

^{*)} Числитель – все государственные расходы, знаменатель – в том числе социальные трансферты (пенсии, пособия, здравоохранение и т.п.).

^{**)} Цифры знаменателя относятся к 1990 г.

По оценке Всемирного банка [3], указанное увеличение вызвано в первую очередь тем, что государство взяло на себя решение новых задач – различные формы социального обеспечения (страхования) и организация образования, особенно высшего (см. в табл. 1.3 знаменатель и его соотношение с числителем). Представляется, что во вторую очередь заслуживает быть названной развернувшаяся в XX в. и принявшая колоссальный размах гонка вооружений – в преддверии Первой мировой войны, межвоенный период и особенно во время и

после Второй мировой войны (период, получивший название “холодной войны”), затих лишь в 1990-х годах.

В отличие от ситуации с долей государства в ВВП, тенденция в сфере государственного регулирования экономики была не столь однозначна. Наряду с усилением регулирования в сферах занятости, защиты потребителей и охраны окружающей природной среды, а также с зарождением политического регулирования совокупного спроса, во второй половине XX в. произошла существенная либерализация международной торговли и рынков капитала, а в последней четверти века наступило разочарование в деятельности государственных предприятий, они были признаны недостаточно эффективными, и это вызвало широкую волну реприватизации [3].

Исследование экономического либерализма ведет свое начало с работы А. Смита, опубликованной в 1776 г. Наиболее значительный вклад в развитие этого направления экономической науки и практики был сделан в последующие два с лишним столетия, согласно [4], представителями австрийской, чикагской и фрайбургской школ. Современные взгляды на значение экономических свобод для обеспечения экономического роста и благосостояния народов обобщены в работе А. Илларионова [4]. На основе обширного статистического материала в ней отражены результаты расчетов Института экономического анализа, характеризующие зависимость темпов экономического роста и уровня экономического развития нескольких групп стран в 1991–1998 гг. от степени вмешательства государства в экономику (в разных аспектах) (табл. 1.4) и от обобщенного индекса экономической свободы (табл. 1.5), а также зависимость отдельных показателей человеческого развития в эти же годы от указанного индекса (табл. 1.6). Кроме того, исследованы зависимости в течение всего XX в. экономического роста 50 стран мира от среднего индекса экономической свободы. Эти зависимости свидетельствуют, что в странах, где за период 1913–1998 гг. средние значения указанного индекса составляли от 0 до 4, абсолютный прирост душевого ВВП составил 0,5–8 тыс. дол.; при индексах от 4 до 6 – 8–19 тыс. дол.; при индексах от 6,0 до 7,6 – 15–23 тыс. дол.

Для более полного понимания данных табл. 1.4–1.6, которые в целом достаточно красноречивы, необходимо уточнить смысл используемых в них понятий. Согласно [4], экономическая свобода предполагает базирующуюся на неприкосновенности частной собственности свободу производить, торговать, сберегать, инвестировать, пользоваться созданным и заработанным, вступать в экономические контакты с соотечественниками и иностранцами, устанавливать цены, использовать любые денежные единицы по взаимному согласию участвующих в контракте сторон. При этом ограничения экономической свободы участников рынка создаются государством, а также конкурирующими с ним негосударственными лицами (рэкетеры, преступные сообщества, а также частные лица, не исполняющие условия контракта).

Т а б л и ц а 1.4

Экономический рост в зависимости от степени вмешательства государства в экономику в 1991-1998 гг.

Показатель	Группы стран по степени вмешательства государства в экономику					В среднем по всей совокупности стран	Число стран
	Минимальная	Незначительная	Умеренная	Значительная	Весьма значительная		
Продукция гос. предприятий, % к ВВП Темпы прироста душевого ВВП, % (ТПД ВВП)	Менее 3 1,61	От 3 до 10 1,20	От 10 до 15 1,01	От 15 до 25 0,69	Более 25 - 0,40	12,4 1,01	110
Государственные расходы, % к ВВП ТПД ВВП	Менее 16 2,18	От 16 до 25 1,69	От 25 до 30 1,39	От 30 до 50 1,15	Более 50 0,80	34,1 1,32	143
Государственное потребление, % к ВВП ТПД ВВП	Менее 10 2,01	От 10 до 15 1,46	От 15 до 20 1,29	От 20 до 25 0,61	Более 25 - 0,13	17,5 1,16	135
Налоги на экспорт и импорт, % к внешне- торговому обороту ТПД ВВП	Менее 1 2,39	От 1 до 3 1,66	От 3 до 7 1,41	От 7 до 10 0,44	Более 10 0,21	5,8 1,22	102
Индекс качества государственной бюро- кратии ТПД ВВП	Более 5 1,92	От 4 до 5 1,67	От 3 до 4 1,44	От 2 до 3 1,29	Менее 2 0,41	3,4 1,30	112
Индекс нарушения контрактов государ- ством ТПД ВВП	Более 9 2,37	От 8 до 9 2,23	От 7 до 8 1,70	От 5 до 7 0,64	Менее 5 - 0,08	7,0 1,30	112

Примечание. Показатели таблицы базируются на расчетах Института экономического анализа по данным МВФ, Всемирного банка, PRS Group, обобщенных в [4].

Государство, в свою очередь, ограничивает экономическую свободу с помощью таких инструментов, как налогообложение, государственные заимствования, государственные расходы, бюджетный дефицит и государственный долг, инфляция, государственное регулирование, репрессивная валютно-денежная политика, внешнеэкономический протекционизм, а также конфискация частной собственности, неисполнение контрактов, создание неравных и непредсказуемо меняющихся условий хозяйственной деятельности.

С учетом этих ограничений в [4] формулируется свод важнейших обязанностей государства в рыночной экономике:

- обеспечение внутренней и внешней безопасности участников рынка;
- обеспечение неприкосновенности частной собственности;
- обеспечение единых, равных, прозрачных и стабильных правил хозяйственной жизни;
- обеспечение исполнения контрактов частными лицами;
- ликвидация ограничений на участие граждан в хозяйственной жизни, содействие конкуренции.

Близкое по сути обобщение сделано в докладе [3]: “Урок стран с переходной экономикой говорит, что государству должна принадлежать важная роль в создании условий, позволяющих рынкам возникать, развиваться и функционировать законопослушно и конкурентно. Среди этих ... условий – ясные права собственности, обеспечение диктатуры справедливого закона, что предполагает независимую судебную систему и поддерживающую ее сильную систему защиты правопорядка”.

Используемый в таблицах 1.5, 1.6 индекс экономической свободы – это количественный измеритель способности государства выполнять свои прямые обязанности и проводить либеральную экономическую политику. Индекс рассчитывается на базе 25 показателей, характеризующих уровень экономической свободы в различных сферах. Анализ табл. 1.4–1.6 и других данных позволил сделать следующие выводы:

а) экономически свободные страны развиваются быстрее, чем страны, власти которых ограничивают экономическую свободу и вмешиваются в хозяйственную жизнь;

б) существенное повышение уровня экономической свободы в разных странах после Второй мировой войны, проведение либеральной экономической политики приводило к впечатляющим закономерным результатам: возрастали темпы экономического роста; повышались уровень и качество жизни; уменьшалась социальная дифференциация населения; плодами экономического развития начинали пользоваться более широкие слои граждан;

в) во всех странах мира осуществление либеральной экономической политики приводило к значительным положительным переменам; в то же время не было ни одной страны, где проведение политики, противоположной либеральной, т.е. интервенционистской (интервенция государства в экономику) или популистской, имело бы позитивные экономические последствия.

Зависимость душевого ВВП и экономического роста в 1991-1998 гг. от экономической свободы

Показатель	Номер квинтиля				
	1	2	3	4	5
Средний ВВП на душу населения, дол. 1993 г.	18986	7671	6517	2859	2223
Средний индекс экономической свободы	8,3	7,1	6,0	5,1	3,9
Средние темпы прироста душевого ВВП, % в год	2,0	1,8	1,1	0,7	- 1,9
Прирост душевого ВВП, % в год	2,3	2,3	1,6	0,9	- 1,0
Рост индекса экономической свободы за период	1,9	1,2	0,7	0,3	- 0,2

Примечание. В таблице обобщены данные по 119 странам, разбитым на 5 групп с равным числом стран и близкими значениями индекса экономической свободы в каждой группе; источники данных и расчеты – те же, что в табл. 1.4.

Что касается России, то по оценке [4], в СССР с середины 20-х до середины 80-х годов осуществлялась как раз интервенционистская экономическая политика, а основными чертами экономической политики последнего десятилетия (1991–1999 гг.) были экономический популизм, приватизация основных функций государства (связанных с осуществлением насилия, гарантированием исполнения частных контрактов, установлением правил и норм хозяйственной жизни) и ограничение экономической свободы. Расширение же экономической свободы на определенных этапах сопровождалось либо снижением темпов экономического спада (1993 и 1995 гг.), либо ускорением экономического роста (1999 г.). Добавим к этому, что не охваченная анализом в [4] экономическая история России 2000–2002 гг. продемонстрировала позитивный экономический рост на фоне (благодаря?) некоторой либерализации экономической политики. Но пока этот курс реализуется не вполне последовательно.

Развернутое обоснование концепции либерализации российской экономики содержится в статье Е. Ясина, опубликованной в 2002 г. [5]. Он полемизирует как с ультралиберальной концепцией “чем меньше государства, тем лучше”, так и с позицией [6], состоящей в утверждении, что в решении центральной задачи становления современной экономики – ее модернизации и структурной перестройки – основная роль принадлежит государству.

Одновременно Е. Ясин отвергает как утверждение А. Илларионова [4] о том, что либеральной экономической политики в России еще не было, так и противоположное (популистское) утверждение, что именно либерализация “по Гайдару” обусловила экономический спад 90-х годов. Вот основные по проблеме либерализации положения обсуждаемой работы.

1. Обычно для объяснения причин роста российской экономики после августовского кризиса 1998 г. упоминают девальвацию рубля, высокие цены на нефть, рост внутреннего спроса и т.п. Но чтобы эти факторы сыграли свою роль, экономика должна воспринимать сигналы рынка. Самые высокие цены на нефть 1983 г. не смогли обеспечить подъем советской экономики.

Таблица 1.6

Показатели человеческого развития в 1991-1998 гг.

Показатель	Группы стран по величине индекса экономической свободы ($i_{эс}$)				
	I ($i_{эс} = 8,3$)	II ($i_{эс}=7,1$)	III ($i_{эс}=6,0$)	IV ($i_{эс}=5,1$)	V ($i_{эс}=3,9$)
Средняя продолжительность ожидаемой жизни при рождении, лет	76,4	69,8	68,8	59,7	55,2
Средняя продолжительность ожидаемой жизни в возрасте 15 лет, лет	62,6	57,9	57,3	52,3	49,6
Доля детей, родившихся с недостаточным весом, %	5,6	8,4	10,6	13,2	14,8
Доля детей до 5 лет с физическими отклонениями из-за плохого питания, %	5,4	20,5	19,4	30,0	34,4
Распространение методов контрацепции (% женщин в возрасте 15-49 лет)	68,2	52,8	46,6	29,9	29,6
Материнская смертность (на 100 тыс. родившихся детей)	12,1	189,7	353,2	746,8	714,5
Младенческая смертность (в возрасте до 1 года, на 1000 родившихся)	7,3	27,0	32,2	67,1	83,3
Доступ к (чистой) питьевой воде, %	95,8	77,8	77,2	61,6	54,1
Число врачей на 1000 человек	2,3	1,2	1,4	0,7	0,4
Число учеников на одного учителя в школах:					
первой ступени	17,0	25,5	24,8	36,3	42,6
второй ступени	15,7	17,9	18,5	25,6	22,7
Число лет обучения в школе (1980-1992 гг.) среди:					
мужчин	13,2	10,8	11,4	8,4	7,8
женщин	13,1	10,7	11,3	7,3	6,0
Индекс человеческого развития	0,936	0,775	0,744	0,497	0,454
Расходы на здравоохранение, % к ВВП	8,0	5,0	4,9	4,2	3,3
Государственные расходы на образование, % к ВВП	5,4	4,1	5,0	4,0	3,7
Расходы на НИОКР, % к ВВП	1,8	0,7	0,8	0,7	0,4

Примечание. Источники данных и расчеты – те же, что в табл. 1.4.

2. В странах Восточной Европы рост начался через 2–3 года после либерализации, а в России, где глубина деформаций была наибольшей и институты нуждались в радикальном обновлении, где произошло ослабление роли государства, период растянулся на 8 лет. Ключевой фактор – появление в России активного рыночного сектора, достаточно хорошо управляемых компаний, которые смогли воспринять создавшиеся возможности. Большую роль для экономики сыграли позитивные ожидания деловых кругов и населения после избрания В. Путина, подтвердившиеся проводимым им курсом на продолжение либеральных реформ. Эти факторы образуют основу для становления свободной рыночной экономики и будущего процветания страны.

3. В дискуссии между двумя основными группами экономистов – либералами и государственниками (дирижистами) центральный вопрос – о роли государства в экономике вообще и на этапе ее либерализации, в частности. Основные аргументы в поддержку либеральной позиции:

а) современная постиндустриальная и информационная экономика движется в основном творческими силами, деловыми качествами и предприимчивостью индивидов. Если индустриальная эпоха несла на знамени “фордизм, конвейер и монополизацию ради экономии на масштабе массового производства”, которые иногда порождали тоталитарные режимы, то эпоха постиндустриализма стала антитезой этому варианту. Теперь свобода – условие развития, отсюда мировая тенденция к либерализации;

б) Россия дважды проходила модернизацию экономики сверху – при Петре Первом и Сталине, и каждый раз с отдаленными отрицательными последствиями: усиливалось государство, подавлялись свобода и развитие личности, могущество государства сочеталось с бедностью большинства населения, произвол и насилие власти – с ее безответственностью, отчуждением и подавленностью человека;

в) даже не очень последовательные шаги к свободной рыночной экономике и демократии, сделанные в России в 1990-е годы, показали, что в стране есть силы и энергия для быстрого развития на основе частной инициативы. Если это так, то главный принцип экономической политики государства должен состоять в дальнейшей либерализации и демократизации экономики, снижении административных барьеров для входа на рынок и ведения бизнеса, в укреплении законности и правопорядка, обеспечивающих стабильность и прозрачность условий деловой жизни;

г) предлагая модель “социальной рыночной экономики” в ФРГ в конце 40-х годов (на нее иногда ссылаются оппоненты либерализации), Людвиг Эрхард вкладывал в понятие “социальная” такой смысл: государство должно создавать все условия для реализации возможностей свободной и ответственной личности, но не брать на себя больше – не вводить гарантий, порождающих иждивенчество. Государство не может брать на себя ответственность за экономический рост – это дело бизнеса. Но структурные изменения не могут происходить только под воздействием рыночных сил – свою роль должно сыграть государство.

4. Формулируя далее содержание, методы и принципы государственной структурной политики, автор [5] отмечает, что есть ультралиберальная позиция: “лучшая структурная политика – это ее отсутствие”. Но государственную политику нельзя строить по какой-либо одной теоретической схеме; следует руководствоваться здравым смыслом применительно к специфике конкретного этапа развития страны, что требует активной структурной политики, в соответствии со следующими принципами:

- а) государственная поддержка оказывается в небольших размерах на началах софинансирования, с ответственностью бизнеса за реализацию проектов;
- б) следует поддерживать продукты и фирмы, уже проявившие себя на рынке и доказавшие свою конкурентоспособность;
- в) оказывать финансовую поддержку только претендентам, победившим на публичных, прозрачно организованных конкурсах.

5. Предлагаются такие четыре механизма структурной политики государства:

- а) поддержка экспорта готовых изделий и услуг, особенно высокотехнологичных, в том числе путем предоставления гарантий по кредитам под экспортные контракты (с предварительным анализом структуры экспорта и выявлением потенциальных “завоевателей” рынков);
- б) формирование максимально благоприятных условий для малого бизнеса, являющегося традиционной слабостью российской экономики и крупным ее резервом;
- в) создание специальной системы поддержки малого инновационного бизнеса, в том числе через инновационно-технологические центры;
- г) реализация программ “последующей поддержки” бизнеса.

Как отмечалось выше, важнейшей сферой перераспределения государством валового внутреннего продукта в развитых странах являются “социальные трансферты”. Отчасти это понятие пересекается с “вложениями в человеческий капитал” (образование, культура, фундаментальная наука, здравоохранение, спорт). В этой сфере роль государства, вероятно, еще длительное время будет ведущей, хотя в отдельных секторах все более ощутимые вложения в человеческий капитал делает и будет делать частный бизнес, в том числе малый и средний.

Этот вывод развивается в [7]. Капитализм за последние 50 лет своего развития и модификации достиг наиболее ощутимого прогресса именно в области использования человеческого фактора, приобрел зримые черты социально ориентированного строя. Но не потому, что мотив максимальной прибыли был отодвинут на второй план или принцип социальной справедливости стал доминирующим. Этого не было и нет. Причина – в самом развитии общественного производства в эпоху научно-технической революции, когда надежность и успех производственного процесса всецело зависят от квалификации и добросовестности работника, или, другими словами, когда работник на деле становится решающим фактором производства. В результате труд стал высокооплачиваемым, а человеческий ресурс перешел в категорию человеческого капитала.

Смысл, история, направления и последствия *либерализации в энергетическом секторе народного хозяйства* в основном такие же, что и рассмотренные выше применительно к экономике в целом, важнейшей составляющей которой является энергетика. Здесь, однако, есть существенные особенности. Одна из них, вероятно, основная, состоит в том, что по крайней мере две из четырех основных отраслей ТЭК – электроэнергетика и газовая отрасль – относятся к сфере естественной монополии (в России и некоторых других странах с развитым централизованным теплоснабжением – три из пяти: добавляется теплоснабжение). По справедливому утверждению И.А. Гольденберга [7], “все производства, включающие элементы естественной монополии (ЕМ) и тесно связанные со сферой коммунальных услуг, являются в определенном смысле общественными, а производимая ими продукция не всегда может рассматриваться как товар... Это вносит дополнительные сложности в процесс институционального преобразования естественной монополии, поскольку установление цен на ее продукцию должно способствовать не только эффективному размещению производства (и, добавим, эффективному распределению ресурсов), но и справедливому распределению доходов”. Понятно, что естественную монополию нельзя разрушать, она должна регулироваться государством.

Принципиально важно, что действительными субъектами ЕМ являются не полностью указанные две (три) отрасли, а только те сферы их деятельности (те их элементы, те предприятия), которые обеспечивают транспорт и распределение соответствующих энергоносителей. Сферы же их производства (добычи) и сбыта являются потенциально конкурентными.

С учетом этих принципиальных особенностей, в большинстве стран с рыночной экономикой в 1990-е годы (кое-где и раньше) развернулась либерализация энергетических (электроэнергетической и газовой) отраслей, энергетических рынков^{*)}. При этом с большим или меньшим успехом преодолевается сопротивление монополистов и их лобби в государственных структурах.

Наибольшее внимание по указанным причинам привлекают процессы либерализации в электроэнергетике и газовой отрасли. Впрочем, и в традиционно конкурентных угольной и нефтяной отраслях (рынки угля и нефтепродуктов) необходима либерализация, прежде всего в аспекте преодоления монополизма. Как справедливо отмечается в [8], разделение единой отрасли на сегменты часто сводится к образованию локальных монополий, которые практически не конкурируют на внутреннем рынке страны. В противостоянии государству и потребителям локальные монополии легко объединяются, формируя мощное отраслевое лобби. Таким локальным монополистом, на наш взгляд, является Сибирская угольная энергетическая компания (СУЭК) “Байкал-уголь”, собравшая в единый холдинг практически все угольные предприятия Восточной Сибири и отчасти Дальнего Востока, контролирующая добычу около 35 % угля в России [9]. Недостаточная транспортабельность угля и высокая стоимость его транспортировки превращают компанию в фактического локального монополиста.

^{*)} Либерализация рынков угля, нефти и нефтепродуктов завершилась в основном значительно раньше.

Тем более такими же монополистами являются ОАО “Газпром” и РАО “ЕЭС России”, а также вертикально интегрированные региональные электроэнергетические компании (“АО-Энерго”). Преодоление монополизма, на наш взгляд, – одна из основных, наряду с дерегулированием рынка, задач начавшегося реформирования, либерализации электроэнергетики в России (проблемы и тенденции либерализации в мировой и российской электроэнергетике подробнее рассматриваются в [10]) и намечаемого реформирования газовой отрасли (см. также [10]).

Говоря о перспективах либерализации в российской электроэнергетике, нельзя не учитывать аналогичные процессы в мире. В настоящее время в большинстве развитых и многих развивающихся (среднеразвитых) странах происходят институциональные либеральные изменения в этой отрасли, включая дерегулирование, приватизацию энергетических объектов, внедрение конкурентного рынка электроэнергии. Эта тенденция носит долгосрочный характер. Первые удачные результаты реформирования привели к росту экономической эффективности отрасли и генерирующих компаний, снижению тарифов, повышению инвестиционной привлекательности компаний и притоку инвестиционных ресурсов. Например, в Германии реформирование, начатое в середине 1990-х годов, привело к снижению тарифов для промышленности почти в 2 раза (с 10 до 6,3 ц/кВт·ч), для населения примерно в 1,5 раза (с 20,3 до 14,5 ц) к 1998 г. в сравнении с 1995 г. [11]. В Чехии тариф для промышленности снизился с 6,3 ц/кВт·ч в 1996 г. до 4,9 ц в 1999 г., сблизившись с бытовым тарифом, который незначительно вырос (с 4,1 до 4,3 ц/кВт·ч в те же годы). Свидетельством повышения инвестиционной привлекательности отрасли является рост суммарных по большой группе развитых стран, инвестиций в электроэнергетику за период с 1995 по 2001 г. в среднем на 20 % в год (всего за этот период с 37 до 110 млрд дол.). Несколько сложнее ситуация с производительностью труда в электроэнергетике. В ряде стран снизилась общая численность работников на предприятиях отрасли, однако из-за создания большого числа энергокомпаний и структур, обслуживающих рынок, общая численность занятых в отрасли не снижается.

В качестве основных общих тенденций в [11] называются: быстрый ход реформ в отрасли; вовлечение в них все большего числа стран; активная вертикальная интеграция “вниз” – с газовыми и нефтяными партнерами; интенсивное формирование коммунальных компаний, объединяющих предприятия электро-, нефте-, газо-, водоснабжения и телекоммуникаций; расширение границ отдельных рынков, их интеграция; развитие в отрасли новых технологий.

Более обстоятельный анализ проблемы либерализации газовой и электроэнергетической отраслей в мире и России выполнен в экономическом обзоре ОЭСР, составленном в 2002 г. и опубликованном в [12]. Утверждается, что, хотя другие (помимо России) страны начали внедрять конкурентные отношения в указанных отраслях лишь в конце 1980-х годов, этот процесс идет довольно высокими темпами и сейчас охватывает большинство стран ОЭСР и другие государства, среди которых называются Чили, Аргентина, Перу, Боливия, Ин-

дия, Бангладеш, Филиппины, Украина, Казахстан. Законодательство по дерегулированию газовой промышленности в большинстве стран Европы, Северной Америке и Австралии было принято в 1985–2000 гг., электроэнергетики – в 1990–2000 гг.

Базовый подход к либерализации в обеих отраслях подразумевает: признание транспортировки и распределения энергоносителей естественными монополиями, а производства и снабжения – потенциально конкурентными сферами; равный доступ к объектам транспорта и распределения для фирм, занятых производством и поставками энергоресурсов; свободный вход на рынок для новых фирм; возможность выбора поставщика, по крайней мере для некоторых конечных потребителей; заключение контрактов на оптовом рынке между производителями, поставщиками и потребителями с оплатой услуг передающих и распределяющих компаний по регулируемым тарифам; разделение сфер деятельности в том смысле, что монополист, контролирующей транспортировку, должен отказаться от владения компанией в сферах производства и снабжения (но многие страны ограничиваются в подобном разделении лишь отдельным учетом). Открытость рынка газа среди европейских стран достигла в 2000 г.: 90–100 % в Германии, Англии, Италии, Финляндии; 50 % и более в Австрии, Бельгии, Ирландии, Испании; 45 % в Швеции и Нидерландах; 30 % в Дании; 20 % во Франции. Аналогично – открытость рынка электроэнергии: 100 % в Германии, Англии, Швеции, Финляндии; 90 % в Дании; 54 % в Испании; 30–40 % в остальных странах ОЭСР.

Говоря об эффективности реформ, авторы рассматриваемого доклада [12] замечают, что опыт либерализации и разделения сфер деятельности в электроэнергетике еще недостаточен, чтобы сделать окончательные выводы. Тем не менее указывается, что в большинстве стран (за исключением Калифорнии)^{*)} влияние реформы было положительным. Утверждается, со ссылкой на “большинство авторов”, что конкуренция в отрасли способствовала снижению цен. Дерегулирование в электроэнергетике оказывает статистически значимое воздействие на цены, но больше всего от этого выиграли промышленные потребители. В другом исследовании 1997 г. обнаружены “убедительные свидетельства того, что реформа электроэнергетики в Великобритании способствовала значительному снижению издержек и повышению эффективности”. В то же время указывается на ряд проблем и большие сложности осуществления подобных реформ.

Выводы по газовой отрасли более сдержанные: “по вопросу о выгодах от либерализации в ней наблюдается меньшее единодушие, чем в случае электроэнергетики; тем не менее, по мнению многих специалистов, подобные выгоды могут быть немалыми, особенно в такой крупной газодобывающей стране, как Россия. Введение конкуренции в отрасли, как и в случае электроэнергетики, связывается со снижением цен и повышением качества услуг, прежде всего для промышленных потребителей. Такие тенденции отмечены в двух других круп-

^{*)} Эти оценки [12] являются интегральными и достаточно оптимистическими. Реально результаты реформ не столь однозначны, что подробно рассмотрено в [10].

ных газодобывающих странах – США и Канаде, которым удалось существенно повысить уровень конкуренции в газодобыче”. Этому способствовали такие особенности: рассредоточенность добычи по территории, большое число независимых газодобытчиков (1000 в Канаде, 8000 в США); наличие газохранилищ достаточной емкости. Но Великобритания и Аргентина столкнулись с серьезными проблемами при попытке внедрить конкуренцию в отрасли. В то же время “опыт США, как и Великобритании и Аргентины, свидетельствует о сложности обеспечения недискриминационного доступа к трубопроводу в условиях отсутствия разделения функций”.

Общий вывод для обеих отраслей ТЭК России в докладе [12] сформулирован так: в то время как решение проблем регулирования (дерегулирование), ценообразования и платежей абсолютно необходимо для финансового здоровья и развития этих отраслей, разделение функций компаний не так актуально, хотя и потенциально полезно. В любом случае реформа в сфере регулирования должна быть приоритетной.

В докладе излагаются и оцениваются ситуация в двух рассматриваемых отраслях ТЭК России, концепции и планы реформ в них, направленных на либерализацию и разделение видов деятельности, возникающие при этом проблемы. Комментировать этот материал не будем, имея в виду прежде всего обсуждение данных проблем в [10].

О сложности проблемы либерализации газовой промышленности России можно судить по такому парадоксальному, на первый взгляд согласному выводу, к которому пришли специалисты ОЭСР [12] и российский исследователь [8]: важнейшая задача реформирования этой отрасли – демонополизация, но для ее выполнения следует усилить роль государства в управлении концерном “Газпром”. Особенно резки оценки в [8]:

“Газпром” фактически превратился в государство в государстве и имеет реальную возможность в союзе с правительством навязывать обществу свои текущие и стратегические установки. Вложенные “Газпромом” в разные предприятия и сектора средства являются капитализированной рентой на общенациональные природные ресурсы и капитализированной прибылью от эксплуатации мощного производственного аппарата, созданного в СССР в 70–80 годы, который был передан во владение “Газпрома” без сколько-нибудь соизмеримой с реальной стоимостью этого аппарата компенсации”. Более сдержанны суждения в [12]:

"Руководство РАО “ЕЭС России” само активно выступало за проведение фундаментальных реформ в компании и отрасли, в то время как руководство “Газпрома” и его акционеры заняли намного более осторожную позицию, особенно резко противясь любым предложениям раздробить компанию. Анализ ситуации и перспектив развития рынка газа... свидетельствует о необходимости резкого повышения роли государства в “Газпроме” и улучшения мониторинга его деятельности. Успешность реализации такой концепции будет зависеть от способности государства использовать свою долю капитала в “Газпроме” для того, чтобы заставить его раскрыть достоверную информацию, а также соответствовать условиям конкуренции”.

Завершая обсуждение проблем либерализации, следует отметить, что этот процесс (реализация этой тенденции) является, вероятно, решающим для вывода экономики (и энергетики) России на путь устойчивого эффективного развития, обеспечивающего процветание страны.

1.2.2. Глобализация

Прежде чем конкретно характеризовать процесс глобализации мировой экономики (*и энергетики*), место и целесообразную позицию России в этом процессе, необходимо уточнить сущность глобализации как таковой, определить это понятие (явление).

Как представляется, глобализацию можно определить двумя следующими взаимодополняющими формулировками.

А. Глобализация – новая, более глубокая ступень интеграции, интернационализации экономической, политической, идейной, научной, культурной жизни, предполагающая: формирование во всех этих сферах, а также в правовой, информационной, технологической сферах единого мирового пространства; формирование единых мировых рынков товаров, услуг, капитала (в том числе инвестиционного и ссудного), технологий, рабочей силы; формирование единой (глобальной) системы общечеловеческих ценностей путем постепенного сближения ценностных ориентаций разных народов, цивилизаций, социальных общностей; усиление роли во всех указанных сферах всемирных или межрегиональных организаций и объединений, в том числе – в экономике – транснациональных корпораций (ТНК) и банков (ТНБ); все более частое решение актуальных для отдельных стран (групп стран) задач в рамках международных проектов, кооперации их усилий и ресурсов; концентрацию ресурсов и рост усилий разных стран, в том числе их правительств, бизнеса, ученых и общественности, по уяснению и решению глобальных проблем человечества, таких как комплексная проблема деградации окружающей природной среды; проблема нищеты значительной части населения планеты и глубокой дифференциации доходов; проблемы наркомании и алкоголизма; продовольственная, энергетическая и сырьевая проблемы (в аспекте нарастающей диспропорции между потенциалом получения этих ресурсов и ростом населения Земли) и др.

Б. Глобализация – необходимое для обеспечения поступательного экономического роста и человеческого развития расширение складывавшихся веками разделения труда, специализации и кооперации производства товаров, услуг и знаний до международных и далее – планетарных масштабов.

По словам М. Albrow, которого цитирует А. Филиппов в послесловии к книге [13], “глобализация – это все те процессы, благодаря которым народы мира инкорпорируются в единое мировое общество, глобальное общество”. В то же время автор послесловия полагает, что “глобализация характеризуется не исключительно, но прежде всего как экономический, точнее, финансово-экономический феномен”. В предисловии к книге [14] глобализация определяется “с научной, социально-философской точки зрения как объективный планетарный независимый от воли личности процесс сближения людей на основе

признаваемых и используемых большинством государств и народов общих обычаев, правил, норм и принципов, особенно правовых... Этот процесс и его составляющие постепенно придают миру общность и стабильность, хотя нередко используются государствами в эгоистических целях...”. Еще одна трактовка [15]: “Под глобализацией в экономической науке обычно понимают свободное движение между странами товаров и факторов производства (труда, капитала и знаний). Это стало возможным в результате международного разделения труда и кооперации, снижения импортных тарифов, транспортных затрат, развития телекоммуникаций, совершенствования технологий финансовых операций, общего роста мирового производства и др.”.

В [16] приводится трактовка М.Д. Интрилигейтера: “Под глобализацией понимается огромное увеличение масштабов мировой торговли и других процессов международного обмена в условиях более открытой, интегрированной, не признающей границ мировой экономики. Речь идет, таким образом, не только о традиционной внешней торговле товарами и услугами, но и о валютных потоках, движении капитала, обмене технологиями, информацией, идеями, перемещении людей”.

В [17] утверждается, вероятно, вполне справедливо, что некоторые экономические процессы, особенно в валютно-кредитной сфере, обрели глобальный характер и не поддаются регулирующим усилиям отдельных, даже наиболее могущественных государств. В этом состоит качественное отличие глобализации от предшествующих этапов интернационализации экономики.

Далее не будем касаться каких-либо аспектов глобализации, помимо экономических и затем – энергетических.

Превосходная, на наш взгляд, историческая справка содержится в [15]. То, что сегодня называют глобализацией, началось не в последние два-три десятилетия, как иногда полагают, а еще на рубеже XIX и XX веков – в 1870–1913 гг. В этот период наблюдались быстрый рост объемов мировой торговли, движение международного капитала и миграция значительного числа работников в страны “нового света”. Затем с 1914 по 1950 г. процесс глобализации был прерван двумя мировыми войнами. Межвоенный период характеризовался политикой автаркии, проводимой большинством стран, которая заключалась в повышении импортных тарифов и ограничениях на отток капитала^{*)}. В итоге – длительная депрессия мировых экономик, закончившаяся после Второй мировой войны. Только после создания ГАТТ – ВТО, МВФ и Всемирного банка глобализационные процессы начали возрождаться, возобновившись в полном объеме лишь после 1970 г. При этом, как утверждает в [15] со ссылкой на Р. Masson, “в некоторых аспектах (например, рост экспорта-импорта и международного движения капитала по отношению к ВВП) глобальные процессы рубежа 19-20-го веков были даже более глубокими, чем сегодня”.

Приведем далее некоторые статистические сведения и аналитические оценки, более полно раскрывающие сущность и ход процесса глобализации.

^{*)} Добавим к этому жесткое противостояние изолировавшегося от остального мира СССР и агрессивнореваншистскую политику фашистских режимов – трех крупнейших экономик (Германии, Японии, Италии), приведшую к ослаблению их экономических связей с “традиционными демократиями”.

1. Выше отмечалась роль международного разделения труда (МРТ), соответственно специализации и кооперирования в процессе глобализации. Можно сказать, что МРТ является содержанием, стимулом и важнейшим результатом глобализации – через МРТ глобализация воздействует на экономический рост и повышение качества жизни людей. Углубление МРТ связано с опережающим развитием обрабатывающей промышленности, прежде всего производства готовых изделий, особенно высокотехнологичных. Как отмечается в [17], с 1956 по 1999 г. мировое производство готовых изделий увеличилось в 7,8 раза, добывающих отраслей – в 3,3, сельского хозяйства – в 2,9 раза. Обрабатывающая промышленность позволяет бесконечно диверсифицировать производство на сколь угодно дробные отрасли, отпочкование которых автоматически порождает потребность в обмене продукцией как внутри национальных хозяйств, так и между ними. Это удачно сочетается с возможностью потребителей выбирать товары “по вкусу”. В результате экспорт готовых изделий возрос с 1950 по 1998 г. в 35 раз, минерального сырья – лишь в 7–8, аграрных товаров – в 5–6 раз.

Другая сторона МРТ – международное кооперирование – специализация по производству деталей, узлов, компонентов изделия. Доля узлов и деталей в общем объеме экспорта странами ОЭСР машин и транспортных средств составляла в 1978 г. 26 %, в 1995 г. – 30 %. Внутриотраслевой обмен в обеих формах (встречный обмен готовыми изделиями одной товарной номенклатуры и обмен узлами и компонентами готовых изделий) многократно увеличивает товаропотоки между национальными хозяйствами.

2. Этому способствует сокращение экономических расстояний между странами, улучшение, на основе НТП, международной транспортной инфраструктуры: средняя стоимость человеко-мили авиаперевозок снизилась с 68 центов в 1930 г. до 30 центов в 1950 г. и 11 центов в 1990 г. (по курсу доллара 1990 г.); стоимость морских грузоперевозок с 1920 по 1980 г. реально снизилась на 75 % при росте объема перевозок грузов в 10 раз [17].

3. Другой предпосылкой, благоприятным фактором глобализации является информационная революция последних десятилетий на базе электроники, кибернетики и космических спутников связи, формирование глобального киберпространства. Приводятся такие количественные оценки. В 1910 г. в мире было 7 млн телефонов, в 1950 г. – 51 млн, в 1999 г. – 1000 млн. Если после изобретения радио число регулярно пользующихся радиоприемниками достигло 50 млн. через 40 лет, а для телевидения аналогичный показатель составил 13 лет, то для Интернета он сократился до 4 лет. Объем информационного обмена через Интернет удваивается через 100 дней (ежегодный рост более чем 7 раз). Цена компьютеров в течение жизни одного поколения людей упала в 10 тыс. раз и снижается ежегодно на 30–40 %.

Как отмечается в [17], современные системы телекоммуникаций беспрецедентно облегчают международное инвестирование капитала, кооперирование производства. Благодаря информационной революции, формируется новая мировая экономика, где государственные границы размываются, а конкуренция национальных научно-технических потенциалов резко обостряется. В свою

очередь, в [18] указывается, что всемирная паутина видоизменяет формы рыночного обмена и решающим образом сокращает транзакционные издержки. Главное же – она меняет тип отношений между людьми, способствуя раскрытию всей информации, прозрачности и доверию.

Глобализация как объективный процесс имеет свои положительные и отрицательные экономические последствия, различные для разных стран. Для России к позитивным результатам следует отнести:

- повышение эффективности отечественной экономики, ее отраслей и предприятий, а также инновационных институтов, системы образования, банковской и других систем в результате их конкуренции с иностранной экономикой, а также с дочерними предприятиями иностранных фирм, размещаемыми на территории России;

- получение тех же эффектов в результате более тесного сотрудничества России в региональных экономических системах (СНГ, единая Европа, Азиатско-Тихоокеанский регион и др.), имея в виду более благоприятные условия для такого сотрудничества в условиях глобализации;

- привлечение современных зарубежных технологий нового поколения, инвестиционных ресурсов, управленческого и правового опыта для скорейшего преодоления кризиса, технического перевооружения, институционального преобразования и устойчивого развития отечественного хозяйства;

- возможность с выгодой использовать отечественные ресурсы, включая природные и интеллектуальные, для производства и реализации на мировых рынках товаров и услуг, в том числе высокотехнологичных и интеллектуальных, а также для содействия прогрессу менее развитых стран; сюда входит и своеобразная группа транзитно-транспортных услуг, рассмотренных в [16] и реализующих технологический и пространственный потенциал России;

- возможность формирования транснациональных корпораций на базе российских компаний и развития их деятельности в зарубежных странах, а также размещения за рубежом филиалов российских предприятий;

- возможность для российских предприятий, страны в целом принимать с выгодой для себя активное участие в разработке и реализации крупных международных проектов;

- возможность благотворного обмена идеями, информацией, образовательными услугами, культурными ценностями, а также методами и средствами охраны здоровья людей и охраны окружающей среды в целях взаимного духовного и интеллектуального обогащения граждан, роста продолжительности и повышения качества их жизни (развития человеческого капитала).

Согласно [16], отрицательные для России экономические последствия глобализации включают в себя: а) увеличение рисков и возможности финансовых кризисов (эта опасность представляется вполне реальной из-за усиления взаимосвязанности национальных финансовых систем, но этот фактор позволит одновременно легче преодолеть финансовый кризис, возникший в России); б) бегство капитала, превышение оттока капитала над его притоком (эта опасность преодолевается усилиями по созданию в России более благоприятного

инвестиционного климата); в) увеличение государственного долга и отягощение бюджета расходами на его обслуживание (эта опасность может быть сведена к минимуму, если будет настойчиво проводиться либеральная политика ограничения государственных заимствований, а государственные гарантии частных кредитов будут выдаваться более осторожно); г) резкие скачки валютного курса и дестабилизация финансово-валютной системы (при разумной политике Банка России и Правительства РФ эта опасность также может быть сведена к минимуму).

Еще одно выделенное в [16] отрицательное последствие – увеличение разрыва между пятью богатейшими и пятью беднейшими странами, на наш взгляд, во-первых, не имеет прямого отношения к России; во-вторых, как показано ниже, глобализация, дополненная системой международной поддержки беднейших стран, как раз способствует преодолению данного разрыва.

Смягчению отрицательных для России последствий экономической глобализации, согласно [16], могут послужить: а) глубокая аналитическая и прогнозная оценка процесса глобализации; б) активное участие и повышение роли России в международных организациях, которые стоят во главе глобализации, а также создание (с участием России) новых институтов международной экономической безопасности; в) инициативы России в создании под ее эгидой транснациональных компаний (ТНК); г) опережающие действия по созданию новых технологий; д) укрепление взаимодействия со США и другими лидерами глобальной экономики; е) активное использование уже созданных по инициативе России и новых интеграционных объединений; ж) использование позитивных и негативных сторон опыта СССР, как наднационального государства, по согласованию национальных интересов республик; з) реализация, в той или иной форме, предложенной Ж. Шираком стратегии равновесия между экономической политикой, для которой характерна конкуренция, и политикой социальной, гарантирующей гражданам защиту.

Процесс глобализации вызвал к жизни мощное движение антиглобалистов. Важнейшее их утверждение: транснациональные корпорации – ведущая сила глобализации – приобрели чрезмерную мощь и грабят развивающиеся страны, которые все больше отстают от индустриально развитых стран по уровню экономического развития и благосостоянию населения.

Действительно, как сообщается в [17], в последние десятилетия произошел скачок в развитии ТНК. Уже в 1970 г. в 14 ведущих странах было 7,3 тыс. ТНК, имевших более 27 тыс. зарубежных филиалов с оборотом 626 млрд дол. в 1999 г. число ТНК достигло 60 тыс., их зарубежных филиалов – 600 тыс.; ТНК контролировали от 1/3 до 1/2 мирового промышленного производства, 2/3 международной торговли, около 4/5 мирового банка патентов, технологий и ноу-хау.

Однако отмеченные проявления глобализации привели к “растеканию” технологий: из-за роста уровня оплаты труда в развитых странах ТНК переводят не самые высокотехнологичные производства обрабатывающих отраслей в страны, где при достаточно высокой квалификации работников стоимость труда ниже, те постепенно переносят их еще “ниже”, в результате ускоряется по-

вышение технологического уровня менее развитой мировой периферии. Поэтому отношение самих развивающихся стран (“Юга”) к ТНК существенно изменилось: недоверие и неприятие уступило место соперничеству за привлечение филиалов ТНК. По данным [15], прямые иностранные инвестиции в страны Восточной Азии, Южной Азии и Латинской Америки, составлявшие в 1980 г. соответственно 13; 0 и 10 млрд дол., в 1998 г. достигли 62; 4 и 70 млрд дол. Лишь самые бедные страны нуждаются в поддержке, которая оказывается развитыми странами путем списания долгов, безвозмездной помощи, льготных кредитов, снижения импортных пошлин на их товары. Но эта помощь пока малопродуктивна.

Важные оценки приводятся в [19]. За вторую половину XX в. ВВП стран Юга увеличился в 10,6 раза, а высокоразвитых стран Севера – в 5,9 раза, т.е. Юг опередил Север по темпам экономического роста. Разрыв между Севером и Югом по душевому ВВП, достигавший к началу 70-х годов XX в. 8-кратной величины, к 2000 г. снизился до 7-кратного^{*)}. Причины позитивных изменений – затухание демографического взрыва после 1990 г., затухание же постколониальных межэтнических конфликтов, тормозивших 40–50 лет развитие стран Юга, сокращение военных расходов, переход от политики изоляции от империалистов и “социалистической” ориентации к активному включению в международные хозяйственные связи.

Как верно подметил С. Мицек [15], “проблемы российской экономики и общества, конечно, далеко не по всем пунктам совпадают с трудностями стран Азии или Африки. Тем не менее многие представители отечественного бизнеса активно препятствуют вхождению нашей страны в мировую экономику”. В [15] обобщаются и затем опровергаются приводящиеся при этом аргументы.

Конец XX – начало XXI вв. показали, что глобализация как выражение прогресса цивилизации не характеризуется как господство или притеснение, а представляет единое мировое рыночное пространство, в котором рыночный механизм объединяет все без исключения народы и государства. Только когда в абсолютном большинстве стран экономический строй стал базироваться на рыночных принципах, возникла основа для глобализации как современной формы мирового хозяйства. В то же время наступление эры глобализации совпало с усилением социального вектора рыночного развития. Правительства рассматривают социальные индикаторы как приоритеты своей политики. К таким выводам приходит А.А. Пороховский [20]. В свою очередь, обсуждая книгу Дж. Сороса, посвященную глобализации, В.Л. Иноземцев [21] замечает, что тот выступает сторонником глобализации не только потому, что не видит этому процессу разумной альтернативы, но и потому, что выгоды глобализации превосходят порождаемые ею издержки: создаваемое ею дополнительное богатство позволяет с избытком покрыть все последствия неравенства и исправить прочие негативные моменты. В то же время по мысли Дж. Сороса, глобальное общество не может быть построено вне моральных ценностей.

^{*)} Как сообщается в [13], глобализация не устраняет бедности населения, хотя в среднем в мире число бедных в 1988-98 гг. снижалось на 0,2 % в год.

Глобализация энергетики – существенно менее важный и менее проблемный процесс по сравнению как с глобализацией экономики в целом, так и с либерализацией в энергетике. Тем не менее этот процесс захватывает энергетическое хозяйство мира и России как важные компоненты их экономики, имеет свои (энергетические) особенности и создает специфические (энергоэкономические) проблемы.

Интернационализация и глобализация энергетического хозяйства означает: формирование единого мирового энергетического пространства; единых глобальных рынков энергоносителей (в ряде случаев, предварительно, единых межрегиональных или континентальных рынков), а также технически связанных систем энергоснабжения; глобальных рынков энергетических технологий и оборудования на основе международной специализации и кооперации; привлечение для развития энергетики ресурсов с глобальных рынков капитала; формирование международных, в том числе планетарных энергетических организаций и объединений – межгосударственных, коммерческих (включая ТНК) и некоммерческих, и усиление их роли; формирование и интенсивное использование единой глобальной системы энергетической информации, знаний, практического опыта на базе, во-первых, унификации национальных информационных систем либо обеспечения их совместимости, во-вторых, либерализации доступа к национальным информационным ресурсам по энергетике; все более частое решение энергетических проблем отдельных стран, реализацию сложных энергетических проектов совместными усилиями многих государств, компаний, международных организаций; сближение, в значительной мере унификацию, национального энергетического законодательства, нормативов, технических правил и т.п.; наиболее разумное, взаимовыгодное, на благо всех партнеров использование ограниченных природных энергоресурсов, которыми природа наделила неравномерно разные страны, в том числе использование их с учетом интересов будущих поколений и экологических требований. Подобным образом трактуемая глобализация энергетики соответствует энергетической компоненте международного разделения труда, определяющей основной экономический эффект от глобализации.

Говоря о глобализации в энергетике, нельзя упускать из виду двух ее специфических аспектов. Первый связан с тем, что энергетика в хозяйственном смысле включает в себя, помимо топливно-энергетического комплекса (системы энергоснабжения), еще систему энергопотребления, и к ней относятся в равной мере перечисленные компоненты интернационализации и глобализации энергетики.

Значение интернационализации и глобализации в сфере энергосбережения состоит в том, что интеграционные процессы позволяют, во-первых, быстрее и с наименьшими затратами реализовать обширный потенциал энергосбережения, достигающий, например в России, 40 % национального потребления ТЭР, примерно того же порядка в других странах с переходной экономикой и развивающихся странах. При этом следует иметь в виду, с одной стороны, чрезвычайно разнообразный состав энергопотребляющих технологий и путей энергосбережения, наличие в разных странах уникального опыта и реализации соот-

ветствующих технологий; с другой стороны, значительную капиталоемкость и наукоемкость их разработки и реализации. Во-вторых, интеграционные процессы в сфере энергопотребления позволяют странам с дефицитом ТЭР быстрее сократить потребность в их импорте, а странам-экспортерам – наращивать свой экспортный потенциал. Разумеется, те и другие страны укрепляют при этом эффективность своей экономики, благосостояние населения, экономическую и экологическую безопасность.

С этой последней связан второй специфический аспект глобализации в энергетике. Речь идет о том, что достигаемое с международной поддержкой улучшение экологических характеристик национальных энергетических систем сокращает дальний перенос вредных выбросов и сбросов энергообъектов через планетарные атмосферу и гидросферу. И наоборот, всякое наращивание этих выбросов и сбросов в отдельных странах сказывается на состоянии окружающей среды сопредельных государств.

Рассмотрим далее процессы формирования глобальных энергетических рынков. По оценке А.А. Макарова [22], “в обеспечении сырой нефтью и нефтепродуктами задача глобализации практически решена: уже работает действительно всемирная система нефте- и нефтепродуктоснабжения с автозаправочными станциями во всех уголках Земли, успешно функционирующая под контролем ведущих банков мира, транснациональных нефтяных компаний и двух политических объединений – организации стран-экспортеров нефти (ОПЕК) и Международного энергетического агентства (МЭА), созданного странами-потребителями”. Эту оценку следовало бы уточнить в двух аспектах: а) решена к настоящему времени не задача глобализации (о глобализации даже одного сектора мирового хозяйства как о завершившемся процессе, решенной задаче говорить вряд ли правомерно), а задача формирования глобального нефтяного рынка; б) наряду с АЗС во всех уголках Земли можно упомянуть единую систему торгов, заключения контрактов и формирования цен.

Главным интегрирующим началом, ядром энергетики, согласно [22], являются электроэнергетические системы. Процесс территориальной интеграции рынков электроэнергии пока ограничивается уровнем интернационализации – создания и надежного функционирования межнациональных ЭЭС. Крупнейшими из них в настоящее время являются: объединение ЭЭС восточных и центральных штатов США с ЭЭС юго-восточных провинций Канады; объединение ЭЭС западных штатов США с соседними ЭЭС Канады и Мексики; европейское объединение UCTE, охватывающее основную континентальную часть Западной и Центральной Европы (существуют связи UCTE с ЭЭС Великобритании и объединением NORDEL, включающим ЭЭС Швеции, Норвегии и Финляндии). До 1990-х годов, наряду с ЭЭС СССР, функционировала международная ЭЭС стран СЭВ “Мир”, сейчас ЭЭС России работает совместно с ЭЭС большинства стран СНГ и Балтии, Финляндии и Монголии.

В настоящее время, согласно [23], создается трансевропейская синхронная объединенная электроэнергетическая система TESIS стран Западной, Центральной и Юго-Восточной Европы. Организация синхронной работы TESIS и ЭЭС России позволит осуществлять торговлю электроэнергией с западными

странами и совместно реализовать преимущества параллельной работы. Но при этом, по мнению автора [23], речь может идти только о работе двух крупных энергообъединений как равноправных партнеров. В то же время существуют предпосылки создания единого Евроазиатского энергообъединения, с последующим присоединением к нему ЭЭС Северной Африки. В более далекой перспективе возможно создание единой глобальной ЭЭС, однако экономическая целесообразность такого объединения спорна: оно может быть оправдано лишь системным эффектом^{*)}.

В последней трети XX в., согласно [22], эстафета формирования системной энергетики была подхвачена бурным развитием газоснабжающих систем на Североамериканском и Евроазиатском континентах, стремительно идущих по пути создания глобальной системы газоснабжения.

Значительно меньший вклад в глобализацию энергетики и создание единой всемирной энергоснабжающей системы вносит угольная отрасль. Мировая торговля каменным углем в 1995 г. составляла 410 млн т, против 1788 млн т торговли нефтью и нефтепродуктами и 395 млрд м³ торговли природным газом. По прогнозу [22], к 2020–2025 гг. торговля углем возрастет до 600–700, нефтью – до 2800–3000, газом – до 800–1000 млн т у.т. Долгосрочные прогнозы мировой торговли содержатся в [23]. Согласно представленному там наиболее вероятному сценарию, объем мирового экспорта угля, составлявший в 1990 г. 270 млн т у.т., возрастет к 2025 г. до 1870 млн, к 2050 г. снизится до 375 млн, а затем снова возрастет (2075 г. – 1670 млн, 2100 г. – 1230 млн т у.т.).

Своеобразно место ядерной энергетики в процессе глобализации. С одной стороны, АЭС составляют определенную часть структуры генерирующих мощностей ЭЭС и являются элементом глобальной системы электроснабжения. С другой стороны, рынки ядерных реакторов, природного и обогащенного урана, услуг по изотопному его обогащению в достаточной степени уже являются глобальными.

Завершая обзор формирования энергетических рынков, можно вслед за [22] предположить, что дальнейший рост и взаимное переплетение систем энергоснабжения является одним из генеральных направлений развития энергетики; что этот процесс уже в первые десятилетия XXI в. приведет к созданию единой всемирной энергоснабжающей системы; наконец, что рано или поздно процессы глобализации энергетики сгладят многие аспекты ее региональных различий, но вряд ли это произойдет до конца XXI в.

Как и в процессе глобализации экономики, важнейшей движущей силой глобализации энергетики являются транснациональные корпорации. В наибольшей степени сконцентрирован в руках ТНК нефтегазовый сектор ТЭК. Необходимо отметить, что наряду с всемирно известными американскими, британскими, французскими ТНК в этом секторе фактически приобрели (или приобретают) черты ТНК российские ОАО «Газпром», НК «Лукойл», НК ЮКОС и, возможно, ряд других компаний. Такая же ситуация складывается и в электроэнергетике. Как отмечается в [25], процесс глобализации электроэнергетиче-

^{*)} Более подробно рассматриваемые вопросы изложены в [10].

ских рынков можно проследить на примере типичной и достаточно крупной американской энергетической компании АЕР, весьма успешно работавшей в традиционных условиях на протяжении нескольких десятков лет. За последнее десятилетие с открытием и расширением энергетических рынков как внутри США, так и в мире, АЕР превратилась в транснациональную энергетическую корпорацию: она обслуживает 4,8 млн потребителей в 11 штатах США и через участие в холдингах более 4 млн потребителей в Австралии, Бразилии, Китае, Мексике, Великобритании. Со ссылкой на оценку одной из консалтинговых фирм, прогнозируется, что из 250 крупных электроэнергетических компаний, насчитываемых сейчас в мире, через 5 лет на международной арене будут доминировать 35–40, из которых примерно половина будут американскими. Черты ТНК приобретает и РАО «ЕЭС России».

При исследовании характерных черт глобализации экономики отмечают значительное превышение темпов роста мировой торговли над ростом производства товаров. Анализ данных по энергетике свидетельствует (табл. 1.7), что здесь в целом такое превышение не наблюдается. Это можно объяснить следующими причинами. 1. Международная торговля продукцией обрабатывающей промышленности имеет в своей основе международное разделение труда, специализацию стран на выпуске определенных видов или компонентов изделий, и такая специализация может углубляться достаточно сильно; в основе же торговли ТЭР лежат поставки топлива от энергоизбыточных стран энергодефицитным. Соответствующие небалансы в разные периоды XX–XXI вв. либо относительно сокращаются, либо стабильны. 2. Часть отраслей ТЭК – электроэнергетика, теплоснабжение, преобразование новых возобновляемых или некоммерческих энергоресурсов – носят инфраструктурный характер, с локальной, как правило, сбалансированностью производства и потребления. 3. Транспортировка ТЭР, несмотря на очень значительный технический прогресс (супертанкеры, суда-углевозы, трубопроводы большого диаметра, сверхвысоковольтные ЛЭП переменного и постоянного тока и др.), остается весьма дорогой (на единицу стоимости продукции) сравнительно с транспортировкой промышленных изделий. Тем не менее масштабы и рост международной торговли ТЭР впечатляют (табл. 1.7).

Позитивные последствия встроенности российской энергетики в процессы глобализации во многом аналогичны рассмотренным выше преимуществам глобализации для экономики России:

- повышение эффективности отраслей российской энергетики и конкурентоспособности их продукции в результате конкуренции, а также в результате включенности в межнациональные энергетические системы и объединения, сотрудничества с другими их участниками;
- расширение рынков сбыта российских энергоносителей, энергооборудования, услуг по проектированию и строительству энергетических объектов;
- повышение надежности энергоснабжения в рамках межнациональных и глобальных энергетических систем, взаимопомощь и взаимодополнение их участников;

- привлечение зарубежных энергетических технологий, инвестиционных ресурсов, управленческого и правового опыта для технического перевооружения, роста производства и институционального совершенствования российского ТЭК, а также для реализации программ энергосбережения;
- расширение деятельности российских энергетических компаний за рубежом, извлечение из этого не только экономических выгод, но и геополитических преимуществ;
- возможность активного участия в международных энергетических проектах с подобными же эффектами.

Т а б л и ц а 1.7

**Мировое потребление и международная торговля первичными ТЭР,
млрд т у.т. [21, 23, 25–28]**

Год	Мировое потребление (производство)	Международная торговля	Отношение объема торговли к потреблению, %
1950	3,29	0,30	9,1
1960	5,14	0,68	13,2
1970	8,24	1,92	23,3
1980	10,76	2,67	24,8
1990	12,25 ^{*)}	2,80	22,8
2000	15,0	4,13	27,5
2010	17,7	2,0–5,0	11–28
2020	17–21	2,1–5,2	12–25
2050	23–29	2,6–5,4	9–23
2075	26 ^{**)}	7,2 ^{**)}	28
2100	28 ^{**)} –50	5,9 ^{**)} –...	21

^{*)} По другим оценкам, потребление составило 13 млрд т у.т.

^{**)} Оценки [24]. На их базе рассчитаны соотношения в последней колонке.

Основным негативным для энергетики России фактором глобализации является усиление ее зависимости – как от субъективных действий иностранных корпораций и правительств, так и от объективных кризисных ситуаций в мировой энергетике, глобальной финансовой системе и экономике зарубежных стран.

В заключение отметим, перефразируя приведенное выше соображение Дж. Сороса, что выгоды разумной либерализации энергетики России, встроенности ее в процесс глобализации позволяют с избытком компенсировать связанные с этими процессами негативные последствия. Но реализация указанных выгод и преодоление негативных последствий требуют значительных усилий общества, серьезных научных проработок, скоординированных действий энергетического бизнеса и государства в рамках обоснованной, динамичной национальной энергетической политики.

1.3. Топливо-энергетические ресурсы мира и России: тенденции их освоения и использования

Вопрос обеспеченности традиционными невозобновляемыми энергоресурсами: нефтью, газом и углем впервые встал перед человечеством во второй половине прошлого века. После Второй мировой войны существенно увеличились темпы промышленного роста во многих странах мира, в том числе производство автомобилей. Это привело к росту потребления энергоресурсов и в первую очередь – нефти. Разведанные запасы нефти тогда (1950-е годы) были невелики, и считалось, что ее осталось на 20 лет.

Энергетический кризис 1973–1979 гг. стимулировал широкое внедрение энергосберегающих технологий в странах – основных потребителях энергоресурсов, с одной стороны, и существенный рост инвестиций в разведку новых месторождений – с другой. Поскольку разведанных к тому времени запасов угля хватало на несколько сот лет, основные усилия были направлены на разведку месторождений нефти и газа [26–29].

В результате предпринятых усилий за последние 30 лет доказанные запасы нефти и газа существенно возросли: в 2 и 3.6 раза соответственно (табл. 1.8). Разными организациями даются оценки количества того или иного ресурса как для отдельных месторождений, так и в целом. Для нефти максимальная и минимальная оценка различаются в 1,3 раза (табл. 1.9). Очевидно, что любая оценка количества топливо-энергетических (и не только) ресурсов приближительна и относиться к ней нужно с той или иной степенью вероятности.

Нефть в настоящее время является основным энергоносителем, на долю которой приходится 38 % мирового энергопотребления. Доля нефти в общем потреблении первичных энергоресурсов стала быстро расти после Второй мировой войны, прежде всего в связи с ростом автомобилизации и нефтехимии. Согласно большинству прогнозов как зарубежных, так и отечественных специалистов, в ближайшие десятилетия доля нефти в энергопотреблении уменьшится незначительно и только после 2030–2035 гг. она начнет значительно сокращаться. Имеются прогнозы, которые предполагают, что роль нефти в энергообеспечении человечества останется существенной, не ниже 20 % общего энергопотребления до конца текущего столетия [32].

Т а б л и ц а 1.8

Динамика мировых доказанных резервов нефти и газа, млрд т н.э. [30]

Год	Нефть	Газ
1970	71	36
1975	98	56
1980	88	71
1985	94	84
1990	135	112
1995	135	130
2001	144	136

**Оценка доказанных резервов нефти (с газовым конденсатом)
разными организациями [31]**

Организация	Дата оценки	млрд т
US Geology Survey	06.2000	131,0
Oil and Gas Journal	12.2000	140,2
Oil Debiton Analysis Centre (Campbell)	12.2000	115,3
HJS Energy	07.2001	150,1
World Oil	08.2001	136,8
OPEC Secretariat	08.2001	147,1
World Energy Council	10.2001	143,4

Отсюда следуют то большое внимание, которое уделяется поискам, разведке и разработке нефтяных месторождений, важная роль НТП в этой сфере и значительный объем капиталовложений.

В настоящее время объем доказанных извлекаемых резервов нефти составляет 150 млрд т, хотя имеются и другие оценки (табл. 1.10). С учетом возможных с разными вероятностями открытий эта цифра может возрасти почти в 2 раза.

Запасы нефти распределены в мире наиболее неравномерно по сравнению с газом и углем (табл. 1.10). Около 60 % разведанных резервов нефти приходится на Средний Восток, а с учетом Латинской Америки и бывшего СССР эта доля составляет 81 %. Обращает на себя внимание тот факт, что промышленно развитые страны располагают менее чем 10 % разведанных резервов нефти.

В зарубежных источниках информация о запасах углеводородов в России, как правило, включена в раздел "Бывший СССР". За редким исключением дается информация только о доказанных разведанных ресурсах. При этом зарубежные эксперты дают существенно заниженные по сравнению с отечественными специалистами объемы ресурсов нефти в России. По оценке отечественных экспертов, общий объем ресурсов нефти в России составляет 18–19 млрд т (категории А, В, С), из них разведанные 13–16 млрд т, в том числе достоверные 8,9 млрд т. Западными специалистами общий объем ресурсов нефти в России оценивается 6,6 млрд т. Такой разброс в оценках объясняется тем, что зарубежные эксперты учитывают только те месторождения, которые прошли международный аудит. К настоящему времени международный аудит прошли только несколько компаний, суммарный объем запасов которых и составляет 6,6 млрд т.

Природный газ до конца 60-х годов прошлого столетия потреблялся в основном в странах-производителях: СССР, США. В начале 70-х годов появился мировой рынок газа и доля газа в энергопотреблении многих стран (и мира в целом) стала быстро расти. Сейчас на долю природного газа приходится 22 % мирового энергопотребления, и по всем прогнозам в ближайшие десятилетия она будет расти, а к 2050 г. может даже превысить долю нефти.

На начало текущего столетия доказанные извлекаемые резервы природного газа оцениваются разными организациями в 146–176 трлн м³ (табл. 1.11). При этом основные резервы газа сосредоточены в основном в пределах бывшего СССР (38,3 %) и Среднего Востока (38,0 % мировых запасов) (табл. 1.12).

Запасы природного газа в промышленно развитых странах, так же как и запасы нефти, невелики и не превышают 9 % мировых.

Россия обладает самыми большими в мире запасами природного газа. Оценки запасов природного газа в России отечественными и зарубежными специалистами практически совпадают. Общие запасы природного газа в России оцениваются в 210–240 трлн м³, которые составляют около 43 % общих мировых. Разведанные запасы газа оцениваются в 46–48 трлн м³, что составляет 31–32 % мировых. Обеспеченность разведанными запасами природного газа составляет 80–100 лет.

Каменный уголь используется человечеством уже несколько столетий, именно уголь стал двигателем первой промышленной революции. Запасы каменного угля велики, больше, чем традиционных нефти и газа вместе взятых, и достаточно хорошо разведаны. Месторождения угля более равномерно распределены по странам и континентам, чем месторождения нефти и газа (табл. 1.13). На долю промышленно развитых стран приходится более 40 % мировых резервов угля.

Несмотря на то что доля угля в мировом энергопотреблении постоянно снижается, в настоящее время она составляет 24 %, его роль в рассматриваемом периоде останется весьма существенной, а по некоторым прогнозам – даже возрастет [32]. В любом случае объемы потребления угля для энергетических целей в ближайшие десятилетия будут расти. Следует ожидать широкого внедрения новых технологий использования угля, в том числе получения жидкого топлива.

В целом ресурсная база невозобновляемых энергоресурсов достаточно велика (табл. 1.14). Среди разведанных запасов почти половина (47,3 %) приходится на уголь, но с учетом дополнительных ресурсов (50 % вероятности) его доля уже превышает ресурсы нефти и газа вместе взятых и составляет 66,8 %.

Обращает на себя внимание тот факт, что ресурсная база урана для тепловых реакторов такая же, как и традиционной нефти.

Важную роль в обеспечении энергоресурсами играет их стоимость у потребителей, в которой значительную долю составляют затраты на добычу. Попытки распределить запасы энергоресурсов по категориям в зависимости от стоимости их добычи предпринимались давно. Еще на 10-й конференции МИРЭК эксперты пришли к выводу, что извлекаемые запасы нефти по стоимости добычи делятся следующим образом: менее 36 дол./т – 36 %; 36–80 дол./т – 26 %; более 88 дол./т – 38 %.

Затем М. Гренон уточнил эти показатели и выделил следующие три категории для нефти и газа [36, 37].

I. Меньше 80 дол./т – известные резервы и часть ресурсов, которые должны быть открыты.

II. 88–145 дол./т – оставшиеся ресурсы, которые предстоит открыть, и небольшая часть извлекаемых ресурсов нетрадиционной нефти.

III. 145–183 дол./т – дополнительное количество тяжелой нефти, нефтесодержащих песков и сланцев.

Приведем оценку привлекаемых ресурсов топлива из [36], рассчитанную на основе классификации М. Гренона (табл. 1.15).

Т а б л и ц а 1.10

Оценка резервов нефти и их распределения по регионам мира, млрд т [33]

Регион	Идентифицированные резервы				Доказанные извлекаемые резервы (WEC, 1998)	Доказанные резервы (BP, 1999)	Ресурсы при интенсификации добычи
	Мастерс и др., 1994	Плюс 95%-я вероятность открытия	Плюс 50%-я вероятность открытия	Плюс 5%-я вероятность открытия			
Северная Америка	8,5	14,3	17,0	23,7	4,6	4,6	13,6
Латинская Америка	17,3	22,6	26,2	41,6	19,2	19,9	23,8
Западная Европа	5,6	6,8	7,7	11,2	2,5	2,5	3,9
Центральная и Восточная Европа	0,3	0,4	0,5	1,1	0,3	0,2	0,5
Бывший СССР	17,0	25,1	30,6	49,9	8,0	9,1	11,2
Средний Восток и Северная Африка	87,6	97,0	104,6	126,4	99,6	96,8	59,2
Африка, южнее Сахары	4,0	5,9	7,3	12,3	4,0	4,5	3,3
Юго-Восточная Азия	3,1	4,1	4,8	7,3	1,5	1,5	2,1
Китай	5,1	7,8	9,8	17,9	5,4	3,4	3,7
АТР (ОЭСР)	0,4	0,6	0,7	1,3	0,4	0,4	0,5
В с е г о	150	186	210	295	146	143	123

Т а б л и ц а 1.11

Оценка резервов природного газа и их распределения по регионам мира, трлн м³ [33]

Регион	Доказанные извлекаемые резервы (WEC, 1998)	Всего извлекаемые резервы (WEC, 1998)	Доказанные и дополнительные резервы (JGU, 2000)	Доказанные резер- вы (BP, 1999)	Ресурсы при ин- тенсификации до- бычи
Северная Америка	6,6	10,5	63,0	6,6	23,9
Латинская Америка и Карибский бассейн	8,2	11,5	42,5	8,0	8,3
Западная Европа	4,9	8,1	11,9	4,8	8,3
Центральная и Восточная Европа	0,7	0,7	2,1	0,5	1,2
Бывший СССР	56,4	69,8	157,5	56,7	52,0
Средний Восток и Северная Африка	56,1	60,8	149,5	55,4	38,4
Африка, южнее Сахары	4,2	4,2	6,5	4,3	2,5
Юго-Восточная Азия	5,6	5,6	21,8	5,3	4,3
Южная Азия	1,7	1,7	10,3	1,5	1,4
Китай	1,3	1,3	17,5	2,2	1,1
АТР (ОЭСР)	1,5	2,4	23,2	1,3	1,7
В с е г о	147,3	176,6	502,2	146,4	143,0

Т а б л и ц а 1.12

Распределение мировых резервов и ресурсов газа по регионам, трлн м³ [34]

Регион	Традиционный газ			Нетрадиционные ресурсы	
	Суммарная добыча 2002 г.	Оставшиеся дока- занные резервы	Дополнительные резервы (оценка)	Угольный метан, газ в плотных формациях, сланцевый газ	Газовые гидра- ты
Северная Америка	26,9	7,5	30-52	22	6100
Центральная и Южная Аме- рика	3,0	5,6	7-22	91	4571
Европа (исключая СССР)	7,3	4,7	5-14	36	765
Бывший СССР	16,1	51,0	95-110	159	4208
Средний Восток	3,9	44,6	28-50	99	203
Африка	2,1	9,3	5-14	29	383
Юго-Восточная Азия	3,6	9,2	25-41	203	2528
В с е г о	62,9	131,9	197-303	639	18758

Т а б л и ц а 1.13

Распределение резервов угля по регионам на конец 2001 г., млн т [35]

Регион	Антрацит и би- туминозный уголь	Суббитуминозный и лигнит	Всего	Доля от миро- вых, %	Обеспеченность, лет
США	115 891	134 103	249 994	25,4	246
Северная Америка	120 222	137 561	257 783	26,2	234
Южная и Центральная Америка	7 738	14 014	21 752	2,2	381
Европа	47 512	77 883	125 395	12,7	167
Бывший СССР	97 362	132 613	229 975	23,4	> 500
В том числе Россия	49 088	107 992	157 010	15,9	> 500
Африка и Средний Восток	56 881	196	57 077	5,8	246
АТР	189 347	103 124	292 471	29,7	146
Мир в целом	519 062	465 391	984 453	100	216
В том числе ОЭСР	211 084	234 686	445 770	45,3	215

Т а б л и ц а 1.14

Мировые запасы основных первичных энергоресурсов (к концу XX в.) [31, 32]

Энергоноситель	Разведанные запасы		Ресурсы (50 % вероятности)		Ресурсная база	
	млрд т н.э.	%	млрд т н.э.	%	млрд т н.э.	%
Нефть						
традиционная	150	11,7	145	3,8	295	5,8
нетрадиционная	193	15,0	332	8,7	525	10,3
всего	343	26,7	477	12,5	820	16,1
Газ						
традиционный	141	11,0	279	7,3	420	8,2
нетрадиционный	192	15,0	258	6,8	450	8,8
всего	333	26,0	537	14,1	870	17,1
Уголь и лигнит	606	47,3	2794	73,4	3400	66,8
Итого ископаемого топлива	1282	100	3808	100	5090	100
Уран						
тепловые реакторы	57		203		260	
быстрые реакторы	3390		12150		15540	

Т а б л и ц а 1.15

Мировые потенциально извлекаемые ресурсы топлива и время их возможного истощения [36]

Показатель	Запасы по категориям, млрд т у.т.			Время истощения, лет		
	I	II	III	I	II	III
Стоимость, дол./т	До 60	60–100	100–125			
Нефть	267	203	378	33–38	29–41	54–75
Газ	297	148	139	99–135	49–67	46–63
Уголь, стоимость	До 25	25–50				
запасы	606	1105		120–125	220–275	

С момента составления табл. 1.15 (1980 г.) ситуация с запасами невозобновляемых ресурсов в мире существенно изменилась, что будет ясно из дальнейшего изложения.

В 90-х годах прошлого века Н.Н. Rogner предложил более подробную классификацию энергоресурсов по стоимости их добычи [38]. Им для нефти и газа выделено 8 категорий, а для угля – 5. Именно такая классификация используется в настоящее время, как более точно отвечающая современным представлениям о затратах на добычу энергоресурсов.

При этом наблюдается нелинейная зависимость объема ресурсов от стоимости их добычи, для угля такой зависимости нет (рис. 1.8). Общая зависимость такова: чем дороже ресурсы, тем больше их количество. Особенно заметен рост нетрадиционных ресурсов нефти VI–VIII категорий, т.е. при цене от 38 дол./барр. до 160 дол./барр. (табл. 1.16). Обращает на себя внимание наличие

больших ресурсов нетрадиционной нефти (VIII категории) в Северной и Южной Америке, хотя их много и в районе Персидского залива, в бывшем СССР и Китае. Таким образом, когда наступит время добычи нефти этой категории (самой дорогой), география ее значительно изменится, а следовательно, изменятся и мировые экспортные потоки нефти. С дорогими (VIII категория) ресурсами природного газа (табл. 1.17) ситуация еще более ярко выраженная: их в 15 раз больше, чем ресурсов газа остальных семи категорий. При этом, за исключением Восточной Европы, все регионы мира располагают большим количеством ресурсов газа VIII категории. Примерно аналогичная ситуация складывается и с распределением угля по стоимостным категориям. Количество угля самой дорогой категории Е составляет более половины общих ресурсов угля, как каменного (64 %), так и бурого (57 %) (табл. 1.18).

Таким образом, в долгосрочном плане человечество обеспечено на несколько сот лет как углеводородами, так и углем. Однако возникает вопрос обеспеченности человечества энергоресурсами в кратко- и среднесрочном плане. В каждый данный период времени человечество имеет в распоряжении столько ресурсов, сколько позволяет действующая экономика. В настоящее время мировая экономика, на наш взгляд, может позволить себе использовать ресурсы I–III и даже I–IV категорий углеводородов и категории А–Д угля, т.е. традиционные ресурсы. По данным [38], запасы традиционных (категории I–IV) нефти и газа составляют 478 млрд т и 450 млрд т н.э. соответственно (табл. 1.16, 1.17). Этого количества нефти и газа должно хватить человечеству примерно до 2075 г. (табл. 1.19). С учетом того, что категории энергоресурсов по мере развития научно-технического прогресса переходят из более дорогих в менее дорогие, можно считать, что традиционными углеводородами человечество обеспечено на весь XXI век.

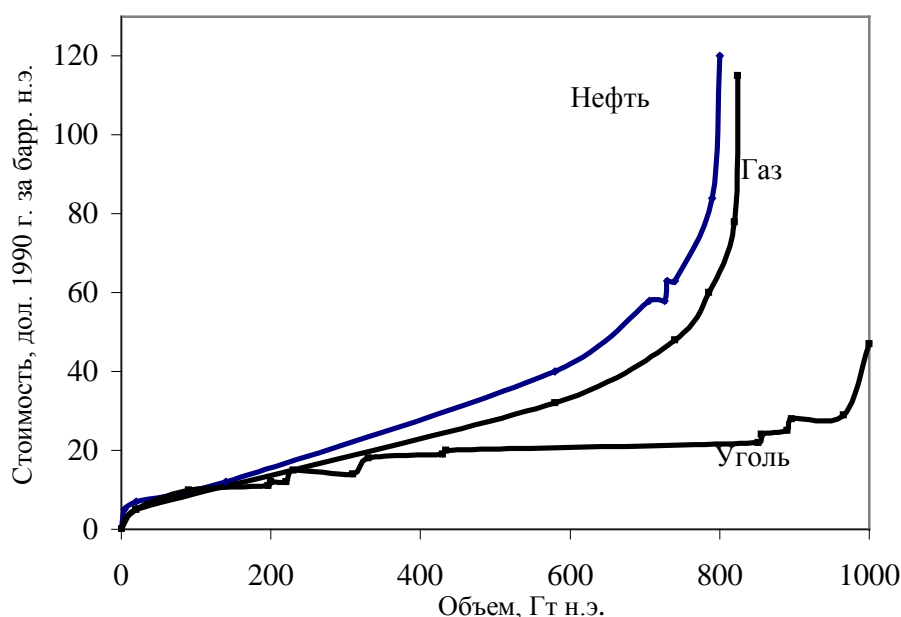


Рис. 1.8. Зависимость стоимости энергоресурсов от объема их добычи [38].

Таблица 1.16

Оценка распределения месторождений нефти по категориям, млрд т н.э. [38]

Регион	Традиционная нефть			Интенсификация добычи	Нетрадиционные резервы и ресурсы нефти				Всего
	Доказанные извлекаемые резервы	Оцененные дополнительные резервы	Дополнительные спекулятивные ресурсы		Извлекаемые резервы	Ресурсы	Дополнительные месторождения		
	I*	II	III				IV	V	
Стоимость добычи, дол./барр.	> 12	12-19	19-25	25-35	35-38	38-52	52-62	62-160	
Северная Америка	8,5	8,6	6,7	15,9	7,6	98,8	172,8	287,4	606
Латинская Америка	17,4	8,9	15,5	18,9	2,6	91,5	160,1	270,8	586
Западная Европа	5,6	2,1	3,6	5,1	1,3	7,6	13,3	34,6	73
Восточная Европа	0,3	0,2	0,6	0,7	0,	0,5	1,0	3,8	7
Бывший СССР	17,1	13,6	19,3	23,4	3,3	19,4	34,0	125,6	256
Средний Восток и Северная Африка	87,9	17,0	21,9	56,2	22,3	39,6	69,3	79,0	593
Африка, южнее Сахары	4,0	3,4	4,9	5,4	1,4	5,1	8,9	29,7	63
Китай и Юго-Восточная Азия	5,1	4,7	8,2	7,4	2,3	42,2	73,8	118,7	262
АТР (ОЭСР)	0,4	0,3	0,6	0,7	3,7	25,8	45,1	60,3	137
АТР (прочие)	2,9	1,6	2,5	3,4	0,6	4,8	8,3	23,0	47
Южная Азия	1,0	0,3	0,6	0,8	0,1	0,3	0,5	3,5	7
Мир в целом	150	61	84	138	45	336	587	1237	2638

* I, II, ..., VIII – категория

Т а б л и ц а 1.17

Оценка распределения месторождений природного газа по категориям, млрд т н.э. [38]

Регион	Традиционный газ			Резервы и ресурсы нетрадиционного газа					Всего
	Доказанные извлекае- мые резер- вы	Оцененные дополни- тельные резервы	Дополнитель- ные спекуля- тивные ресур- сы	Интен- сифика- ция до- бычи	Угольный метан, газ в плотных формациях и т.д.				
					Извлека- емые ре- зервы	Ресурсы	Дополнительные месторождения		
	I**	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	
Стоимость добычи *, дол./барр. н.э.	> 10	10-16	16-25	25-29	29-34	34-42	42-50	50-145	
Северная Америка	11,8	14,3	15,6	8,4	35	70	105	6100	6361
Латинская Америка	7,6	8,0	13,8	3,9	13	30	44	4571	4691
Западная Европа	7,3	4,9	7,2	3,0	4	9	13	765	813
Восточная Европа	0,7	0,7	1,2	0,5	1	2	3	1	10
Бывший СССР	39,1	45,0	65,0	20,2	26	45	68	4208	4517
Средний Восток и Северная Африка	48,2	23,0	26,9	12,5	13	29	44	203	400
Африка южнее Сахары	3,9	5,3	8,4	2,2	4	9	14	383	431
Китай и Юго-Восточная Азия	1,1	4,6	7,1	1,6	21	24	36	432	527
АТР (ОЭСР)	2,1	0,5	0,8	0,5	14	30	45	1523	1616
АТР (прочие)	5,4	3,8	5,0	1,9	3	8	11	192	231
Южная Азия	1,6	1,8	2,6	0,8	1	2	3	381	395
Мир в целом	129	112	153	56	138	258	387	18759	19990

* Доллары 1990 г.

** I, II, ..., VIII – категория.

Таблица 1.18

Оценка распределения резервов и ресурсов каменного угля по категориям, млрд т н.э.

Регион	Доказанные извлекаемые резервы	Дополнительные извлекаемые ре- сурсы	Дополнительные идентифицирован- ные резервы	Дополнительные ресурсы		Всего
	А*	В	С	Д	Е	
Стоимость добычи, дол./барр. н.э.	1-9	9-11	11-16	16-24	24-36	
Северная Америка	140	0	104	97	387	728
Латинская Америка	6	1	3	7	28	46
Западная Европа	18	3	14	46	185	266
Восточная Европа	22	22	26	9	35	114
Бывший СССР	88	0	22	506	2025	2641
Средний Восток	0	0	0	3	12	15
Африка	37	0	37	16	64	153
Китай	34	40	274	165	660	1173
АТР (ОЭСР)	20	147	18	47	188	420
Юго-Восточная Азия	2	0	1	0	1	4
Южная Азия	7	28	19	7	28	88
Мир в целом	372	241	518	903	3612	5646

* А, ... , Е – категория.

Достижения научно-технического прогресса за последние десятилетия привели, с одной стороны, к появлению новых технологий, более экономичных по сравнению со старыми, а с другой – к увеличению экономической эффективности старых технологий.

Т а б л и ц а 1.19

Суммарное (кумулятивное) потребление нефти и газа в XXI столетии, млрд т н.э. [32]

Период	Нефть и газ в целом	Нефть	Газ
До 2000 г.	176	120	56
2000-2009 гг.	66	42	24
2000-2019 гг.	143	90	53
2000-2029 гг.	237	147	90
2000-2039 гг.	355	210	145
2000-2049 гг.	495	276	219
2000-2059 гг.	647	341	306
2000-2069 гг.	806	403	403
2000-2079 гг.	943	440	509
2000-2089 гг.	1108	493	615
2000-2099 гг.	1256	540	716

Так, глубина добычи нефти увеличилась в 6 раз (табл. 1.20) и приближается к 2 км, а максимальная глубина воды над морской скважиной (не эксплуатационной) составляет почти 3 км. Наибольшая глубина морской добычи природного газа составляет 1625 м [39].

В то же время современные технологии горизонтального бурения позволяют добывать с суши нефть из-под морского дна на расстоянии свыше 10 км (10 655 м) [40].

По данным [41], за 1982–1994 гг. среднемировые издержки на разведку и освоение месторождений нефти уменьшились в 4 раза, с 16 до 4 дол./барр. Фактически с 1981 г. по 1996 г. среднемировые издержки разведки и добычи нефти снижались на 1 дол./барр. в год. При этом все снижение издержек происходило в основном за счет технологических инноваций.

Т а б л и ц а 1.20

Максимальная глубина добычи нефти [31]

Год	1978	1989	1991	1994	1997	1999
Глубина, м	312	540	757	1027	1650	1857

Снижаются также издержки на освоение ресурсов нетрадиционной нефти. Так, в Канаде производство жидкого топлива из битуминозных песчаников за последние 15 лет подешевели в 3,5 раза (с 35 до 10 дол./барр.) [41].

Сокращается также разрыв в уровнях затрат на добычу между странами ОПЕК и остальными экспортерами нефти. За 10 лет этот показатель сократился в среднем с 11,5 до 7,5 дол./барр.

Уменьшается не только стоимость, но и время разведки и разработки месторождений. Так, время проведения трехмерной сейсморазведки сократилось более чем в 4 раза, а затраты на ее проведение – в 2,5 раза [42].

Стоимость морских буровых платформ за последние 10 лет снизилась на порядок при той же производительности. Таким образом, разговоры о том, что дешевые энергоресурсы скоро кончатся, спорны. К тому времени, когда дойдет очередь до разработки "дорогих" месторождений, они, благодаря НТП, могут перейти в категорию "дешевых" и этот процесс может продолжаться до полного исчерпания всех невозобновляемых энергоресурсов.

С другой стороны, новые источники энергии могут заменить нефть и газ задолго до полного исчерпания их ресурсов. Некоторые крупные нефтяные и газовые компании уже вкладывают средства в разработку альтернативных источников энергии, подстраховывая себя от возможных неожиданностей. По некоторым прогнозам западных специалистов, широкое внедрение новых источников энергии начнется после 2030 г., по другим – после 2050 г. [32].

В целом энергоресурсы, очевидно, будут дорожать, но медленнее, чем предполагалось и скорее всего этот процесс будет носить колебательный характер. Общемировая тенденция снижения затрат на добычу энергоресурсов затронула также Россию, хотя и не в такой степени.

Однако, поскольку потенциальные запасы углеводородов находятся в труднодоступных местах с суровым климатом и далеко от потребителей, дальнейшее снижение затрат на их добычу в России весьма проблематично. Более того, для разработки новых месторождений требуются десятки миллиардов долларов, которых у российских компаний сейчас нет. Нынешнее состояние российской экономики таково, что она не в состоянии освоить запасы углеводородов, расположенные на шельфах северных морей. Очевидно, потребуются значительные зарубежные инвестиции, по крайней мере на начальном этапе освоения.

На ближайшие десятилетия вплоть до конца рассматриваемого периода перебоев с запасами углеводородов в мире быть не должно. Так, за последние 20 лет доказанные резервы нефти выросли в 1,5 раза, а доказанные резервы газа – в 1,9 раза, в то время как за тот же период потребление нефти и газа выросло на меньшую величину: в 1,2 и 1,6 раза соответственно. Однако при общем росте доказанных запасов природного газа в развитых странах, основных его потребителей, происходит его сокращение, что увеличивает их зависимость от

импорта этого энергоносителя. С начала 90-х годов прошлого века доказанные запасы газа в Северной Америке сократились на 10 %, а в Западной Европе – на 11 %. В течение второй половины прошлого века мировые темпы роста запасов нефти и газа опережали темпы роста их потребления. По-видимому, в ближайшие десятилетия это соотношение сохранится, тем более, что темпы роста энергопотребления, по прогнозам, будут падать. Таким образом, и с этой точки зрения энергетический голод человечеству в обозримом будущем не грозит. По данным Геологической службы США, до 2025 г. могут быть открыты запасы нефти, примерно равные суммарному ее потреблению за 2000–2025 гг., а вновь открытые запасы газа будут в 3 раза превышать его суммарное потребление за тот же период (табл. 1.21).

Сказанное подтверждается динамикой мировой обеспеченности текущей добычи углеводородов (табл. 1.22). Как для нефти, так и для газа она растет с небольшими колебаниями. При этом с начала 90-х годов прошлого века обеспеченность не опускается ниже 40 лет для нефти и 60 лет для газа. Таким образом, у человечества в крайнем случае есть несколько десятков лет для свободы маневра.

Т а б л и ц а 1.22

Динамика мировой обеспеченности нефтью и газом, лет [43]

Год	Нефть	Газ
1975	33	52
1977	28	54
1979	27	49
1981	32	55
1983	33	59
1985	34	58
1987	42	58
1989	44	57
1991	43	60
1993	43	66
1995	42	64
1997	41	64
1999	41	62
2001	41	63

Т а б л и ц а 1.21

Неоткрытые ресурсы углеводородов по оценке геологической службы США [42]

Регион	Нефть, млрд т	Доля в мировых, %	Газ, трлн м ³	Доля в мировых, %
Ближний Восток и Северная Африка	31,4	31,4	38,8	26,4
Бывший СССР	15,8	15,8	45,6	31,0
Центральная и Южная Америка	14,3	14,3	13,8	9,4
Африка, южнее Сахары и Антарктика	9,8	9,8	6,6	4,5
Северная Америка	20,9	21,0	19,3	13,1
В том числе США	11,3	11,3	14,9	10,1
Азиатско-Тихоокеанский	4,1	4,1	10,7	7,3
Европа	3,0	3,0	8,8	6,0
Южная Азия	0,5	0,6	3,4	2,3
Мир в целом	99,9	100	147,0	100

1.4. Гидроэнергетические ресурсы мира и их использование: тенденции и проблемы

1.4.1. Потенциал гидроэнергоресурсов, состояние их использования и роль ГЭС в энергетике отдельных стран на границе веков

Гидроэнергетические ресурсы являются наиболее освоенными и широко используемыми возобновляемыми энергетическими ресурсами мира. В настоящее время они занимают второе место среди первичных энергоресурсов, расходуемых на производство электроэнергии [45]. Гидроэлектростанции имеются практически во всех странах (за исключением государств Аравийского полуострова, Ливии и некоторых других). Их сооружение остается одним из важных направлений развития электроэнергетики во многих странах на современном этапе. Однако доля ГЭС в суммарной генерирующей мощности и производстве электроэнергии по миру в целом относительно невелика и имеет тенденцию к снижению. А удельный вес гидроэнергии в приходной части глобального топливно-энергетического баланса не превышает 3 % [45].

Располагаемые запасы гидроэнергоресурсов, достигнутая степень их использования, современные условия и направления гидроэнергостроительства, а также роль гидроэлектростанций в энергетических балансах отдельных стран существенно различны.

Напомним, что природные гидроэнергетические ресурсы представляют собой выраженную, как правило, в киловатт-часах гравитационную энергию стекающей с какой-либо территории воды на естественном перепаде высот (от места выпадения осадков до уровня океана или границ территории). В энергетических целях используется в основном речной сток. При этом утилизируется либо непосредственно кинетическая энергия текущей воды (но даже при значительной скорости течения в водотоке получаемые в таком случае мощности невелики), либо ее энергия, сконцентрированная за счет создания искусственного перепада высот (плотинные или деривационные гидроэлектростанции). К электростанциям, использующим энергию воды, также относятся гидроаккумулирующие, приливные и волновые электростанции, но соответствующая выработка электроэнергии в гидроэнергетическом потенциале территорий не учитывается.

Вследствие кругооборота воды в природе гидроэнергоресурсы возобновляемы, но в то же время на любой территории их запасы ограничены вследствие присущих данной территории климатических, гидрологических, топографических и геоморфологических условий формирования речного стока. Кроме того, не весь природный гидроэнергетический потенциал рек может в конкретный период использоваться по техническим (и экологическим) причинам или же это нецелесообразно экономически. Данные ограничения отражаются в общепринятой классификации гидроэнергопотенциала, согласно которой для каждой территории выделяются природный максимально возможный (теоретический, валовой) потенциал – "grand potential", доступный с технической (и экологической) точки зрения технический потенциал и потенциал, использова-

ние которого в настоящее время выгодно с экономической точки зрения – экономический потенциал. В табл. 1.23 приведены значения гидроэнергopotенциала по миру в целом и по отдельным странам, отличающимся максимальными или минимальными запасами гидроэнергии, а также степенью их освоенности [46–48].

Имеющиеся в разных источниках оценки гидроэнергopotенциала мира и отдельных стран неоднозначны и изменяются по годам публикации. Причем в отдельных странах они уточняются с разной периодичностью и по разным методикам. Так, данные, приведенные в табл. 1.23, относятся не только к 2000 г., но и к 1995 и даже к 1990 гг. А для России вообще представлены оценки, сделанные еще в середине 60-х годов XX в. Ввиду сказанного рассматриваемая таблица, по существу, лишь иллюстрирует относительную обеспеченность отдельных стран гидроэнергоресурсами. В частности, из нее видно, что наиболее богаты ими такие страны, как КНР, Россия, Бразилия, Индия, Канада и Заир.

Особенно осторожно нужно относиться к оценкам экономического потенциала разных стран, которые зависят от соотношения экономических показателей ГЭС и альтернативных, как правило, угольных тепловых электростанций, а также действующих на момент оценки цен на уголь, т.е. от очень неустойчивой экономической конъюнктуры. Данный потенциал более корректно было бы определять применительно к конкретному ограниченному периоду, для которого указанные показатели и цены изменяются в относительно небольших пределах. Так, в работе [49] экономический потенциал гидроэнергоресурсов мира и отдельных стран определен для периода 1995–2020 гг. При этом учитывались экологические ограничения и затраты на транспорт электроэнергии, а расчетные экономические показатели и цены принимались по уровню 1990 г. В результате такого уточнения суммарная величина экономического потенциала гидроэнергоресурсов по миру в целом снизилась с 7300 (см. табл. 1.23) до 4160 ТВт·ч в год. Несомненно, что подобные оценки являются более обоснованным ориентиром для планирования развития гидроэнергетики на соответствующую перспективу.

Степень использования гидроэнергетического потенциала в табл. 1.23 характеризуется, как это обычно делается, отношением фактической выработки электроэнергии действующими гидроэлектростанциями в конкретном году к величине экономического потенциала на соответствующей территории. Строго говоря, для исключения влияния на данный показатель случайных колебаний водности рек следовало бы брать среднегодовую выработку этих ГЭС. Но сведения о ней, особенно по многочисленным малым гидроэлектростанциям, получить трудно. Кроме того, с целью преодоления некорректности оценок экономического потенциала указанный показатель иногда определяется по отношению к более устойчивой величине технического потенциала [46].

Как видно из табл. 1.23, степень использования гидроэнергетических ресурсов существенно различна в странах с разным уровнем экономического развития. В наиболее развитых странах (европейских, североамериканских, а также Японии и Австралии) она значительно выше, чем в менее развитых (азиат-

ских, южноамериканских и особенно африканских). Это, в частности, означает, что многие индустриально развитые страны близки к исчерпанию экономического потенциала. К таким странам относятся Испания, Италия, США, Франция, Япония и другие, интенсивно развивавшие гидроэнергетику в XX в. Они практически лишились возможности сооружения традиционных ГЭС, но продолжают строительство гидроаккумулирующих и малых гидроэлектростанций.

Т а б л и ц а 1.23

Гидроэнергетический потенциал мира и отдельных стран

Страна	Теоретический, ТВт·ч	Технический, ТВт·ч	Экономический, ТВт·ч	Используемый	
				ТВт·ч	% от экономического
Австралия	264	(54)	30	18,3	61,0
Австрия	150	75	54	42,9	79,4
Аргентина	435	(450)	390	28	7,2
Бразилия	3020	1200	757	301	39,8
Венесуэла	335	277	100	58	58,0
Заир	(530)	530	530	(6,0)	(1,1)
Индия	2640	(750)	(600)	74	12,3
Индонезия	3388	710	36	10,4	28,9
Испания	150	70	42	39	93,8
Италия	350	150	54	52	96,3
Канада	980	630	538	350	65,1
Колумбия	1290	520	420	34,3	8,2
КНР	5920	1920	1260	213	16,9
Новая Зеландия	150	77	44	21,8	49,5
Норвегия	550	(270)	180	116	64,4
Перу	1840	1090	410	13,8	3,4
Россия	2896	1670	852	158	18,5
США	530	(450)	376	309	82,2
Турция	430	210	123	42	24,9
Финляндия	46	20	20	14,6	73,0
Франция	270	70	72	70	98,0
Швейцария	144	40	37	37,9	100,0
Швеция	200	(130)	90	68	75,6
Эквадор	820	190	115	6,7	5,8
Япония	720	135	114	103	90,4
Мир в целом	41310	11760	7300	2566	35,2

Примечания. Мировой потенциал по оценке 1995 г. Данные о фактической выработке гидроэнергии в отдельных странах в основном относятся к 2000 г. [52].

В то же время широкие возможности сооружения ГЭС разной мощности сохраняются в развивающихся странах. А страны, еще не вступившие на путь индустриального развития, находятся на самом начальном этапе освоения гидроэнергоресурсов. Именно от этих стран будут зависеть перспективы гидроэнергостроительства в мире в XXI в.

Роль гидроэлектростанций в энергетических балансах отдельных стран также в определенной мере зависит от уровня их экономического развития

(табл. 1.24) [45, 46, 48–52]. С одной стороны, в слаборазвитых странах (Парагвай, Таджикистан, Непал, Колумбия, Гана, Замбия и др., которые в данной таблице отсутствуют) и в некоторых развивающихся (Бразилия, Венесуэла) ГЭС покрывают практически всю потребность в электроэнергии [50]. С другой стороны, во многих странах с высокой степенью использования гидроэнергопотенциала (Испания, Италия, США, Франция, Япония) доля ГЭС в энергетических балансах в настоящее время низка и из-за сокращения возможностей для дальнейшего гидроэнергостроительства продолжает снижаться. Так, в США и Японии удельный вес ГЭС в производстве электроэнергии сейчас меньше 10 %, хотя ранее он превышал 20 % [47]. Исключением являются не обладающие достаточными запасами энергетических углей высокоразвитые страны (Австрия, Швейцария, Норвегия, Новая Зеландия), традиционно сохраняющие высокую долю гидроэнергии в своих энергобалансах.

Т а б л и ц а 1.24

Динамика доли ГЭС в производстве электроэнергии в мире и отдельных странах в конце XX в.

Страна	1990 г.			2000 г.		
	Всего ТВт·ч	в т.ч. ГЭС		Всего ТВт·ч	в т.ч. ГЭС	
		ТВт·ч	%		ТВт·ч	%
Австралия	155,0	14,8	9,6	188,8	18,3	9,7
Австрия	50,4	32,5	64,5	60,0	42,9	71,5
Бразилия	222,4	207,0	93,3	(328)	301	92
Венесуэла	61,0	37,2	61,0	н.д.	57,9	н.д.
Индия	286,0	66,1	23,1	463	74,3	16
Испания	151,0	26,2	17,4	202,3	39	19,3
Италия	217,0	35,1	16,2	269,2	51,6	19,2
Канада	482,0	297,0	61,6	660,1	350	53,0
КНР	618,0	111,0	18,0	1163	213	18,3
Новая Зеландия	30,2	21,9	71,5	29,0	21,8	75,2
Норвегия	122,0	121,0	99,2	122,8	116,3	94,7
Россия	1068,0	167,0	15,6	867,0	157,5	18,2
США	3031,0	291,0	9,6	3801,4	308,8	8,1
Турция	57,5	23,1	40,1	113,8	42,2	37,1
Финляндия	54,5	10,9	20,0	67,6	14,6	21,6
Франция	420,0	57,4	13,7	613,2	69,8	11,4
Швейцария	55,8	31,0	55,6	66,3	37,9	57,2
Швеция	147,0	73,1	49,7	140,0	68,3	48,8
Япония	857,0	95,2	11,1	1063,2	102,6	9,7
Мир в целом	11733	2162	18,4	13949	2566	18,4

В странах (и отдельных районах) с высокой долей ГЭС в электроэнергетических балансах при отсутствии развитых электрических связей с соседними энергосистемами существует проблема обеспечения надежности электроснабжения в случае катастрофических снижений приточности воды и исчерпания ее запасов в водохранилищах. Последним примером в этом отношении стала Бразилия, на реках которой в 2000–2001 гг. наблюдалось маловодье [53], в конеч-

ном счете повлекшее необходимость ограничения потребителей электроэнергии.

Располагаемые запасы гидроэнергоресурсов и состояние их использования выступают важными факторами, определяющими направление развития гидроэнергетики мира в целом, отдельных его регионов и стран в начале XXI в.

1.4.2. Развитие мировой гидроэнергетики в начале XXI в.

Сооружение гидроэлектростанций остается одним из важных направлений развития электроэнергетики в видимой перспективе. Вместе с тем возможности и темпы гидроэнергостроительства в отдельных регионах и странах мира на современном этапе существенно различны. Кроме сказанного выше, большое влияние на них оказывают условия и темпы экономического развития отдельных стран. Государства, интенсивно развивающие свою экономику, стремятся за счет сооружения ГЭС с их дешевой электроэнергией обеспечить быстрый прирост ее производства и повышение энергообеспеченности (энерговооруженности труда) населения. Сейчас это в полной мере относится к развивающимся странам Латинской Америки и Азии. Однако в свое время по этому пути шли и страны Европы и Северной Америки. Изменение под влиянием указанных факторов географии мирового гидроэнергостроительства является одной из основных тенденций развития гидроэнергетики мира в конце XX – начале XXI в.

В 1970–90-е годы наиболее интенсивное гидроэнергостроительство велось в Бразилии, Венесуэле, Аргентине, Парагвае и др. [47]. В частности, в Латинской Америке было построено почти в 2 раза больше ГЭС мощностью выше 2 ГВт, чем на всех других континентах [48]. В этот период здесь были сооружены такие гидроэнергетические гиганты, как ГЭС Guri в Венесуэле (10,3 ГВт) и ГЭС Itaipu в Бразилии (12,6 ГВт). Фактически это означало перемещение во второй половине XX в. центра мирового гидроэнергостроительства из развитых европейских и североамериканских стран в развивающиеся латиноамериканские страны.

В последнее десятилетие XX в. значительно расширяется сооружение гидроэлектростанций в Азии, прежде всего в Юго-Восточной. И в лидеры мирового гидроэнергостроительства выдвинулся Китай. Кроме него гидроэлектростанции активно сооружают Вьетнам, Индия, Малайзия, Пакистан, Лаос, Таиланд. Планируется строительство ГЭС в Малой и Центральной Азии, в том числе в Турции и Иране. Причем во всех азиатских странах проектируются ГЭС мощностью 3 ГВт и выше. Китай завершает сооружение крупнейшей гидроэлектростанции в мире – ГЭС Three Gorges мощностью 18,2 ГВт. Все страны в Азии активно развивают и малую гидроэнергетику.

Сложившееся положение в мировой гидроэнергетике скорее всего сохранится и в начале XXI в. Сейчас практически не вызывает сомнений, что в ближайшие годы наиболее интенсивно гидроэнергостроительство будет вестись именно в Азии. Так, согласно прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА) [45] (за базовый принят 1997 г.), наибольший прирост гидро-

энергетических мощностей в период до 2020 г. планируется в Китае – 111 ГВт (табл. 1.25).

В Индии, которая занимает второе место в Азиатском регионе по темпам гидроэнергостроительства, установленная мощность ГЭС может увеличиться более чем в 2 раза: с 22 в 1997 г. до 50 ГВт в 2020 г.

Т а б л и ц а 1.25

Развитие мировой гидроэнергетики до 2020 г. [45]

	Установленная мощность ГЭС, ГВт			Производство электроэнергии на ГЭС, ТВт·ч		
	1997	2010	2020	1997	2010	2020
Мир в целом, н.ед.	738	926	1078	2566	3341	3904
Доля в общем производстве, %	22,9	21,1	19,5	18,4	16,7	15,1
Развитые страны						
Северная Америка, н.ед.	166	172	177	681	685	687
%	18,4	16,0	15,3	16,0	13,3	12,0
Европа, н.ед.	171	189	197	488	576	607
%	24,9	21,8	20,4	16,7	14,9	13,4
Тихоокеанский регион, н.ед.	57	67	73	130	146	153
%	19,7	19,1	18,5	10,2	9,5	8,8
Развивающиеся страны Азии						
КНР, н.ед.	60	112	171	196	406	622
%	29,6	22,0	22,4	16,6	16,9	16,9
Индия, н.ед.	22	38	50	75	129	171
%	21,4	19,1	16,2	16,2	13,4	11,5
Латинская Америка, н.ед.	111	166	195	541	801	947
%	56,9	51,2	43,5	62,7	54,6	46,4
В том числе Бразилия, н.ед.	55	88	100	279	445	507
%	87,3	84,6	78,7	90,9	86,2	79,6
Страны с переходной экономикой, н.ед.						
	87	94	103	268	327	360
%	21,9	21,2	18,4	18,6	17,4	13,8
В том числе Россия, н.ед.	44	47	53	(166)	185	198
%	20,6	20,5	18,3	(19,9)	18,0	13,7
Африка, н.ед.	20	26	30	63	80	93
%	20,6	18,3	15,6	15,8	12,9	10,8

Значительный прирост суммарной мощности ГЭС в начале наступившего века ожидался и в Латинской Америке. Только в Бразилии в середине 1990-х годов проектировались ГЭС суммарной мощностью около 100 ГВт [50]. Однако маловодье в 2000–2001 гг. на ее реках, используемых в энергетических целях, повышение затрат на гидроэнергостроительство, негативное влияние отдельных крупных гидроузлов на окружающую среду и проблемы, вызванные либерализацией электроэнергетики, привели к снижению реальных темпов гидроэнергостроительства. В частности, в 2000 г. на территории страны строились ГЭС общей мощностью всего 12 ГВт [52]. Суммарные ожидаемые вводы гидроэнергетических мощностей во всех латиноамериканских странах в период

до 2020 г., согласно прогнозу МЭА, существенно ниже, чем даже в одной КНР, – 84 ГВт [45]. При этом в Бразилии вследствие отмеченных причин прирост мощности ГЭС может составить всего 45 ГВт.

В 1997 г. общая мощность ГЭС в Африке составляла 20 ГВт, хотя они играют решающую роль в обеспечении электроэнергией многих африканских стран. К 2020 г. указанная мощность может возрасти до 30 ГВт [45]. Но при этом здесь сохраняются значительные возможности гидроэнергостроительства в будущем. Его расширению могут способствовать, в частности, растущие потребности сельского и водного хозяйства.

Ожидаемые вводы гидроэнергетических мощностей в развитых странах Северной Америки и Тихоокеанского региона (табл. 1.25) меньше, чем даже на Африканском континенте. И только в европейских странах еще возможен некоторый их прирост.

Что касается мира в целом, то, как видно из табл. 1.25, суммарная установленная мощность ГЭС к 2020 г. по сравнению с базовым 1997 г. может увеличиться на 340 ГВт, а производство электроэнергии на них – с 2566 до 3900 ТВт·ч. Другими словами, за 23 года эти показатели могут возрасти примерно в 1,5 раза. В таком случае будет использовано более половины экономического потенциала гидроэнергоресурсов мира, по оценке [48], или 94 % потенциала, по оценке [49]. Вместе с тем доля ГЭС в общемировом производстве электроэнергии может сократиться до 15 %, а удельный вес гидроэнергоресурсов в приходной части глобального топливно-энергетического баланса – снизиться до 2 % [45].

1.4.3. Глобальные тенденции в гидроэнергетике мира на современном этапе

В развитии и функционировании гидроэнергетики мира и отдельных стран в настоящее время наблюдаются тенденции, характерные для мировой энергетики и мировой экономики в целом.

Прежде всего, в соответствии с Концепцией устойчивого развития человечества, повышаются социальные и экологические требования к проектированию и строительству ГЭС. В рассматриваемой области эти требования обусловлены необходимостью обеспечения безопасности гидротехнических сооружений, снижения негативного влияния водохранилищ на экосистему прилегающих территорий и сохранения на ней биоразнообразия, а также повышением ценности земель, обострением проблемы чистой воды и другими причинами [48]. Отмеченные факторы наиболее остро проявились в развитых странах с ограниченными возможностями для сооружения традиционных ГЭС. Так, в США удорожание земель стало одной из причин перехода на сооружение малых ГЭС и ГАЭС, а необходимость восстановления условий воспроизводства лососевых рыб в отдельных случаях привела к постановке вопроса о реконструкции и даже прекращении эксплуатации некоторых гидроузлов [47].

Для удовлетворения рассматриваемых требований в развитых странах большая роль отводится широкой общественной экспертизе проектов и лицензированию деятельности по строительству и эксплуатации гидроэнергетических объектов. Необходимость подобных мер получает международное признание, хотя и не всеми гидроэнергетиками воспринимается одинаково. Так, на излишнюю жесткость проводимой в этом отношении политики обращает внимание и Международное энергетическое агентство [45]. Отечественные проектировщики ГЭС считают международные экологические требования завышенными для условий России [52].

Одной из глобальных тенденций в гидроэнергетике является *повышение роли мирового финансового рынка в инвестировании гидроэнергостроительства*, особенно в развивающихся странах. Наряду с государственными вложениями в сооружение ГЭС в этих странах растут объемы кредитов Мирового и региональных (Американского и Азиатского) банков развития, а также частных банков и инвесторов. Проблема финансирования гидроэнергостроительства остается очень острой и для России. Однако вопрос о привлечении международных кредитов и инвестиций пока не решен.

Важным фактором глобализации в гидроэнергетике выступает *функционирование мирового рынка генерирующего и электротехнического оборудования*. Во многих случаях ГЭС, сооружаемые в развивающихся странах, оснащаются экспортным оборудованием. Так, генераторы крупнейших ГЭС Itaipu изготовлены в Германии, а Guri – в Японии. Заключены контракты с бразильской и французской фирмами на поставку оборудования для строящейся в КНР ГЭС Three Gorges. Создаются и международные корпорации в области производства оборудования для строящихся ГЭС. Заметим, что Россия многие годы проектирует и строит гидроэлектростанции на российском гидроэнергетическом оборудовании в Иране, Индии, Вьетнаме, некоторых странах Латинской Америки.

Развивается международная торговля действующими гидроэнергетическими объектами. В частности, имеются сведения о контрактах с иностранными покупателями на продажу ГЭС средней и малой мощности в Болгарии, Бразилии, Китае и других странах.

И наконец, к числу важнейших глобальных тенденций, серьезно влияющих на развитие гидроэнергетики на современном этапе, также относится осуществляемая во многих странах мира, в том числе в России, *либерализация электроэнергетики*, сопровождаемая реструктуризацией органов и изменением механизмов управления системами электроснабжения при переходе на рыночные отношения. Воздействие этого процесса на гидроэнергостроительство оценивается неоднозначно. С одной стороны, в рыночных условиях расширяются возможности для привлечения частного и банковского капитала, прежде всего для сооружения ГЭС небольшой и средней мощности. Но с другой стороны дорогостоящие, с длительными сроками строительства и окупаемости крупные гидроэнергетические проекты не являются инвестиционно привлекательными, и их реализация оказывается практически невозможной без инвестиционной поддержки государства (создание консорциумов с участием государственного ка-

питала, снижение налогов, а также таможенных сборов на ввозимое гидроэнергетическое оборудование, строительную технику и др.).

Таким образом, и в современных условиях масштабное развитие гидроэнергетики в отдельных странах должно оставаться элементом государственной энергетической политики.

1.4.4. Особенности развития гидроэнергетики России в начале XXI в.

Прежде всего, следует сказать, что возможности гидроэнергостроительства в России далеко не исчерпаны. Обладая вторым по величине в мире гидроэнергетическим потенциалом, страна отличается очень низким уровнем их использования. Запасы гидроэнергии в российских реках, которые можно утилизировать с технической точки зрения, составляют 1670 ТВт·ч. Заметим, что в Китае, занимающем первое место в мире, они равны 1930 ТВт·ч (табл. 1.23). Сейчас же в России используется всего 9,9 % технического потенциала по сравнению с 25 % в мире в целом.

Вместе с тем условия гидроэнергостроительства на территории Российской Федерации существенно различны. На ней четко выделяются две части: европейская, которая более развита в экономическом отношении и уровень использования гидроэнергоресурсов которой близок к уровню развитых стран мира, и азиатская, менее развитая экономически и располагающая значительными неиспользуемыми запасами гидроэнергии. Особенно слабо гидроэнергетика развита в Дальневосточном (включая Республику Саха) экономическом районе. Здесь используется всего 1,5 % располагаемого технического потенциала.

В бывшем СССР использованию гидроэнергоресурсов восточных районов уделялось большое внимание. Гидроэнергостроительство здесь рассматривалось в качестве основы для ускоренного освоения природных богатств. Однако совместное сооружение ГЭС и промышленных предприятий, а также создание социально-бытовой инфраструктуры в суровых климатических условиях требовали огромных затрат и оказались непосильной ношей для народного хозяйства страны в период экономической стагнации. При этом происходило и замораживание значительных финансовых и материальных средств в основных фондах незавершенных объектов. Можно предположить, что это в какой-то мере ускорило наступление экономического кризиса в стране.

Но особенно темпы гидроэнергостроительства замедлились после распада СССР и перехода от централизованного управления экономикой страны к децентрализованному. В первую очередь, оказалась разрушенной единая государственная система инвестирования, которая обеспечивала сооружение не только самих ГЭС, но и создаваемых на их базе промышленных и коммунально-бытовых объектов. В результате гидроэнергостроительство и тем более программы освоения новых территорий практически лишились государственной финансовой поддержки. Кроме того, из-за значительного падения электропотребления, обусловленного конверсией оборонной промышленности и экономическим кризисом, потребность в мощности и электроэнергии многих строящихся гидроэлектростанций отпала. В результате сейчас в разных регионах

России имеются шестнадцать незавершенных гидроэнергетических объектов, строительство которых было начато еще в 1980-е годы (табл. 1.26).

Очень серьезным следствием снижения объемов гидроэнергостроительства в России в прошедшее десятилетие стало резкое сокращение научно-технического, строительного и машиностроительного потенциала гидроэнергетики. Значительно уменьшилось число квалифицированных рабочих и специалистов-гидростроителей, т.е. в значительной мере разрушен и кадровый потенциал отрасли. Очевидно, что сказанное даже в случае решения проблемы инвестиций может создать серьезные трудности не только для широкого развертывания строительства новых ГЭС, но и для завершения уже начатых строек.

Т а б л и ц а 1.26

Строящиеся и перспективные ГЭС России

ГЭС	Регион	Мощность, МВт	Выработка электроэнергии, ГВт·ч
I. Начато строительство в 80-е годы XX в.			
Ирганайская	Дагестан	800	1,30
Аушигерская	Кабардино-Балкария	60	0,22
Советская	Кабардино-Балкария	60	0,23
Зеленчукская	Карачаево-Черкесия	160	0,12
Замагарские	Северная Осетия	352	0,81
Богучанская	Красноярский край	3000	17,60
Бурейская	Амурская область	2000	7, 10
Нижне-Бурейская	Амурская область	428	1,60
Усть-Среднеканская	Магаданская область	570	2,55
Вилуйская-3	Республика Саха (Якутия)	360	1,20
Толмачевские	Камчатская область	45	0,16
Тельмамская	Иркутская область	450	1,80
Гоцатлинская	Дагестан	106	0,31
Верхне-Красногорская	Карачаево-Черкесия	100	0,21
Белопорожская	Карелия	130	0,33
Загорская ГАЭС-1	Московская область	840	1,00
Всего по разделу I		9347	36,64
II. Намечаемое новое гидростроительство по [10]			
Нижнезейские	Амурская область	349	2,12
Нижнеангарские	Красноярский край	3520	17,70
Учурские	Республика Саха (Якутия)	3695	17,20
Загорская ГАЭС-2	Московская область	1200	1,70
Всего по разделу II		8764	38,72

Вследствие этого нельзя ожидать значительных вводов гидроэнергетических мощностей по крайней мере в ближайшее десятилетие. Международное энергетическое агентство в прогнозе развития гидроэнергетики России исходило из того, что для окончания сооружения уже строящихся ГЭС понадобится 20 лет [45]. Как видно из табл. 1.25, прирост суммарной мощности ГЭС в нашей стране к 2020 г. по сравнению с 1997 г. по прогнозу этого агентства оценивался всего в 9 ГВт, что примерно равно суммарной мощности всех шестна-

дцати уже упоминавшихся незавершенных ГЭС. При этом степень использования экономического гидроэнергетического потенциала России (см. табл. 1.23) достигнет 23,2 %.

Вместе с тем ожидаемые темпы гидроэнергостроительства в России в соответствии с заведомо завышенными предложениями гидроэнергетиков и с официальными документами более оптимистичны. Так, в принятой в 2001 г. Федеральной целевой программе "Энергоэффективная экономика" на 2002–2005 гг. и на перспективу до 2010 г. [54] в первый период намечается ввести около 2550, а в 2006–2010 гг. – 10680 МВт мощности только на крупных и средних ГЭС. Одновременно предполагается начать строительство еще десятка ГЭС (см. разд. II в табл. 1.26) и осуществить техническое перевооружение десяти ГЭС общей мощностью 6740 МВт, а также реконструкцию исчерпавших предельные сроки эксплуатации четырнадцати ГЭС мощностью 5800 МВт.

В рассматриваемой Программе предусматривается завершение только десяти объектов (первых из перечисленных в разд. I табл. 1.26). Их общая мощность равна 7,8 ГВт. Остальные вводы предполагается обеспечить за счет вновь строящихся гидроэлектростанций. Реально из числа ГЭС, приведенных в разделе II табл. 1.26, за ближайшие 8 лет представляется возможным реализовать только три нижнезейские (Инжанскую, Чагоянскую и Граматухинскую) ГЭС, подпорные сооружения которых будут возводиться прогрессивным наплавным способом. Необходимость же начала строительства Нижнеангарских и Учурских ГЭС еще требует дополнительного обоснования с учетом потребности в их мощности и электроэнергии на месте (для нижнеангарских станций) и с целью экспорта в страны Северо-Восточной Азии (для учурских ГЭС). Исходя из сказанного объема гидроэнергостроительства, заложенные в Программе "Энергоэффективная экономика", далеко не очевидны и требуют более тщательного обоснования и уточнения.

Одним из факторов, которым можно было бы оправдать повышенные темпы гидроэнергостроительства в России в ближайшие 10–15 лет, является намечавшееся повышение цен на энергетическое топливо. Это в первую очередь касается внутренних цен на природный газ, которые сейчас в 1,5 раза ниже цен на уголь. Одновременно под действием рыночных механизмов растут и цены на энергетические угли, в том числе сибирские.

Проблема вытеснения газа из топливного баланса электроэнергетики наиболее остра для центральных регионов европейской части страны, где его доля в приходной части топливно-энергетического баланса недопустимо велика. Однако ни одна из приведенных в табл. 1.26 гидроэлектростанций не будет играть существенной роли в решении этой проблемы. Северокавказские ГЭС призваны удовлетворять местные потребности в электроэнергии, а возможности передачи электроэнергии от сибирских ГЭС в энергосистемы европейских районов ограничены ввиду удаленности и слабости электрических связей между ними.

Более значительно влияние гидроэнергостроительства на топливно-энергетический баланс Дальнего Востока. Во-первых, большую долю в этом балансе составляют постоянно удорожающиеся сибирские угли, и их вытеснение

гидроэнергией может дать существенный экономический эффект. Во-вторых, ГЭС в производстве электроэнергии могут заменить электростанции на природном газе сахалинских шельфовых месторождений, который выгоднее экспортировать за рубеж. В-третьих, сооружение ГЭС может способствовать решению проблемы маневренных мощностей в отдельных дальневосточных энергосистемах. И наконец, эффективность строительства новых ГЭС на Дальнем Востоке может возрасти в случае сооружения межгосударственных электрических связей с Китаем, Северной и Южной Кореей и Японией. Важную роль при этом будет играть разносезонность наступления максимумов электрической нагрузки в энергосистемах разных стран.

Таким образом, потребность в сооружении гидроэлектростанций на Дальнем Востоке не вызывает сомнений. Однако это не снимает необходимости тщательного и объективного обоснования целесообразности реализации каждого нового гидроэнергетического проекта с учетом реально складывающихся условий сооружения конкретной ГЭС: в первую очередь, фактической потребности в мощности в зоне ее влияния и наличия источников инвестиций и коллективов строителей.

Заметим, что часто звучащие заявления о дефицитности отдельных дальневосточных энергосистем не всегда соответствуют действительности. В частности, сейчас ОЭС Востока избыточна по мощности. А Усть-Среднеканская ГЭС вообще сооружается в районе, не испытывающем дефицита генерирующих мощностей в настоящее время и в видимой перспективе.

В ИСЭМ СО РАН на основе оптимизации перспективного топливно-энергетического баланса России на период до 2050 г.[55] получен еще более умеренный вариант ввода гидроэнергетических мощностей. В этом варианте суммарная мощность новых ГЭС в период до 2020 г. оценена в 8 ГВт. В последующие годы возможен ввод такой же мощности ГЭС, а основное внимание предлагается уделить замене изношенного оборудования на действующих ГЭС.

Таким образом, перед российской гидроэнергетикой сейчас стоит сложная задача преодоления застоя в гидроэнергостроительстве, восстановления научно-технического, строительного, машиностроительного и кадрового потенциала и создания условий для обеспечения устойчивого функционирования действующих и ритмичного ввода новых гидроэлектростанций.

1.5. Топливо-энергетические связи между странами и регионами: современное состояние и закономерности развития

1.5.1. Динамика энергетических связей между регионами

Доля топлива в мировой товарной торговле, по данным Всемирной Торговой Организации (ВТО), составляет около 7,5 %, однако в мировой торговле сырьевыми ресурсами она возрастает до 36, 5% (табл. 1.27). Имеются существенные различия между регионами в структуре экспорта. Для некоторых регионов и стран (Африки, Среднего Востока, России) экспорт топлива является

главной статьей получения валюты. Так, Саудовская Аравия получает за счет экспорта нефти порядка 35 млрд дол., Иран – 13–16 млрд дол., Венесуэла – 11–13 млрд дол.

Т а б л и ц а 1.27

Доля топлива в мировой торговле в 1999 г. [56]

Регион	В товарах		В первичных продуктах	
	экспорт	импорт	экспорт	импорт
Мир в целом	7,3	7,3	36,5	36,5
Северная Америка	3,2	6,6	19,9	44,3
Латинская Америка	12,8	7,0	32,7	37,8
Западная Европа	3,3	5,6	20,9	28,9
Центральная Европа и бывший СССР	19,0	9,0	50,0	36,8
Африка	39,5	8,2	59,0	30,7
Средний Восток	67,2	4,7	92,0	22,8
Азия	4,1	10,7	30,7	42,8

С другой стороны, многие, как правило, промышленно развитые страны вынуждены импортировать топливо на десятки миллиардов долларов. Так, годовая стоимость импорта нефти для США превышает 50 млрд дол., для Японии – 30 млрд дол. В целом объемы торговли топливом оцениваются в десятки и сотни миллиардов долларов (табл. 1.28).

В настоящее время на мировой энергетический рынок поступает 17,6 % производимой первичной энергии, в 1990 г. эта доля была несколько выше – 18,5 %. Доминирующую часть мирового энергетического рынка составляют сырая нефть и нефтепродукты – 78%, на уголь приходится 13 % и на природный газ – 9 % [43, 44].

Т а б л и ц а 1.28

Главные мировые потоки экспорта топлива в 2000 г. [56]

Поток экспорта	Объем, млрд дол.	Среднегодовой рост, %
		1990–2000 гг.
Из Среднего Востока в Азию	111,1	9
Между странами Западной Европы	85,4	4
Между странами Азии	68,1	6
Между странами Северной Америки	38,0	11
Из СНГ в Западную Европу	35,5	5
Из Африки в Западную Европу	35,3	2

Развитию мировой торговли энергоресурсами способствуют несколько факторов:

- неравномерность распределения запасов энергоресурсов по странам и континентам;
- несоответствие между объемами добычи и потребления энергоресурсов;
- экономическая эффективность (целесообразность) экспорта или импорта энергии;
- истощение запасов энергоресурсов в том или ином регионе.

Первые два фактора иллюстрируются табл. 1.29, из которой видно, что основными потребителями углеводородов (около 78 % нефти и 66 % природного газа) являются развитые страны (члены ОЭСР), на долю которых из общемировых запасов приходится около 8 % нефти и немногим более 10 % газа. Отсюда большие потоки углеводородов из добывающих регионов (Средний Восток, Россия) в потребляющие (Европа, США, Япония). Что касается угля, то запасы и добыча его в основном территориально совпадают. На мировые рынки энергоресурсов поставляется более 58 % добываемой в мире нефти, около 16 % газа и около 17 % угля.

Для иллюстрации третьего фактора можно привести Западную Европу, которая сворачивает собственную добычу угля и импортирует его из Австралии, ЮАР и США, так как мировые цены на уголь в 3–4 раза ниже стоимости собственного угля (табл. 1.30). Россия, для которой экспорт ТЭР является одним из важнейших источников формирования бюджета (до 40 %), тоже относится к странам, для которых экономический доминирующий.

Т а б л и ц а 1.30

Субсидии в Западноевропейскую угольную промышленность в 2000 г. [30]

	Субсидии в угольную промышленность, млн дол.	Добыча каменного угля, млн т	Стоимость угля, дол./т	Средняя импортная цена, дол./т
Германия	4245	40,4	105	32
Испания	1035	16,4	63	32
Франция	933	4,9	192	36

В XXI в. существенную роль будет играть четвертый фактор (истощение запасов), который в настоящее время только начинает проявляться. Все это в целом приведет к росту зависимости отдельных стран и регионов от импорта ТЭР (табл. 1.31).

В 2001 г. на *мировой рынок нефти* поступило более 2 млрд т (табл. 1.32). Почти половину (46,5 %) мирового экспорта нефти обеспечивает Средний Восток, 31,4 % приходится на следующие регионы: СНГ (в основном Россия) – около 9 %, Центральную и Южную Америку – 8 %, Западную Африку – 7,7 % и Северную Африку – 8,7 %. Таким образом, указанные страны и регионы обеспечивают 78 % мировой торговли нефтью. Доминирование на нефтяном рынке ограниченного количества поставщиков делает его слабо конкурентоспособным, что позволяет странам ОПЕК регулировать мировые цены на нефть по своему усмотрению. Хотя, как показывают последние события, определенную роль в регулировании мировых цен играют и страны-экспортеры, не входящие в ОПЕК: Россия, Норвегия, Венесуэла.

За последнее десятилетие наблюдается тенденция роста доли нефти, поступающей на экспорт (табл. 1.33). Она выросла с 49,6 % в 1991 г. до 58,7 % в 2001 г.

Что касается импорта нефти, то порядка 80 % его приходится на развитые страны: США (25,7 %), Западную Европу (24,7 %), Японию (13 %), Южную Корею и Тайвань (16,6 %).

Таблица 1.29

**Распределение запасов, добычи и потребления ТЭР по регионам, %
(по состоянию на 2001 г.) [30, 44]**

Регион	Нефть			Газ			Уголь		
	Запасы	Добыча	Потребление	Запасы	Добыча	Потребление	Запасы	Добыча	Потребление
Северная Америка	6,1	18,4	30,4	4,9	30,9	30,0	26,1	28,7	27,4
Латинская Америка	9,1	9,9	6,2	4,6	4,1	4,0	2,2	1,6	1,0
Европа	1,8	9,0	21,7	3,1	11,9	19,5	12,4	10,2	15,3
Россия	4,6	9,7	3,5	30,7	22,0	15,7	15,9	5,4	5,0
Средний Восток	65,3	30,0	5,9	36,1	9,3	8,4	0	0	0,3
Африка	7,3	10,3	3,3	7,2	6,0	2,5	6,2	5,6	4,1
АТР	4,2	10,6	27,7	7,9	8,3	12,7	29,7	43,3	43,4
В том числе: Китай	2,3	4,6	6,6	0,9	1,2	1,2	11,6	24,4	22,0
Япония	0	0	7,0	0	0	3,3	0,1	0,1	4,5
В том числе ОЭСР	8,1	28,2	62,4	9,6	43,8	53,9	45,4	46,5	50,6

Таблица 1.31

Доля импорта в потреблении энергоресурсов, % [30, 44]

Регион	1980 г.	1985 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2010 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.
Западная Европа	47,6	36,8	47,7	46,5	47,6	55,0	63,4	70,0	75,0	80,0
Центральная Европа	22,3	20,3	26,8	23,1	30,0	44,2	55,5	65,0	70,0	75,0
США	16,7	11,2	17,6	20,7	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0
Япония	88,0	82,4	83,2	80,4	82,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0

Таблица 1.32

Мировая торговля нефтью в 2001 г., млн т [43]

Экспортеры	И м п о р т е р ы									
	США	Канада	Южная и Центральная Америка	Запад- ная Ев- ропа	Центральная и Восточная Европа	Африка	Китай	Япония	Осталь- ной мир	Всего экспорт
США	-	6,3	20,0	11,1	-	0,2	0,3	0,9	4,8	43,6
Канада	88,0	-	0,2	0,5	-	-	-	-	0,2	88,9
Мексика	70,8	1,3	9,2	9,8	-	0,2	-	11,0	1,2	93,6
Южная и Центральная Америка	126,3	6,0	1,5	13,3	0,5	0,6	0,3	0,4	5,6	154,5
Западная Европа	46,2	28,9	2,5	-	9,5	7,1	-	0,1	9,4	96,3
СНГ	4,3	-	7,1	124,0	40,2	0,5	5,3	0,7	31,0	230,1
Средний Восток	138,0	7,2	12,9	166,4	9,8	41,0	34,2	208,8	319,2	946,6
Северная Африка	13,7	3,6	5,1	94,4	2,5	3,9	0,3	0,5	10,2	134,2
Западная Африка	68,1	1,0	11,3	29,8	5,1	1,5	3,8	0,8	36,9	158,3
Остальной мир	18,3	2,5	0,5	49,5	-	0,5	43,0	44,3	47,8	172,7
Импорт, всего	573,7	56,8	70,3	496,4	73,5	55,8	87,2	257,2	437,1	2159,3

Т а б л и ц а 1.33

Динамика доли нефти, поступающей на экспорт, тыс. барр./день [30, 44]

Показатель	1991 г.	1993 г.	1995 г.	1997 г.	1999 г.	2001 г.
Добыча	65144	65990	67851	71848	71832	74493
Экспорт	32338	34763	36410	39784	40723	43754
%	49,6	52,7	53,7	55,4	56,7	58,7

Анализ показывает, что зависимость основных потребителей нефти от ее импорта будет возрастать (табл. 1.34). В перспективе потребуются большие поставки нефти в Китай и Индию, которые будут занимать передовые позиции в мире по ее суммарному потреблению.

Т а б л и ц а 1.34

Доля импорта в потреблении нефти, % [30, 44]

Регион	1997 г.	2010 г.	2020 г.
Северная Америка	44,6	52,4	58,0
Европа	52,5	67,2	79,0
АТР *)	88,8	91,5	92,4
ОЭСР	54,3	63,3	70,0
Китай	22,3	61,0	76,9
Индия	57,4	85,2	91,6
Остальная Южная Азия	87,2	95,1	96,1
Восточная Азия	53,7	70,5	80,7

*) Страны, входящие в ОЭСР.

Мировой рынок природного газа является самым молодым и быстро развивающимся из всех рынков энергоресурсов. Он состоит из двух взаимодополняющих секторов: рынка трубопроводного газа (табл. 1.35) и рынка сжиженного природного газа (СПГ) (табл. 1.36). В свою очередь рынок трубопроводного газа состоит из двух независимых рынков: европейского и североамериканского.

Самым крупным экспортером трубопроводного газа является Россия, которая обеспечивает более 33 % мирового и 44 % европейского экспорта. Всего пять стран (Канада, Нидерланды, Норвегия, Россия и Алжир) обеспечивают поставки на мировой рынок 87 % природного газа. В то же время другие пять стран (США, Бельгия, Франция, Германия и Италия) импортируют около 70 % трубопроводного газа.

На рынке СПГ основными экспортерами являются Алжир, Индонезия и Малайзия, обеспечивающие 60 % его мирового экспорта. В то же время только две страны – Япония и Южная Корея импортируют 67 % поставляемого на рынок СПГ. В целом мировой рынок СПГ на две трети является региональным рынком стран АТР.

Таблица 1.35

Мировая торговля трубопроводным газом в 2001 г., млрд м³ [43]

Экспортеры	И м п о р т е р ы						Всего экспорт
	США	Бельгия	Франция	Германия	Италия	Прочие страны	
Канада и Мексика	109,7	-	-	-	-	-	109,7
Нидерланды	-	7,6	5,8	20,2	7,1	1,5	42,2
Норвегия	-	5,1	12,9	19,9	1,1	11,5	50,4
Россия	-	-	11,2	33,2	19,5	63,0	126,9
Алжир	-	-	-	-	21,8	10,4	32,2
Прочие страны	-	0,5	1,3	5,5	-	42,6	49,9
В с е г о импорт	109,7	13,2	31,1	78,8	49,5	129,0	411,3

Таблица 1.36

Мировая торговля СПГ в 2001 г., млрд м³ [43]

Экспортеры	И м п о р т е р ы								Всего экспорт
	США	Франция	Италия	Испания	Турция и Греция	Япония	Южная Корея	Остальные	
США	-	-	-	-	-	1,79	-	-	1,79
Тринидад и Тобаго	2,62	-	-	0,45	-	-	-	0,58	3,65
Оман	0,34	-	-	0,91	-	0,83	5,3	0,05	7,43
Катар	0,64	0,15	-	0,78	-	8,3	6,67	-	16,54
ОАЭ	-	-	0	0,02	-	6,59	0,17	-	7,08
Алжир	1,25	9,8	2,25	5,2	4,13	-	-	2,32	25,54
Ливия	-	-	-	0,77	-	-	-	-	0,77
Нигерия	1,08	0,5	3,0	1,71	1,2	1,2	-	0,08	7,83
Австралия	0,07	-	-	-	-	10,05	0,08	-	10,20
Бруней	-	-	-	-	-	8,20	0,8	-	9,0
Индонезия	-	-	-	-	-	22,74	5,36	3,7	31,8
Малайзия и Тайвань	-	-	-	-	-	15,27	3,45	2,6	21,32
В с е г о импорт	6,59	10,45	5,25	9,84	5,33	74,04	21,83	9,33	142,96

На мировом рынке угля в настоящее время предложение превышает спрос. Конъюнктура здесь складывается таким образом, что ряд европейских стран (Великобритания, Франция, Германия и др.) сокращают собственную добычу, предпочитая импортировать более дешевый уголь из Австралии, США и ЮАР. Объем импорта угля в Западную Европу за последние 25 лет вырос более чем в 4 раза.

Географическое расположение основных экспортеров и импортеров угля таково, что большая часть его мировых поставок осуществляется морским путем. Доля морских перевозок за последние 22 года выросла с 66 до 86 %. Главными странами-экспортерами угля в мире являются Австралия (34,1 %), ЮАР (12,8 %), Индонезия (11,8 %), США (9,7 %) и Канада (6,3 %) (табл. 1.37).

Что касается перспектив мировой торговли ТЭР, то до 2020–2030 гг. имеющиеся сценарии ее развития во многом совпадают, различаясь в темпах роста. После 2030 г. ожидается перелом в тенденциях. На рынке появится новый энергоресурс – метанол. Он начнет вытеснять традиционные энергоресурсы, прежде всего нефть, и к концу столетия может стать основным товаром на мировом энергетическом рынке. К 2050 г. на рынке появится водород. Его роль в мировой торговле пока не ясна. В то же время как абсолютно, так и относительно в импорте ТЭР будет расти доля развивающихся стран.

Т а б л и ц а 1.37

Мировой экспорт угля в 2000 г., млн т [30]

Экспортер	Энергетический	Коксующийся	Всего	%
Австралия	87,7	99,0	186,7	34,1
США	23,2	29,7	53,0	9,7
ЮАР	67,4	2,5	70,0	12,8
Канада	4,6	29,7	34,3	6,3
Польша	13,2	2,7	15,9	2,9
СНГ	21,1	7,2	28,3	5,2
Китай	48,1	6,7	54,8	10,0
Южная Америка	42,1	0,6	42,7	7,8
Индонезия	54,2	10,2	64,4	11,8
В с е г о ...	361,7	185,7	547,4	100

Главными товарами на рынке до 2050 г. останутся сырая нефть и нефтепродукты (табл. 1.38). Второе место устойчиво занимает природный газ (13–38 %) и на третье место к концу периода (2050 г.) выйдет метанол (8–9 %). Во всех сценариях значительно растет доля СПГ. Уголь к концу периода устойчиво займет четвертое (последнее) место в мировой торговле ТЭР и составит от 1 до 4 %.

Что касается географического распределения экспорта и импорта ТЭР, то надо отметить следующее. Возрастет роль стран Персидского залива как поставщиков нефти. По сценариям Международного института прикладного системного анализа (IIASA) их доля вместе со странами Северной Африки к 2050 г. составит более 55 %. На второе место по экспорту нефти выйдут страны Латинской Америки и Карибского бассейна (27 %) в сценарии А1 и бывший

СССР в сценарии В (25 %). Первое место по импорту нефти отойдет странам Юго-Восточной части АТР (Китай, Корея и др.) – 33 %, второе – странам Южной Азии (Индии, Пакистан и др.) – 18 %, третье – Африке, южнее Сахары – 15 %, на страны ОЭСР в целом придется 26 %, в том числе на Западную Европу 13 % и Северную Америку 8 %.

Основными экспортерами природного газа останутся страны бывшего СССР (18–64 %) и регион Персидского залива и Северной Африки (43–25 %), т.е. оба эти региона в любом случае обеспечивают более половины (61–89 %) мирового экспорта природного газа. Основным импортером природного газа останется Западная Европа (60–71 %), на второе место выйдет Южная Азия (19–26 %), Восточная Европа займет третье место (10–11 %).

Т а б л и ц а 1.38

Прогноз мировой торговли энергоресурсами, млн т н.э.* [33, 57, 58]

Показатель	Год			
	2010	2020	2030	2050
Сценарий А1				
Нефть	1480	1527	1682	2076
Газ	351	491	607	355
Уголь	207	135	100	31
Метанол	-	-	37	242
В с е г о	2038	2153	2426	2704
Сценарий В				
Нефть	1312	1227	1154	1215
Газ	313	438	512	945
Уголь	198	223	225	97
Метанол	-	-	80	200
В с е г о	1823	1888	1971	2457

* Показана только межрегиональная торговля.

Рынок угля, как уже отмечалось, практически до 2050 г. не развивается (в одном из вариантов к 2010 г. он сходит на нет). Следует подчеркнуть, что импорт угля в Западную Европу будет сокращаться, во-первых, из-за НТП в промышленности, его потребляющей, а во-вторых, из-за переноса этой промышленности в развивающиеся страны.

Рынок метанола к 2050 г. по сути дела только сформируется, а развитие его будет происходить во второй половине столетия. В 2050 г. основным экспортером метанола будет Северная Америка (44–63 %), а основным импортером – КНР и прилегающие к нему страны (52–75 %). Страны бывшего СССР в 2050 г. в одном из вариантов будут экспортировать 28 % всех поставок метанола.

Основным импортером ТЭР в настоящее время является ОЭСР, однако его доля в мировом импорте энергии сокращается: с 84 % в 1990 г. до 55–65 % в 2020 г. и до 13–34 % к 2050 г.

Мировой полноценный рынок электроэнергии в настоящее время не существует. Имеются внутрирегиональные потоки электроэнергии в Северной

Америке, Европе, СНГ. Объемы торговли электроэнергией невелики и, как правило, не превышают 4 % ее производства в стране-экспортере. Надо полагать, что существенным толчком для развития межрегионального рынка электроэнергии послужит либерализация электроэнергетики во многих странах. Становление и развитие внутренних рынков электроэнергии естественным образом приведет к организации внешних рынков. Таким образом, на протяжении ближайших 50 лет международные рынки электроэнергии будут развиваться, все еще уступая по своим масштабам и значению рынкам топлива.

Несмотря на абсолютный рост объемов международной торговли энергоресурсами в 1,7–2,5 раза, доля первичной энергии, поступающей на мировой рынок к 2050 г., упадет до 11–16 % [57], уступая место торговле готовой продукцией и услугами.

1.5.2. Роль России на мировых энергетических рынках

Россия является единственной промышленно развитой страной, не только обеспечивающей свои внутренние потребности в топливно-энергетических ресурсах, но и в значительных объемах поставляющей их на экспорт. Производство энергоресурсов в России в долях от мирового (2001 г.) составляет: нефти – 9,7 %, газа – 20,0 %, угля – 5,4 %, в то же время внутреннее потребление их меньше: 3,5, 16 и 5 % соответственно. Доля России в мировой торговле энергоресурсами составляет: газ – 33,5 %, нефть – около 7 %, уголь – менее 4 %.

За последнее десятилетие экспорт энергоресурсов из России (табл. 1.39) прошел через стадию резкого падения (1990–1993 гг.) к постепенному росту, начиная с 1994 г. по настоящее время. При этом в середине 90-х годов сократилась и доля энергоресурсов, поступавших на экспорт. На ближайшие годы стоит задача восстановления прежних объемов экспорта первичных энергоресурсов, по вторичным энергоресурсам (нефтепродукты) уровень 1990 г. уже превзойден (табл. 1.39).

Анализ существующей и перспективной конъюнктуры мировых энергетических рынков и экспортных возможностей России показывает, что из всех видов ТЭР наиболее перспективным с точки зрения увеличения экспорта и поддержания его объема на длительную перспективу является природный газ.

Для российского газа существует два рынка: страны СНГ, включая государства Балтии, и Европа. Поставки природного газа из России в страны СНГ с 1990 по 1999 г. сократились более чем в 2 раза: со 169 до 74,4 млрд м³, что вызвано как экономическим спадом в этих государствах, так и их низкой платежеспособностью. Надо полагать, что на Украине, в Белоруссии, Молдавии, Прибалтике и Закавказье после преодоления экономического кризиса дефицит газа будет расти, несмотря на предпринимаемые усилия по увеличению собственной добычи. Конкурентами российскому газу в покрытии этого дефицита могут быть как среднеазиатский газ (Туркмения), так и в более отдаленной перспективе газ из Ирана. С учетом сказанного определена возможная потребность стран СНГ в российском газе (табл. 1.40).

В Европе потребление газа за последние 10 лет росло в среднем на 3 % в год. При этом объемы импорта газа возросли в 1,6 раза и составляют теперь около 38 % от потребления (табл. 1.41).

По прогнозам Международного энергетического агентства, в последующие 15 лет эти темпы могут увеличиться до 2,5–3 % из-за ужесточения экологических ограничений и вытеснения угля газом на действующих электростанциях, а также крупномасштабного использования газотурбинных установок и парогазовых агрегатов на новых ТЭС. В то же время, согласно последним прогнозам экспертов Международного газового союза, добыча природного газа в Европе после 2005 г. начнет падать.

Таким образом, дефицит газа в Европе будет расти более высокими темпами и достигнет большей величины, чем предполагалось ранее, зависимость от импорта газа к концу периода превысит 70 %. Разница между потреблением и собственной добычей природного газа в Европе к 2020 г. может достигнуть 380–400 млрд м³, а к 2050 г. – 750–800 млрд м³ (табл. 1.42). Доля России в покрытии этого дефицита будет определяться как конъюнктурой цен, так и стремлением стран Европейского экономического сообщества к диверсификации источников газоснабжения с целью повышения своей энергетической безопасности.

В северо-восточной части *Азиатско-Тихоокеанского региона* лидирующее положение в потреблении газа в настоящее время занимает Япония (70 млрд м³/год). Кроме того, здесь быстро развиваются еще два локальных рынка: Тайвань и Республика Корея. Китай на сегодняшний день покрывает свои потребности в природном газе за счет собственной добычи. Прогнозируемый значительный рост энергопотребления (более 2 млрд т у.т. к 2010 г.) и предстоящая структурная перестройка ТЭБ сделает КНР крупным потребителем газа. Доказанные запасы газа в КНР относительно невелики (около 1700 млрд м³), и несмотря на открытие новых месторождений, не позволят удовлетворить потребности страны за счет собственной добычи уже за 2005 г.

В табл. 1.43 дана оценка возможного спроса на природный газ для тех государств, которые могут стать потенциальными импортерами российского газа.

Япония, Тайвань и Республика Корея импортируют природный газ в сжиженном виде в основном из Индонезии, Малайзии и Австралии. По прогнозам западных специалистов, первый импортный газ в Китай придет также в сжиженном виде.

В последние годы все эти страны проявляют все больший интерес к развитию импорта трубопроводного газа и возможным его поставкам из России. В то же время быстро растущий рынок газа АТР привлекает поставщиков из других регионов: из Средней Азии и Среднего Востока.

Россия сможет конкурировать с другими поставщиками газа в АТР, предложив более приемлемые для импортеров цены. Преимущество России состоит в возможности обеспечить поставки более дешевого, трубопроводного, а не сжиженного газа, что даст экономический эффект и повысит надежность газоснабжения при создании единой газоснабжающей системы в странах АТР.

Таблица 1.39

Экспорт энергоресурсов из России [59]

Показатель	Год											
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Нефть												
добыча, млн т	516	462	339	354	318	307	301	306	303	305	324	348
экспорт, млн т	220,3	174	188	123	126	122	122	122,9	137,3	134,8	145,9	161
экспорт, % от добычи	42,7	37,6	35,4	34,7	39,6	39,7	40,5	40,1	45,3	44,2	41,1	46,2
Газ												
добыча, млрд м ³	641	643	641	618	607	595	601	571	591	592	584	581
экспорт, млрд м ³	249	247	194	174	184	192	198	201	203,4	205,3	194	181
экспорт, % от добычи	38,8	38,4	30,2	28,1	30,3	32,3	30,3	35,2	34,3	34,7	34,9	31,1
Уголь												
добыча, млн т	395	353	337	306	272	263	257	245	232	250	258	269
экспорт, млн т	50	36,9	33,9	27,4	24,1	29,8	25,8	23,1	24	27,8	44,1	41,5
экспорт, % от добычи	12,6	10,4	10,1	8,9	8,9	11,3	10,0	9,4	10,3	11,1	17,1	15,4
Нефтепродукты												
производство, млн т	298	287	251	229	188	183	177	175	164	170	173	178
экспорт, млн т	50,6	46,1	43,0	47,4	47,3	45,4	56,6	61,1	54,2	56,9	62,7	63,5
экспорт, % от производства	17,0	16,0	17,1	20,7	25,2	24,8	32,0	34,9	33,0	33,5	36,2	35,7

Таблица 1.40

Вероятный баланс природного газа в СНГ и Балтии (без Средней Азии), млрд м³

Показатель	Год				
	2010	2020	2030	2040	2050
Потребность в газе, всего	115-140	150-180	180-200	200-230	230-268
В том числе:					
Украина, Белоруссия, Молдавия	93-112	121-145	145-160	160-180	180-210
Балтия	7-8	9-10	10-12	12-15	15-18
Закавказье	15-20	20-25	25-30	30-35	35-40
Собственная добыча	30-35	40-50	50-55	40-50	40-50
Возможный импорт из Туркмении и других стран	20-30	30-35	40-50	40-50	30-40
Возможная потребность в российском газе	65-75	80-95	90-95	120-130	160-178

Таблица 1.41

Производство и потребление газа в Европе, млрд. м³ [43]

Показатель	Год							
	1991	1993	1995	1996	1998	1999	2000	2001
Производство	226,1	238,3	247,6	279,3	274,5	281,0	289,1	292,5
Потребление	339,3	353,7	380,9	422,8	429,1	444,5	458,8	470,1
Импорт	113,2	115,4	133,3	143,5	154,6	163,5	169,7	177,6
То же % от потребления	33,4	32,6	35,0	33,9	36,0	36,8	37,0	37,8

Т а б л и ц а 1.42

Вероятный баланс природного газа в Европе, млрд м³ ([30, 44, 56, 57, 59-63] и оценка авторов)

Показатель	Год				
	2010	2020	2030	2040	2050
Потребление, всего	600-650	650-700	700-750	750-850	850-950
В том числе: Западная Европа	480-520	520-560	560-600	600-670	670-750
Центральная Европа	120-130	130-140	140-150	150-180	180-200
Собственная добыча	300-320	200-260	150-200	100-150	100-150
В том числе: Великобритания	70-75	50-60	40-50	30-40	30-40
Нидерланды	70-75	50-70	50-60	40-50	40-50
Норвегия	80-85	80-90	60-80	30-50	30-50
Остальные	80-85	20-30	0-10	0-10	0-10
Импорт из третьих стран (без России)	140-160	190-210	250-300	350-380	400-430
В том числе: Африка	100-110	110-120	110-120	110-120	110-120
Персидский залив	30-35	50-60	70-90	110-120	130-140
Каспийский регион	10-15	20-30	40-50	70-75	90-95
Другие		0-10	30-40	60-65	70-75
Возможный спрос на российский газ, всего	160-170	240-250	250-300	300-320	350-370
В том числе: в Западной Европе	100-120	180-185	185-210	210-220	230-240
в Центральной Европе	50-60	60-65	65-90	90-100	120-130

Т а б л и ц а 1.43

Вероятный баланс природного газа в Северо-Восточной Азии, млрд м³ ([30, 44, 57, 63] и оценка авторов)

Показатель	Год				
	2010	2020	2030	2040	2050
Потребление, всего	218-260	285-410	410-545	545-670	670-920
В том числе: Япония	85-100	100-120	140-160	160-170	170-190
КНР	90-110	150-220	200-300	300-400	400-600
Тайвань	10-12	12-15	20-25	25-30	30-40
Республика Корея	40-60	70-80	40-45	45-50	50-60
КНДР	2-5	5-10	10-15	15-20	20-30
Собственная добыча, всего	65-85	95-125	135-150	150-200	200-250
Импорт по существующим контрактам (с учетом их возможного продления)	95	95	95	100	100
Дополнительные возможности традици- онных и новых экспортеров	30-40	50-70	80-130	130-180	180-240
Возможный спрос на российский газ	30-70	70-110	100-170	170-190	190-330

На мировом рынке *нефти* роль России значительно скромнее, хотя она занимает шестое место по разведанным запасам – 5 % от мировых. На долю России приходится 9 % мировой добычи нефти и 7 % ее экспорта [43]. Ситуация осложняется тем, что с распадом СССР у России на нефтяном рынке появились серьезные конкуренты: Казахстан, Туркмения и Азербайджан. По прогнозам западных экспертов, страны региона Каспийского моря смогут к 2020 г. поставить на мировой рынок 80–110 млн т нефти, которая частично поступит на традиционные для России рынки – на Украину и в Южную Европу. В то же время ухудшаются собственные возможности для экспорта: рост добычи, как ожидается, будет замедляться и вряд ли заметно обгонит рост внутренней потребности страны, а стоимость добычи будет возрастать.

Главной задачей для Российских экспортеров нефти на рассматриваемый период является сохранение своих позиций на традиционных рынках, освоение новых для России нефтяных рынков АТР, а также США, которые по объему в перспективе не уступят европейскому.

На мировом рынке *угля* ситуация также складывается не в пользу России, на долю которой приходится не более 5 % мирового экспорта. В последние годы экспорт российского угля в силу известных экономических причин существенно сократился, особенно в страны СНГ, а затем снова стал расти (табл. 1.39).

Так же, как и в ситуации с нефтью, на рынке угля у России появились конкуренты из бывших республик СССР. В частности, Казахстан может не только полностью обеспечить углем государства Средней Азии, но и поставлять его в Россию и за пределы СНГ. Практически все основные страны-экспортеры угля находятся в более выгодном положении, чем Россия, так как их угольные бассейны расположены вблизи морского побережья. Российским экспортерам приходится нести большие транспортные издержки, что увеличивает цену российского угля и снижает его конкурентоспособность.

Предполагается, что при самых благоприятных условиях Россия имеет возможность увеличить экспорт угля до 40–50 млн т, приблизившись к уровню 1990 г. При этом 25–30 млн т качественного угля может быть поставлено в Западную Европу, до 10–15 млн т – в Турцию, европейские страны СНГ и Балтии. Традиционные потребители российского угля в АТР – Япония, КНДР и Республика Корея – могут импортировать до 20 млн т.

Экспорт *электроэнергии* из России в последние годы не превышал 2,4 % ее производства. Россия имеет все возможности для увеличения экспорта электроэнергии, несмотря на начавшийся рост внутреннего электропотребления.

В страны СНГ и Балтии электроэнергия может поставляться по связям бывшей ЕЭС СССР, в страны Центральной Европы – по связям бывшего энергообъединения "Мир". Со странами Западной Европы, кроме Финляндии, связей пока нет, а на Востоке есть слабые связи с Монголией и Китаем.

В рассматриваемой перспективе возможен экспорт электроэнергии из России по четырем направлениям (табл. 1.44). Реальные объемы экспорта будут в значительной степени зависеть от соотношения внутренних цен с ценами в странах-импортерах. В настоящее время цены на электроэнергию в России значительно ниже, чем в развитых странах. Очевидно, что по мере увеличения интеграции российской экономики в мировую соотношения внутренних и внешних цен как в целом, так и для отдельных видов потребителей будут претерпевать соответствующие изменения.

Т а б л и ц а 1.44

Возможные объемы экспорта электроэнергии из России, ГВт.ч ([33] и оценка авторов)

Экспортеры	Год				
	2010	2020	2030	2040	2050
Страны СНГ и Балтии	15-20	15-20	20-25	25-30	30-35
Центральная Европа	3-5	5-10	10-15	15-25	20-25
Западная Европа	10-12	12-15	15-20	20-25	25-30
Страны СВА	20-30	40-50	50-60	50-60	50-60
И т о г о ...	48-67	72-95	95-120	110-135	135-150

1.6. Тенденции изменения цен на топливо на мировых энергетических рынках и в России

1.6.1. Глобальные тенденции в динамике цен на топливо и в их соотношениях

Взаимозаменяемость энергоносителей у многих потребителей влияет на их рыночную стоимость (табл. 1.45). Определяющими при формировании цен на мировых энергетических рынках являются цены на нефть.

На стоимость *нефти* на международных рынках влияют изменения: разведанных запасов, объемов и стоимости добычи, экономической конъюнктуры, политики стран-экспортеров, международной обстановки и другие факторы. Это порождает значительные колебания в динамике цен (рис. 1.9) и затрудняет их прогнозную оценку.

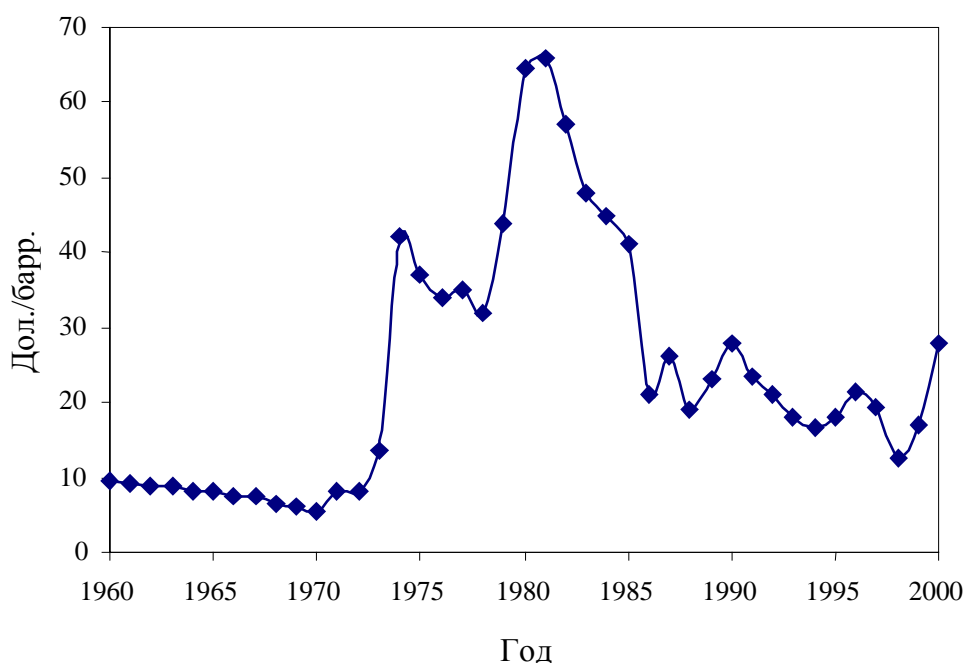


Рис. 1.9. Динамика мировой цены на нефть с 1960 по 2000 г., дол. (1995)/барр. [30].

После энергетического кризиса 1973 и 1979 гг., когда цены на нефть увеличились с 10 до 50 дол./барр., произошло их резкое снижение (к 1985 г. до 27–28 дол./барр.). В период 1986–2000 гг. наблюдалась определенная их стабилизация с колебанием от 16 до 27 дол./барр. При этом, как видно из табл. 1.45, различия в стоимости импортной нефти в США, Японии и Европе малы.

По прогнозам, тенденция стабилизации и даже снижения цен на нефть, наблюдаемая в последние 20 лет прошлого столетия, должна смениться в XXI в. их повышением из-за исчерпания дешевых ресурсов жидкого топлива.

Таблица 1.45

Динамика импортных цен на энергоресурсы, дол./т н.э. (в среднем за период) [64]

Страна (регион), энергоресурс	Год				
	1983-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001
Европа (ЕС-15)					
нефть	213,3	130,4	128,6	143,7	176,9
трубопроводный газ	150,1	109,2	109,4	98,3	150,0
уголь энергетический	72,9	69,4	65,3	59,2	67,4
Германия					
нефть	215,1	133,0	132,1	144,7	178,7
трубопроводный газ	148,1	104,5	108,8	98,1	154,0
уголь энергетический	72,6	70,4	65,3	59,2	67,4
Франция					
нефть	-	-	125,6	144,8	178,6
трубопроводный газ	151,3	85,0	118,8	95,6	Н.д.
сжиженный газ	166,5	112,1	129,5	98,9	Н.д.
уголь энергетический	62,5	66,3	66,3	60,4	Н.д.
США					
нефть	208,6	126,3	123,8	140,8	163,5
трубопроводный газ	154,5	85,2	73,9	95,8	195,2
сжиженный газ	-	-	88,9	110,9	177,8
уголь энергетический	70,1	56,8	52,0	51,1	52,6
Япония					
нефть	216,4	131,8	135,3	149,5	185,7
сжиженный газ	211,3	146,2	147,3	147,4	184,1
уголь энергетический	74,9	68,7	71,0	61,7	59,6

Н.д. - нет данных

Систематически разрабатываемые международными и национальными организациями прогнозы цен на нефть ограничиваются перспективой до 2020 г. (табл. 1.46). Известны лишь две серьезные работы зарубежных исследовательских организаций [67, 68], в которых с помощью экономико-математических моделей рассматриваются сценарии возможного развития мировой энергетики в XXI в. При этом определяется динамика так называемых теневых цен (*shadow prices*), характеризующих затраты на топливо из месторождений, замыкающих энергетический баланс.

Т а б л и ц а 1.46

Прогнозы цен на нефть, дол./барр.

Организация	2010 г.	2020 г.
Энергетическое информационное агентство США [44]		
Базовый сценарий	21,0	24,7
Низкий и высокий сценарий	17,4-30,0	17,4-30,5
Международное энергетическое агентство [30]		
Базовый сценарий	21	28
Низкий и высокий сценарий	15-30	15-30
Data Research Incorporation (США) [66]	20,3	23,1
Европейская энергетическая комиссия [69]	29	31

В работе Международного института прикладного системного анализа (IIASA) [79], выполненной для Мирового Энергетического Совета, приводятся оценки возможной динамики замыкающих затрат на топливо с 1990 по 2050 г. В зависимости от рассматриваемых сценариев развития мировой энергетики эти затраты в 2020–2050 гг. увеличиваются: на нефть в 1,1–2 раза, на газ в 1,05–1,7 раза, на уголь в 1,2–1,3 раза. Такие же широкие диапазоны роста цен на топливо содержатся и в более поздней работе, выполненной большим международным коллективом под эгидой Intergovernmental Panel on Climate Change [57]. В табл. 1.47 приведены значения индекса роста цен на нефть в период 2020–2050 гг., полученные на разных моделях для одного (возможно, наиболее правдоподобного) сценария развития мировой экономики. По другим сценариям, этот индекс для нефти колеблется: по расчетам на модели MESSAGE от 1,1 до 2, ASF – от 1,2 до 1,33, MiniCAM – от 1,2 до 1,54, GEM10R – от 1,22 до 1,33.

Мазут на международных рынках продается по более низким ценам, чем нефть. Разница составляет 20–22 % для малосернистого (содержание серы до 1 %) и 30–35 % для высокосернистого (3,5 % серы). При этом наблюдается тенденция увеличения этой разницы из-за уменьшения спроса на мазут как котельно-печное топливо и вытеснения его экологически более безопасным природным газом. Можно предположить, что к 2010 г. малосернистый мазут на международных рынках будет примерно на 25 %, а высокосернистый – на 40 % дешевле нефти.

Цены на *природный газ*, как показывает анализ, следуют за изменением цен на нефть с лагом примерно в 6–12 мес. При этом стоимость эквивалентной по теплотворной способности единицы трубопроводного газа, как правило, ниже стоимости нефти. Однако с ужесточением экологических требований и

расширением области применения газа (в том числе и как моторного топлива) это различие в ценах уменьшается (табл. 1.48).

Т а б л и ц а 1.47

Индекс роста мировых цен на топливо в 2020–2050 гг. по результатам модельных прогнозов (по материалам [68] для сценария В2 и [79])

Модели (страна–разработчик)	Нефть	Газ	Уголь
MESSAGE (Австрия)	1,92	1,45-1,82	0,74
MARIA (Япония)	1,40	1,48	1,60
ASF (США)	1,30	0,98	1,05
MiniCAM (США)	1,42	1,25	1,06
GEM10R (Россия)	1,22-1,30	1,25-1,30	1,20-1,33

Т а б л и ц а 1.48

Цены на импортный газ в долях от стоимости нефти (в расчете на 1 т н.э.) [44, 64, 71]

Регион, страна	1980 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	Прогноз
					2015–2020 гг.
Т р у б о п р о в о д н ы й г а з					
Западная Европа США	0,64	0,79	0,88	0,93	0,90–0,98
	0,65	0,62	0,47	0,76	0,85–0,90
С ж и ж е н н ы й г а з					
Западная Европа Япония	0,62	0,90	0,93	0,88	0,95–1,0
	0,90	0,98	1,09	1,08	1,07–1,12

В Западной Европе стоимость импортируемого по трубопроводам природного газа уже приблизилась к стоимости нефти и в перспективе, по прогнозам Международного энергетического агентства, газ будет лишь на 2–5 % дешевле эквивалентного количества нефти. По другим прогнозам [30], в перспективе на 2010–2020 гг. в странах Европейского сообщества импортный газ будет дешевле нефти на 9–15 %. В США различие в ценах на нефть и газ больше.

Сжиженный природный газ (СПГ), спрос на который в мире за последние 25 лет увеличился более чем в 20 раз, стоит дороже трубопроводного. Во Франции его цена приближается к стоимости нефти, а в Японии она равна или даже выше этой стоимости (табл. 1.48).

Затраты на распределительные сети и государственное регулирование цен оказывают значительное влияние на реальную стоимость газа у отдельных категорий потребителей в разных странах (табл. 1.49). Газ, сжигаемый на электростанциях, дороже импортного на 20–70 %, а расходуемый на бытовые нужды – в 4–9 раз.

Импортный уголь в Западной Европе и США стоит в среднем на 30–35 %, а в Японии на 46–48 % дешевле эквивалентного количества природного газа (табл. 1.50). Импортеру угля в Европе 1 т у.т. обходится на 25–35 дол. дешевле, чем импортеру газа. По прогнозам Генерального директората по энергетике Европейской Комиссии [69], импортный уголь в странах ЕС к 2020 г. будет на 50–60 % (на 50–110 дол./т у.т.) дешевле импортного газа.

Т а б л и ц а 1.49

Различия в ценах на импортируемый и потребляемый газ [64]

Страна	Сфера применения	1985 г.	1991 г.	1994 г.	1996 г.	2000 г.
		дол./т н.э.				
Германия	Импорт	149	127	99	109	112
	Электростанции	164	184	162	192	171
	Промышленность	206	224	205	224	209
	Домашнее х-во	333	472	485	488	415
США	Импорт	127	82	78	79	155
	Электростанции	151	94	96	114	192
	Промышленность	169	112	126	144	190
	Домашнее х-во	233	388	343	362	357
Япония	Импорт	212	167	134	153	188
	Электростанции	215	187	162	184	235
	Промышленность	465	472	518	470	503
	Домашнее х-во	702	1129	1453	1438	1438
% от стоимости импортируемого газа						
Германия	Электростанции	110	145	164	177	153
	Промышленность	138	175	208	206	187
	Домашнее х-во	224	371	491	449	370
США	Электростанции	120	116	124	144	124
	Промышленность	134	138	163	182	123
	Домашнее х-во	184	476	443	457	230
Япония	Электростанции	102	112	121	121	125
	Промышленность	220	283	388	308	267
	Домашнее х-во	332	678	1089	942	765

Т а б л и ц а 1.50

Цены на импортируемый уголь в % от стоимости импортируемого газа
(в расчете на 1 т у.т.)

Регион, страна	1985 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	Прогноз МЭА [30]	
					2010	2020
Западная Европа	48	63	68	60-65	57-60	43-50
Япония	32	52	54	52-53	40-52	32-40

Разрыв в ценах на уголь и газ на энергетических рынках увеличивается из-за возрастающих требований к качеству топлива и стремления снизить загрязнение окружающей среды и эмиссию углекислого и других так называемых парниковых газов.

На соотношение цен на газ и уголь у отдельных групп потребителей влияют не только устанавливаемые экологические нормативы, но и изменения в структуре производства, появление новых технологий. Так, например, на электростанциях конкурентоспособность газа значительно увеличивается с применением комбинированного парогазового цикла.

Т а б л и ц а 1.51

Сравнительные цены на топливо, % к стоимости газа [64]

Страна	1991 г.		1995 г.		2000 г.	
	Уголь	Мазут	Уголь	Мазут	Уголь	Мазут
Н а э л е к т р о с т а н ц и я х						
США	64	109	64	127	26	91
Япония	76	123	78	125	47	92
Бельгия	55	65	67	109	Н.д. ^{*)}	Н.д.
Германия	119	81	133	73	40	100
Финляндия	71	122	87	133	49	152
Италия	71	110	64	97	Н.д.	Н.д.
Турция	37	121	50	101	38	115
Чехия	29	102	33	67	20	71
В п р о м ы ш л е н н о с т и						
США	52	78	50	101	29	Н.д.
Япония	20	53	16	35	12	Н.д.
Бельгия	42	56	Н.д.	85	Н.д.	Н.д.
Германия	113	71	Н.д.	Н.д.	Н.д.	Н.д.
Финляндия	71	122	87	133	85	Н.д.
Италия	44	101	42	90	Н.д.	Н.д.
Турция	77	123	48	104	39	Н.д.
Чехия	33	103	42	69	24	Н.д.

^{*)}Н. д. - нет данных.

Из табл. 1.51 виден большой разброс в соотношениях цен на топливо, потребляемое в разных странах на электростанциях и в промышленности. Этот разброс, в частности, обусловлен существующим в отдельных странах регулированием цен и дотациями потребителям местного угля. По этой причине в Германии уголь на электростанциях стоит дороже газа. Без учета этого фактора стоимость угля, приобретаемого электростанциями, в среднем на 20–50 % ниже стоимости природного газа (в расчете на т у.т.). При этом конкурентоспособная цена угля имеет тенденцию к снижению. Это можно видеть на примере США (табл. 1.52). По прогнозам Министерства энергетики США, стоимость сжигаемого на электростанциях угля будет снижаться, а природного газа – расти. В результате разница в ценах на газ и уголь в электроэнергетике увеличится с 40 дол./т у.т. в 1977 г. до 55–75 дол./т у.т. к 2020 г.

Из имеющихся статистических данных и прогнозов следует, что глобальная тенденция роста цен на газ и мазут по отношению к цене угля будет продолжаться. Для ориентировки можно принять следующие характерные для развитых стран соотношения между ценами на уголь, газ и мазут для электростанций: 1991–1995 гг. – 1:1,6:1,9; 1996–2001 гг. – 1:1,8:1,7; 2010–2020 гг. – 1:2,4–3:2,2–2,6.

В табл. 1.53 обобщены имеющиеся долгосрочные прогнозы роста цен на топливо на мировых энергетических рынках.

Таблица 1.52

Изменения в соотношениях цен на топливо, % к стоимости энергетического угля (в расчете на т у.т.) [64, 72]

Регион, страна	Топливо	1991-1995 г.	1996-2000 гг.	2001 г.	Прогноз	
					2010 г.	2020 г.
<i>Импортные цены</i>						
США	Газ	142-169	188-217	338-370	200-270	235-320
	Нефть	238	275	311	240-315	275-350
Япония	Газ	207	239	308	278-300	301-335
	Нефть	191	242	312	285-305	310-345
Западная Европа	Газ	168	166	222	180-250	210-270
	Нефть	197	243	263	215-280	240-300
<i>Цены для электростанций</i>						
США	Газ	156	270	410	270-300	310-370
	Мазут	184	280	308	Н.д.	Н.д.
Япония	Газ	130	170	н.д.	Н.д.	Н.д.
	Мазут	161	178	н.д.	Н.д.	Н.д.
Германия	Газ	80	160	206	Н.д.	Н.д.
	Мазут	60	150	174	Н.д.	Н.д.
Финляндия	Газ	125	160	163	Н.д.	Н.д.
	Мазут	160	230	214	Н.д.	Н.д.
Чехия	Газ	310	400	523	Н.д.	Н.д.
	Мазут	275	280	400	Н.д.	Н.д.

Т а б л и ц а 1.53

Предполагаемая динамика цен на топливо на мировых рынках ([58, 64-72, 75, 79] и оценка авторов)

Топливо	Год					
	2001	2010	2020	2030	2040	2050
<i>Нефть</i>						
дол./бар.	26	21-26	25-30	29-36	33-41	40-50
дол./т	192	155-190	185-221	214-266	244-303	295-369
<i>Мазут, дол./т</i>						
малосернистый	110	116-142	138-165	160-200	183-227	220-275
сернистый	90	95-115	110-130	128-160	145-180	175-215
<i>Природный газ, дол./тыс. м³</i>						
Европа	120	115-150	135-165	160-195	185-230	210-265
Страны СВА	157	145-195	175-215	195-245	230-285	255-325
<i>Уголь, дол./т у.т.</i>	42	45-50	50-60	55-65	60-70	65-80

Примечание. Без учета инфляции (в дол. 2000 г.).

1.6.2. Особенности и долгосрочные тенденции ценообразования в ТЭК России

До 1991 г. действующие в России оптовые цены были ниже реальных затрат: на нефть на 44 %, на газ на 57 %, на уголь в 3 раза. В 1992 г. соотношение цен в народном хозяйстве удалось изменить в пользу энергоносителей, стоимость которых по сравнению с остальной продукцией повысилась примерно в 2,5 раза. При этом внутренние цены на нефть и жидкое топливо все еще были в 3–4 раза, а на природный газ и уголь в 10–30 раз ниже мировых (при сопоставлении их по валютному курсу рубля). К началу 1997 г. эти различия сильно уменьшились. Промышленные потребители (включая электростанции) приобретали нефть и природный газ по ценам лишь на 35–40 % ниже внешнеторговых, а нефтепродукты – даже по более высоким ценам^{*)}. Однако финансовый кризис августа 1998 г. снова резко изменил пропорции между внутренними и внешними ценами на топливо. В начале 2000 г. внутренняя цена на нефть составляла около 29 % от мировой (импортной), на топочный мазут – 43 %, на природный газ – менее 20%.

Цены на газ в России регулируются государством. В настоящее время они в 8–10 раз ниже, чем у потребителей в европейских странах. При этом на электростанциях в европейской части России в конце 2000 г. стоимость газа была в 2 раза ниже стоимости угля (в т у.т.), в то время как, например, в США газ дороже угля в 1,6 раза.

Средние цены приобретения угля в России из-за высоких транспортных расходов практически не отличаются от цен, действующих в США и лишь на 25–25 % ниже стоимости импортируемого угля.

В России корреляция между ценами на различные виды топлива слабее, чем в других странах. Это объясняется менее развитыми рыночными механизмами и более активным государственным регулированием цен.

Как показано выше, на мировых энергетических рынках сложилось довольно устойчивое соотношение между ценами на импортируемое топливо. Для Европы соотношение цен между импортируемым газом, топочным мазутом и энергетическим углем равно $1:(0,9-1,05):(0,5-0,6)$ (в расчете на условное топливо). Близко к этим пропорциям и соотношение цен у промышленных потребителей. В России в результате государственного регулирования сложились иные соотношения между ценами на различные энергоресурсы (табл. 1.54). В декабре 2001 г. соотношение средней стоимости природного газа, мазута и энергетического угля на электростанциях было 1:5:1,15.

С развитием рыночных отношений в России цены на топливо и энергию все больше будут формироваться в результате конкуренции как между отдельными энергоносителями, так и между отдельными топливодобывающими и

^{*)} Если сопоставимые расчеты проводить по паритету покупательной способности (ППС) рубля к доллару, а не по обменному курсу, то российские цены превосходили уровень США в 1995-1996 гг. не только по моторному топливу, но и по углю, газу и мазуту, а также по тарифам на электроэнергию для промышленных потребителей [90].

энергопроизводящими предприятиями (компаниями). Развитие внешней торговли расширяет круг конкурирующих производителей и потребителей ТЭР. Поэтому усилится влияние конъюнктуры мировых энергетических рынков на уровень цен на энергоносители. Однако процесс формирования цен на энергетические ресурсы и энергоносители не может быть стихийным, обусловленным только рыночными факторами.

Т а б л и ц а 1.54

Соотношение цен на топливо в России (уголь –100%) *)

Топливо	Год						
	1991	1995	1997	1998	1999	2000	2001
Уголь	100	100	100	100	100	100	100
Газ	123	77	87	80	68	67	62
Мазут	152	183	132	139	220	355	184
Нефть		130	115	147	310	477	227
Дизельное топливо	256	435	420	401	749	852	616
Бензин	373	604	517	500	864	1449	615

*) Цены приобретения в расчете на условное топливо.

Во взаимодействиях с ТЭК государство в наибольшей степени влияет на финансовое состояние естественных монополистов, регулируя тарифы на электроэнергию и цены на газ. Недостаток прибыли и соответственно средств для инвестиций может негативно отразиться на развитии энергетических компаний. Поэтому более жесткому регулированию цен на энергоносители должна соответствовать более щадящая налоговая и таможенная политика. В противном случае энергетика не сможет должным образом обеспечить нужды народного хозяйства. В то же время необходимо учитывать возможное негативное влияние на производственную и социальную сферы роста стоимости энергоносителей. Оно существенно зависит от конкретных условий и меняется во времени, усложняясь по мере развития рыночной экономики.

Все эти противоречивые процессы и факторы затрудняют прогнозирование цен на общероссийском и региональных энергетических рынках. Ключевым элементом такого прогноза становится определение рациональной государственной политики на федеральном и региональном уровне в отношении прямого или косвенного регулирования цен на энергоносители, а сам процесс сводится к последовательной оценке:

- 1) нижней границы цен, обеспечивающих самофинансирование (самоокупаемость) отдельных топливных баз и месторождений;
- 2) верхней границы цен на отдельные виды топлива, определяемой их конкурентоспособностью на внешних и внутренних энергетических рынках;
- 3) народнохозяйственных последствий от разной скорости приближения цен на энергоносители к их верхней границе;
- 4) рациональной динамики цен на отдельные энергоносители на основе компромисса интересов их производителей и потребителей.

Эта схема расчетов использована ниже при формировании сценария возможной динамики цен на топливо. Для устойчивого функционирования и развития отраслей ТЭК и отдельных энергетических компаний цены на их продукцию при отсутствии дотаций со стороны государства должны быть не ниже так называемых *цен самофинансирования* (самоокупаемости) – минимальных цен предложения, обеспечивающих покрытие всех затрат и минимально необходимую прибыль (после уплаты всех налогов и возврата заемных средств).

В качестве верхней границы цен на топливо на внутренних энергетических рынках следует рассматривать *цены равновесия с мировыми (экспортные цены)* в данном регионе. Они равны ценам на внешних энергетических рынках за вычетом транспортных тарифов, платы за транзит через территорию третьих стран и таможенных сборов.

В настоящее время в наибольшей степени к ценам равновесия с мировыми в России тяготеют цены на нефть, моторное топливо и мазут, а к ценам самофинансирования – цены на уголь.

Цены на уголь в регионе устанавливаются в результате конкуренции между местными и привозными углями. Они сдерживаются высокими железнодорожными тарифами, но тем не менее и в дальней перспективе цены на уголь в европейской части страны и на Урале будут формироваться под влиянием цен самофинансирования на добычу и транспорт кузнецких и канско-ачинских углей, а на Дальнем Востоке – углей из Восточной Сибири и импортного угля (табл. 1.55).

Т а б л и ц а 1.55

Цена импортного угля в России, дол./т у.т.

Точка оценки	2005 г.	2010 г.	2020 г.	2050 г.
В портах Дальнего Востока *)	40-45	45-50	48-55	60-80
На расстоянии 500-800 км от портов	43-50	48-53	52-59	64-85

*) С учетом перегрузки и хранения.

Прогноз возможной динамики железнодорожных тарифов является наиболее важной и сложной составляющей прогноза цен на региональных рынках угля. Транспортный фактор во многих районах страны сильнее, чем стоимость добычи, будет определять цену угля для потребителей.

В настоящее время доля транспортных затрат в стоимости угля для электростанций в среднем по стране равна 19 %, а в центральных районах европейской части России и на Дальнем Востоке она достигает 30–40 %. Средняя дальность перевозки угля в 2001 г. была около 4000 км, а средний тариф на перевозку угля по железной дороге на это расстояние – примерно 2 цента/т·км.

По прогнозам специалистов [84], в благоприятных условиях развития экономики и с учетом необходимости инвестиций в развитие железнодорожного транспорта тарифы на грузовые перевозки могут увеличиться к 2010 г. на 12 %, а к 2020 г. на 18 % по сравнению с 2000 г. (без учета инфляции). В случае отмены перекрестного субсидирования пассажирских перевозок за счет грузовых тарифы могут даже снизиться. Однако такая отмена маловероятна до 2020 г., и

поэтому в приводимых ниже расчетах стоимости угля в различных районах на уровне 2020 г. приняты следующие ориентировочные значения железнодорожных тарифов, более высоких, чем в 2000 г. (табл. 1.56).

Т а б л и ц а 1.56

Соотношение расстояний и железнодорожных тарифов

Расстояние, км	500	1000	3000	4000	5000
Тариф, дол.(2000 г.)/1000т·км	3,2	2,7	2,4	2,35	2,3

В табл. 1.57 приведены значения возможной верхней границы цен на уголь, полученные при принятой динамике транспортных тарифов и в предположении роста цен самофинансирования добычи сибирских углей, замыкающих баланс топлива, на 5 % в год в 2001–2020 гг. и поддержания в последующие годы пропорции между стоимостью угля и газа на мировых энергетических рынках.

Т а б л и ц а 1.57

Ориентировочные значения верхней границы цен на уголь, дол.(2000 г.)/т у.т.

Регион	2000 г.	2010 г.	2020 г.	2050 г.
Центр	15-18	35-38	39-43	60-67
Западная Сибирь	10-11	29-32	33-37	53-60
Восточная Сибирь	6-7	11-12	16-18	38-45
Дальний Восток	16-22	39-44	45-49	67-74

Цены на газ в настоящее время ниже цен самокупаемости, а убытки “Газпрома” от продажи газа внутри страны компенсируются за счет прибыли от экспорта. Возможное реформирование газовой отрасли на основе организационного разделения естественно-монопольных и потенциально конкурентных видов деятельности и развития конкуренции может привести сначала к подъему стоимости газа до уровня цен самофинансирования, а затем и к приближению их к равновесию с ценами внешних рынков газа^{*)}. Ожидается, что к 2005 г. соотношение внутренних цен на энергетический уголь и природный газ составит 1:1,2 с последующим изменением до 1:(1,6–1,8) (табл. 1.58).

Из-за истощения запасов добыча газа на действующих месторождениях Западной Сибири не превысит 170 млрд м³. Для удовлетворения внутренних и экспортных потребностей в газе придется осваивать мелкие, низкодебитные месторождения в развитых европейских районах страны, добывать газ с глубин более 1,5 км в Надым-Пуртазовском регионе, активно использовать низконапорный газ, а также осваивать новые месторождения на шельфах и в труднодоступных районах. Ориентировочные характеристики месторождений, которые в

^{*)} В “Энергетической стратегии России” [14] вывод внутренних цен энергоносителей на уровень самофинансирования основных энергетических компаний предполагается в ближайшие 2-3 года, а приближение внутренних цен на газ и нефть к равновесным с ценами мирового рынка – за пределами 2010 г.

будущем будут влиять на формирование цен на газ на большей части территории страны, показаны в табл. 1.59.

Т а б л и ц а 1.58

Прогноз цен промышленности на основные энергоносители (без учета инфляции) *) [74]

Энергоноситель	Центральные европейские районы			Центральная Сибирь		
	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Нефть, дол./т	<u>46...55</u>	<u>65...75</u>	<u>100...120</u>	<u>42...44</u>	<u>60...70</u>	<u>95...110</u>
дол./т у.т.	33...39	45...53	70...84	29...31	42...49	66...70
Природный газ, дол./тыс.м ³	<u>13...16</u>	<u>40...45</u>	<u>48...55</u>	<u>10...11</u>	<u>32...36</u>	<u>40...45</u>
дол./т у.т.	11...14	35...39	42...48	9...10	28...31	35...39
Уголь, дол./т	<u>22...27</u>	<u>34...39</u>	<u>52...57</u>	<u>15...18</u>	<u>21...25</u>	<u>34...40</u>
дол./т у.т.	15...18	23...26	35...38	10...12	14...17	23...27
Электроэнергия, цент/кВт·ч	1,1...1,4	2,7...2,9	3,6...3,9	0,75...0,8	0,9...1,1	1,1...1,35

*) В экономических и налоговых условиях 2000 г.

Т а б л и ц а 1.59

Принимаемые характеристики месторождений, замыкающих баланс газа в зоне действия Единой газоснабжающей системы [85-90]

Район добычи	Месторождение	Максимальная добыча, млрд м ³		Цена самофинансирования на месте добычи, дол./1000 м ³ *)	
		2020 г.	2050 г.	2020 г.	2050 г.
Надым-Пуртазовский	Новые	300-370	60-100	25-30	30-35
П-ов Ямал	Суша	90-120	100-150	38-50	40-50
П-ов Гыдан			25-35		45-50
Шельфы Баренцева и Карского морей	Ленинградское и Русановское	20-40	50-100	50-65	55-70
	Штокманское	40-60	70-90	60-75	60-75
	Прочие		60-70		65-80

*) Включая затраты на освоение запасов и создание инфраструктуры.

Значительное влияние на стоимость газа для потребителей окажут также тарифы на его транспорт. Их неизбежный рост (от нынешних 12–14 до 16–19 дол./1000 м³/1000 км) обусловлен необходимостью больших капиталовложений в реконструкцию газоснабжающей системы страны и сооружение новых газопроводов.

Очевидно, что цены самофинансирования добычи и транспорта газа зависят от объемов его поставок. Для месторождений, замыкающих баланс газа в рассматриваемой перспективе в западных регионах страны, эта зависимость показана на рис. 1.10. Там же приведены минимальные значения ожидаемых цен равновесия газа с экспортными, рассматриваемые как верхняя граница возможных цен.

Газоснабжение Восточной Сибири и Дальнего Востока до создания в отдаленном будущем Единой системы газоснабжения страны будет осуществляться за счет собственных ресурсов газа.

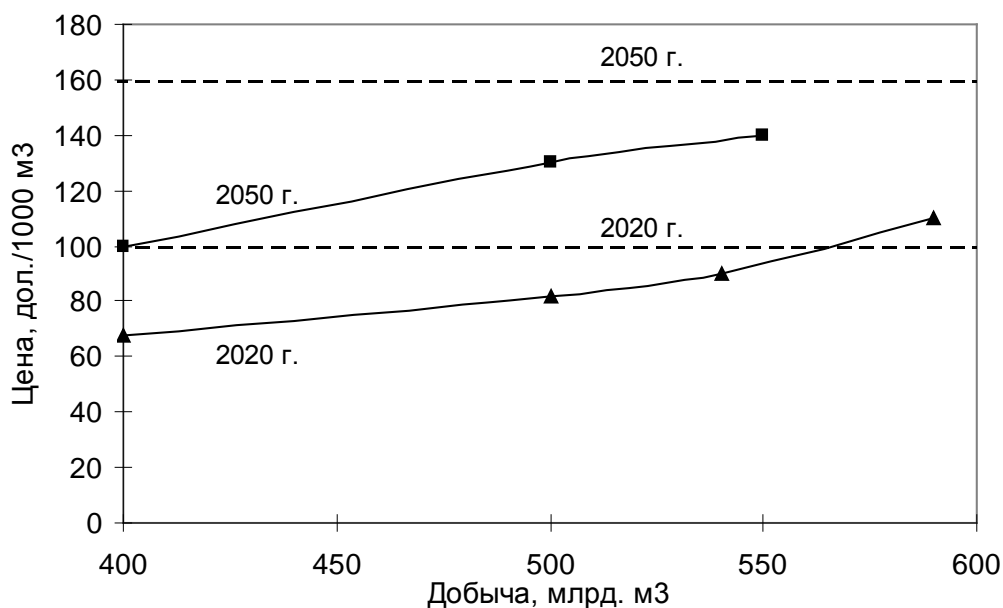


Рис. 1.10. Влияние объемов добычи газа в Западно-Арктической зоне на его стоимость в Центральных районах европейской части России.

— цена самофинансирования, - - цена равновесия с мировой.

Как и в европейской части страны, цена газа здесь будет определяться объемами его добычи, соотношением между экспортом и внутренним потреблением, ценами газа в странах Азиатско-Тихоокеанского региона, стоимостью магистрального транспорта (диаметром и протяженностью газопроводов). Ориентировочные значения диапазона возможных цен на газ в восточных районах России приведены в табл. 1.60.

Т а б л и ц а 1.60

Ожидаемые цены на природный газ на востоке страны, долл./1000 м³

Регион	2010 г.	2020 г.	2050 г.
Восточная Сибирь			
цена самофинансирования	50-60	60-70	80-95
равновесная цена с мировой	80-90	90-120	160-200
Дальний Восток (юг Хабаровского края)			
цена самофинансирования	80-90	90-105	110-130
равновесная цена с мировой	115-140	130-160	200-270

Учитывая тесную связь ТЭК России с мировыми энергетическими рынками и развитие рыночных механизмов, можно ожидать более тесного соответствия динамики цен на топливо в России глобальным тенденциям. При этом весьма вероятно, что:

а) цены на нефть, мазут и газ внутри страны будут постепенно приближаться к ценам мирового рынка, т.е. отличаться от них лишь на величину затрат на транспортировку, включая плату за транзит, а также таможенные сборы;

б) наиболее высокими темпами будут расти цены на газ;

в) разница в стоимости мазута и нефти будет уменьшаться, но она, по видимому, останется меньше, чем во многих других странах из-за растущего дефицита мазута;

г) цены на энергетический уголь будут расти значительно медленнее, чем на более качественные виды топлива. При этом разрыв в рыночных ценах на уголь и природный газ, потребляемые в производственной сфере, будет не меньше 25–30 дол./т у.т. к 2010 г., 40–50 дол./т у.т. к 2020 г. и 55–60 дол./т у.т. к 2050 г.

В табл. 1.61 приведен один из возможных сценариев динамики цен на топливо в России в увязке с предполагаемыми изменениями стоимости топлива на мировых энергетических рынках и в предположении высоких темпов развития экономики.

1.7. Глобальные тенденции энергопотребления и особенности их проявления в России в первой половине XXI в.

Анализ статистических данных и имеющихся прогнозов свидетельствует о двух четко выраженных тенденциях энергопотребления: снижении энергоемкости экономики во всех странах после достижения определенного уровня индустриального развития (рис. 1.11 и 1.12) и росте потребления энергоресурсов и особенно электроэнергии на душу населения (рис. 1.13 и 1.14).

Наблюдаемое во всех развитых странах снижение затрат конечной энергии и первичных энергоресурсов на единицу ВВП происходит под влиянием структурных изменений в экономике (увеличения доли малоэнергоемких видов продукции и услуг) и новых, энергоэффективных технологий. Интенсивность внедрения последних зависит от стоимости энергоносителей. При заметном их удорожании темпы снижения энергоемкости повышаются.

Рост цен вызывает сначала замену одного энергоносителя другим, затем переход к энергосберегающим технологиям (замену одного фактора производства другим – энергии капиталовложениями или трудом) и, наконец, замену энергоемких видов продукции и услуг менее энергоемкими. При этом реакция экономики на значительное удорожание энергоресурсов носит длительный характер: простая замена энергоносителей требует до 2–3 лет, смена технологий – до 5–8 лет, перестройки структуры производства и конечного потребления – более 8–10 лет. Эта реакция может быть охарактеризована так называемым коэффициентом эластичности – изменением (в процентах) спроса на данный энергоноситель при изменении его стоимости на 1 %.

Таблица 1.61

Базовый сценарий динамики цен на топливо на внешних и внутренних рынках *)

Топливо	2001 г.	2010 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.
<i>Нефть</i> , дол./т	156-175	155-190	185-221	215-265	245-300	295-370
Внешние рынки **)						
Россия	87	100-120	130-150	155-190	185-225	225-280
<i>Мазут</i> , дол./т						
Внешние рынки **)	105-115	110-125	129-150	145-190	165-210	200-250
Европейская часть России	68	75-95	80-110	105-130	130-160	160-195
Восточные регионы	90	95-120	100-135	125-155	155-190	190-230
<i>Природный газ</i> , дол./1000 м ³						
Западная Европа **)	122-142	115-150	135-165	160-195	185-230	210-265
АТР	160-172 ***)	145-195	175-215	195-245	230-285	255-325
Европейская часть России	19	48-55	68-95	95-115	115-150	155-185
Восточная Сибирь		50-60	70-95	90-115	110-135	130-280
Дальний Восток		80-90	100-135	130-160	150-180	170-230
<i>Уголь</i> , (энергетический), дол./т у.т.						
Внешние рынки **)	38-42	45-50	50-55	55-65	60-70	65-80
Европейская часть России	28	33-38	35-43	42-50	48-55	55-65
Восточная Сибирь	8	10-12	15-18	20-25	25-30	35-45
Дальний Восток	30	36-44	43-49	50-57	56-64	67-74

*) Без учета инфляции, в дол. 2000 г.

**) Экспортно-импортные цены.

***) Сжиженный природный газ.

Данные табл. 1.64 дают представление о реакции энергопотребления на изменение цен на энергию в разных секторах экономики. Приведенные коэффициенты отражают результаты эконометрического анализа прошлых статистических рядов. С теми или иными корректировками они используются и для прогнозных расчетов. Одновременно в ряде прогнозных моделей делается попытка оценивать влияние стоимости энергоносителей на энергопотребление путем прямого сопоставления эффективности применения разных энергосберегающих технологий.

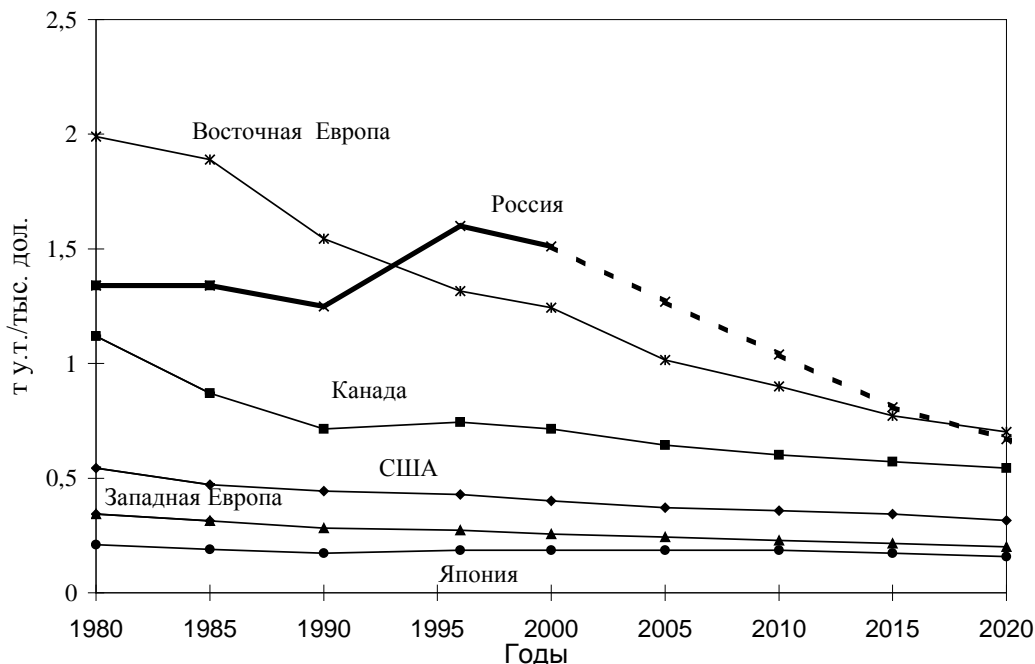


Рис. 1.11. Динамика энергоемкости потребления первичных энергоресурсов. Источники: [30,44,68,69,95,96] и расчеты авторов для оптимистического сценария развития экономики России.

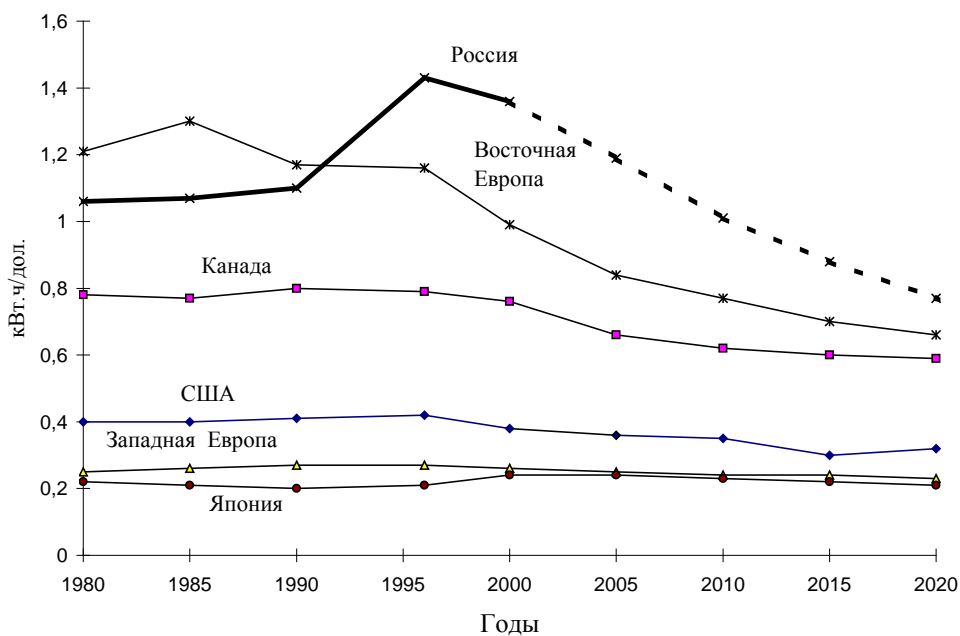


Рис. 1.12. Динамика электроемкости ВВП. Источники: [29,30,44,69] и расчеты авторов.

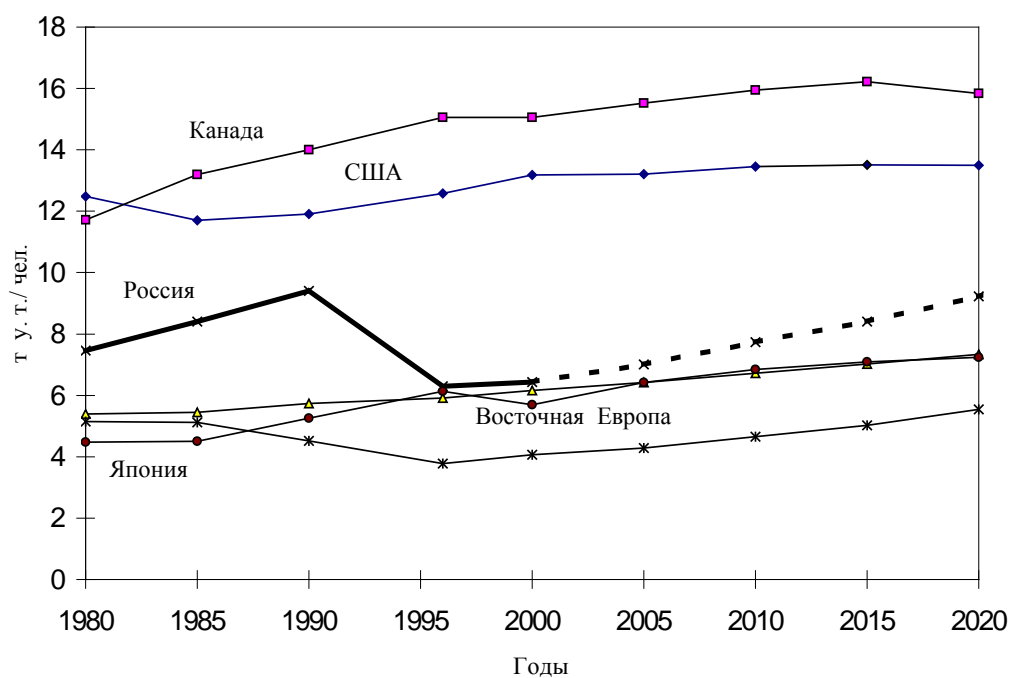


Рис. 1.13. Динамика душевого энергопотребления.
Источники: [30,44,68,69,95,96] и расчеты авторов.

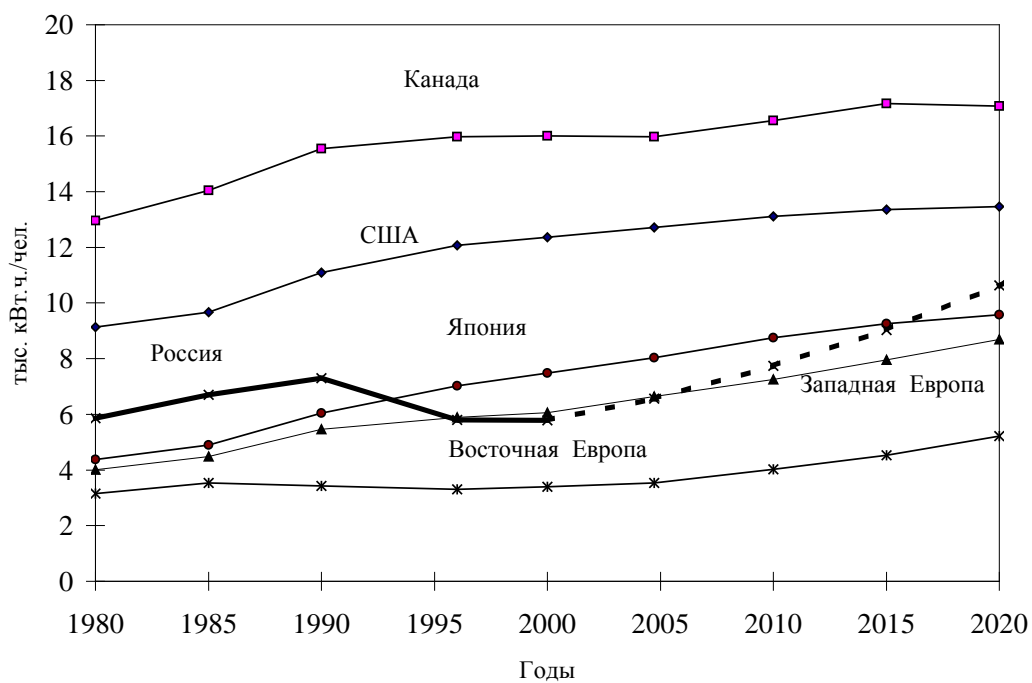


Рис. 1.14. Динамика душевого потребления электроэнергии.
Источники: [30,44,68,69,95,96] и расчеты авторов.

**Средние значения долгосрочной эластичности энергопотребления
по секторам экономики (1970-1989 гг.) [93, 94]**

Сектор экономики	Эластичность по цене	Эластичность по ВВП (доходу)
Северная Америка		
Промышленность	-0,13	1,01
Транспорт	-0,68	0,59
Непроизводственная сфера	-0,80	0,98
Все сектора	-0,54	0,85
Западная Европа		
Промышленность	-0,13	1,08
Транспорт	-0,50	0,38
Непроизводственная сфера	-0,12	1,15
Все сектора	-0,23	0,91
Австралия, Новая Зеландия, Япония		
Промышленность	-0,17	0,96
Транспорт	-0,38	1,31
Непроизводственная сфера	-0,13	1,22
Все сектора	-0,22	1,07
Развивающиеся страны		
Промышленность	-0,33	0,89
Транспорт	-0,42	1,64
Непроизводственная сфера	-0,53	1,3
Все сектора	-0,36	1,27

Такого рода оценки сделаны в рамках одного из проектов Форума Энергетических Моделей – организации, которая при поддержке Министерства энергетики США проводит экспертизу сложных энергетических проблем. Наряду с базовым вариантом развития энергетики США в период 1991–2010 гг. (при темпах прироста цен 1 % в год) рассматривался, в частности, вариант увеличения стоимости всех энергоносителей еще на 25 %. Расчеты на шести разных моделях дали большой разброс оценок снижения энергопотребления к 2010 г. по сравнению с базовым сценарием: в непроизводственной сфере на 2–6 %, в промышленности на 4–8 %, на транспорте (бензин) на 1–8 %. Максимальные значения коэффициентов эластичности, соответствующие этим цифрам (в непроизводственной сфере – 0,30, в промышленности – 0,27, на транспорте – 0,36), ниже фактически наблюдаемых до 1990 г.

В России не накоплено еще статистических данных, достаточных для получения достоверных значений коэффициентов зависимости спроса на энергоносители от их стоимости. В прогнозах развития мировой энергетики до 2020 г. Международного Энергетического Агентства [30] для России приняты предельно низкие значения коэффициентов зависимости конечного энергопотребления от цен: промышленность – 0,10, сельское хозяйство – 0,10, транспорт – 0,10, непроизводственная сфера – 0,05. Для Восточной Европы эта цифра в 2 раза выше.

Представляется, что с развитием рыночных отношений реакция в России разных категорий потребителей на изменение стоимости энергоносителей будет все более ощутимой и численные значения коэффициентов эластичности спроса от цен будут приближаться к характерным для развитых стран.

Автономное (не зависящее от цен) снижение энергоемкости экономики США в период 1990–2020 гг. оценивается в 0,6–1,2 % в год, в том числе в промышленности 0,45–1 %, в непроизводственной сфере 0,6–1,3 %, на транспорте 0,6–1,15 %. В табл. 1.63 приведены другие ориентировочные оценки изменения во времени темпов снижения энергоемкости экономики, не зависящие от изменения цен.

Т а б л и ц а 1.63

Среднегодовые темпы автономного снижения энергоемкости, % в год [97]

Год	Развитые страны (OECD)	Развивающиеся страны	
		Азия	Прочие
1990	0,82	2,07	-0,71
2000	1,16	3,83	1,43
2010	1,39	4,84	3,98
2020	1,02	3,62	3,11
2030	1,01	2,77	1,68
2040	0,94	1,28	1,52
2050	0,87	1,53	0,95
2075	0,73	1,2	0,80
2100	0,26	0,32	0,64

Важной характеристикой тенденции энергоемкости является соотношение среднегодовых темпов прироста потребления энергии и развития экономики – коэффициент эластичности энергопотребления по ВВП.

В 50–60-х годах XX в. в подавляющем большинстве промышленно развитых стран значение этого показателя было близко к единице. Но резкий скачок цен на нефть и другие энергоносители в 70-х годах привел к его значительному снижению, а закономерные изменения в структуре экономики сделали все большее отставание спроса на энергоносители от темпов роста экономики устойчивой тенденцией (табл. 1.64).

Т а б л и ц а 1.64

Динамика эластичности энергопотребления по ВВП [29, 32, 44, 98]

Годы	Развитые страны	Развивающиеся страны	Мир в целом
1970-1975	0,74	0,98	0,95
1975-1980	0,69	0,94	0,94
1980-1985	0,03	1,77	0,69
1985-1990	0,55	1,33	0,69
1990-2000	0,7	1,03	0,89
2000-2010	0,5-0,6	0,55-0,85	0,58-0,7
2010-2020	0,45-0,65	0,52-0,82	0,68-0,72
2020-2030	0,41-0,55	0,48-0,77	0,55-0,69
2030-2050	0,18-0,22	0,46-0,75	0,45-0,55

Важной тенденцией, наблюдаемой на протяжении всего XX в. и продолжающейся в XXI в., является опережающий рост самого прогрессивного энергоносителя – электроэнергии. До 80-х годов прошлого столетия темпы ее потребления опережали темпы роста ВВП, т.е. электроёмкость экономики не снижалась, а росла и эластичность спроса на электроэнергию была больше единицы. В последующие годы оба эти показателя стали снижаться (табл. 1.65), но значительно медленнее, чем показатели, характеризующие спрос на первичные энергоресурсы.

Т а б л и ц а 1.65

**Динамика соотношения среднегодовых темпов прироста
электропотребления и ВВП [44]**

Регион, страна	1970-1980 гг.	1980-1990 гг.	1990-2000 гг.	2000-2020 гг.
США	1,51	0,89	0,93	0,6
Западная Европа	1,47	1,2	0,99	0,71
Япония	1,11	1,01	1,8	0,8
Китай	1,88	0,76	0,64	0,78
Мир в целом	1,26	1,13	1,18	0,86

По мере роста душевого ВВП растет потребление первичной и более высокими темпами конечной энергии на душу населения. Однако после достижения определенного уровня экономического развития (для США и Германии порядка 30 тыс. дол./чел.) наблюдается стабилизация этого показателя. При устойчивом росте мировых цен на нефть выше 30 дол./барр. стабилизация душевого энергопотребления может наступить и раньше. Следует отметить, что по всем известным прогнозам прекращение роста потребления электроэнергии на душу населения не предполагается.

Анализ глобальных тенденций и закономерностей энергопотребления помогает уменьшить неопределенность прогнозов спроса на энергоносители и развития энергетики отдельных стран и регионов. При этом важно учитывать их климатические, географические и социально-экономические особенности. Для повышения качества прогнозных оценок требуется также учитывать специфические тенденции энергопотребления в производственной и непроизводственной сферах и на транспорте.

Такой подход с учетом глобальных тенденций реализован ниже при прогнозировании возможного спроса на энергию в России до 2050 г. При этом, ввиду принципиальной невозможности определить “наиболее вероятный” вариант развития экономики и роста энергопотребления на долгосрочную перспективу, используется сценарный подход, реализующий определенные целевые установки, учитывающий выявленные глобальные тенденции и особенности их проявления в России в рассматриваемой перспективе.

В качестве основного (базового) выбран сценарий ускоренного развития экономики и социальной сферы (оптимистический сценарий). Этому сценарию

соответствуют наиболее серьезные и трудновыполнимые требования к ТЭК со стороны народного хозяйства.

По сценарию предполагается, что уровень промышленного производства, достигнутый в России в 1990 г., будет восстановлен не позднее 2015 г. (с учетом прогрессивных структурных изменений), а уровень непроемственного потребления – на 3–5 лет раньше. К 2020 г. экономика России в качественном и количественном отношении (по производству ВВП на душу населения) должна приблизиться к среднему современному уровню европейских стран. Для достижения этой цели среднегодовые темпы прироста ВВП на двадцатилетнем отрезке времени должны быть не ниже 5,5–6 %. В последующие годы рост ВВП замедляется, но его темпы остаются более высокими, чем прогнозируются для Западной Европы и США.

Предполагается наиболее оптимистический из имеющихся прогноз демографической ситуации в России [78, 79]: снижение численности населения в стране в 2000–2020 гг. лишь на 7 млн чел. и еще на 5 млн до 2050 г.

Жилая площадь и площадь общественных организаций, приходящаяся на одного человека, к 2020 г. должна достигнуть среднеевропейского уровня начала 80-х годов, увеличившись в среднем по России соответственно с 19,3 в 2000 г. до 27 м²/чел. и с 4 до 10 м²/чел. К 2050 г. жилая площадь приблизится к современному европейскому уровню. Предполагается увеличение обеспеченности населения легковыми автомобилями со 128 в 2000 г. до 260 шт./1000 чел. к 2020 г. и до 500 шт. к 2050 г.

Оптимистический сценарий предполагает активный переход к новому (постиндустриальному) технологическому укладу, высокие (более 7 % в год) темпы прироста производительности труда, значительное снижение материало-, фондо- и энергоемкости продукции во всех отраслях.

Основные исходные характеристики оптимистического сценария приведены в табл. 1.66.

Прогнозный период разбивается на два временных отрезка: первый охватывает интервал с 2000 по 2020 г., второй – следующие 30 лет. На первом из них прогнозные исследования ведутся с помощью системы моделей [99] с учетом особенностей развития и энергопотребления отдельных отраслей и сфер народного хозяйства. Выявленные закономерности и тенденции энергоемкости экономики и душевого энергопотребления агрегируются, сопоставляются с глобальными тенденциями и используются для ориентировочной оценки возможного роста энергопотребления в период 2020–2050 гг. при развитии экономики по рассматриваемому сценарию.

Соответствующая рассматриваемому сценарию динамика потребностей в энергоносителях показана в табл. 1.67.

Ниже анализируются тенденции энергопотребления в отдельных секторах экономики.

Таблица 1.66

Оптимистический сценарий развития экономики России до 2050 г.

Показатель	2000 г.	2010 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.
Население, млн чел.	145	140	138	133	127	123
Темпы прироста ВВП, %		5,5	5,5	4,1	3,3	2,6
ВВП/ на человека, тыс. дол./чел. *)	7,4	13,1	22,6	35	51	68
Жилая площадь, м ² /чел.	19,3	22	27	33	39	46
Количество автомобилей, шт/1000 чел.	128	200	260	325	410	500

*) ВВП оценивается в дол. 2000 г. по паритету покупательной способности.

Таблица 1.67

Прогноз энергопотребления по оптимистическому сценарию развития экономики России

Показатель	2000 г.	2010 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.
<i>Конечная энергия</i> , млн. т у.т.	716	900	1060	1170	1200	1210
Темпы прироста, %		2,3	1,7	1,1	0,5	0,1
<i>Электроэнергия</i> *) , млрд кВт.ч	870	1125	1465	1765	2040	2280
Темпы прироста, %		2,6	2,7	1,9	1,5	1,2
<i>Централизованное тепло</i> , млн Гкал	1340	1653	1935	2160	2095	1965
Темпы прироста, %		1,8	1,5	1,0	-0,3	-0,6
<i>Моторное топливо</i> , млн т	61	88	115	133	147	155
Темпы прироста, %		3,4	2,5	1,45	1,0	0,6
<i>Топливо для нетопливных нужд</i> , млн т у.т.	42	66	85	97	107	115
Темпы прироста, %		4,2	2,5	1,35	1,0	0,7
<i>Котельно-печное топливо</i> **) , млн т у.т.	223	248	261	255	235	210
Темпы прироста, %		1,1	0,5	-0,25	-0,75	-1,0

*) Включая потери и собственные нужды.

**) Прямой расход топлива в промышленных печах, мелких котельных, населением, а также на компрессорных станциях газопроводов.

Промышленность. На ее долю приходится более 55 % потребляемых в России энергетических ресурсов. Ее энергоемкость в 3–4 раза выше, чем в индустриально развитых странах. Это объясняется прежде всего особенностями производственной структуры (большой удельный вес энергоемких отраслей и производств), а также медленными темпами замены неэффективных технологий и недостаточным вниманием к энергосбережению.

Под влиянием экономического спада на протяжении 90-х годов энергоемкость промышленности в России вопреки глобальным тенденциям не снижалась, а росла. Ее падение начинается с преодолением экономического кризиса и само способствует росту экономики.

Прирост производства осуществляется в основном на новых мощностях, для которых характерна более высокая энергетическая эффективность. Чем выше темпы роста, тем больше необходимость и возможность (за счет увеличения доли эффективных технологий и прогрессивных изменений структуры производства) снижения энергоемкости как отдельных отраслей, так и промышленности в целом (табл. 1.68).

Т а б л и ц а 1.68

**Среднегодовые темпы изменения валовой продукции и удельных расходов
первичной энергии (2000-2020 гг.), %**

Отрасль промышленности	При темпах ВВП 3 %		При темпах ВВП 5,5 %	
	Производство	Энерго-емкость	Производство	Энерго-емкость
Машиностроение	3,4	-2,5	6,4	-3,2
Нефтедобывающая	-0,5	0,2	0,5	-0,3
Нефтеперерабатывающая	0,7	-0,7	2,4	-0,8
Газовая	0,7	-0,4	1,9	-0,5
Угольная	0,2	-0,9	1,4	-1,1
Черная металлургия	0,8	-1,2	2,5	-1,5
Цветная металлургия	1,5	-1,4	2,0	-1,3
Химическая и нефтехимическая	2,2	-2,0	5,8	-2,7
Лесопромышленный комплекс	2,8	-0,8	5,1	-1,1
Промышленность строительных материалов	1,9	-1,4	4,2	-1,6
Легкая	3,7	-1,6	5,0	-2,4
Пищевая	3,4	-2,0	4,4	-2,3
Прочие отрасли	2,9	-2,0	4,2	-2,2
Промышленность в целом	2,0	-1,7	4,8	-2,1

Расчеты показывают, что в благоприятных условиях к 2020 г. на единицу валовой продукции промышленности может приходиться меньше, чем в настоящее время: электроэнергии примерно на 19 %, тепловой энергии на 49 %, КПТ на 44 %, а конечной энергии на 35 %*).

*) Для сравнения, в США прогнозируется (по базовому сценарию) снижение к 2020 г. энергоемкости промышленности на 19% [44]. При этом сохраняется значительный потенциал для дополнительного энергосбережения. При более высокой стоимости энергоносителей этот показатель может возрасти до 28 %.

Примерно 15–20 % этого снижения связано с изменением отраслевой структуры промышленности и, в первую очередь, с ожидаемым значительным увеличением удельного веса машиностроения и снижением доли металлургии и ТЭК. Падение энергоемкости промышленности будет сдерживаться ростом удельного веса химической и целлюлозно-бумажной отраслей.

Соотношение среднегодовых темпов прироста энергопотребления и темпов валовой продукции за 20-летний период по благоприятному сценарию составит 0,48. Это значение близко к наблюдаемому в индустриально развитых странах в 1993–1998 гг., т.е. в период наиболее интенсивного снижения энергоемкости.

При высоких темпах экономического роста у России появляется возможность к 2020 г. значительно сократить отставание от индустриально развитых стран по эффективности использования энергии в промышленности (рис. 1.15).

Абсолютное и душевое энергопотребление в непроеизводственной сфере практически во всех странах на протяжении всего XX в. имело четко выраженную тенденцию к росту. Но в развитых странах наблюдается замедление темпов, а в перспективе прогнозируется прекращение роста или даже, как в США, снижение расходов конечной энергии на одного жителя после 2015 г. (рис. 1.16, 1.17).

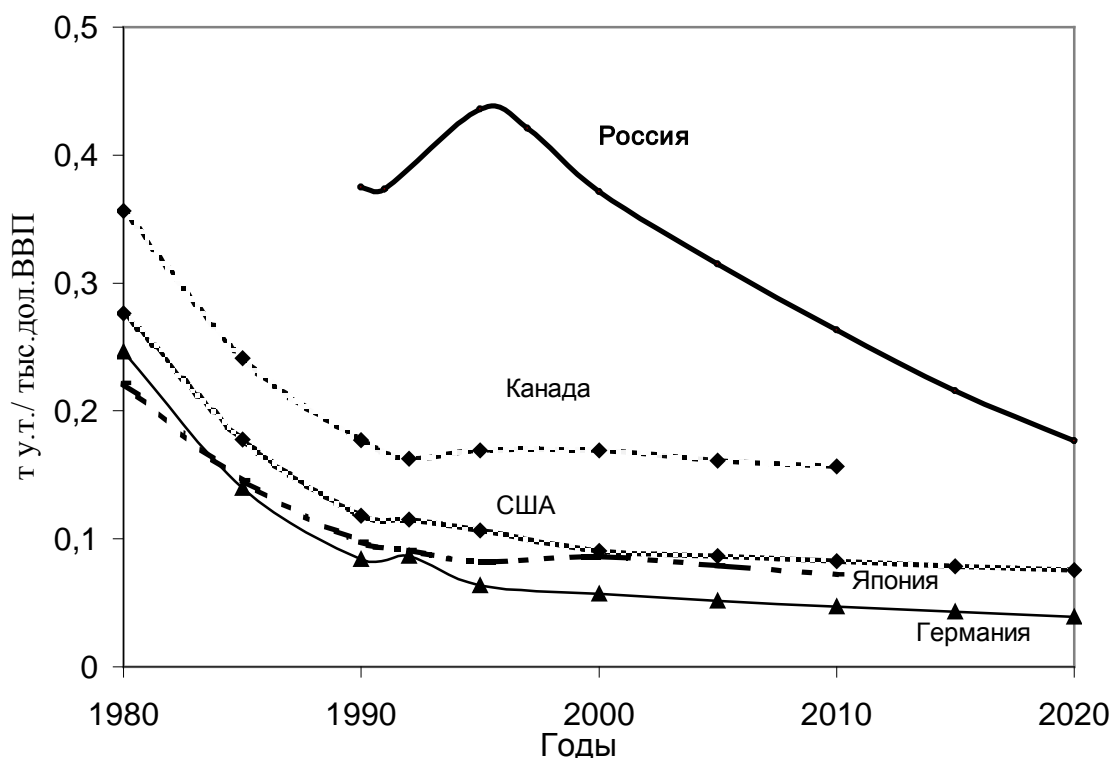


Рис. 1.15. Динамика энергоемкости промышленности.

Источники: [30,54,85,86,90] и расчеты авторов.

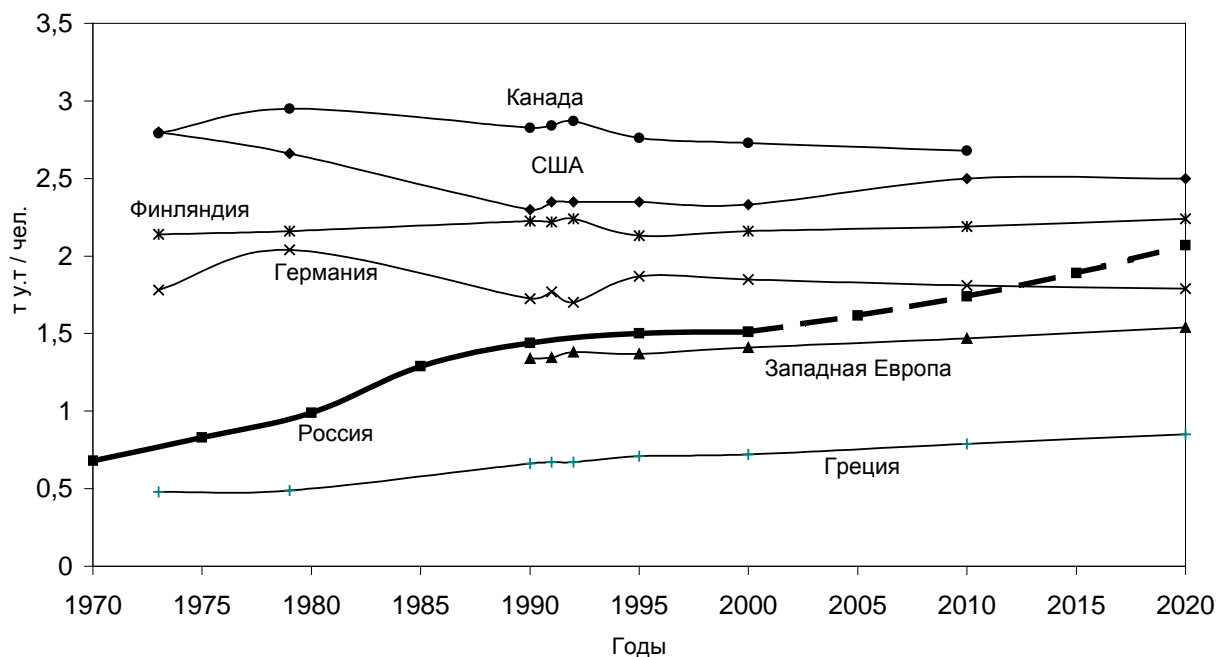


Рис. 1.16. Динамика душевого энергопотребления в непроизводственной сфере. Источники: [4,7,18] и оценка авторов.

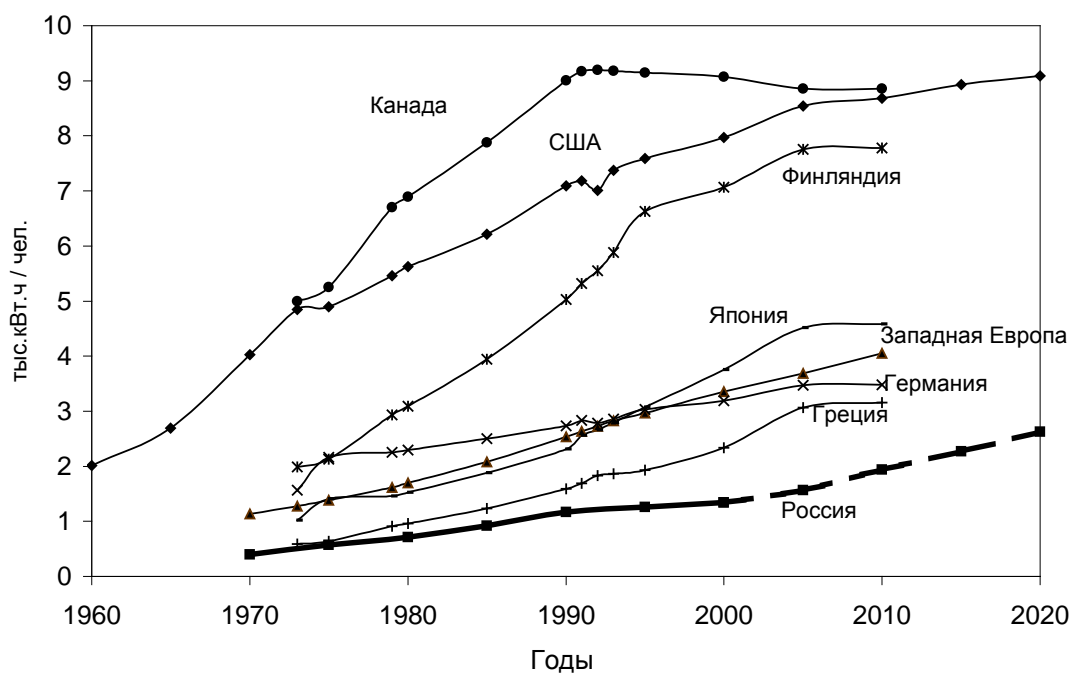


Рис. 1.17. Динамика душевого электропотребления в непроизводственной сфере. Источники: [44,86,91,92] и оценка авторов.

Очевидна зависимость энергопотребления в непроизводственной сфере от жизненного уровня населения, климатических условий, структуры жилого и общественного фонда и многих других факторов. Поэтому сравнительная оценка потребления энергии в этой сфере в России и прогнозирование динамики душевых показателей требует более глубокого анализа глобальных тенденций и учета российских особенностей.

Наибольший удельный вес (в США около 55 %, а в России и европейских странах более 60 %) в структуре энергопотребления домашних хозяйств и сферы услуг имеет отопление. Душевые расходы энергии на отопление изменяются под влиянием двух основных противодействующих тенденций: увеличения площади жилых и общественных зданий в расчете на одного человека и снижения расхода энергии на 1 м² отапливаемой площади.

В России, как в жилых, так и в общественных зданиях, удельные расходы энергии на отопление выше, чем во многих развитых странах, даже при приведении их к сопоставимым климатическим условиям. Это объясняется большой величиной теплопотерь ограждающих конструкций и низкой эффективностью систем теплоснабжения^{*)}.

В последние десятилетия большое распространение получило использование электроэнергии для отопления. В США электроотоплением в 1990 г. было оборудовано около 23 % домашних хозяйств и еще 18 % использовали электроэнергию как вторичный (дополнительный) энергоноситель. Практически во всех европейских странах электроэнергия применяется в основном как вторичный источник отопления. Это характерно и для России, где используются, главным образом, переносные электроотопительные приборы.

В последние годы очень быстро стало распространяться кондиционирование. В США уже в 1990 г. 67 % жилых домов были оснащены кондиционерами, на эти цели было потреблено порядка 16 % электроэнергии бытового сектора и 10 % сферы услуг.

Увеличение обеспеченности жильем, повышение доходов населения, рост требований к комфорту и экономии времени ведут к расширению использования в жилье различных бытовых электроприборов. Однако при этом рост потребления электроэнергии сдерживается повышением энергетической эффективности применяемых приборов.

Уступая другим развитым странам по доле электроэнергии в энергопотреблении населения (в 3–4 раза), Россия существенно (в 2–3 раза) превосходит их по удельному весу централизованного тепла. Эта особенность сохранится и в будущем, хотя тенденция увеличения роли электроэнергии в отоплении зданий будет действовать и в России.

Среднее количество градусо-дней отопительного периода в России (около 4600) примерно в 1,5 раза больше среднеевропейского и в 2 раза больше, чем в США. Учитывая это, можно оценить дополнительные затраты энергии на отопление в непромышленной сфере в климатических условиях России в 0,5–0,6 т у.т./чел. по сравнению с Западной Европой и 0,8–0,85 т у.т./чел. по сравнению с США. При этом, однако, надо учитывать более высокие расходы энергии на кондиционирование в этих странах.

Можно ожидать, что при достижении современного среднеевропейского уровня производства ВВП на человека душевое потребление в России конечной

^{*)} Действующие нормативы теплотехнических потерь в новых зданиях намного выше, чем в странах со схожими климатическими условиями (например, в Швеции или Финляндии). В наших прогнозных расчетах предполагается ужесточение нормативов - снижение теплопотерь в новых зданиях на 10 % каждые 10 лет.

энергии в непроеизводственной сфере составит примерно 2,2–2,5 т у.т./чел., а электроэнергии 3–3,5 тыс. кВт·ч./чел., т.е. увеличится по сравнению с 2000 г. соответственно в 1,6–1,8 и 2,5–2,9 раз (рис. 1.18).

Транспорт. Транспорт (пассажирский и грузовой) является наиболее энергоемким сектором экономики и основным потребителем жидкого топлива. На его нужды расходуется 48 % добываемой в мире нефти, а в следующие 20–25 лет эта доля, как ожидается, увеличится до 69 %.

Степень развития национальной транспортной системы является одним из лучших индикаторов уровня экономического развития. Об этом, в частности, свидетельствует приведенная на рис. 1.19 зависимость душевого энергопотребления на транспорте от величины ВВП на одного жителя.

Естественно, что на развитие транспортной системы и на ее энергопотребление большое влияние оказывает и территориальный фактор. Этим в значительной степени объясняется более высокий удельный расход энергоносителей на нужды транспорта в США, Канаде и Австралии по сравнению со странами Западной Европы и Японией.

В России, отстающей по величине душевого ВВП от развитых стран в 4–5 раз, расход энергоносителей на человека в транспортном секторе экономики примерно в 2,6 раза ниже, чем в Западной Европе, и в 3–4 раза ниже, чем в Канаде и США. При этом велико различие и в структуре потребляемых энергоносителей: если в США и Западной Европе доля жидкого топлива составляет более 95 % энергопотребления, то в России она не превосходит 60 %. На долю природного газа (расходуемого в основном на компрессорных станциях газопроводов) приходится около 19 %, а на долю электроэнергии – около 10%.

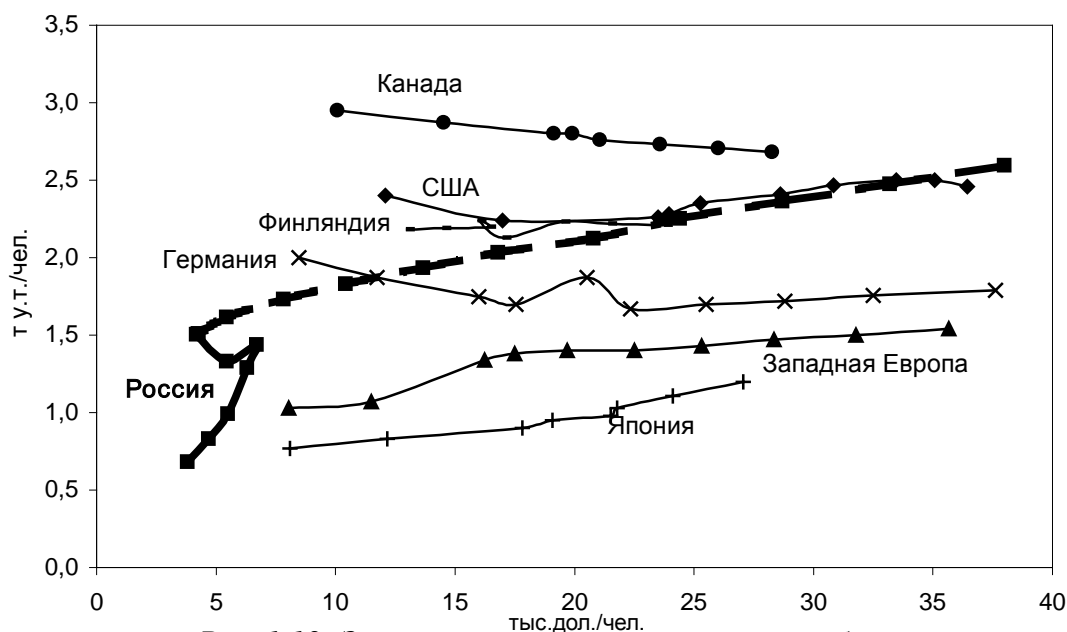


Рис. 1.18. Зависимость душевого энергопотребления в непроеизводственной сфере от душевого ВВП

Рассматриваемый период: для России 1970-2050 гг., Финляндии, Канады, Японии 1980-2010 гг., остальных стран 1980-2020 гг. Источники: [44,54,91,92] и расчеты авторов

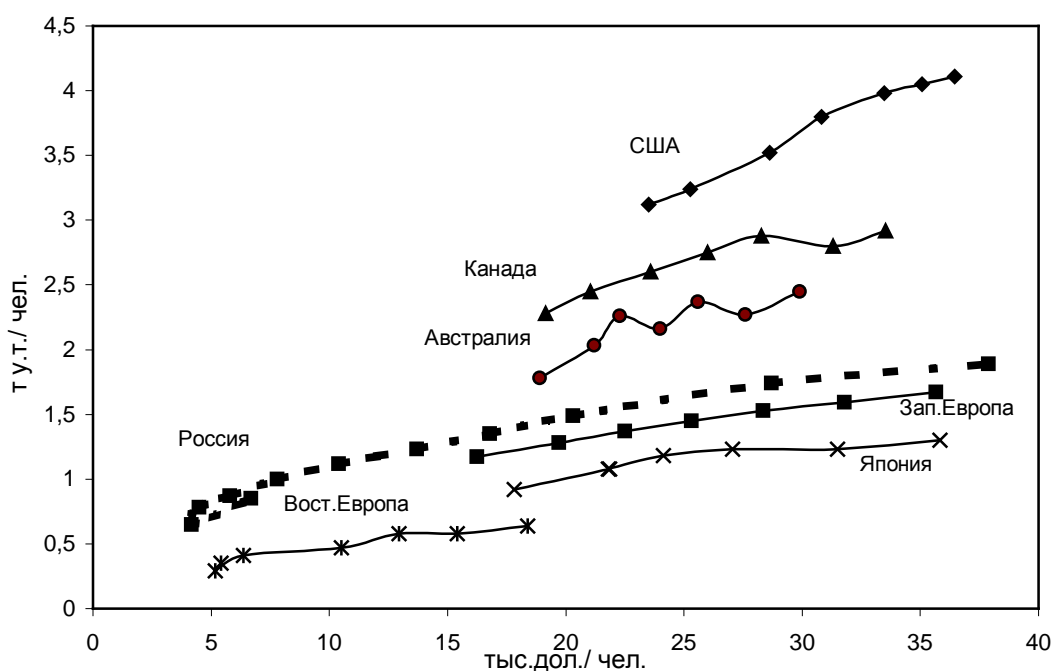


Рис. 1.19. Связь энергопотребления на транспорте с душевым ВВП
 Рассматриваемый период: Россия 1990-2050 гг., для остальных стран
 1990-2020 гг. Источники: [44, 62, 86] и расчеты авторов.

Принципиально отличается и российская структура пассажирского транспорта. В ней преобладает общественный, а не личный транспорт. На долю последнего приходится менее 25 % жидкого топлива, расходуемого на пассажирские перевозки, в то время как в Западной Европе и США эта доля превосходит 65–70 %.

В соответствии с общемировыми тенденциями в России будет расти роль автомобильного транспорта в пассажирообороте и в расходе топлива. Только за 1980–2000 гг. количество легковых автомобилей в России на 1000 жителей увеличилось с 30 до 128. Это все еще в 3–4 раза меньше, чем в странах Западной Европы, где обеспеченность населения за 20 лет (с 1970 по 1990 г.) увеличилась (шт./1000 чел.): в Италии со 185 до 405, в Германии с 230 до 480, во Франции с 240 до 415.

Заметно должна возрасти и мобильность населения (сейчас в России она примерно в 3–3,5 раза ниже, чем в США, где каждый житель в среднем преодолевает с помощью разных видов транспорта более 18 тыс. км в год). При этом увеличится роль авиационного транспорта в пассажирских перевозках и в общем потреблении жидкого топлива.

Таким образом, учитывая глобальные тенденции и принимая во внимание территориальный фактор и состояние транспортной системы, можно предположить, что после преодоления экономического кризиса затраты энергоносителей на пассажирский и грузовой транспорт в России будут расти быстрее, чем во многих развитых странах. При равенстве ВВП на душу населения удельные

(на одного жителя или на единицу ВВП) затраты энергии на нужды транспорта в России должны быть больше, чем в странах Западной Европы (рис. 1.19).

Анализ тенденций энергопотребления в отдельных секторах экономики и обобщение имеющихся прогнозов позволяют получить представление о зависимости суммарного потребления первичных энергоресурсов и электроэнергии на единицу ВВП и на душу населения от уровня развития экономики в России и других странах (рис. 1.20–1.22).

При прочих равных условиях энергоемкость экономики и душевое энергопотребление в России должно быть выше, чем в Западной Европе, из-за особенностей структуры промышленного производства и экономики в целом (табл. 1.69), более холодного климата, большей территории (табл. 1.70). При достижении в будущем среднеевропейского уровня благосостояния конца 80-х – начала 90-х годов, т.е. при увеличении душевого ВВП примерно в 2,5–3 раза по сравнению с 1990 г., расход конечной энергии в России составит примерно 6–6,5 т у.т./чел., первичных энергоресурсов – 9–9,5 т у.т./чел, а электроэнергии 9–10 тыс. кВт·ч/чел.

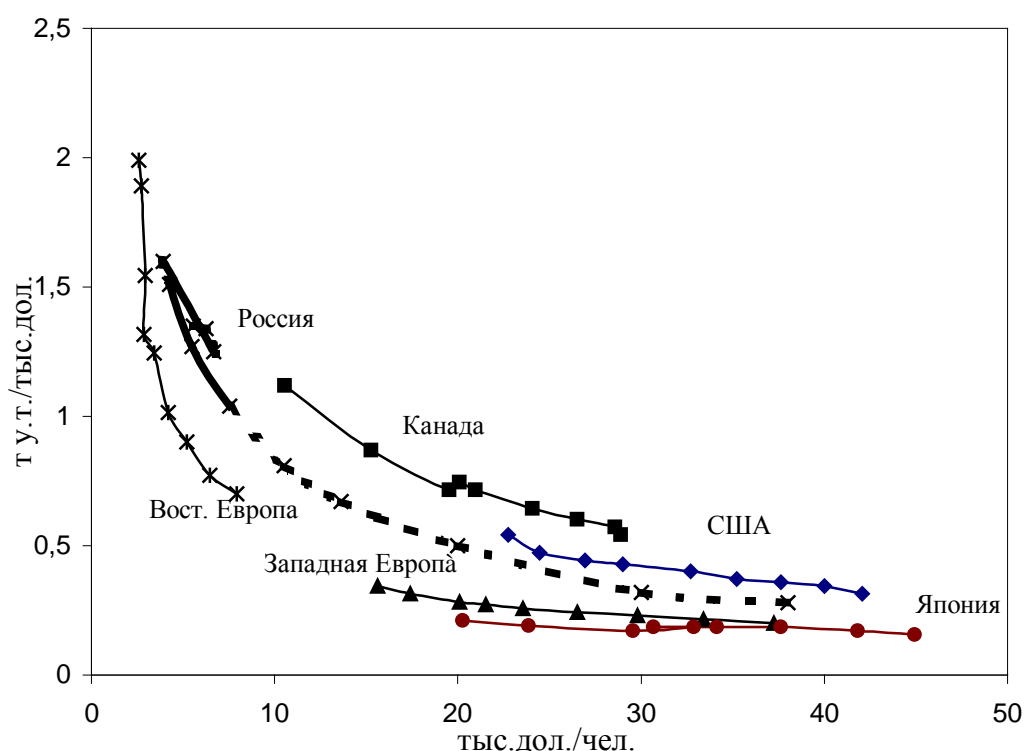


Рис. 1.20. Зависимость энергоемкости экономики от величины ВВП на человека (1980-2020 гг., Россия - 1990-2050 гг.). Источники: [30, 44, 54, 85] и расчеты авторов.

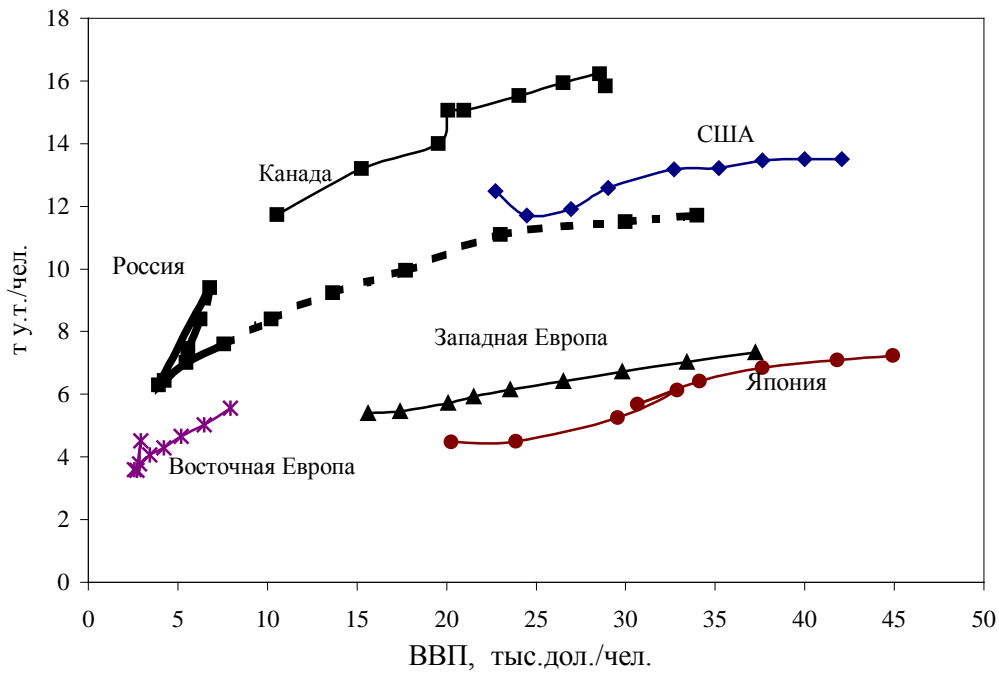


Рис. 1.21. Зависимость душевого потребления первичных ресурсов от уровня экономического развития (1980-2020 гг., Россия - 1990-2050 гг.). Источники: [30,44,54,85] и расчеты авторов

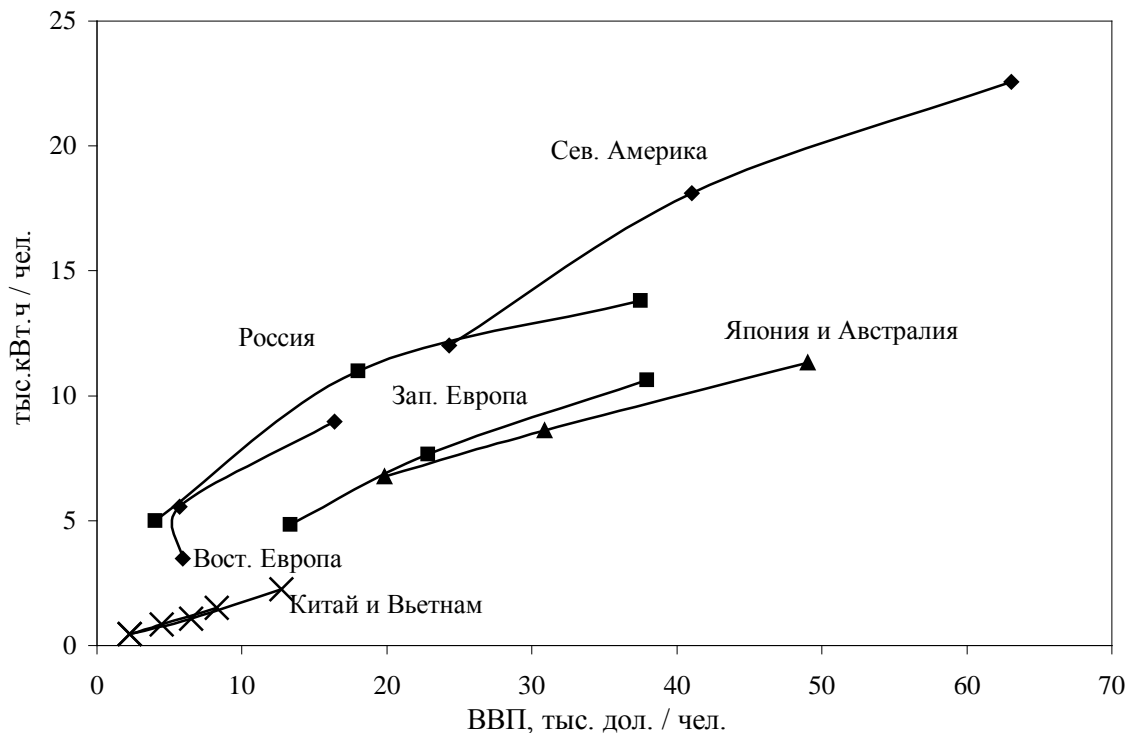


Рис. 1.22. Зависимость душевого потребления электроэнергии от уровня развития экономики. Источники: для России - расчеты авторов (оптимистический сценарий), для других стран - материалы ИААА [85, 86, сценарий А].

**Отраслевая структура конечного потребления энергоносителей, %
([44, 65, 95, 96] и оценки авторов; прогнозные оценки относятся к базовым сценариям)**

Сфера потребления	1980 г.	1990 г.	1995 г.	2010 г.	2020 г.
США					
Производственная сфера	40,3	38,1	38,0	35,6	35,1
Непроизводственная сфера	33,9	35,0	35,4	34,6	34,2
Транспорт	25,9	26,9	26,6	29,8	30,7
Западная Европа					
Производственная сфера	41,7	31,0	29,6	29,7	29,8
Непроизводственная сфера	37,5	39,6	40,1	38,1	37,3
Транспорт	20,8	29,4	30,3	32,2	32,9
Япония					
Производственная сфера	56,2	48,3	48,3	48,7	Н.д.
Непроизводственная сфера	23,1	25,1	26,5	29,9	Н.д.
Транспорт	20,7	26,6	25,2	21,4	Н.д.
Россия					
Производственная сфера	Н.д.	65,0	58,8	52,0	52,0
Непроизводственная сфера	Н.д.	24,0	31,0	35,0	33,0
Транспорт	Н.д.	11,0	10,0	13,0	15,0

1.8. Проблемы глобального изменения климата и его последствия для энергетики России

Будущее энергетики как мировой, так и в России зависит от состояния окружающей среды, и в первую очередь от глобального изменения климата. В "Рамочной конвенции ООН об изменении климата", принятой на Международной конференции ООН по окружающей среде и развитию (UNCEI, Рио-де-Жанейро, 1992 г.) [103], констатируется, что в ходе антропогенной деятельности в атмосфере существенно повысилось содержание парниковых газов, усиливающих парниковый эффект, приводящий к дополнительному потеплению поверхности Земли.

По оценкам специалистов, в 1000–1750 гг. концентрация углекислого газа в атмосфере составляла 280 частей на 1 млн, в конце XX в. она достигла 368 частей, в перспективе может вырасти до 450–1000 частей на 1 млн, что может повлечь за собой повышение средней приземной температуры на 1,4–5,8 °С. [104].

Таблица 1.70

Ориентировочная зависимость потребления конечной энергии от душевого ВВП в России и других странах, т у.т./чел. *)

Регион, страна	При 13-15 тыс. дол./чел.				При 22-25 тыс. дол./чел.			
	Производственная сфера	Непроизводственная сфера	Транспорт	Итого	Производственная сфера	Непроизводственная сфера	Транспорт	Итого
Россия	2,5	2,1	1,2	5,7 (9)	3,2	2,3	1,6	7,1 (11)
Канада	3,6	3,0	2,2	8,8 (12)	3,4	2,8	3,0	9,2 (15)
США	3,4	2,1	1,7	7,2 (10)	2,9	2,5	3,0	7,8 (11,5)
Западная Европа	1,4	1,1	0,9	3,4 (5)	1,1	1,5	1,4	4,0 (6)
Япония	1,7	0,8	0,5	3,0 (3,5)	1,7	1,1	1,0	3,9 (5)

*) В скобках – суммарное душевое потребление первичных энергоресурсов (включая собственные нужды и потери), рассчитанное по принятой в России методике (электроэнергия оценивалась по удельному расходу топлива на ее производство).

Проблема глобального изменения климата по прошествии чуть более 10 лет после принятия Конвенции продолжает оставаться исключительно сложной и противоречивой. До сих пор не выяснены причины потепления, нет надежных прогнозов изменения климата на ближайшую четверть века, в достаточной степени не определены механизмы снижения социальных, экологических и энергетических рисков последствий этого потепления.

В начале 2000 г. Межправительственной группой экспертов по изменению климата (ТДО МГЭИК) были рассмотрены и приняты основные разделы третьего доклада Climate Change [105], по которому в течение XX в. глобальная температура у поверхности Земли увеличилась на 0,6–0,2 °С. Однако во временном ряду температуры воздуха обнаруживается значительная неоднородность, в частности, в XX в. наибольшее потепление отмечалось с 1910 по 1945 г. (известное как потепление Арктики) и с 1976 по 2000 г., а в 1946–1975 гг. произошло некоторое похолодание. Наблюдаемое сейчас глобальное потепление климата чрезвычайно неравномерно распределено и по поверхности Земли, и по сезонам. Наиболее заметное потепление зафиксировано на территории всего пяти государств – Канады, России, Казахстана, Монголии и Китая, значительно повышение температуры отмечается в зимний период. Наибольший положительный тренд отмечен в Прибайкалье–Забайкалье – 3,5 °С за 100 лет [106].

Самым теплым годом за всю историю инструментальных метеорологических наблюдений является 1998 г. со среднегодовой температурой примерно на 1 °С выше "климатической нормы" (средней температуры) последнего тридцатилетия XX в. Средняя температура 1990-х годов в целом превышает ту же климатическую норму на 0,65 °С. Для сравнения: разность температур между теплыми периодами голоцена, в котором мы живем, и наиболее холодными эпизодами ледникового периода составляет 5–6 °С [107].

1.8.1. Киотский протокол – механизм решения проблемы глобального изменения климата?

Развитием "Рамочной конвенции" явился известный Киотский протокол (Япония, декабрь 1997 г.). Это первый в истории человечества случай, когда практически все мировое сообщество подключилось к решению такой сложной научной задачи, как охрана климата. В Киотском протоколе представлены обязательства 35 стран мира по сокращению эмиссии парниковых газов, в первую очередь диоксида углерода (CO₂) к 2010 г. в среднем до 93–95 % от уровня 1990 г., в результате замедление роста его содержания в атмосфере могло бы составить 1–2 млн⁻¹ [108].

В настоящее время ежегодный мировой объем выбросов парниковых газов оценивается в 25,7 млрд т эквивалента CO₂, из них: более 25 % приходится на США, около 25 – на страны ЕС, 14 – на Китай и более 7 % – на Россию [104]. Для выполнения принятых условий по Киотскому соглашению богатые страны,

в первую очередь США, готовы были заплатить за право превысить установленные по нему нормы выбросов в виде квот странам, у которых наоборот имеются “недовыбросы”, в первую очередь России и другим странам с переходной экономикой.

На интерпретацию "парникового эффекта" за последние годы XX столетия США потратили более 1 млрд дол., однако в 2001 г. президент Д. Буш объявил об отказе подписывать Киотский протокол, который не выгоден для США. В 2002 г. США выступили с новой инициативой снижения уже не абсолютного размера эмиссии, как того требует Киотский протокол, а удельного показателя выбросов парниковых газов на единицу ВВП на 18 % к 2012 г. [104].

Для России выбор 1990 г. в качестве базового (по Киотскому протоколу) оказался удачным, поскольку в этом году выбросы были максимальными и за последние 13 лет составили 540 млн т углерода, а в 2001 г. – уже 410 млн т в год [107]. Киотский протокол еще не вошел в силу, так как не ратифицирован большинством стран, но темпы роста эмиссии диоксида углерода в атмосферу резко замедлились.

По данным Института глобального климата и экологии (ИГКЭ) Росгидромета и РАН [108], суммарная антропогенная эмиссия парниковых газов на территории России, выраженная в CO_2 -эквиваленте, составила в 1999 г. 61,5 % эмиссии от 1990 г., а непосредственно для CO_2 она достигла 36 %. Оказалось, что благодаря России глобальный рост концентрации CO_2 в атмосфере, составивший в 1991–1998 гг. 12 млн^{-1} , замедлился на $0,34 \text{ млн}^{-1}$ (2,8 %), т.е. предусмотренные Киотским протоколом обязательства развитых стран по ограничению эмиссии CO_2 от 1990 к 2010 г. уже выполнены на 36 %.

Это беспрецедентное уменьшение эмиссии CO_2 , произошедшее в 1990–2000 гг. в России, связано, если говорить об антропогенных факторах, в основном с кризисом в экономике при сокращении промышленности на 40–50 %. Но здесь есть еще один немаловажный фактор, непосредственно связанный с самим глобальным потеплением, аномально теплые зимы на протяжении 10 лет (1990–2000 гг.) позволили существенно снизить потребность в топливе на отопление.

Кроме уменьшения эмиссии CO_2 в рассматриваемый период эмиссия метана CH_4 в России также значительно уменьшилась, основной вклад внесли топливно-энергетический сектор (включая сокращение утечек метана при добыче, транспортировке, хранении и потреблении нефти и газа) и животноводство (кишечная ферментация корма в организме сельскохозяйственных животных и анаэробное разложение навоза). Эти два сектора составили в сумме 86 % общего уменьшения эмиссии CH_4 по сравнению с уровнем 1990 г. [108].

В сокращение эмиссии азота N_2O , составившей в 1999 г. более 200 тыс. т/год по сравнению с 1990 г., основной вклад внесло изменение эмиссии N_2O от сельскохозяйственных почв, в результате уменьшения использования органических и минеральных удобрений (35,8 % от уровня 1990 г.). На 42 % сократилась эмиссия N_2O от использования ископаемого топлива.

Суммарное уменьшение эмиссии парниковых газов в России произошло также в результате изменения структуры топливопотребления (92 млн т в CO_2 -эквиваленте). Вклад разных видов ископаемого топлива в эмиссию CO_2 составляет: жидкое 23,9 %, твердое 25,3 % и газ 50,8 %. Доля природного газа в общем потреблении ископаемых видов топлива в стране возросла за период 1990–1999 гг. с 43,7 до 53,4 %, увеличилась также доля гидро- и атомных электростанций в производстве электроэнергии. Эффект структурных изменений топливопотребления выразился в сокращении эмиссии CO_2 в России к 1997 г. на 105 млн т/год, или на 6,9 % [108].

За 1990–1999 гг. нетто-поглощение диоксида углерода лесами России составило 98,5 млн т, при этом среднегодовое поглощение CO_2 в результате прироста биомассы леса составило 446,9 млн т, а средние значения эмиссии CO_2 при пожарах и лесозаготовках – соответственно 47,7 и 301 млн т/год. Ожидается, что в 2012 г. поглощение CO_2 в лесах страны увеличится до 547 млн т/год [108].

Киотский протокол ограничивает развитие промышленности во всех странах, в том числе и в России, несмотря на то что названное в нем сокращение выбросов на 5–7 % несущественно влияет на климат [108].

Учитывая недостаточную проработку Киотского протокола, в том числе по выбросам парниковых газов стран, не входящих в данный протокол, Россия в начале декабря 2003 г. официально заявила об отказе его подписания.

1.8.2. Характеристики глобального изменения климата в России

В начале XXI в., через 10 с небольшим лет с момента принятия "Рамочной конвенции ООН об изменении климата", все еще нет полной ясности относительно роли углекислого газа в изменении климата и вопрос об антропогенных причинах потепления на нашей планете еще не решен [109].

Модельные расчеты и эмпирические данные показывают также, что вклад цивилизации в глобальное потепление не более 20 %. Остальные 80 % – это природные факторы. В противном случае невозможно было бы объяснить подобные потепления, которые происходили, когда цивилизации не было и в помине или ее роль была пренебрежимо мала.

Глобальная температура, согласно последним исследованиям, повышается в значительной степени из-за так называемых нелинейных эффектов во взаимодействии атмосферы, океанов и континентов, продолжительность которых сотни лет! Мировая наука только приступила к изучению этих процессов. Отмечается, что в последние пятнадцать лет интенсивность конвенции (перемешивания воздушных масс) на планете усилилась, в результате на 20 % стало больше ураганов, штормов, сильных ливней и других стихийных бедствий.

Характеристики изменения температуры воздуха. Выше отмечалось, что в основном глобальное потепление зафиксировано в холодное время года – зимой и ранней весной. В эпицентрах потепления среднезимние аномалии (отклонения от нормы) в 7–8 раз превышают среднеглобальные.

Например, зимы в Московской области реально потеплели на 4 °С за последние 100 лет и на 2 °С за последние 40 лет [107]. Но вместе с тем в той же Москве при аномально теплом декабре 2000 г. когда полностью отсутствовал снежный покров и шли дожди вместо снега при температуре 2–4 °С выше нуля, декабри 2001 и 2002 г. отличались чрезвычайно низкими температурами – среднемесячная аномалия составила –4,5 °С и –6,5 °С соответственно. В 2001 г. такого холодного и снежного декабря в Западной и Южной Европе не было практически 100 лет, а в 2002 г., например, в Поволжье такая низкая температура отмечалась впервые за всю более чем столетнюю историю метеорологических наблюдений.

Сильные морозы отмечены и в первой половине января 2003 г. в Северном и Северо-Западном районах России (Архангельская, Мурманская и Ленинградская области, Республика Коми), когда средняя суточная температура временами была на 15 °С ниже средней многолетней. Это стало причиной многочисленных аварий в жилищно-коммунальном и энергетическом секторах экономики.

В силу географического положения России значительная по масштабам экстремальная ситуация в топливо- и энергоснабжении может сложиться в результате одновременного резкого похолодания на большей части ее территории. Дополнительная потребность в топливе при наступлении холодной зимы для отдельных районов может составить 20–30 % [60]. Проблема дополнительного спроса может усугубиться тем, что вслед за одной холодной зимой может последовать вторая или даже третья, а при такой серии холодных зим спрос на топливо для отопительных нужд может увеличиться на 30–40 % и более.

Опыт последних 20 лет не показателен для оценки возможностей решения задач компенсации многолетних колебаний расходов топлива в связи с пониженными его отопительными расходами, которые могут вообще ориентировать отрасли и потребителей на отказ от учета возможностей значительного незапланированного повышения расхода энергоресурсов.

Начало XXI в., как уже отмечалось, характеризовалось аномально низкими температурами воздуха и в Восточной Сибири. На рассматриваемой территории в первой декаде января 2001 г. господствовал устойчивый сибирский антициклон, который в годы интенсивного глобального потепления климата слабо проявлялся. Средняя температура воздуха, например, в Иркутской области в этот период оказалась на 8–13 °С, а в северных ее районах даже на 15–19 °С ниже нормы. Полюс «аномальности» находился в районе г. Киренска, где средняя за декаду температура составила –46 °С при многолетней норме –27 °С. Подобные холода с непрерывными в течение 11 дней подряд морозами, охватившие всю территорию Иркутской области, в последний раз отмечались здесь 49 лет назад. Все природообусловленные отрасли – авиация, угольная промышленность, энергетика, жилищно-коммунальное хозяйство и др. понесли существенные ущербы [110].

Эти временные климатические флуктуации вряд ли могут в ближайшее время изменить глобальные климатические тенденции, которые более устой-

чивы и отмечаются в значительно больших пространственно-временных масштабах (см. 1.8.3).

Исследования изменения климата Восточной Сибири, рассмотренные в [111], показали, что в XX веке здесь, так же как и в глобальном масштабе, отмечался рост приземной температуры воздуха. По северу региона он составил – 0,4 °С, а по югу – 0,9 °С за столетие, при этом основной вклад в повышение среднегодовой температуры воздуха внес зимний сезон (2 °С за столетие).

В районе Байкала [112] рост приземной температуры воздуха (1,2 °С за 100 лет) оказался вдвое больше, чем в среднем для земного шара. Потепление происходило во все климатические сезоны, особенно интенсивно зимой и весной (соответственно на 2 и 1,4 °С за 100 лет), летом и осенью – соответственно 0,8 и 0,5 °С. Продолжительность зимнего ледостава сократилась на 18 сут. в результате запаздывания сроков замерзания (на 11 сут.) и более раннего вскрытия ледового покрова (на 7 сут.). Соответственно произошло увеличение на 18 сут. продолжительности безледного периода на Байкале.

Характеристики изменения атмосферных осадков и стока рек. Кроме основного показателя происходящих изменений климата – температуры воздуха, важной характеристикой являются атмосферные осадки, с которыми связаны наводнения, засухи и другие природные процессы. Согласно исследованиям [108], в последние 50 лет отмечается тенденция уменьшения годовых и сезонных сумм осадков в целом по России, но наиболее заметно на северо-востоке страны. В многолетнем режиме речного стока также отмечаются существенные изменения, особенно внутри континентальных районов, где в текущем столетии с территории Азии он сократился на 150 км³, или почти на 34 %. Сток с европейской территории в бессточную область сократился почти на 50 км³, или на 16 %.

Пространственно-временные закономерности изменчивости стока рек позволяют выявить не только вековые циклы, но и синхронные и асинхронные области его колебаний. В частности, на основе анализа в [113] интегрально-разностных кривых многолетних гидрологических процессов рек Волги, Оби и Енисея, а также полезного притока в оз. Байкал (сток р. Ангары) за более чем столетний период были выявлены достаточно четкие временные параметры запаздывания с запада на восток вековых максимумов и минимумов стоков Оби и Енисея, а также полезного притока в оз. Байкал от 32 до 46 лет относительно аналогичных параметров стока Волги. Рассматриваемые вековые тенденции в изменении стока Оби, Енисея и Волги согласуются с пространственно-временной изменчивостью основных форм атмосферной циркуляции по типизации Вангенгейма–Гирса в северном полушарии. При этом между стоком р. Волги и полезным притоком в оз. Байкал отмечается противофаза в наступлении уже прошедших векового максимума на Волге и минимума на Байкале (1929 г.), минимума на Волге (1977 г.) и максимума на Байкале (1975 г.).

На основе отмеченных фазовых сдвигов и начавшихся два-три десятилетия назад на реках юга Сибири очередных вековых ветвей пониженной водности

получен фоновый прогноз их окончания, соответственно на Оби в 2009 г., на Енисее в 2014 г. и на Байкале в 2023–2025 гг.

Длительные маловодные периоды, характерные для вековых ветвей понижения водности, продолжительностью 5–8 лет, отмеченные в полезном притоке в оз. Байкал в (1899–1905, 1922–1929, 1953–1958, 1976–1982, 1996–2003 гг.), создают природные риски для эффективного многолетнего регулирования режимов работы ГЭС (Иркутской, Братской, Усть-Илимской) Ангарского каскада и выработки электроэнергии на них. Природные риски длительного маловодья: энергетические, водохозяйственные (водозаборы питьевого и промышленного водоснабжения, судоходство, рыболовное хозяйство и др.) и экологические подразделяются на: *приемлемый, значительный, чрезвычайный, катастрофический* [110].

Например, суммарный дефицит гидроэнергетического потенциала (ГП) маловодья 1976–1982 гг. на Ангарском каскаде составил более 54 млрд кВт·ч. (диапазон ГП Ангарского каскада за период 1899–2003 гг. колеблется от 33 до 73 млрд кВт·ч в год при норме 46,9), по степени риска это маловодье отнесено к чрезвычайному, в том числе в результате значительного понижения уровня оз. Байкал в этот период и нанесения серьезного ущерба экологии озера.

Маловодный период, наблюдаемый в 1996–2003 гг. и предсказанный в СЭИ СО РАН в 1994 г. [114], по степени риска – приемлемый (дефицит ГП – 36 млрд кВт·ч. за весь период).

Следующий длительный маловодный период на Байкале, весьма вероятно будет завершать вековой цикл колебаний (около 90 лет) и придется на 2016–2025 гг., по степени риска он может быть близок к чрезвычайному.

Используя в фоновом прогнозе сибирских рек в качестве аналога сток Волги, нельзя забывать, что гидрологический баланс Каспия до 70 % изменчивости его уровня определяется ее притоком. В колебаниях уровня Каспия хорошо прослеживаются все главные этапы эволюции Земли за последние 7 млн лет [115], благодаря тому что его уровни были регистратором глобальных климато-гидрологических событий в колебаниях увлаженности материков приатлантического сектора северного полушария.

Анализ кривой колебания Каспия [116], при построении которой учтены историко-археологические, геолого-геоморфологические, радиофизические данные, позволяет сделать следующие выводы о его режиме с V в. до н.э. Наиболее высокие уровни Каспия были характерны для туралинской фазы трансгрессии (450–600 лет до н.э.), когда они достигали отметок –20 м абс., а температура воздуха могла быть на 4 °С ниже современной. Наиболее низкие уровни (отметки –34–35 м абс.) отмечались в период дербентской регрессии (580–600 г. н.э.), температура воздуха тогда могла быть на 3 °С выше современной.

В период инструментальных наблюдений с 1882 по 1977 г. уровень моря практически непрерывно падал, и это в конце 70-х годов XX в. чуть не привело к реализации проекта по переброске части стока северных рек в бассейн Волги. Как известно, с 1978 г. уровень Каспия стал непрерывно повышаться и к настоящему времени поднялся на 2,5 м, достигнув отметки 26 м абс. В результате за-

топлено и подтоплено 320 тыс. га земель российского побережья, четвертая часть дельты Волги находится над водой. В зону затопления попадают железная дорога Астрахань – Кизляр, десятки километров линий электропередачи, нефтегазопромыслы. По прогнозам, к 2010 г. уровень Каспия может подняться еще на один метр, и тогда в Астраханской области в зоне затопления окажутся еще 120 населенных пунктов с населением 100 тыс. чел. [117].

Пример с Каспием применительно к "Рамочной конвенции" привел академик РАН В.А. Коптюг [103] (участник UNCEI, Рио-де-Жанейро, 1992 г.), заметив, что нельзя не признать разумность использования принципа упреждения, но нельзя не видеть и того, что он может явиться основанием и для сугубо волонтаристских решений, например, о переброске части стока северных рек в бассейн Волги.

1.8.3. Прогнозы глобального изменения климата

Согласно ранее сделанным прогнозам многих авторитетных специалистов, в том числе российских, среднегодовая температура Земли к концу XX столетия, вследствие антропогенного потепления климата должна была возрасти по сравнению с 1970-ми годами на 1–2 °С. По прошествии 20–25 лет стало ясно, что эти прогнозы не оправдались, так как действительно зафиксированное потепление составило всего 0,6–0,2 °С, т. е. в 3–6 раз ниже, не считая отдельных регионов и климатических сезонов.

Почему это произошло? По мнению В.В. Клименко [107], такие ошибки возможны по трем причинам.

Первая – игнорирование естественных факторов, которые могут оказывать мощное влияние на климат Земли. Учеными предпринимаются попытки объяснить имевшие место глобальные изменения климата, однако строгой теории, позволяющей с уверенностью объяснить и математически оценить колебания климата в прошлом, пока не создано. Тем не менее наука пытается дать количественную и качественную интерпретацию отдельных климатообразующих факторов и их влияния на климат.

Согласно исследованиям [118], можно выделить три группы факторов естественных колебаний климата: астрономические, связанные с изменением параметров земной орбиты и процессами на Солнце или в Солнечной системе в целом, включая солнечную активность; геофизические, связанные со свойствами Земли как планеты, одним из которых является вулканическая деятельность; внутриатмосферные процессы, к которым относятся прежде всего циркуляционные факторы.

Вторая причина в том, что в основе Конвенции об изменении климата (Рио-де-Жанейро, 1992 г.) лежит положение о том, что человек потребляет все возрастающие объемы органического топлива, увеличивая количество выбрасываемых парниковых газов, в результате чего растет и количество удерживаемого атмосферой солнечного тепла. *И здесь находится источник неверных оценок настоящей и будущих климатических ситуаций, ответственность за которые несут ведущие специалисты по прогнозированию мировой энергетики. В*

1980-е годы, несмотря на поучительные уроки 1970-х в виде двух энергетических кризисов, все-таки преобладали радужные представления о будущем мировой энергетики, предполагавшие ее дальнейший безудержный рост. За последние 25 лет все развитые страны мира перестали наращивать потребление первичной энергии, т. е. всех видов топлива, вместе взятых, в расчете на душу населения, что отразилось на динамике глобального энергопотребления. Последняя имеет тенденцию к стабилизации на уровне менее 2,5 т у.т./год на человека (пока максимальное потребление энергии на душу населения было достигнуто теперь уже в далеком 1988 г. – 2,41 т у.т./год на человека). А чтобы ввергнуть климатическую систему в настоящую катастрофу, нужны поистине колоссальные объемы выбросов парниковых газов, многократно превышающие современные.

Третья причина – предположительный рост энергопотребления за счет роста народонаселения. Однако динамика роста численности населения в последние 40 лет имеет прямо противоположную тенденцию. После пика демографического взрыва в 1960-е годы ежегодные темпы прироста населения во всем мире существенно снизились. Есть все основания считать, что через 50 лет население Земли стабилизируется на уровне не выше 10 млрд человек, а максимальное энергопотребление в мире не должно превысить 25 млрд т у.т. по сравнению с 14,3 млрд т у.т. в настоящее время.

Учитывая изложенное, В.В. Клименко [107] прогнозирует, что катастрофическое глобальное повышение температуры ни в наступившем, ни в последующие века не произойдет. Наиболее интенсивно потепление, скорее всего, будет развиваться ближайшие 50 лет, в течение которых температура повысится примерно на 0,7 °С, т.е. приблизительно так же, как за весь XX век. При этом пик глобального потепления будет зафиксирован на уровне около 1,5 °С, т.е. выше современного, но произойдет это еще очень не скоро, примерно через 200 лет. Это объясняется гигантской термической инерцией глобальной климатической системы.

По прогнозам [109], ожидается продолжение интенсивного потепления, температура на всем земном шаре к 2050 г. повысится на 1,5–3,5 °С. Причем оно будет развиваться преимущественно в зимнее время года. Наибольшим потепление будет в Африке и Южной Америке, где также максимально уменьшится количество осадков, ожидается уменьшение количества осадков и в Европе. В результате продолжительность холодного времени года в ближайшие десятилетия в центральной России сократится более чем на месяц. Отопительный сезон будет сокращаться на 2–4 нед, причем меняться в основном будут сроки окончания сезона (например, в Москве он будет заканчиваться не в конце, а в начале апреля). Ожидается повышение уровня моря, за 100 лет он может подняться на 47 см.

Наиболее драматические сценарии глобального потепления, в том числе за счет роста энергопотребления, рассматривавшие повышение температуры более чем на пять градусов и преобладавшие ранее, теперь, по мнению большинства исследователей, маловероятны [109].

Теория климата, связанная с его глобальным колебанием, чаще всего ассоциируется с ледниковыми периодами, которые могут быть не столько причинами оледенений, сколько их следствиями. По мнению специалистов, мы находимся в конце межледникового и приближаемся к новому ледниковому периоду. Однако и в эту последнюю, сравнительно теплую и благоприятную эпоху истории Земли отмечались существенные колебания климата.

В проблеме колебаний климата, как отмечалось выше, особое место занимают вопросы солнечно-земных связей и взаимодействия солнечной или солнечно-магнитной активности с колебаниями теплового поля – температуры воздуха Земли. Так, установлен теплый отрезок времени в IX–XIV вв., вслед за которым примерно с 1500 до 1850 г. наступил так называемый малый ледниковый период, известный как маундеровский – в честь И.В. Маундера, который в 1922 г. установил, что между 1675 и 1715 гг. количество солнечных пятен весьма значительно уменьшилось, вследствие чего и произошло столь резкое и продолжительное похолодание глобального климата [119].

Была установлена повторяемость этого явления: за последние 7,5 тыс. лет выявлено 18 минимумов солнечной активности типа маундеровского. Результаты обобщения данных о климатических аномалиях в Европе в период маундеровского минимума показали, что 1675–1715 гг. представляют термический минимум малого ледникового периода [119]. Рассматриваемый период характеризуется сменой циркуляционных процессов: активизируется меридиональная циркуляция – осуществляются прорывы холодных арктических масс с севера и теплых с юга; значительная межгодовая изменчивость климатических условий по таким показателям, как даты первого и последнего мороза, число дней с оттепелью, засушливые весны и начала лета, даты ледостава и вскрытия ото льда. Например, р. Нева замерзала на 3 нед раньше, а вскрывалась на 2–3 нед позже средних дат.

Все это связано с вековыми изменениями климата, имеющими глобальный характер: ход понижения температур весьма близок в таких удаленных регионах, как Новая Зеландия и Великобритания, Гренландия, Европа, Исландия, европейская часть России, Монголия и Китай. Таким образом, маундеровский минимум представляет наиболее холодный 40-летний период общего глобального похолодания в пределах малого ледникового периода и является откликом на снижение солнечной активности.

На основе анализа нормированных интегрально-разностных кривых самых длинных (около 235 лет) из имеющихся в России рядов наблюдений приземной температуры воздуха в Санкт-Петербурге с 1757 по 1992 г., средней за январь, июль, год, а также уникального ряда дат установления льда на р. Ангаре у г. Иркутска с 1720 по 1956 г., в полной мере отражающих суровость зим в Сибири, сделана попытка оценить характер вековых колебаний сопоставляемых процессов, выявить периоды этих колебаний, в том числе отражающих происходящее глобальное потепление.

Нормированные интегрально-разностные кривые – $J = \Sigma(k-1)/c$ — это относительные величины алгебраической суммы отклонений от нормы изменения

модульного коэффициента (k), равного отношению повторяемости изменения конкретной величины к норме, где c – нормирующий коэффициент.

Рассматриваемые кривые, представленные на рис. 1.23, дают наглядное представление о том, что глобальное потепление в последней четверти XX в. явилось продолжением тех климатических тенденций, которые сформировались еще во второй половине XIX в. (после 1850 г.) как в Европе (в рядах температур воздуха в г. Санкт-Петербурге), так и в Сибири (датах замерзания р. Ангары у г. Иркутска), после перелома вековой ветви глобального похолодания, скорее всего совпавшего по времени с окончанием малого ледникового периода. При этом ветвь понижения векового цикла зимних температур могла составить как минимум (если считать с 1675 г. – года начала маундеровского минимума – до 1850 г.) 175 лет (полный цикл – 350 лет). Тогда после 1850 г. потепление климата может продолжиться как минимум еще до 2025–2030 гг.

На основании изучения данных о солнечной активности Х.С. Уиллет [120], профессор метеорологии Массачусетского технологического института, сделал следующий вывод, что между 2000 и 2030 гг. произойдет резкое потепление, которое сменится “малым ледниковым периодом” в 2110–2140 гг.

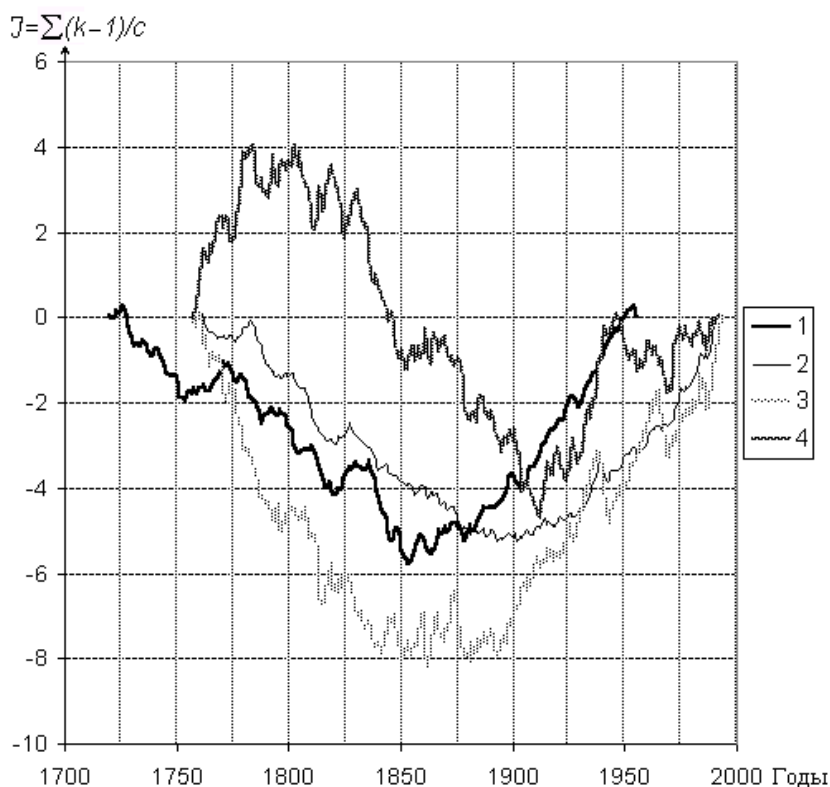


Рис. 1.23. Нормированные интегрально-разностные кривые. 1 - даты установления льда на Ангаре у г. Иркутска; средняя температуры в г. Санкт-Петербурге: 2 - средняя годовая, 3 - средняя январская, 4 - средняя июльская.

Следует при этом отметить, что глобальное изменение климата – как похолодание, так и потепление – происходит постепенно, ступенчато, периодами, продолжительностью 25–35 лет (так называемыми внутривековыми циклами). Последние также связаны с циклами солнечной активности продолжительно-

стью 11 и 22 года, и возможны заметные долговременные изменения температуры, (например, похолодание в 1946–1975 гг.), которые сглаживают наблюдаемые тренды глобального потепления. Немаловажны и пространственные особенности глобального потепления, наблюдаемые ранее, как, например, потепление Арктики (1910–1945 гг.) и наибольшее потепление Прибайкалья-Забайкалья, Казахстана и Монголии, наблюдаемое в 1976–2003 гг. Изучение этих циклов и их сверхдолгосрочное прогнозирование являются чрезвычайно актуальной научной и практически важной задачей.

При анализе представленных кривых выявляется запаздывание фазы перелома интегрально-разностной кривой средних июльских температур в г. Санкт-Петербурге (1912 г.) на 60 лет относительно аналогичного перелома январских температур (1852 г.) вековых изменений похолодания на потепление. Из рис. 1.23 можно видеть также, что ветвь спада предыдущего векового цикла средних июльских температур составляет порядка 130 лет (1784–1912 гг.) и, по-видимому, полный его цикл равен 260 годам, кроме того, он короче аналогичных циклов зимних температур (350 лет) на 90–100 лет. Глобальное повышение летних температур, начавшееся после 1912 г., которое наиболее заметно проявилось практически по всей Европе невыносимой жарой и не утихающими лесными пожарами в июле-августе 2003 г. Скорее всего, это потепление продлится еще как минимум до 2040–2045 гг., создавая условия дефицита осадков, засух, лесных пожаров, особенно опасных для России.

Оценки выявленных особенностей колебания климата в виде значимых коэффициентов корреляции (r) подтверждают их генетическую связь. Так, между январскими и июльскими температурами в г. Санкт-Петербурге с фазовым сдвигом (1852–1912 гг.) $r = 0,84$; между аналогичными январскими и годовыми температурами с фазовым сдвигом (1852–1895 гг.) $r = 0,78$; между январскими температурами и датами замерзания р. Ангары у г. Иркутска $r = 0,83$; а между июльскими и годовыми температурами с фазовым сдвигом (1895–1912 гг.) $r = 0,92$.

Если в настоящее время и происходит незначительное глобальное потепление, то трудно доказать, что оно обусловлено загрязнением атмосферы промышленными отходами. В любом случае климат Земли, как мы видим, не остается постоянным, и кратковременные колебания на несколько градусов – вероятно, особенность нашего природного окружения.

1.8.4. Возможные последствия глобального потепления, в том числе для энергетики России

Каковы важнейшие последствия глобального потепления для России? По результатам многочисленных исследований [106, 108, 120 и др.], в данной проблеме можно выделить следующие основные составляющие: произойдет сдвиг природных зон (границ тундры, лесотундры и тайги в северном направлении), повысится продуктивность лесов, значительно продлится вегетационный период, расширится зона устойчивого земледелия, но осадков станет меньше, вслед-

ствие чего увеличится вероятность сильных засух (например, в Поволжье в 2–3 раза), произойдет также значительное сокращение отопительного сезона (оно уже зафиксировано).

Экономический эффект от развития глобального потепления вполне соизмерим с суммарным потенциалом всех мероприятий по энергосбережению и повышению эффективности энергетики. Например, повышение температуры на полтора градуса в европейской части России – это экономия полутора миллионов тонн нефти на отопление. Кроме энергетиков, выгоду получают и работники сельского хозяйства: удлинится период вегетации растений, снизится вероятность заморозков в конце мая.

К 2010–2020 гг. должно произойти дальнейшее сокращение глобальных выбросов соответственно на 1,9–2,6 Гт и на 3,6–5,0 Гт эквивалента С в год [104]. При этом суммарная емкость лесов, сельскохозяйственных земель и прочих экосистем, располагающих большим потенциалом поглощения эмиссии парниковых газов, оценивается в 100 Гт эквивалента С в 2000–2050 гг., что составляет 10–20 % эмиссии от сжигания органических видов топлива на тот же период.

Но с потеплением сразу возникнет ряд экологических проблем, и самые большие из них будут связаны с вечной мерзлотой. Ее протаивание ухудшит ситуацию на огромных просторах России, поскольку в зоне вечной мерзлоты находится около 55 % нашей территории. При потеплении будут проседать дома, выходить из строя нефте- и газопроводы. Возможен выход из глубин вечной мерзлоты метана, а это тоже парниковый газ [108].

Для европейской части Севера России [121] получены основные температурные тенденции до 2050 г. и оценки изменения продолжительности отопительного периода. В результате ожидается: в северо-восточной части исследованного региона значительное (до 200–300 км) продвижение к северу южной границы вечной мерзлоты; незначительное перемещение положения среднелетних изотерм и северных границ тайги и лесотундры (до 25–50 км); продолжительность отопительного периода уменьшится по сравнению с современным на 10÷30 сут, а средние температуры возрастут на 1,5–2,0 °С, причем максимальные аномалии будут достигнуты в восточных районах. Расчетное снижение потребности в отоплении и соответствующая экономия топлива в регионе составит 10–15 % от современных нормативов.

Большинство специалистов единодушны в том, что в первой половине XXI в. главным направлением ограничения эмиссии парниковых газов станут повышение энергетической эффективности, более широкое использование природного газа, а во второй – лидерство перейдет к применению энергетических ресурсов с низким содержанием углерода и технологиям улавливания и захоронения парниковых газов.

Для стабилизации концентрации парниковых газов на уровне ниже 600 частей на 1 млн потребуются превзойти исторические рекорды уменьшения энергоемкости. При уровнях стабилизации концентрации ниже 550 частей на 1 млн макроэкономические потери резко возрастают.

Сценарии с низкими уровнями эмиссии обуславливают заметное изменение ресурсной базы энергетики, замещение в ней органических видов топлива, доля которых составляет 80 % приходной части энергетического баланса мира.

На сегодня в проблеме глобального изменения климата остается вопрос, какой уровень температуры и концентраций парниковых газов в атмосфере опасен для климатической системы Земли. Он является основой Конвенции о предотвращении негативных последствий изменения климата, но на него пока нет ответа.

1.9. Энергетическая безопасность России в условиях глобализации и либерализации мировой экономики

В настоящее время в мире формируются три главных центра глобализации мировой экономики с соответствующими им энергетическими рынками: Европейский, Азиатско-Тихоокеанский, в который входят страны АТЭС, и Американский с доминирующим влиянием в нем США. Все эти центры глобализации в области энергетики стремятся координировать свою энергетическую политику, включая согласованные действия на рынках энергоресурсов.

Россия активно участвует в международной торговле энергетическими ресурсами. В настоящее время более 35 % добываемого в стране природного газа и около 45 % нефти уходят за пределы России. Наиболее существенную роль Россия играет на европейском рынке энергоресурсов, с которым она связана мощными топливными потоками. В частности, более четверти европейского спроса на природный газ обеспечивается его поставками из России. Ежегодно на этот рынок поступает более 100 млн т российской нефти. В перспективе, по имеющимся прогнозам, наращивание этих энергопотоков будет продолжено.

Россия сейчас слабо присутствует на европейском рынке электроэнергии, основные принципы которого определены Энергетической хартией для Европы. Однако возможное развитие существующих межгосударственных объединений (УСТЕ и др.) и реализация новых региональных проектов («Балтийское кольцо», «Черноморское кольцо», трансевропейская ЛЭП±500 кВ «Восток-Запад») с участием России будут способствовать повышению эффективности производства и транспорта электроэнергии, увеличению ее экспорта, решению проблем экологической безопасности и энергосбережения, а также откроют, если потребуется, доступ России к временному получению дополнительных мощностей на период до ввода новых генерирующих мощностей на собственных электростанциях. Реализация стратегической линии в развитии российской электроэнергетики, направленной, в частности, на создание электроэнергетического объединения Европы, будет способствовать, таким образом, и повышению энергетической безопасности страны и зарубежных государств.

В 1995 г. в Москве состоялось Международное консультационное совещание европейских государств по проблемам обеспечения энергетической безопасности (ЭБ) региона, давшее серьезный стимул поиску путей коллективного их решения [120]. Сейчас вопросы ЭБ стали одной из главных составляющих

внешнеполитической дипломатии государств и предметом акций мировой общности.

В соответствии с Европейской газовой директивой, принятой Европейским парламентом в 1998 г., начался процесс объединения и либерализации рынков природного газа стран Европейского Союза. Происходящие изменения, наряду с положительными эффектами, содержат и менее приятные для России моменты, а именно вероятное снижение цен на этом газовом рынке, по крайней мере в ближайшие годы, и появление здесь нового конкурента – среднеазиатского газа, для выхода которого на внешний рынок Россия по условиям его либерализации вынуждена будет предоставить доступ к своим транспортным магистралям.

Россия заинтересована в развитии своих энергетических связей с быстро развивающимся Азиатско-Тихоокеанским регионом (другим центром глобализации), которые в настоящее время крайне незначительны. Исторически необходимая интеграция России в экономическое пространство АТР и обеспечение здесь должных позиций возможны прежде всего за счет эффективного экспортного использования энергетического потенциала восточных регионов страны как важного средства укрепления ее внешнеэкономического и геополитического положения в странах АТР и мирового сообщества.

Известно несколько десятков проектов и предварительных проработок поставок природного газа, нефти и электроэнергии из рассматриваемых регионов России в Китай, Корею и Японию. Это наиболее крупные потребители энергоресурсов в АТР, находящиеся к тому же в непосредственной близости к границам России.

В табл. 1.71 приведены в качестве примера характеристики некоторых из рассматриваемых вариантов возможного экспорта энергоресурсов в страны АТР, позволяющие получить предварительные оценки масштабов экспорта, а главное – требуемых инвестиций для их реализации. По этим вариантам величина необходимых капиталовложений приближается к 90 млрд дол. По некоторым оценкам, только на освоение нефтяных и газовых месторождений восточных районов страны, создание здесь соответствующей инфраструктуры для потребления газа и строительства магистральных трубопроводов может потребоваться 120–150 млрд дол.

В то же время неоднозначной является ориентация в долгосрочной перспективе на строительство только разветвленной системы магистральных газопроводов в страны АТР, обладающие выходом к морским побережьям, с исторически более развитыми прибрежными регионами и вследствие этого более ориентированные на импорт сжиженного природного газа. К тому же в значительной степени важны для России возможности маневра во взаимоотношениях со своими партнерами на азиатско-тихоокеанском рынке газа. В связи с этим существующие варианты должны быть дополнены вариантами создания на российском побережье Северного Ледовитого и Тихого океанов баз по производству сжиженного природного газа и соответствующей инфраструктуры.

Т а б л и ц а 1.71

Основные характеристики некоторых проектов экспорта энергоресурсов из Восточной Сибири и Дальнего Востока в страны АТР

Направление экспорта (проект)	Вид энергоресурса	Годовой объем экспорта	Расстояние, км	Суммарные инвестиции, млрд дол.
О. Сахалин – Япония («Сахалин-1», «Сахалин-2»)*	Газ, нефть	20 млрд м ³ 20 млн т	1500	25
Саха (Якутия) – Приморье – КНДР – Республика Корея	Газ	25 – 28 млрд м ³	6000	20
Иркутская обл. (Ковыкта) – Китай (г. Жичжао), варианты:				
а) Иркутская обл.– Бурятия – Монголия – Китай	Газ	20-30 млрд м ³	3400	8
б) Иркутская обл.– Бурятия – Читинская обл. – Китай	Газ	20-30 млрд м ³	4500	10
Ангарск – Дацин	Нефть	До 30 млн т	2400	2-3
Байкал – Тихий океан	Нефть	50 млн т	3885	5,8
О. Сахалин – Япония	Электроэнергия	До 7 млрд кВт ч	470	6-7
Якутия (Учурская ГЭС) – Китай – Республика Корея	Электроэнергия	20 млрд кВт.ч	3000	12
Восточная Сибирь – Монголия – Китай	Электроэнергия	15-18 млрд кВт.ч	2600	2

*В более отдаленной перспективе – проекты «Сахалин-3» и до «Сахалин-6».

Позитивный аргумент для ЭБ России и ее восточных регионов от экспорта ТЭР на сегодняшнем этапе – это возможное смягчение угрозы дефицита инвестиционных ресурсов и получение средств для разработки российских, прежде всего восточно-сибирских и дальневосточных, энергоресурсов в размерах, позволяющих обеспечивать не только их поставку на экспорт в Северо-Восточную Азию, но и удовлетворение местных потребностей, включая создание соответствующей транспортной и иной инфраструктуры. Ожидаемые инвестиции и доходы от экспорта энергоресурсов следует использовать для модернизации и технического перевооружения отраслей и предприятий ТЭК, а также для решения социальных проблем реструктуризации энергетики восточных регионов страны и их социально-экономического развития.

В перспективе весьма вероятно формирование еще одного центра глобализации мировой экономики – Евразийского экономического сообщества, центром кристаллизации которого могут стать страны СНГ. Национальная независимость этих государств, их экономическая безопасность неразрывно связаны с интеграцией усилий по обеспечению индивидуальной и коллективной энергетической безопасности. Определению основных направлений взаимовыгодного сотрудничества стран СНГ в области энергетики с целью обеспечения ЭБ во многом способствовали результаты Международного консультационного совещания этих стран, состоявшегося в 1996 г. в Москве [111]. Материалы Сове-

шания содержат конкретные рекомендации, которые и сейчас остаются актуальными. Важнейшие из них:

- сохранение единого энергетического пространства СНГ;
- целесообразность совместной разработки общей Концепции энергетической безопасности стран СНГ;
- совместная разработка прогнозных (на 10–15 лет) топливно-энергетических балансов государств СНГ и основанных на них перспективных межгосударственных энергетических потоков;
- содействие проведению общей ценовой и тарифной политики;
- восстановление функционирования единых систем газо-, нефте- и электроснабжения стран СНГ на основе согласованных юридических, технических, организационных и коммерческих принципов и условий диспетчерского управления;
- согласование совместной политики на внешнем рынке нефти, газа и электроэнергии;
- гарантированное обеспечение соглашений о транзите нефти, газа и других энергоносителей на территории сопредельных стран СНГ;
- содействие деятельности транснациональных топливных и энергетических компаний, совместных энергомашиностроительных предприятий;
- привлечение инвестиций из стран СНГ и из международных финансовых структур для создания общих энергетических объектов.

Эти рекомендации Совещания достаточно хорошо согласуются с мировыми тенденциями глобализации и либерализации.

В [22] на основе анализа исторических и ресурсно-производственных предпосылок, глубинных экономических интересов развивается концепция Евразийского энергетического пространства на базе взаимодействия стран СНГ с Китаем и Южной Азией, занимающего связующее положение между развитыми энергетическими рынками Европы и АТР. Создание Евразийского энергетического сообщества может быть выгодно всем участвующим странам как с избытком, так и с дефицитом собственных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), при условии реализации следующих целей:

- создания совместными усилиями условий для эффективного и устойчивого энергообеспечения стран с учетом их национальных интересов, особенностей геополитического положения региона, возможностей восстановления (в рамках СНГ) и дальнейшего развития единых энергетических систем и энергетической инфраструктуры;
- выработки взаимоприемлемой и согласованной политики взаимодействия стран сообщества с третьими странами в области энергетики;
- обеспечения национальной и коллективной энергетической безопасности, в частности, путем создания в рамках энергетического сообщества, но на национальных территориях совместных стратегических запасов топлива и резервов производственных мощностей в ТЭК на случай непредвиденных обстоятельств, вызываемых различными факторами.

Экономической базой энергетического сообщества может стать основанный на межгосударственных соглашениях и принципах Европейской энергетической хартии межгосударственный рынок энергетических ресурсов, оборудования, технологий и услуг.

Глобализация и либерализация мировой экономики потенциально могут способствовать решению проблем энергетической безопасности (ЭБ) России, поскольку предполагают свободное движение через государственные границы капитала, энергетических технологий, передового технического и управленческого опыта. Вместе с тем глобализация означает, что наша страна все больше будет испытывать влияние событий, происходящих за ее пределами. Ее экономическая, а затем и энергетическая безопасность пострадают, если возникнут кризисные явления на внешних энергетических рынках или если нас оттуда вытеснят конкуренты.

Существуют две кардинальные проблемы ЭБ России, заключающиеся в:

а) возможном дефиците природного газа, который является пока основой топливного баланса страны; первопричина здесь кроется в существенной диспропорции ТЭБ в сторону газа, особенно в европейской части страны;

б) значительном отставании темпов замены устаревшего (выработавшего свой проектный ресурс) энергетического оборудования от темпов его старения.

Причина возникновения этих проблем одна и общая – недостаток инвестиций. За последнее десятилетие капиталовложения в ТЭК снизились примерно в 2,5 раза. В период с 1995 по 2000 г. инвестиции в ТЭК не превышали 6–7 млрд дол. в год и только в 2001–2002 гг. объем инвестиций вырос до 11–13 млрд дол. Причем в эти два года основная часть таких инвестиций шла на развитие нефтяной отрасли (по причине весьма благоприятной ситуации на мировых рынках). Учитывая состояние российской экономики, мало реальным представляется намечаемое в «Энергетической стратегии России на период до 2020 года» («ЭС–2020») [71] увеличение среднегодовых инвестиций в ТЭК в периоды 2001–2005 и 2006–2010 гг. до 17 и 25 млрд дол. соответственно. Значительные объемы необходимых инвестиций в российский ТЭК, составляющие до 5 % требуемых до 2020 г. инвестиций в развитие всего мирового энергетического сектора или около 6 % ВВП России за этот период, и существующая проблематичность их выделения делают весьма реальной угрозой «заторможенного» развития ТЭК из-за недостатка инвестиций, ведущего в конечном счете к ослаблению ЭБ России. Положение усугубляют неэффективное использование в стране ТЭР, энергорасточительная структура ее экономики и слабость проводимой энергосберегающей политики, что ведет к повышенному спросу на энергоресурсы и, следовательно, создает дополнительную нагрузку на ТЭК.

Основным источником инвестиционных ресурсов в новых экономических условиях являются собственные средства хозяйствующих субъектов. Доля заемных средств даже при благоприятных условиях может составить не более 25–30 % необходимых средств (сейчас они не достигают и 10 %). Сдерживающим фактором в формировании собственных инвестиционных средств является сложившаяся ценовая ситуация, когда цены на энергоносители (газ и электро-

энергию) в регионах ниже цен самофинансирования, а также имеющие место неплатежи за поставленные энергоресурсы и услуги [122]. В денежной форме на начало 2000 г. потребители, финансируемые из федерального бюджета, оплачивали в среднем всего 10 % поставок ТЭР, региональные – 50 %, аграрии практически не платили [123]. В 2001 г. положение с платежами улучшилось, однако проблема остается, о чем свидетельствуют критические ситуации начала 2002 г., имевшие место, в частности, на Камчатке.

Требуемые суммарные инвестиции для реализации ЭС–2020 ее разработчики оценивают примерно в 600–700 млрд дол. [124]. Корректный ответ на вопрос относительно возможностей получения таких инвестиций в рассматриваемой перспективе получить нельзя из-за большой неопределенности прежде всего в отношении:

- характера изменения инвестиционного климата в стране за 20 лет;
- перспектив изменения мировых цен на энергоресурсы.

Меры по преодолению инвестиционного кризиса и осуществлению финансовой стабилизации (включая преодоление кризиса платежей всех видов) могут быть выработаны только на макроэкономическом уровне с учетом специфики энергетического сектора. Они требуют пересмотра налоговой и ценовой (тарифной) политики, укрепления государственной и договорной дисциплины, разработки комплекса правовых и правоохранительных действий, направленных на формирование благоприятного инвестиционного климата для привлечения отечественных и иностранных инвесторов и сбережений населения в этот сектор экономики. Разработка и реализация этих мер потребует немало времени, и нет уверенности, что ожидаемый в 2001–2020 гг. спрос на инвестиции в ТЭК будет удовлетворен.

В дополнение к изложенному в настоящее время, к сожалению, правительством и специалистами-энергетиками практически игнорируются, в лучшем случае недооцениваются угрозы энергетической безопасности России, связанные с несовершенством управления. Управление здесь понимается в широком смысле – причем не столько технологическое, сколько хозяйственно-экономическое управление, а также государственно-правовое регулирование деятельности в энергетике [125]. Излишне говорить о том, что несовершенство, неэффективность управления в рассматриваемом смысле не только способны усиливать, часто катастрофически, действие других угроз ЭБ, но даже при отсутствии угроз иного происхождения могут сами по себе приводить к серьезным негативным последствиям в топливо- и энергоснабжении потребителей.

В связи со сказанным необходимо чрезвычайно осторожно и взвешенно подходить к реформированию энергетических отраслей, органически и рационально сочетая при этом рыночные механизмы и государственное регулирование. В противном случае при резких, чрезмерно радикальных преобразованиях, как показывает мировой опыт, могут сложиться такие условия, которые не только приведут к дестабилизации функционирования систем энергетики, но и, что самое опасное, могут существенно ухудшить инвестиционный климат в

стране и лишить энергетические отрасли благоприятных условий развития и обновления производственных фондов.

Одна из самых существенных угроз энергетической безопасности России – угроза заметного снижения объемов добычи газа в стране. Есть все основания полагать (обобщая результаты прогнозов различных специалистов), что к 2020 г. на ныне действующих газовых промыслах будет добываться всего 140–180 млрд м³/год из 550, добываемых в настоящее время (без учета нефтяного попутного газа). И это при том, что в целом по стране доля газа в структуре приходной части баланса первичных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) составляет более 50 %, а в балансе котельно-печного топлива – 70 %. В европейской части России и на Урале доля газа в балансе котельно-печного топлива – 80 %. За 15–20 лет существенно изменить положение практически невозможно. Надо, во-первых, менять сначала соотношение цен на газ и уголь: цена на газ должна превышать цену угля (по одному и тому же энергетическому эквиваленту), а не наоборот, что имеет место сегодня. Во-вторых, потребителей газа будет нелегко заставить перейти на другое топливо более низкого качества. И в-третьих, 85 % всех внутренних потребителей ТЭР в России находятся в европейской ее части и на Урале, а почти весь уголь – в Кемеровской области и Восточной Сибири. Необходимость перевозки угля по железной дороге на большие расстояния к потребителю будет всегда заметно его удорожать в районе потребления. К тому же в рассматриваемый период (упомянутые 15–20 лет):

- заканчивается (по крайней мере, формально) технический ресурс работы практически всех ядерных реакторов на работающих сегодня АЭС;
- из-за увеличения глубины переработки нефти будет снижаться доля мазута в балансе котельно-печного топлива;
- не ожидается заметное усиление роли нетрадиционной энергетики;
- нельзя ожидать каких-либо серьезных сдвигов в энергосбережении; снижение удельной энергоемкости валового внутреннего продукта (количество первичной энергии, затрачиваемой на выпуск продукции и осуществление услуг суммарной стоимостью 1000 дол. США) в целом по России до 2015–2020 гг. не может быть больше 30–40 % [126] от сегодняшнего уровня, который в 3–5 раз выше по сравнению с развитыми странами, т.е. указанное снижение (30–40 %) энергоемкости ничего не решает. Более ощутимого уменьшения удельных расходов ТЭР ждать нельзя из-за невозможности за 15–20 лет кардинально изменить структуру промышленного производства, из-за суровых природно-климатических условий на большей части территории страны, из-за сложившейся расточительности и т.д.

Оценить масштабы и последствия реализации угрозы снижения объемов добычи газа в стране со степенью достоверности, необходимой в нашем случае, можно, так как большинство факторов, которые надо учитывать при такой оценке в значительной мере объективно обусловлены. К таким факторам относятся:

- ожидаемая динамика изменения в рассматриваемой перспективе уровней годовой добычи газа на ныне действующих промыслах;
- возможности освоения новых месторождений газа в старых и новых районах газодобычи с учетом соотношения значений себестоимости этого газа и цены на месте его потребления;
- возможности всех других (кроме газовой) отраслей ТЭК по обеспечению со стороны ТЭК требуемых темпов развития экономики страны;
- возможности осуществления политики энергосбережения;
- возможности экономики России по закупкам газа и других ТЭР в странах-экспортерах;
- необходимые объемы поставок российского газа на экспорт.

Ожидаемая динамика изменения объемов добычи газа в целом по стране и объемов импорта газа в Россию до 2020 г., а также суммарные возможности по обеспечению внутренних потребностей страны первичными ТЭР (без газа) приведены в табл. 1.72 (здесь и далее в таблицах и по тексту для всех показателей даются наиболее вероятные значения из соответствующих диапазонов возможных значений). Табл. 1.72 учитывает возможности по добыче газа во всех районах, кроме Западно-Арктической зоны (Ямал, Гыдан, шельф Баренцева и Карского морей). В [10] показан слишком большой экономический риск освоения здесь запасов газа до 2015–2020 гг. А если учесть еще большие трудности получения требуемых инвестиций, то отказ от учета возможностей освоения этих запасов до 2020 г. становится еще более оправданным.

Т а б л и ц а 1.72

Ожидаемые объемы добычи газа и его импорта, а также возможности по обеспечению внутренних потребностей страны другими первичными ТЭР

Показатель	Г о д			
	2005	2010	2015	2020
Собственное производство газа в стране, млрд м ³ млн т у.т.	630	660	570	490
	720	760	660	560
Ожидаемые объемы импорта газа, млрд м ³ млн т у.т.	15	25	30	50
	15	30	35	55
Возможности ТЭК по обеспечению внутренних потребностей в первичных ТЭР (без газа), млн т у.т.*	455	510	565	575
И т о г о , млн т у.т.	1190	1300	1260	1180

* С учетом импорта ТЭР в Россию, кроме газа.

Объемы ТЭР, приведенные в табл. 1.72, должны покрывать все внутренние потребности страны в первичных ТЭР и обеспечивать необходимые поставки российского газа на экспорт. Сами эти потребности и необходимые объемы экспорта представлены в табл. 1.73 для двух сценариев экономического развития страны. Первый сценарий: среднегодовой прирост ВВП до 2020 г. 2,5 %,

снижение удельной энергоемкости ВВП за весь период до 2020 г. на 25 % по отношению к 2000 г. Второй сценарий: прирост ВВП 5 %, снижение удельной энергоемкости на 40 %.

Для табл. 1.73 расчетные внутренние потребности в первичных ТЭР определены укрупненно, с учетом фактического объема ТЭР, потребленных в 2000 г., с последующим наращиванием этого объема в зависимости от принятых значений среднегодового прироста ВВП и снижения удельной энергоемкости ВВП. Предполагаемые суммарные объемы собственного производства газа и его импорта не превысят в 2020 г. 540 млрд м³. В таких условиях говорить об экспорте российского газа довольно трудно, но надо. Судя по всему, экспорт газа будет необходим для России еще долго. В настоящее время цена газа для потребителей внутри страны составляет 12–15 дол./1000 м³, а экспортная – 80–90 дол./1000 м³. Конечно, разрыв в этих ценах должен уменьшаться, но до 2020 г. какой-то разрыв все-таки останется. Сегодня российский газ экспортируется в страны СНГ и дальнего европейского зарубежья, включая страны Балтии. В 2001 г. в страны СНГ было продано 49, а в дальнее зарубежье – 133 млрд м³. Как уже говорилось, за пределами 2005 г. возможен экспорт газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Учитывая различные факторы (собственная добыча газа в странах-импортерах российского газа, ожидаемые потребности этих стран в газе, возможности по закупке газа ими помимо России и т.д.), авторы оценивают суммарные возможности всех указанных стран по закупкам российского газа в следующих объемах (млрд м³):

2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
180–260	180–370	230–440	260–490

Т а б л и ц а 1.73

**Внутренние потребности страны в первичных ТЭР и необходимые объемы экспорта
российского газа**

Показатель	Сценарий экономического роста – прирост ВВП	Г о д			
		2005	2010	2015	2020
Расчетные внутренние потребности в первичных ТЭР, млн т у.т.	2,5 % в год	1000	1060	1130	120
	5 % в год	1090	1260	1460	1700
Необходимые объемы экспорта газа, млрд м ³ (в скобках – млн т у.т.)	2,5 % в год	180 (210)	180 (210)	230 (260)	260 (300)
	5 % в год	180 (210)	180 (210)	230 (260)	260 (300)
И т о г о, млн т у.т.	2,5 % в год	1210	1270	1390	1500
	5 % в год	1300	1470	1720	2000

Угроза снижения объемов добычи газа, с одной стороны, и необходимость для России отдавать часть своего газа на экспорт, с другой – заставляют считать наиболее вероятными объемами *экспорта* значения нижних границ диапазонов, которые и представлены в табл. 1.73 как необходимые объемы экспорта.

В табл. 1.74 сопоставлены итоговые цифры таблиц 1.72 и 1.73.

Т а б л и ц а 1.74

Сопоставление суммарных возможностей ТЭК страны по обеспечению ее внутренних потребностей в первичных ТЭР и потребностей экспорта газа с самими указанными (суммарными) потребностями, млн т у.т.

Год	Прирост ВВП – 2,5 % в год			Прирост ВВП – 5 % в год		
	Возможности	Потребности	Дефицит	Возможности	Потребности	Дефицит
2005	1190	1210	20	1190	1300	110
2010	1300	1270	–	1300	1470	170
2015	1260	1390	130	1260	1720	460
2020	1180	1500	320	1180	200	820

Полученные дефициты – это дефициты первичных ТЭР для принятых сценариев развития экономики и принятых объемов экспорта российского газа. Эти же дефициты, собственно, и есть последствия, но не только от ожидаемого снижения объемов добычи газа, а и от снижения возможностей всех отраслей ТЭК обеспечивать требуемые темпы развития экономики страны. Судя по табл. 1.74, о последствиях (уже дефицита) можно сказать следующее:

- говорить о темпах развития экономики страны со среднегодовым приростом ВВП до 2020 г. более 2,5–3 % с позиций возможностей ТЭК обеспечивать эти темпы нет смысла; реально ТЭК сможет обеспечить прирост ВВП до 2,5 % в год, причем только до 2010 г.; далее даже эти темпы для ТЭК будут непосильны;

- с 2005–2010 гг. может иметь место жесткое противоречие: рыночная экономика при тех условиях, что указаны выше, заставит резко увеличить цены на энергоносители, а потребители (особенно население, городские ТЭЦ и котельные) будут физически неспособны покупать энергоносители в нужном объеме по таким ценам;

- властным структурам так или иначе придется идти, начиная с 2004–2005 гг., на какие-то меры (возможно, не очень популярные) для приведения в соответствие требований к темпам развития экономики и требований к ТЭК обеспечивать эти темпы.

Необычность сложившейся в России ситуации вносит определенные коррективы в использование зарубежного опыта обеспечения энергетической безопасности, где главные угрозы имеют другую природу. В США основная проблема ЭБ – это обеспечение энергетической независимости от поступающих из-за рубежа энергоресурсов, в первую очередь нефти. В этом случае потенциальная угроза ЭБ заключается в нарушении поступления энергоресурсов вследствие обострения политической обстановки или военных действий в регионе-поставщике.

В 1998 г. Министерством энергетики США было выделено пять основных стратегических направлений долгосрочной политики США в области энергетики. Среди них на втором месте стоит обеспечение гарантии бесперебойного энергетического снабжения, независимого от возможных внешних угроз со-

кращения поставок энергоресурсов или инфраструктурных сбоев. В качестве мер сокращения уязвимости экономики США от перебоев в импортных поставках нефти были определены следующие [127]:

- стабилизация объемов разведки и добычи нефти внутри страны;
- поддержание достаточного уровня стратегических запасов нефти;
- существенная диверсификация импортных источников нефтеснабжения;
- сокращение общего потребления нефти в экономике страны.

Ставилась также задача гарантированного обеспечения надежности систем транспортировки нефти, газа и электроэнергии, надежности функционирования нефтеочистительных и нефтеперерабатывающих предприятий в условиях развития чрезвычайных и непредвиденных ситуаций.

В качестве другого самостоятельного направления долгосрочной энергетической политики было выделено развитие международного торгово-экономического и организационно-технологического сотрудничества по глобальным проблемам ЭБ и энергетического хозяйства. Это направление включало:

- развитие существующих и создание новых высококонкурентных международных энергетических рынков;
- ускорение использования в других странах более чистых, безопасных и эффективных энергетических технологий путем организации международного научно-технического сотрудничества;
- повышение региональной экономической и политической стабильности;
- снижение связанного с развитием энергетики уровня неблагоприятного экологического воздействия на окружающую среду в различных регионах мира, представляющих интерес для США;
- участие в международных проектах, направленных на обеспечение стабильного снабжения энергоресурсами и повышение ЭБ страны.

Реализация этих направлений обеспечения ЭБ все заметнее проявляется в активизации политического участия США в международных событиях во многих регионах мира, в том числе находящихся в непосредственной близости к России – в Центральной Азии, в бассейне Каспийского моря, в Закавказье.

В странах Европейского Союза действия по обеспечению ЭБ в основном заключаются в диверсификации источников поступления импортных энергоресурсов, в ограничении объема их поступления из одного источника, в создании стратегических запасов нефти.

Сложившаяся ситуация с обеспечением ЭБ России приводит к формулированию частично отличных от зарубежной практики задач исследований в области ЭБ; они следующие (в дополнение к общегосударственным мерам по преодолению инвестиционного кризиса):

- анализ прогнозов внешних условий развития ТЭК с выявлением неблагоприятных условий (недостаток инвестиций, экономический риск освоения новых месторождений газа и нефти и т.п.) и с оценкой формирующихся угроз ЭБ;

- разработка мероприятий по обеспечению ЭБ за счет совершенствования производственно-территориальной структуры ТЭК (масштабы развития АЭС, использование сибирских углей в европейской части страны, освоение газовых месторождений в Западно-Арктической зоне, использование нетрадиционных возобновляемых энергоисточников, а также развитие энергетических связей, рациональное сочетание централизованного и децентрализованного энергоснабжения, расширение малой автономной децентрализованной энергетики и т.п.);

- отслеживание текущей ситуации в отраслях и ТЭК и прогнозирование ее дальнейшего развития с выявлением угроз ЭБ;

- обеспечение гарантированного энергоснабжения в условиях развития чрезвычайных ситуаций;

- разработка обновленной методологии, новых методов и инструментальных средств для оценки с позиций ЭБ стратегий развития энергетики страны.

Существующий в России неблагоприятный инвестиционный климат не позволяет в полной мере воспользоваться преимуществами глобализации (в частности, свободным перетоком капитала через государственные границы). Потенциальные инвесторы из-за несовершенства законодательной и нормативной базы и возможных в связи с этим больших экономических рисков избегают масштабных инвестиций в российскую энергетику. Либерализация европейского газового рынка ведет к росту неопределенности, доли краткосрочных контрактов, способствует развитию торговли сжиженным природным газом. Россия, не имеющая возможности участвовать в торговле сжиженным природным газом и не располагающая необходимыми инвестициями для реализации крупных проектов по разработке газовых месторождений в новых районах и сооружению газопроводов экспортного назначения, может потерять лидирующее положение на европейском газовом рынке, и ее доля в торговле на этом рынке будет снижаться.

Происходящие процессы глобализации и либерализации мировой экономики в ближайшие 5–10 лет вряд ли облегчат решение кардинальных проблем ЭБ России, а для ее экономической, а через экономические проблемы – и энергетической безопасности, возможно, будут иметь больше минусов, чем плюсов. В дальнейшем после улучшения инвестиционного климата, для чего потребуются большие усилия и время, а также снижение для потенциальных инвесторов политических и экономических рисков, ситуация может измениться в лучшую сторону.

В связи с этим необходимо обратить внимание на ряд дополнительных факторов, которые в первой половине XXI столетия будут благоприятно сказываться на ЭБ России. Один из них – это усиление диверсификации топливо- и энергоснабжения потребителей. Это связано как с увеличением разнообразия используемых ТЭР и исключением монопольного положения какого-либо одного энергоресурса, так и с увеличением разнообразия источников топливо- и энергоснабжения. Диверсификация во многом нейтрализует негативные факто-

ры глобализации и либерализации и способствует повышению энергетической безопасности страны.

Другим важным фактором в рассматриваемом плане является тенденция усиления децентрализации топливо- и энергоснабжения. Она призвана существенно нейтрализовать негативные моменты либерализации, связанные с повышенными неопределенностью и рисками в процессе функционирования и особенно развития систем энергетики. В топливообеспечивающих отраслях ТЭК децентрализация связана с вовлечением в баланс небольших местных месторождений ТЭР, в электроэнергетике и тепловом хозяйстве – с внедрением энергоустановок небольшой мощности на базе газотурбинных и парогазовых технологий, а также возобновляемых энергоресурсов. Важной особенностью таких объектов является потребность в небольших инвестициях с сокращенными сроками их возврата, что существенно снижает инвестиционные риски и улучшает инвестиционный климат.

Количественная оценка проявления различных факторов, связанных с глобальными тенденциями в энергетике, и их влияние на ЭБ страны и ее регионов – одна из важнейших задач системных исследований в энергетике [60].

1.10. Внешняя энергетическая политика и энергетическая дипломатия России

Глобализация и либерализация мировой экономики и энергетики, рассмотренные в § 1.2, сопровождаются, кроме всего прочего, активизацией политического (внешнеполитического) фактора. В энергетической сфере это проявляется как в возрастании регулирующей роли правительств многих государств в функционировании энергетики на своей территории, несмотря на усиление в ней рыночных элементов, так и в развитии межгосударственного энергетического сотрудничества. В основе этого явления лежит тот факт, что международное сотрудничество в области энергетики развивается одновременно и параллельно с острой конкурентной борьбой за доступ к энергоресурсам и их сбыт. Как показано в [128, 129], по сути эти два процесса тесно переплетены и взаимообусловлены. Отсюда сильная взаимозависимость тех или иных государств, а в случае отсутствия необходимых дипломатических механизмов, реализующих соответствующие компромиссы, – сильная уязвимость их экономики и безопасности со стороны возможных резких нарушений формирующейся глобальной системы энергообеспечения.

Такая взаимозависимость, в свою очередь, делает энергетический фактор действенным инструментом межгосударственных политических и дипломатических отношений. В мире уже накоплено много примеров использования энергетического фактора для решения межгосударственных политических проблем (подробнее см. [129]).

1.10.1. Энергетический фактор в современном мире

В работах [129, 130,] детально рассмотрено значение энергетического фактора в экономической и внешней политике ведущих стран и в мировой политике в целом. Там же показано, что острейшая конкурентная борьба за доступ к энергоресурсам и рынкам их сбыта определяет внешнюю политику и дипломатическую деятельность многих государств. Военно-политические акции США и их союзников по защите своих жизненных интересов на Ближнем и Среднем Востоке, нефтяная дипломатия ОПЕК, дипломатические маневры вокруг проблемы доступа к месторождениям углеводородов Каспия – вот лишь несколько примеров в подтверждение принципиального тезиса: энергетический фактор в настоящее время играет в мировой политике не меньшую роль, чем военный, на его основе формируются внешняя политика и энергетическая дипломатия многих государств, как промышленно развитых (США, Японии, Европейского Союза в целом), так и развивающихся (в первую очередь нефтедобывающих, объединенных членством в ОПЕК).

В международной практике прочно закрепились термины и понятия "внешняя энергетическая политика", "международная энергетическая политика", "энергетическая дипломатия" (подробнее см. [131]). С ними связывают разработку и реализацию внешнеполитических мероприятий, направленных прежде всего на обеспечение энергетической безопасности страны, интересов ее субъектов энергетического профиля, а также использование энергетического фактора для достижения политических целей в международных отношениях.

Таким образом, энергетический фактор влияет прежде всего на состояние экономической и энергетической безопасности государства – важнейших структурных элементов системы национальной безопасности в целом, поскольку в современных условиях стабильное энергообеспечение национальной экономики рассматривается и в качестве базы поддержания должного уровня обороноспособности любой страны. А в этой сфере главенствующая роль всегда принадлежит государству. Именно этим объясняется отмеченная выше активизация политического, в особенности внешнеполитического, фактора, в том числе жесткие меры, предпринимаемые правительствами многих стран в целях диверсификации источников энергоснабжения, проведения активной энерго-сберегающей политики, а также развития международного энергетического сотрудничества.

На рубеже XX и XXI вв. во взглядах ведущих зарубежных специалистов и исследовательских центров на проблему энергетической безопасности [131–134] произошли серьезные изменения, связанные с тем, что:

- снизилась политизированность проблемы, связанная с глобальным противостоянием двух систем (капиталистической и социалистической);
- появился новый фактор – международный терроризм;
- меняется энергетическая политика ведущих развитых стран – в условиях превышения предложения энергоресурсов над спросом и относительно низких цен на топливо и энергию проблема повышения энергоэффективности отходит на второй план;

– снизилась дисциплина выполнения принимаемых решений странами-членами ОПЕК.

В этих условиях понятие «энергетическая безопасность» в развитых странах–импортерах энергоресурсов все чаще связывается не столько с политикой всесторонней защиты национальной экономики от возможных перебоев в поставках топлива и энергии, сколько с гарантиями получения их из зарубежных источников в обмен на предоставление экспортерам доступа на свои энергетические рынки.

Воздействие энергетического (в первую очередь, нефтяного и газового) фактора на международные отношения объясняется, впрочем, не только проблемой энергетической безопасности. Большое влияние на внешнюю политику всех вовлеченных в энергетическую дипломатию стран оказывает тот факт, что нефтегазовый бизнес является одним из самых прибыльных видов предпринимательства. Это замечание касается как отдельных компаний, так и государств. Кроме того, следует учитывать, что нефтегазовая промышленность по своей природе – одна из крупнейших и носит наиболее интернациональный характер. Ее влияние охватывает практически всю планету, а нефтегазовые компании осуществляют свои сделки через национальные границы, не считаясь подчас с государственными интересами.

Нефть и газ в природном состоянии, как правило, тесно связаны – их ресурсы расположены в одних и тех же нефтегазовых провинциях, а зачастую и в одних и тех же месторождениях. Так же тесно связан между собой нефтяной и газовый бизнес, причем ведущие транснациональные компании в этой области являются, как правило, едиными вертикально-интегрированными нефтегазовыми компаниями.

Что же касается нефтяного и газового факторов в мировой политике и экономике, то их действия длительное время были обособлены, вернее, значение газового фактора занимало подчиненное положение по отношению к нефтяному. Естественно, это было обусловлено особенностями исторического развития той и другой отрасли, тем, что нефть раньше заняла ведущее положение в мировом энергетическом балансе, что нефтяные рынки раньше переросли национальные границы и стали международными.

Однако в последние годы нефтяной и газовый факторы по своей действительности все более сближаются, их влияние на международные процессы становится более единообразным с той лишь, возможно, разницей, что нефтяной фактор уже неоднократно приводил к резкому обострению международной ситуации и крупным военным конфликтам (например, первый и второй нефтяные кризисы, ирано-иракская война, конфликт 1991 г. вокруг Кувейта, война в Ираке в 2003 г. и др.), тогда как у газового фактора все еще впереди – по мере роста значения газа в мировом энергетическом балансе он потенциально готовится к подобной роли.

Энергетические проблемы и способы их решения были и будут не только важнейшим определяющим фактором в политике отдельных государств, но и заботой всего мирового сообщества. Учитывая колоссальную стратегическую важность энергетики для жизнеобеспечения мировой экономики и населения

планеты, а также высокую капиталоемкость и инерционность инвестиционных проектов в топливно-энергетической сфере, крайне важно предвидеть возможные проблемы и тенденции будущего развития энергетики, а также вероятные масштабы ограничений экономического роста, вызванных дефицитом топливно-энергетических ресурсов.

1.10.2. Энергетический фактор во внешней политике России

Что касается России, то в отношении ее в [129, 130] был сделан следующий вывод: при существующем экономическом положении страны одним из основных средств действенного влияния на внешнеполитические реалии в ближайшие годы останутся именно топливно-энергетические ресурсы. Более того, в современных условиях энергетический фактор и проведение активной энергетической дипломатии могут быть использованы как структурный политико-экономический маневр долговременного характера для постепенного вывода экономики России из кризисного состояния и преодоления внешних угроз экономической безопасности страны. Этот вывод базируется на осознании того факта, что в силу уникальных по сравнению с любым другим государством фактических и потенциальных возможностей России как мощной энергетической державы энергетический фактор призван и должен играть важнейшую роль и в экономической политике страны. Располагая огромным ресурсным потенциалом, имеющим мировое значение, а также крупнейшим топливно-энергетическим комплексом, который продолжает сохранять ведущие позиции в мировом хозяйстве, Россия имеет все основания и возможности в максимальной степени использовать "энергетический фактор" как для оказания содействия отечественному ТЭК в решении его повседневных задач, так и для повышения эффективности внешнеэкономической политики в целом.

Практика показывает, что принятые решения относительно развития международного сотрудничества российского ТЭК (Каспий, трубопроводы, АЭС, крупные долгосрочные инвестиционные проекты в России и других странах) имеют непосредственное отношение к нашим долгосрочным внешнеполитическим интересам. Более того, иногда конкретные акции нашего ТЭК за рубежом напрямую зависят от степени прогресса в решении общих внешнеполитических проблем (снятие различных санкций в отношении Ирака, Ливии, Югославии, Ирана, разрешение балканских конфликтов и др.). С учетом этого фактора, а также того, что за иностранными транснациональными компаниями зачастую стоят четко скоординированные могущественные интересы крупнейших мировых держав, еще в конце 90-х годов прошлого века нами были сделаны однозначные выводы: во-первых, необходимо безотлагательно разработать целостную систему внешнеполитического обеспечения энергетической безопасности России и, во-вторых, энергетическая дипломатия должна занять подобающее место в арсенале средств всей внешней политики нашей страны.

Эти выводы были услышаны и за прошедшие годы воплотились как в программно-целевые установки соответствующих органов государственной власти, так и в практических акциях МИД и Минэнерго Российской Федерации. В ряду

этих мер необходимо прежде всего упомянуть принятие таких документов, как "Основные положения энергетической стратегии России на период до 2020 года" (одобрены Правительством РФ 23 ноября 2000 г. – протокол № 39)[71] и "Энергетическая стратегия России на период до 2020 года" (утверждена распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 г. № 1234-р) [135].

1.10.3. Цели и задачи энергетической дипломатии России

Исходя из особенностей современного экономического состояния страны, ее геополитического положения и возможностей национального топливно-энергетического комплекса, к числу основных задач энергетической дипломатии России были отнесены следующие [136–138]:

- внешнеполитическое обеспечение энергетической безопасности страны, восстановление и укрепление экономических позиций России в ряде регионов за ее пределами;
- создание условий для максимально эффективной реализации экспортных возможностей отечественного ТЭК;
- обеспечение свободного бездискриминационного доступа к зарубежным ресурсам и рынкам сбыта для национальных энергетических (нефтяных, газовых, электроэнергетических и др.) компаний, к финансовым ресурсам и передовым энергетическим технологиям мирового сообщества;
- создание инструментов эффективного сотрудничества в рамках СНГ и мирового сообщества в целом;
- разработка дифференцированного подхода к каждой группе стран и отдельным странам внутри этих групп в зависимости от энергетических и геополитических интересов России и формирование концепции взаимоотношений с основными международными энергетическими организациями.

В Основных положениях Энергетической стратегии (в редакции 2000 г.) [60] эти задачи нашли свое отражение следующим образом.

Внешняя энергетическая политика, энергетическая дипломатия и международная деятельность призваны.

- обеспечить сохранение энергетической безопасности и независимости страны, восстановить и укрепить экономические позиции России в ряде регионов за ее пределами;
- создать условия для максимально эффективной реализации экспортных возможностей отечественного ТЭК;
- обеспечить свободный недискриминационный доступ к зарубежным ресурсам и рынкам сбыта для национальных компаний, к финансовым ресурсам и передовым энергетическим технологиям мирового сообщества;
- способствовать привлечению зарубежных инвестиций для ТЭК и смежных с ним отраслей экономики;
- обеспечить условия для расширения экспорта продукции отечественного атомного энергетического, энерготехнического, нефтегазового и горно-транспортного машиностроения;

- создать инструменты эффективного сотрудничества в рамках СНГ и мирового сообщества в целом.

В Энергетической стратегии (в редакции 2003 г.) [135] в качестве основных задач российской дипломатии названы следующие:

- внешнеполитическое обеспечение реализации Энергетической стратегии;
- дипломатическая поддержка интересов российских топливно-энергетических компаний за рубежом;
- активный диалог в области энергетики со странами Содружества Независимых Государств, Евразийского экономического сообщества, Северо-Восточной Азии, Европейского Союза, а также США и другими государствами и международными организациями.

Как видим, в этом документе не только пропал сам термин «энергетическая дипломатия», но и произошло укрупнение (агрегирование) ее задач.

В Энергетической стратегии сформулированы и основные принципы взаимоотношений с зарубежными партнерами, которые были зафиксированы в Основных положениях Энергетической стратегии (в редакции 2000 г.):

- ♦ отношения со всеми зарубежными государствами, организациями и компаниями строятся исходя из приоритета национальных интересов Российской Федерации на взаимовыгодных началах;

- ♦ особый приоритет имеют отношения со странами СНГ, высший приоритет – с Белоруссией;

- ♦ допускаются любые формы участия иностранного капитала в ТЭК страны за исключением ограничений, предусмотренных законодательством России и субъектов Федерации;

- ♦ допускаются любые формы участия национального капитала в энергетике зарубежных стран в целях повышения эффективности и надежности энергообеспечения отечественных потребителей;

- ♦ выступая за открытую и честную конкуренцию на своих внутренних рынках, Россия вправе требовать такого же подхода и для своих компаний на рынках зарубежных государств;

- ♦ отрицается политическое и силовое давление на партнеров, а возникающие энергетические проблемы должны решаться на справедливой основе путем переговоров [71].

В последней редакции Энергетической стратегии [135] эти принципы также были опущены.

Исходя из провозглашенных целей внешней энергетической политики, международную деятельность России в сфере энергетики намечается осуществлять по следующим основным направлениям:

- экспорт топливно-энергетических ресурсов;

- разработка и освоение энергетических ресурсов на территории других государств;

- закрепление на внутренних энергетических рынках зарубежных государств, совладение сбытовой сетью энергоресурсов и объектами энергетической инфраструктуры в этих странах;

- привлечение зарубежных инвестиций в производство, транспорт и преобразование энергоносителей в России;
- транзит энергоресурсов;
- международное научно-техническое и правовое сотрудничество.

Анализ современного состояния и перспектив развития ТЭК страны и мировых энергетических рынков свидетельствует, что при реализации этих основных направлений международной деятельности необходимо предусмотреть:

- максимизацию национальной выгоды от внешнеэкономической деятельности с учетом оценки взаимосвязанных последствий политики в области экспорта, импорта и транзита, присутствия российских компаний на мировых рынках энергоресурсов и капитала;
- создание механизмов координации государственной политики в области внешнеторгового регулирования в энергетической сфере;
- стимулирование диверсификации товарной структуры экспорта, повышения объема вывоза продукции с более высокой долей добавленной стоимости;
- диверсификацию рынков сбыта энергоресурсов, расширение географии присутствия российских компаний на международных рынках при обеспечении экономической целесообразности такого расширения;
- поддержку проектов по активизации привлечения иностранного капитала в случаях заинтересованности России;
- развитие новых форм международного сотрудничества в энергетике, научно-технического сотрудничества.

В качестве стратегической задачи необходимо ставить укрепление позиции России на мировом нефтяном рынке, а также сопредельных газовых рынках, с тем, чтобы в течение предстоящего двадцатилетия максимально реализовать экспортные возможности отечественного ТЭК и обеспечить экономическую безопасность страны, оставаясь стабильным и надежным партнером для европейских государств и всего мирового сообщества. Новым фактором в период до 2020 г. будет участие России как крупного поставщика энергоресурсов в обеспечении международной энергетической безопасности.

1.10.4. Экспорт энергоресурсов и задачи энергетической дипломатии

Важнейшим направлением международной деятельности отечественного ТЭК на рассматриваемую перспективу останется экспорт энергоресурсов, в том числе в рамках обязательств России по межправительственным соглашениям, как одно из основных направлений внешнеторговой деятельности страны. Энергетической стратегией России предусматривается сохранение значительных объемов экспорта энергоресурсов, особенно природного газа и жидкого топлива, и наращивание их поставок на внешние рынки в соответствии со спросом и возможностями ТЭК страны. Во второй половине прогнозируемого пери-

ода возможен масштабный выход России на мировой рынок сжиженного природного газа, а также начало экспорта синтетического моторного топлива.

При этом динамика экспорта энергоносителей будет определяться прежде всего соотношением между ценами внешних рынков и издержками на добычу (производство) топлива и энергии в России. На масштабах вывоза углеводородного сырья также скажется удельный вес его производства с привлечением зарубежного капитала и на условиях соглашений о разделе продукции. В то же время экспортная политика должна предусматривать возможные значительные колебания цен на нефть в связи с циклическим характером мировой конъюнктуры и активизацией деятельности ОПЕК, а также возможное снижение цен на газ в связи с либерализацией газового рынка Европы.

В целях поддержания энергетической и экономической безопасности необходимо стремиться диверсифицировать направления экспорта энергоресурсов с развитием северного, восточного и южного направлений экспортных потоков российских энергоносителей и последующим увеличением удельного веса этих направлений в географической структуре экспорта энергоресурсов. Основное условие подобной диверсификации – соответствующее развитие транспортной инфраструктуры (магистральных нефте- и газопроводов, морских экспортных терминалов и др.).

В перспективе намечается значительный *рост межсистемных потоков электроэнергии* между Россией и зарубежными государствами, для чего потребуются организация совместной работы энергосистем России, Белоруссии и других стран СНГ с межгосударственными энергетическими объединениями Южной, Центральной и Западной Европы. Широко обсуждаемые «энергомосты» со странами Северо-Восточной Азии могут положить начало формированию глобальных евроазиатских энергетических систем.

Дальнейшее развитие должен получить конструктивный энергетический диалог со странами Европейского Союза, который в последние годы (после успешного начала) в определенной степени перешел в вялотекущую стадию. Европейские государства в целом остаются на сегодняшний день основным рынком сбыта российских топливно-энергетических ресурсов. Для сохранения российских позиций на этом рынке необходимо диверсифицировать и формы сотрудничества с европейскими партнерами. Они должны включать в себя реализацию совместных инвестиционных проектов (в первую очередь, энерготранспортных), широкое вовлечение европейских инвесторов в проекты развития нефтегазодобычи на территории России (в том числе реализуемые на условиях СРП и концессий), взаимодействие в сфере энергосбережения.

Европейский рынок останется для российских энергоресурсов основным внешним рынком и в предстоящий период. По прогнозам "Зеленой книги" Европейского Союза "На пути к Европейской стратегии безопасного энергоснабжения" [139] (своеобразной энергетической стратегии ЕС, принятой в ноябре 2000 г.), чистый импорт нефти Европейским Союзом (расширенным до 30 государств-членов) в 2020 г. составит около 640 млн т, а природного газа – свыше 400 млрд м³. На значительную часть этого спроса может (и должна) претендовать Россия.

Однако для наращивания экспорта энергоресурсов и энергии на европейский рынок потребуются соответствующее развитие энерготранспортной инфраструктуры. Это прежде всего создание нового глубоководного нефтеэкспортного порта на Кольском п-ове, включая соответствующую трубопроводную систему, строительство второй очереди БТС и нового нефтепродуктопровода на Приморск, развитие каспийско-черноморско-средиземноморского направления, соединение трубопроводных систем "Дружба" и "Адрия", строительство магистральных газопроводов, в том числе системы "Ямал–Европа" и Североевропейского, расширение угольных терминалов в Мурманском глубоководном порту и в порту Усть-Луга и др. [135].

Расширение Европейского Союза, экономический рост в странах ЕС должны сыграть положительную роль в расширении российского экспорта на этом рынке и максимизации национальных выгод от поставок энергетических ресурсов в страны Европы. При этом необходимо обеспечить взаимодействие реформируемого внутреннего рынка газа с либерализуемым газовым рынком Европы с учетом перспектив формирования единого европейского экономического и энергетического пространства.

Стратегической задачей в отношении Западной Европы является содействие дальнейшему закреплению российских структур на оптовых энергетических рынках региона и освоению розничных (внутренних) рынков сбыта энергоресурсов. Энергетическая дипломатия России должна бороться с протекционистскими тенденциями и косвенными методами по ограничению доступа российских энергоносителей на эти рынки, за снятие таможенных барьеров и улучшение условий сбыта для российской продукции, с тем чтобы Россия и в перспективе оставалась долгосрочным и крупнейшим поставщиком энергоресурсов на общеевропейском рынке.

Что касается стран Центральной и Восточной Европы, то с учетом вступления большинства из них в ближайшее пятилетие в Европейский Союз стратегической задачей энергетической дипломатии в этом регионе является обеспечение взаимовыгодного российского участия в функционировании здесь предприятий энергетического сектора (прежде всего, в нефте- и газотранспортных и распределительных системах) путем участия в приватизации уже существующих и в строительстве новых объектов, а также в создании совместных предприятий.

В условиях усиливающейся конкуренции со стороны региональных и внерегиональных экспортеров нефти и газа России очень важно сохранить конкурентоспособность своих ресурсов на европейском рынке, обеспечить выгодные и надежные условия транзита энергоресурсов. Российским интересам отвечают стратегические альянсы отечественных структур с крупнейшими западными компаниями, что позволяет развивать новые формы сотрудничества на европейском энергетическом рынке.

1.10.5. Приоритеты энергетической дипломатии России в различных регионах мира

К числу приоритетов энергетической дипломатии на европейском направлении на ближайшие годы можно отнести и *подготовку* совместными усилиями Энергетической стратегии Европы, определяющей направления и механизмы развития и интеграции европейских энергетических систем в предстоящие 15–20 лет.

Как отмечалось выше, наряду с использованием возможностей европейского рынка сбыта энергоресурсов Россия заинтересована в диверсификации направлений экспорта. Уже к концу первой половины рассматриваемого периода будут реализованы меры по существенной диверсификации экспортных потоков российских энергоносителей в восточном и южном направлениях. В последующие годы эти направления (прежде всего, страны Северо-Восточной Азии и Азиатско-Тихоокеанского региона в целом) будут занимать все больший удельный вес в географической структуре экспорта энергоресурсов из России [135].

Подобное развитие экспортных поставок станет возможным не только при соответствующем развитии отраслей ТЭК на Востоке России, но и при своевременном развитии и строительстве мощной энерготранспортной инфраструктуры – магистральных нефте- и газопроводов в КНР и другие страны Северо-Восточной Азии и на побережье Японского моря, нефтеэкспортных и углеэкспортных терминалов, заводов и терминалов СПГ, железнодорожных магистралей и др.

Общей доминантой энергетической дипломатии России в странах АТР является создание условий и последовательное отстаивание принципов широкого взаимовыгодного международного сотрудничества в энергетической сфере, включая:

- ◆ совместное освоение топливно-энергетических ресурсов в восточных районах России, в том числе на шельфах тихоокеанских морей;
- ◆ доступ к нефтегазовым ресурсам и совместное их освоение на территории зарубежных стран региона;
- ◆ создание транснациональных систем передачи энергоресурсов на большие и сверхбольшие расстояния (трубопроводные системы, ЛЭП);
- ◆ оказание помощи отдельным государствам региона в становлении и развитии их национальных ТЭК;
- ◆ создание электрогенерирующих мощностей (в том числе на базе нового поколения атомных реакторов) и распределительных сетей электропередачи.

Стратегической задачей для России в Южной Азии должно стать содействие отечественным структурам в восстановлении и развитии рынка машиностроительной продукции энергетического назначения, рынка квалифицированной рабочей силы, занятой на строительстве объектов ТЭК.

К числу основных приоритетов энергетической дипломатии можно отнести:

- всемерную поддержку усилий по созданию и развитию национальных топливно-энергетических комплексов, включая атомную энергетику;
- тесную кооперацию российских структур с национальным капиталом в реализации всех наиболее значимых проектов;
- создание плацдарма в виде совместных предприятий для освоения новых рынков в других регионах.

Перспективным для России является североамериканский энергетический рынок. Преодоление рецессии в американской экономике и прогнозы ее долгосрочного роста позволяют рассчитывать на расширение потребности в энергетических ресурсах. Интересы России связаны прежде всего с обеспечением стабильных поставок на этот рынок нефти. США может стать долгосрочным рынком сбыта продукции российской нефтяной промышленности, а американский капитал – источником инвестиций в развитие отрасли и экспортных направлений транспортировки российской нефти. Кроме того, США являются перспективным рынком сбыта энергетической продукции российской атомной промышленности, а позднее – и сжиженного природного газа [135].

Задачи российской энергетической дипломатии в отношении США состоят прежде всего в установлении равноправных взаимовыгодных экономических и научно-технических отношений практически по всем направлениям энергетической сферы, во всемерном стимулировании американских деловых кругов к сотрудничеству с Россией и одновременно в максимальной нейтрализации действий, направленных на дальнейшую дезинтеграцию экономического пространства бывшего СССР.

Высший приоритет энергетической дипломатии в отношении США – установление долгосрочного стратегического альянса на основе паритета геополитических энергетических интересов двух стран и соблюдения принципов добросовестной конкуренции.

Сотрудничество в сфере энергетики со странами СНГ традиционно относится к числу важнейших приоритетов долгосрочной энергетической политики российского государства, хотя в утвержденной Правительством РФ Энергетической стратегии [135] об этом сказано значительно более сухо и скупно, чем в других подобных документах.

Основными направлениями такого сотрудничества являются:

- ▶ всестороннее развитие интеграционных процессов в энергетике на базе использования объективных преимуществ совместной работы крупных (объединенных) электро-, газо-, нефте- и нефтепродуктоснабжающих систем и входящих в них предприятий для повышения экономической эффективности, надежности и маневренности их функционирования;
- ▶ обеспечение надежности функционирования всех видов топливно-энергетических коммуникаций, связывающих Россию с Европой и другими регионами мира и проходящих по территории стран СНГ;
- ▶ координация и согласование налоговой, ценовой и тарифной политики при торговле и транзите энергоресурсов в рамках СНГ;
- ▶ сохранение и развитие единой технологической и экологической политики в сфере производства и потребления топлива и энергии;

► координация долгосрочной энергетической политики, разработка и реализация мер, направленных на обеспечение энергетической безопасности как Содружества в целом, так и каждого из входящих в него государств.

Россия заинтересована в долгосрочном и масштабном вовлечении в свой топливно-энергетический баланс углеводородных ресурсов (особенно природного газа) центрально-азиатских стран-участниц СНГ. Это не только позволит экономить ресурсы северных газовых месторождений России для будущих поколений и избежать необходимости форсированных капиталовложений в их разработку, но и даст возможность уменьшить давление на рынки, которые представляют стратегический интерес для самой России [135].

В интересах России участие отечественных компаний в проектах по расширению энерготранспортной инфраструктуры по территории стран-участниц СНГ. Приоритетными направлениями сотрудничества могли бы стать восстановление и дальнейшее развитие единой электроэнергетической системы стран Содружества, укрепление минерально-сырьевой базы, участие России в разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа, строительстве электроэнергетических объектов в странах Содружества. К числу стратегических приоритетов относится и решение комплекса проблем по Каспию, включая подготовку конвенции по правовому статусу Каспийского моря [71, 135].

Что касается стран Ближнего и Среднего Востока (включая Северную Африку), то они объективно выступают и как крупнейший конкурент на рынке нефти и газа, и одновременно как огромный потенциальный источник финансовых ресурсов для развития ТЭК России. В то же время ряд стран региона традиционно являются крупными получателями экономической и научно-технической помощи из России для развития национальной энергетики, а также импортерами отдельных видов энергоносителей.

Исходя из такого своеобразия региона, следует направить основные усилия российской энергетической дипломатии на выработку максимально согласованной рыночной политики, которая позволит избежать резких скачков цен на нефть и газ, дестабилизирующих экономику и наносящих, в конечном счете, ущерб всем странам-производителям энергоресурсов.

Другими приоритетными задачами энергетической дипломатии России в этом регионе должны стать:

- привлечение капиталов стран ОПЕК региона в нефтегазовый сектор России;
- поддержание усилия ряда стран по созданию и развитию национальных топливно-энергетических комплексов, создание условий для участия российских структур совместно с национальным капиталом в ведущих проектах такого рода;
- получение доступа к нефтегазовым ресурсам региона;
- получение доступа к участию в создании крупнейших объектов экспортной инфраструктуры региона, а также продвижение на рынки региона высоких технологий отечественного научно-технического комплекса.

1.10.6. Транзит энергоресурсов

Развитие международных энергетических связей и мировой торговли энергоресурсами, рост зависимости многих промышленно развитых стран от их импорта и стремление производителей топлива и энергии облегчить доступ к рынкам сбыта – все это привело к тому, что транзит энергоресурсов вошел в разряд стратегических проблем мировой энергетики.*

В рамках подготовки Энергетической стратегии России учитывалось, что проблема транзита основных энергоносителей – газа, нефти и электроэнергии – имеет несколько весьма важных аспектов:

- транзит требует капиталоемких, предназначенных для одной конкретной цели стационарных инфраструктур;
- нефте- и газопроводы большой протяженности и межгосударственные высоковольтные линии электропередачи предполагают взаимозависимость и риски;
- любая транзитная система по своей природе требует заключения многосторонних соглашений;
- транзит является быстро развивающимся и высокоэффективным видом внешнеэкономической деятельности;
- развитие транзита требует решения ряда политических, экономических и юридических проблем и др.

Для России с ее уникальным географическим и геополитическим положением проблемы транзита имеют особое значение как для страны, основные экспортные потоки энергоресурсов которой зависят от транзитной политики сопредельных государств и территория которой может стать важным транзитным коридором для энергоресурсов центрально-азиатских и прикаспийских государств.

Вследствие этого Россия имеет все необходимые объективные предпосылки для того, чтобы транзит обеспечивал и надежность ее снабжения энергоресурсами, и их эффективный экспорт, и получение дохода от транзитных функций.

Что касается механизмов реализации энергетической дипломатии, то здесь необходимо отметить следующее. В двусторонних отношениях – это прежде всего создание традиционных рабочих органов: смешанные комиссии, комитеты и т.д., которые работают в основном на базе договоров, соглашений, деклараций и т.д. Среди основных механизмов в многостороннем формате можно выделить переговорный процесс в рамках Конференции по Энергетической Хартии, участие в энергетических группах Форума АТЭС и других региональных организаций. Из механизмов энергетической дипломатии России на глобальном направлении важнейшими являются: участие в диалоге стран-потребителей и производителей энергоресурсов в рамках ежегодных Международных энергетических конференций, сотрудничество с промышленно разви-

* Под транзитом понимается перемещение энергетических ресурсов через территорию одной или нескольких стран с пересечением по крайней мере двух границ (включая порты).

тыми странами на основе декларации о сотрудничестве с МЭА и в рамках «восьмерки», а также взаимодействие с ведущими странами-экспортерами нефти в рамках ИПЕК и в контактах с ОПЕК.

При этом вступление России в международные альянсы государств-поставщиков отдельных видов энергетических ресурсов целесообразно только в том случае, если это отвечает национальным интересам страны. Россия должна проводить политику конструктивного диалога как с государствами – нетто-импортерами энергетических ресурсов и потенциальными покупателями российской энергетической продукции, так и со странами нетто-экспортерами нефти, газа, угля и других энергоресурсов.

РАЗДЕЛ 2. РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ В XXI ВЕКЕ

2.1. Энергетические технологии: характеристики, соотношения, тенденции

Процесс развития энергетики в XIX–XX вв. сопровождался практически непрерывным изменением роли отдельных энергетических технологий. Причем в их жизненных циклах в общем случае можно выделить такие стадии, как научное обоснование, опытная реализация, освоение головных промышленных образцов, рост доли технологии в выработке соответствующей продукции (топлива, энергии и т.д.), стабилизация этой доли, сокращение доли продукции и (или) уменьшение объемов использования технологии вплоть до полного прекращения ее применения.

Анализ процесса технологических перемен в энергетике позволяет указать на следующие основные группы причин появления новых технологий:

- производство нового энергоносителя, который невозможно получить по существующим технологиям;
- производство традиционного энергоносителя, но с использованием новых природных ресурсов, в частности, из-за исчерпания прежних ресурсов;
- производство традиционного энергоносителя с использованием традиционных природных ресурсов, но с более высокой энергетической и (или) экономической эффективностью, чем в существующих технологиях;
- уменьшение вредного воздействия на окружающую среду при нормальном функционировании и (или) уменьшение суммарного ущерба (населению, инфраструктуре, промышленности, сельскому хозяйству и окружающей среде) от максимально тяжелых аварий по сравнению с существующими технологиями;
- повышение надежности функционирования, что особенно важно для энергетических технологий на транспорте, в электроэнергетике и теплоснабжении;
- улучшение динамических характеристик (маневренности), что особенно важно на транспорте, в электроэнергетике и теплоснабжении.

Следует подчеркнуть, что при анализе причин появления новой технологии следует учитывать и масштабный фактор. Так, единственным отличием новой технологии может быть то, что она позволяет организовать производство в недоступных для существующих технологий масштабах (производить соответствующий энергоресурс либо в очень больших, либо очень малых количествах).

Для анализа динамики технологических изменений все энергетические технологии можно условно разделить на следующие группы:

- добычи полезных ископаемых;
- переработки энергоресурсов (первичных энергоносителей);

- преобразования видов энергии (вторичных энергоносителей);
- транспортировки энергоносителей;
- использования энергии у конечных потребителей.

Целью настоящей главы является рассмотрение первых четырех групп энергетических технологий. Группа технологий энергопотребления у конечных потребителей настолько велика, что требует специального исследования.

Если рассмотреть историю развития энергетических технологий преобразования химической энергии топлива в механическую, а затем в электрическую энергию, то первоначально появилась пионерная технология, основанная на использовании паровых котлов и паровых машин. Затем паровые машины были заменены паровыми турбинами, позволяющими развить большую единичную мощность, иметь меньшие удельные капиталовложения и более высокий КПД. Газотурбинные установки сначала возникли как средства транспортной энергетики, где имели преимущество перед паротурбинными установками за счет малого удельного веса на единицу мощности и высокой маневренности, хотя и обладали более низким КПД. По мере совершенствования газотурбинных установок, в первую очередь за счет роста температуры газа на входе в турбину, появилась возможность создавать на их основе комбинированные ПГУ с КПД более высоким, чем у паро- или газотурбинных установок. Для энергоустановок на угле во второй половине XX в. одной из основных характеристик стала экологичность. Возможно, в XXI в. важнейшей характеристикой энергоустановок на органическом топливе будет выброс парниковых газов.

Новой технологией в электроэнергетике во второй половине XX в. стала ядерная энергетика, использующая новый природный ресурс – ядерное топливо.

В качестве примера технологии, на которую в 60–70-е годы XX в. возлагались большие надежды, в значительной мере не оправдавшиеся, можно назвать МГД-генераторы открытого цикла для производства электроэнергии. Освоение этой технологии встретило гораздо больше научных и технических трудностей, чем представлялось на начальном этапе исследований. В то же время значительный прогресс был достигнут в разработке ПГУ, энергетическая эффективность которых оказалась весьма близкой к ожидаемым соответствующим показателям у энергоустановок с МГД-генераторами, а удельные капитальные вложения существенно меньшими. Кроме того, достаточно успешно ведутся разработки энергоустановок с топливными элементами, которые в сочетании с ПГУ могут обеспечить существенно более высокий КПД, чем энергоустановки с МГД-генераторами открытого цикла. Совокупность отмеченных обстоятельств сделала практически неактуальной дальнейшую разработку МГД-установок.

Чтобы понять условия, в которых будут развиваться энергетические технологии в XXI в., в первую очередь следует разобраться с имеющимися запасами основных энергетических ресурсов в конце XX в. Достаточно подробно тенденции освоения и использования ТЭР рассмотрены в гл. 1.3. Попытаемся про-

анализировать эти данные с точки зрения развития энергетических технологий.

По данным различных авторов, обобщенным в гл. 1.3, а также в электронной версии Британской энциклопедии за 1998 г., мировые запасы угля, добыча которых экономически эффективна, достигают 660 млрд т у.т. Аналогично запасы нефти и газа составляют около 215 и 160 млрд т у.т. соответственно (по данным того же источника). При этом ежегодная мировая добыча угля, нефти и газа в конце XX в. составляла примерно 2,5, 5 и 2,5 млрд т у.т. соответственно.

Как видно из анализа темпов использования ТЭР, среди основных органических топлив в первую очередь могут быть исчерпаны запасы достаточно дешевой нефти. Многие эксперты предсказывают заметное сокращение ее добычи после 2020 г. Вместе с тем ожидается рост потребления моторных топлив за счет стран с быстро развивающейся экономикой, таких как Китай, Индия и др. Поэтому с достаточной долей уверенности можно считать, что после 20–30-х годов XXI в. добыча традиционной нефти не сможет обеспечивать потребность в квалифицированном жидком топливе. В этой ситуации потребуется развернуть добычу нетрадиционной нефти, сверхтяжелой (с большим удельным весом, чем у воды), сланцев, нефтяных песков и т.д. Однако стоимость добычи такой нефти существенно выше, чем традиционной, а для большинства ее видов отсутствуют отработанные технологии добычи. Поэтому более перспективным представляется производство недостающих жидких топлив из природного газа, запасы которого будут исчерпываться медленнее, чем запасы нефти.

Взаимосвязь технологий добычи, переработки и транспорта природного газа представлена на рис.2.1. Как видно, природный газ может транспортироваться к потребителям по газопроводам, может перерабатываться в искусственное жидкое топливо (ИЖТ), которое доставляется потребителям различными видами транспорта, может сжигаться на электростанциях, а производимая на них электроэнергия – передаваться потребителям. Целесообразность переработки природного газа в ИЖТ определяется не только необходимостью компенсации снижения производства жидкого топлива из нефти, но и большей эффективностью дальнего транспорта ИЖТ по сравнению с транспортом газа. Другой способ снижения затрат на транспорт природного газа – его сжижение. Однако сжиженный природный газ может перевозиться только водным путем. Поскольку запасы «традиционного» газа достаточно ограничены, то после 30–50 гг. XXI в. можно ожидать сокращение его добычи. В этом случае удовлетворение возрастающих потребностей в жидких и газообразных видах топлива может происходить за счет увеличения либо дорогостоящей добычи «нетрадиционного газа» (метангидратов, газа угольных пластов и др.), либо дешевого угля с его последующей переработкой в ИЖТ. Причем, второй путь представляется более предпочтительным. На рис. 2.2 приведена схема взаимосвязи технологий добычи, переработки и транспорта угля.

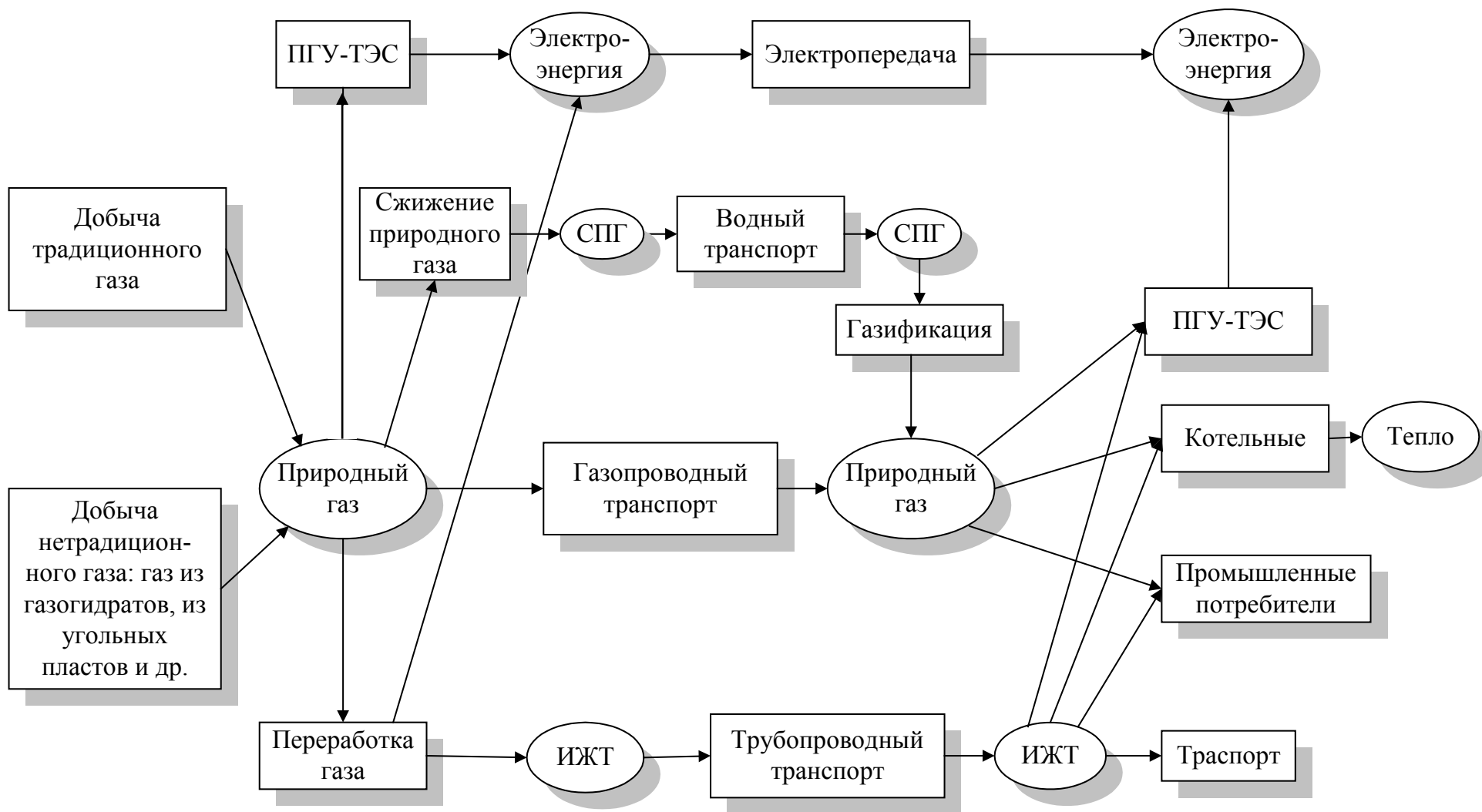


Рис. 2.1. Взаимосвязь возможных технологий добычи, переработки и транспорта газа.

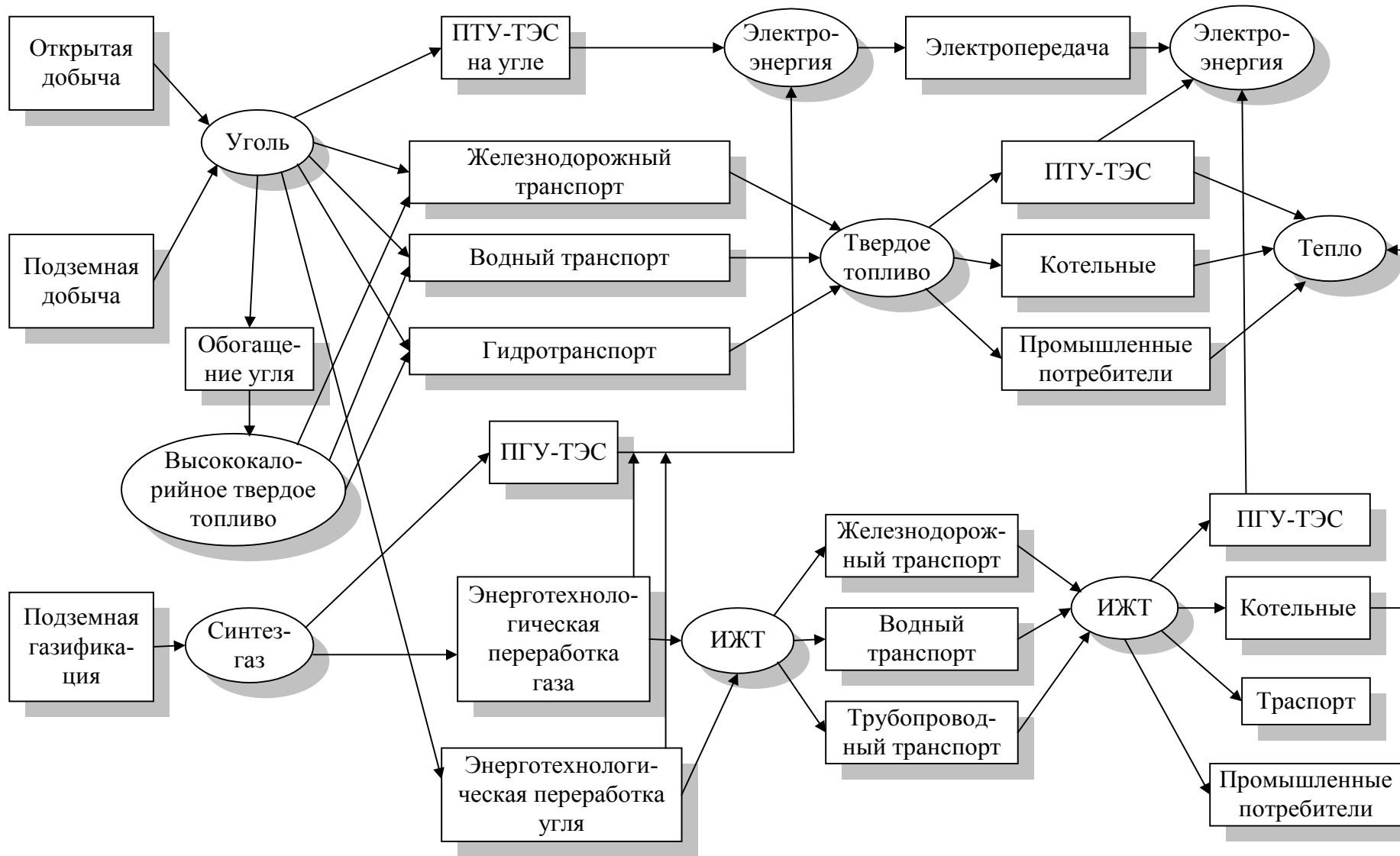


Рис. 2.2. Взаимосвязь возможных технологий добычи, переработки и транспорта угля.

Уголь может добываться открытым и подземным способами на угольных разрезах и в шахтах. Третий способ использования его энергии – подземная газификация угля, в результате которой на поверхность поступает горючий газ. Добытый уголь может обогащаться с целью получения твердого топлива с более высокой теплотой сгорания и лучшими экологическими характеристиками, может перерабатываться в ИЖТ или сжигаться для производства электроэнергии в котлах паротурбинных теплоэлектростанций (ПТУ-ТЭС). Для транспортировки угля и твердых продуктов его переработки может использоваться водный, железнодорожный, а также гидротранспорт. Производимое из угля ИЖТ может транспортироваться с помощью железнодорожного, водного и трубопроводного транспорта.

Анализ рассмотрения мировых запасов органических топлив по странам и континентам показывает их значительную неравномерность. Более половины мировых запасов нефти расположено на Ближнем Востоке, более 30 % мировых запасов газа – в Западной Сибири, более половины мировых запасов угля в США, России и Китае. Причем во многих промышленно развитых странах собственные запасы энергоресурсов либо уже израсходованы, либо близки к исчерпанию. Поэтому в XX в. будут увеличиваться дальность и объемы транспорта энергоносителей. Наиболее перспективным энергоносителем для организации больших энергетических потоков на дальние (более 4000 км) расстояния является жидкое топливо. Один трубопровод позволяет передать до 100 млн т жидкого топлива в год.

На меньшие расстояния эффективно передавать энергию в виде природного газа и электроэнергии, используя передачи постоянного тока.

Мировые запасы урана составляют 4,4 млн т, уже добыто 1,7 млн т, ежегодное потребление – 60 тыс. т. Как видно, имеющихся запасов ядерного топлива без его воспроизводства в реакторах-размножителях может хватить только на несколько десятков лет. Поэтому в ядерной энергетике наряду с реакторами на тепловых нейтронах должны развиваться и реакторы-размножители на быстрых нейтронах.

На рубеже XX и XXI вв. надежды на дальнейшее развитие ядерной энергетики связываются с успешным освоением реакторов с естественной безопасностью, которые:

- а) имеют отрицательную обратную связь между тепловой и нейтронной мощностями,
- б) могут охлаждаться только за счет пассивных средств защиты (без насосов, клапанов и т.д.),
- в) обладают защитной оболочкой, выдерживающей тепловой взрыв (типа чернобыльского) или падение самолета.

Такой реактор действительно защищен от техногенных отказов и аварий. Но защищен ли он от терроризма и военных конфликтов? Очевидно, что нет. Как топливо, так и продукты его распада присутствуют в реакторах в количествах, превышающих критическую массу. Высока наведенная радиоактивность и конструкционных материалов активной зоны. Причем во всех указанных компонентах содержатся долгоживущие изотопы с периодом полураспада десятки и сотни лет.

В этой связи кардинальное решение может дать термоядерный синтез, поскольку термоядерный реактор не имеет большого количества топлива в активной зоне и в его конструкционных материалах образуется в тысячи раз меньше долгоживущих изотопов, чем в ядерных реакторах.

Среди возобновляемых источников энергии в первой половине XX в. можно ожидать достаточно массового применения ветроэлектростанций. Однако их использование эффективно лишь при работе в системах с достаточно большой долей мощности, позволяющей компенсировать неравномерную выработку электроэнергии ветроэнергетическими установками. В XXI в., по оценкам многих специалистов, следует ожидать широкого внедрения электрогенерирующих установок малой мощности, предназначенных для индивидуального энергоснабжения. Такие установки (газовые микротурбины, поршневые двигатели внутреннего и внешнего сгорания, топливные элементы, микроГЭС, ветроэлектростанции, солнечные электростанции и др.) могут использоваться как для автономного энергоснабжения, так и в составе крупных энергосистем. Причем в обоих случаях их применение эффективно для комбинированного электро- и теплоснабжения, в частности в комбинации с теплонасосными установками.

Обобщая изложенное, можно перечислить ключевые энергетические технологии в первой половине XXI в.:

- переработка угля и газа в ИЖТ;
- парогазовые установки с топливными элементами;
- термоядерный синтез;
- ветроэнергетические установки;
- извлечение CO₂ из продуктов сгорания органического топлива и продуктов газификации;
- электропередачи постоянного тока;
- дальний трубопроводный транспорт жидкого топлива;
- малые электрогенерирующие установки, в том числе в комбинации с тепловыми насосами.

Указанные технологии уже в настоящее время, в начале XXI в., заслуживают научного обоснования и опытной реализации.

2.2. Перспективы развития энергетики на органическом топливе

Энергетика на органическом топливе – это основная составляющая электроэнергетики в большинстве стран мира. В России около 70 % всей энергии производится на тепловых электростанциях, работающих на угле или газе, и, по оценкам экспертов, до середины XXI в. будет сохраняться их доминирующая роль.

Цель настоящего раздела – на основе анализа динамики развития энергетических технологий и потенциала их совершенствования дать прогноз возможного прогресса на ближайшие десятилетия и оценить их относительную конкурентоспособность в этот период путем сопоставления перспективных показателей различных технологий.

2.2.1. Угольные энергетические технологии

1. Основная доля использования угля в электроэнергетике приходится на паротурбинные установки. Развитие их началось с конца XIX в. и к середине XX в. был достигнут следующий уровень параметров и мощностей: в 1953 г. на Черепетской ГРЭС был введен энергоблок 150 МВт с давлением пара перед турбиной 17 МПа и температурой 570 °С, что соответствовало уровню новейшего оборудования в США, а в 1960 г. – изготовлен головной блок сверхкритического давления мощностью 300 МВт на параметры пара 24 МПа и 580 °С. КПД этого блока составлял 41 %. К настоящему моменту лучшие образцы угольных паротурбинных энергоблоков имеют КПД 43–47 %. Давление перегретого пара в таких энергоблоках составляет 28–35 МПа, его температура – 590–630 °С, температура промежуточного перегрева – 590–630 °С. Некоторые блоки имеют два промежуточных перегрева. В перспективе разрабатывается блок на давление пара 37,5 МПа, температуру пара 700–720 °С, и его КПД должен составить 52–55 % [1].

Увеличение тепловой экономичности традиционного паротурбинного цикла достигается в основном повышением параметров пара за счет применения новых конструкционных материалов, карнотизации процесса благодаря двойному промпрегреву, а также совершенствованием самого оборудования (в первую очередь проточной части турбины) для снижения потерь энергии по тракту рабочего тела.

2. Большую экономичность к началу XXI в. имеют парогазовые установки. ПГУ с газификацией угля появились в 70-е годы XX в., и их КПД составлял около 35 %, в данный же момент он достигает 50 %.

К настоящему времени предложено достаточно много вариантов реализации процесса газификации [1, 2]. Большинство из них относится к двум типам газификации: в кипящем слое и угольной пыли в потоке. Одним из основных различий этих вариантов является уровень температур процесса. В таких установках используется либо предварительно нагретый воздух, либо воздух, обогащенный кислородом.

В ИСЭМ СО РАН проводилась работа по сопоставлению эффективности установок с высоким и низким уровнем температур газификации угля. Рассматривались низкотемпературная технология газификации с сухим шлакоудалением (ПГУ с НТГ) с газификацией в кипящем слое и высокотемпературная с жидким шлакоудалением с газификацией угольной пыли в потоке (ПГУ с ВТГ) с использованием нагретого до высокой (800–1000 °С) температуры воздуха в регенеративном керамическом воздухоподогревателе (рис. 2.3 и 2.4). У ПГУ с НТГ температура процесса газификации угля лежит в диапазоне 850–1000 °С, а у ПГУ с ВТГ – в диапазоне 1300–1500 °С. Эта технология в последние годы активно развивается в Японии и ряде других стран [3]. К настоящему времени она реализована в газогенераторах относительно малой тепловой мощности, до нескольких сотен киловатт. Однако существуют предложения использовать данную технологию для крупномасштабного производства электроэнергии в ПГУ [4, 5].

В табл. 2.1 представлены показатели сравниваемых установок (ПГУ с НТГ, ВТГ и ПТУ на ультракритических пара- метрах пара).

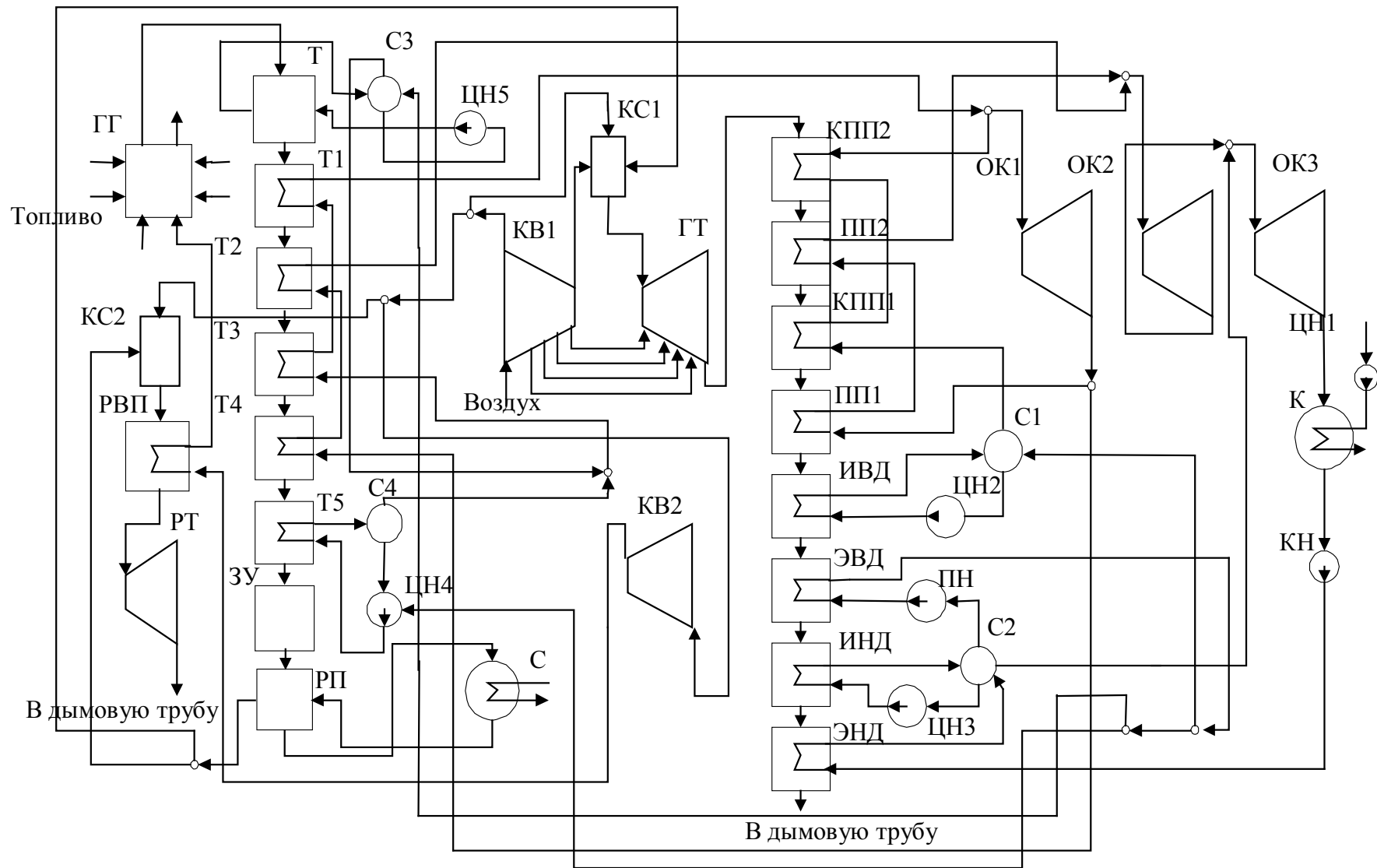


Рис 2.3. Схема парогазовой установки с высокотемпературной газификацией.

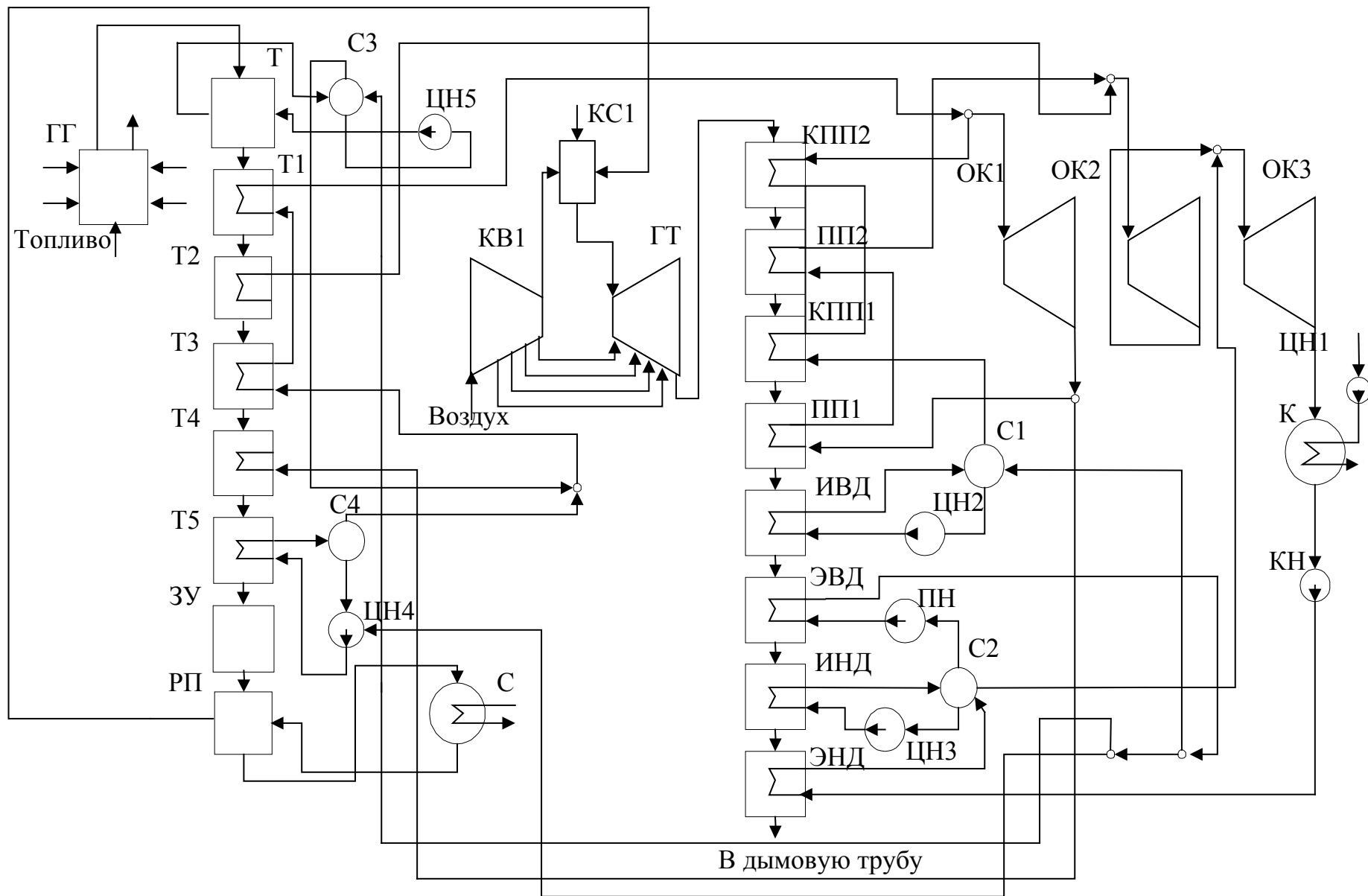


Рис 2.4. Схема парогазовой установки с низкотемпературной газификацией.

Технико-экономические показатели ПГУ с различными температурами газификации и ПТУ на ультракритических параметрах пара полезной мощностью 400 МВт (при максимальном значении КПД нетто)

Показатели	ПГУ с НТГ	ПГУ с ВТГ	ПТУ на СКП
КПД установки, %, нетто	49,5	55,0	48,0
Удельный расход условного топлива, г у.т./кВт·ч	223,6	248,4	256,2
Удельные капиталовложения в установку, дол./кВт	1366,0	1430,0	1040,4

Результаты исследований показали, что ПГУ с низкотемпературной газификацией угля имеют более высокий максимально возможный КПД нетто, чем ПГУ с высокотемпературной газификацией. Таким образом, для парогазовых энергетических установок достаточно большой единичной мощности, порядка нескольких сотен мегаватт, использование технологии низкотемпературной газификации угля представляется более перспективным. Если же сравнивать экономические показатели ПГУ и ПТУ на угле, то можно сделать вывод, что ПТУ более перспективны за счет более низкой удельной стоимости при равной экологической чистоте.

2.2.2. Газовые энергетические технологии

1. Первые газотурбинные установки (ГТУ) развивались с начала XX в. в первую очередь как транспортные энергоустановки и имели КПД 18–21 %. Это объяснялось отсутствием необходимых по качеству жаропрочных сталей и, как следствие, низкой температурой газа перед турбиной (порядка 600–700 °С), невысоким уровнем изготовления проточной части турбины и компрессора и пр. К настоящему времени в стационарной энергетике ГТУ развиваются в основном как составные части парогазовых установок, а их КПД вырос до 34–38 % за счет увеличения температуры газов на входе в турбину до 1200–1300 °С. Эволюция газовых турбин за последние 35 лет, по данным [7], проиллюстрирована в табл. 2.2. Ожидаемое развитие ГТУ – это температура газа до 1500 °С за счет применения лопаток из керамики или эффективного их охлаждения паром. КПД такой установки может составить 42 % [1].

2. ПГУ на газе появились в 60-е годы, КПД их составлял около 40 %. К концу XX в. он уже достиг уровня 58 %; для его дальнейшего повышения есть как термодинамические, так и экономические возможности. Газотурбинная часть существующих ПГУ работает по простому циклу Брайтона, но может использоваться более сложный цикл с многоступенчатым подводом тепла. Ожи-

даемый КПД такой схемы более 60 %. У ПГУ есть достаточный потенциал роста эффективности, связанный с увеличением температуры газа перед газовой турбиной за счет применения улучшенных систем охлаждения лопаток турбин, новых материалов для них и т.п. [1, 6].

3. Перспективными источниками электроэнергии являются электрохимические генераторы или топливные элементы (ТЭ), позволяющие напрямую преобразовывать химическую энергию органического топлива в электрическую, минуя промежуточные стадии преобразования энергии, характерные для современных тепловых двигателей. Для большой энергетики наиболее подходящими представляются высокотемпературные ТЭ на основе твердых оксидных электролитов, работающие в диапазоне температур 800–1000 °С, способные использовать не только водород, но и синтез-газ (смесь СО и Н₂) и природный газ. В настоящее время опытные высокотемпературные электрохимические генераторы состоят из элементов единичной мощностью 1 кВт, которые соединяются в батареи мощностью 100 кВт, а в перспективе мощность батарей может достигнуть 1 МВт. Удельная стоимость ТЭ колеблется на уровне 3000–4000 дол./кВт.

Т а б л и ц а 2.2

Эволюция газовых турбин за последние 35 лет

Показатель	Год ввода				
	1967	1972	1979	1990	2000
Температура на входе, °С	900	1010	1120	1260	1425
Коэффициент компрессии	10,5	11	14	14,5	19-23
Температура на выходе, °С	427	482	530	582	593
Охлаждаемые ряды лопаток: сопловые рабочие	R1	R1, R2 R1	R1, R2 R1, R2	R1, R2, R3 R1, R2, R3	R1, R2, R3 R1, R2, R3
Мощность, МВт	50–60	60–80	70–105	165–240	165–280
КПД цикла: простого комбинированного цикла	29 43	31 46	34 49	36 53	39 58

Эффективное использование физической и химической энергии газовых потоков на выходе с ТЭ возможно за счет комбинации высокотемпературных топливных элементов с газотурбинной или парогазовой установкой (рис. 2.5 и 2.6). В настоящее время в ряде стран разрабатываются опытные образцы высокотемпературных ТЭ и установки на их основе [3, 4]. КПД таких установок может достигать 65–75 % [1, 8, 9].

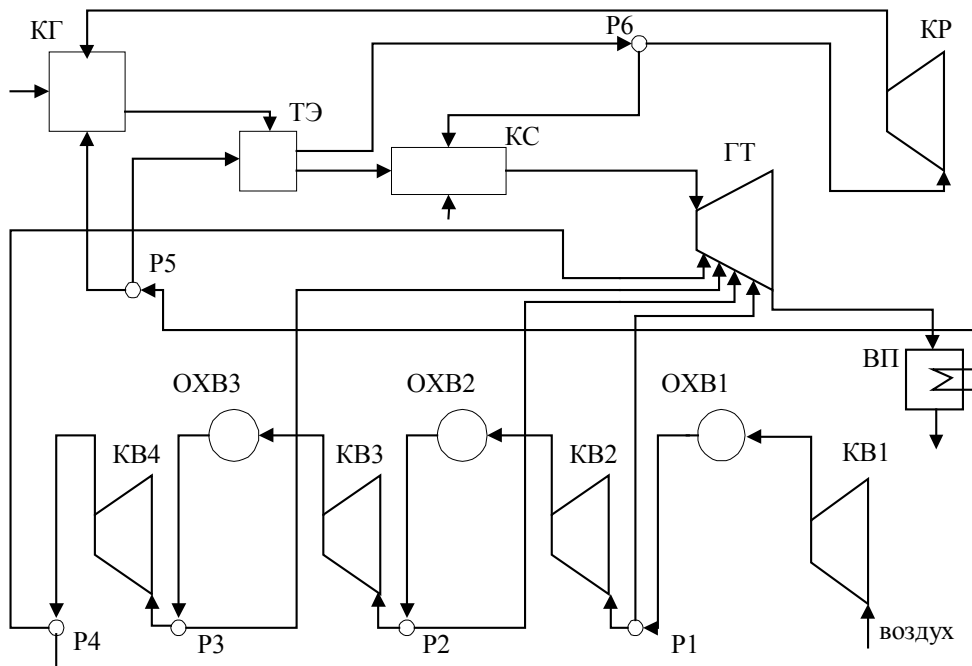


Рис. 2.5. Схема газотурбинной установки с топливным элементом.

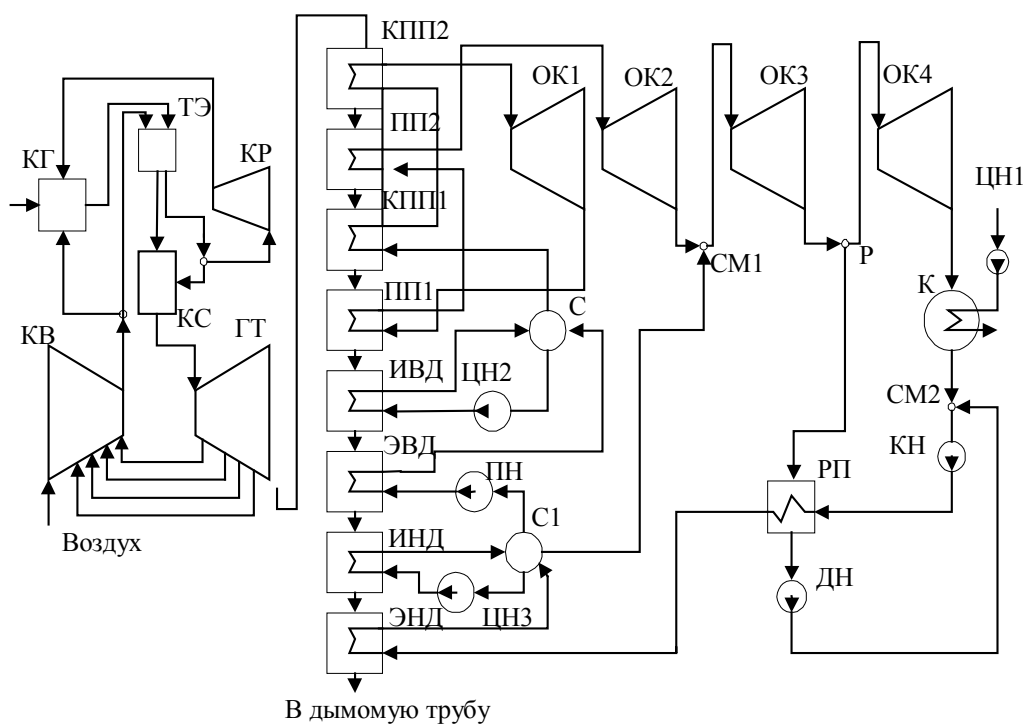


Рис. 2.6. Схема парогазовой установки с топливным элементом.

В табл. 2.3 приведены некоторые показатели перспективных энергоустановок на природном газе, исследования которых были проведены в ИСЭМ СО РАН[9].

Т а б л и ц а 2.3

**Технико-экономические показатели перспективных энергоустановок
на природном газе (при максимальном КПД нетто)**

Показатель	ПГУ		
	сложного цикла	с ТЭ	простого цикла
КПД установки, %, нетто	60,9	70,0	57,0
Удельный расход условного топлива, г у.т./(кВт·ч)	201,9	175,7	215,7
Удельные капиталовложения в установку, дол./кВт	1254,0	1700,0	948,0

Анализ таблиц показывает, что установки с ТЭ имеют больший КПД по сравнению с традиционными ПГУ и ПТУ и могут успешно конкурировать с ними при условии, что удельная стоимость ТЭ не будет превышать 1000 дол./кВт. В настоящее время ведутся работы по удешевлению топливных элементов и созданию экономически эффективных установок для энергоснабжения [6].

Таким образом к началу XXI в. большая энергетика представляется довольно консервативной в технологическом плане областью, и какие-либо новые прорывные технологии в ней маловероятны. Повышение экономической, термодинамической и экологической эффективности будет происходить достаточно медленно в основном за счет совершенствования параметров, схем и конструкционных материалов.

2.3. Технологии ядерной энергетики в первой половине XXI века

2.3.1. Современное состояние

К началу XXI в. атомные электростанции (АЭС) работали более чем в 30 странах мира. По состоянию на январь 2002 г. в мире находились в эксплуатации 438 ядерных энергоблоков общей мощностью 353 ГВт (э). В 2002 г. две новые атомные станции были введены в действие и подключены к энергосистемам:

- Onagawa-3, 798 МВт (э), BWR, Япония;
- Ростов-1, 950 МВт (э), ВВЭР, Россия.

Наибольшее развитие АЭС получили в США, Франции и Японии (табл. 2.4 и рис. 2.7).

Ядерная энергетика уже имеет свою историю. Комбинируя различные виды топлив, замедлителей и конструкционных материалов, можно потенциально представить более 600 типов реакторов, из которых около 200 можно было бы реально осуществить. В течение прошедшего периода развития ядерной энерге-

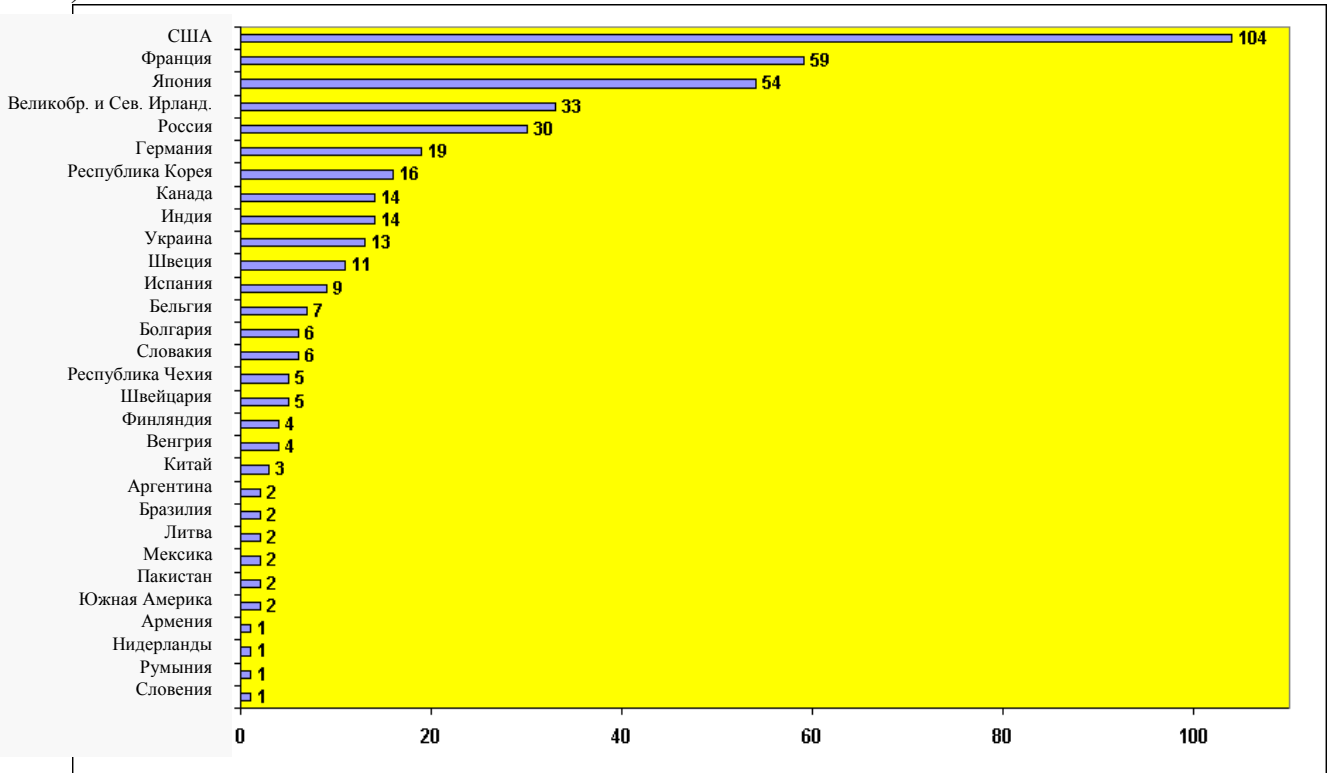
тики сформировалось несколько направлений энергетических реакторов. Некоторые из них имеют хорошие перспективы на будущее: легководные (LWR, PWR, ВВЭР), тяжеловодные (CANDU) реакторы, а также реакторы на быстрых нейтронах (БН, PHENIX). Другие не выдержали экономической конкуренции (магноксовые, AGR) или не смогли продемонстрировать свою безопасность (РБМК). В табл. 2.5 представлены типы действующих в настоящее время и строящихся реакторов.

Т а б л и ц а 2.4

Действующие и строящиеся (в 2002 г.) атомные электростанции

Страна	Действующие		Строящиеся	
	Число энергоблоков	Общая мощность МВт (э)	Число энергоблоков	Общая мощность МВт (э)
Аргентина	2	935	1	692
Армения	1	376	0	0
Бельгия	7	5712	0	0
Бразилия	2	1901	0	0
Болгария	6	3538	0	0
Канада	14	10 018	0	0
Китай	5	3715	6	4878
Чешская Республика	5	2560	1	912
Финляндия	4	2656	0	0
Франция	59	63 073	0	0
Германия	19	21 283	0	0
Венгрия	4	1755	0	0
Индия	14	2503	2	980
Иран	0	0	2	2111
Япония	54	44 289	3	3696
Корея	16	12 990	4	3820
Литва	2	2370	0	0
Мексика	2	1360	0	0
Нидерланды	1	450	0	0
Пакистан	2	425	0	0
Румыния	1	655	1	650
Россия	30	20 793	2	1875
Словакия	6	2408	2	776
Словения	1	676	0	0
Южная Африка	2	1800	0	0
Испания	9	7524	0	0
Швеция	11	9432	0	0
Швейцария	5	3200	0	0
Украина	13	11 207	4	3800
Великобритания	33	12 498	0	0
США	104	97 860	0	0
Тайвань	6	4884	2	2700
В с е г о	440	354 846	30	26 890

а)



б)

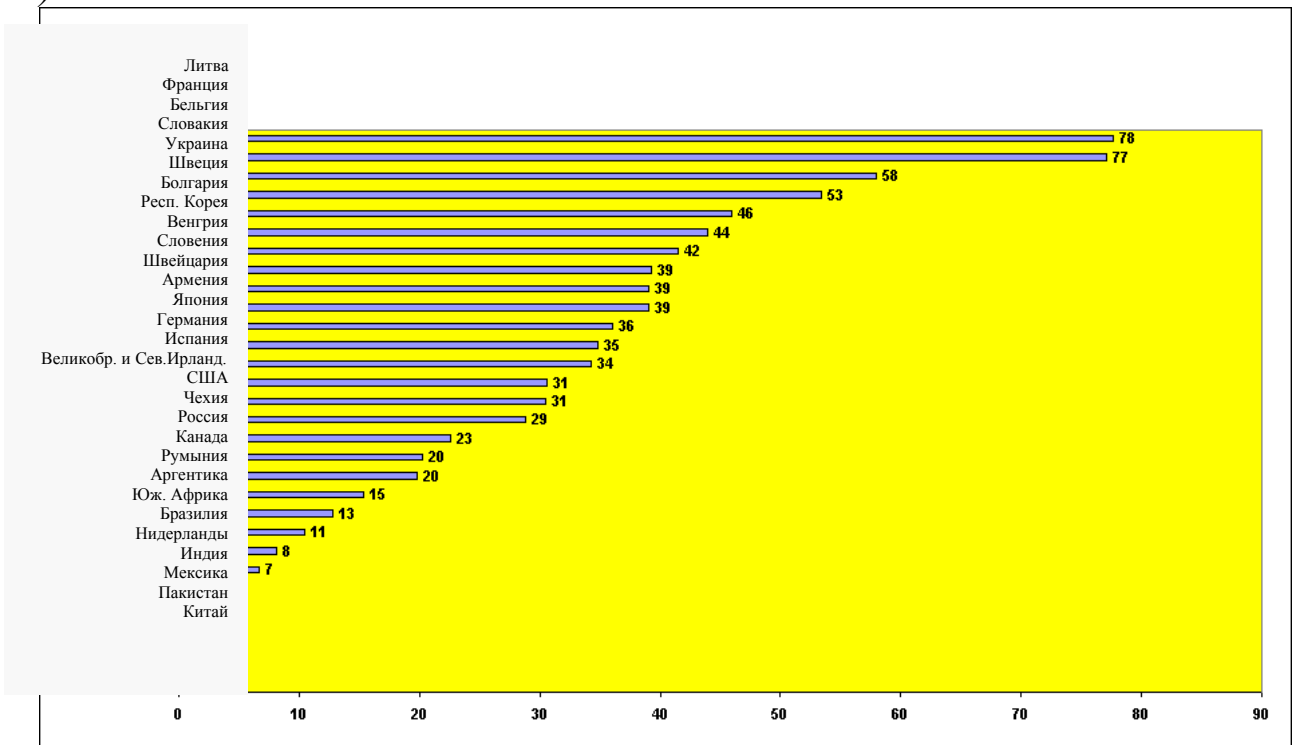


Рис. 2.7. Количество действующих ядерных энергоблоков (а) и доля АЭС в производстве электроэнергии в 2001 г. (б).

Типы действующих и строящихся реакторов

Тип реактора	Действующие			Строящиеся	
	Число энергоблоков	Общая мощность, МВт (э)	Доля мощности, %	Число энергоблоков	Общая мощность, МВт (э)
PWR, WWER (реакторы с водой под давлением)	261	232 737	65.6	18	15 917
BWR, ABWR (кипящие водо-водяные реакторы)	92	80 508	22.7	5	6396
PHWR (реакторы с тяжелой водой под давлением)	34	16 515	4.7	6	3652
LWGR (водографитовые реакторы)	17	12 589	3.5	1	925
AGR (газоохлаждаемые реакторы с графитовым замедлителем)	14	8380	2.4	0	0
FBR (быстрые реакторы-размножители)	3	1039	0.3	0	0
Прочие	19	3078	0.9	0	0
В с е г о ...	440	354 846	100	30	26 890

Большие индивидуальные особенности практически у каждого типа реактора имеются на предприятиях по подготовке ядерного топлива и переработке облученного (выгружаемого из реактора) топлива, которые образуют так называемый топливный ядерный цикл. Если отработавшее топливо (ТВЭЛы – тепловыделяющие элементы) не перерабатывается (длительно хранится или непосредственно захоранивается), то этот цикл называют открытым. Если же после переработки часть радиоактивных веществ, "недовыгоревших" или вновь образовавшихся, снова поступает в энергетические реакторы (пусть даже другого типа), то ядерный топливный цикл называют замкнутым (или закрытым).

Известно, что в природном уране содержится менее одного процента (0,7 %) урана-235, который используется в современных реакторах на тепловых нейтронах (LWR, PWR, ВВЭР и др.). Остальную часть составляет уран-238 (и некоторые другие изотопы), который может сжигаться лишь в реакторах на быстрых (с высокой энергией) нейтронах (бридерах). Поэтому при развитии ядерной энергетики с применением лишь тепловых реакторов экономичные запасы природного урана будут исчерпаны довольно быстро. Применение бридеров позволит использовать более 80 % энергии природного урана, и его запасов хватит на несколько столетий при всех реально возможных масштабах развития ядерной энергетики. При этом отработавшее топливо, включая образовавшийся плутоний, должно перерабатываться, т.е. создаваться замкнутый ядерный топливный цикл.

Перерабатываться может и отработавшее топливо тепловых реакторов с последующим использованием его в тех же реакторах. Это будет замкнутый цикл тепловых реакторов. Однако использование энергии природного урана увеличится при этом лишь примерно в 1,5 раза, т.е. такой топливный цикл не

обеспечивает широкомасштабного и долговременного развития ядерной энергетики.

В настоящее время в большинстве стран мира используются реакторы на тепловых нейтронах с открытым топливным циклом (отработавшее топливо находится в долгосрочном хранении). В нескольких странах (Германия, Франция, Великобритания, Япония, Бельгия) организован замкнутый топливный цикл тепловых реакторов с изготовлением для них после переработки смешанного уран-плутониевого топлива.

Экспериментальные или головные образцы быстрых реакторов построены в России, Франции, США, Индии и Японии. Однако настоящий замкнутый цикл для них не организован и они еще не получают широкого развития. Главными сдерживающими обстоятельствами являются проблемы обращения с плутонием, пригодным для изготовления ядерного оружия (так называемая проблема "нераспространения"), и более высокая пока стоимость быстрых реакторов по сравнению с тепловыми.

Ситуация с ядерной энергетикой сейчас такова, что в США и большинстве стран Западной Европы, особенно перешедших к рынку в электроэнергетике, строительство АЭС практически прекращено. Однако в странах Азии, испытывающих дефицит энергетических ресурсов, строительство АЭС продолжается (Япония, Южная Корея) или достаточно интенсивно разворачивается (Китай, Индия, Пакистан, Иран и др.).

Еще одно направление развития ядерной энергетики – термоядерные реакторы – находится пока на стадии научно-исследовательских работ.

2.3.2. Ресурсная база

Для реакторов, основанных на делении ядер тяжелых элементов (реакторов на тепловых и быстрых нейтронах), главными природными ресурсами являются уран и торий. В реакторах синтеза ядер легких элементов (термоядерных) могут использоваться изотопы водорода (дейтерий и тритий) и гелия. Считается, что запасы водорода на Земле неограничены. Изотоп гелий-3 в значительных количествах имеется на Луне, астероидах и других планетах Солнечной системы, и со временем доставка его оттуда может стать возможной. В связи с этим, ограничений по ресурсам для термоядерных реакторов не ожидается и далее будут рассмотрены только ресурсы урана и тория.

В табл. 2.6 представлены оценки ресурсов урана и тория, сделанные в [10]. Ресурсы урана-235 приведены при использовании его в тепловых реакторах с открытым топливным циклом, урана-238 – при применении бридеров.

Как видно, запасы урана при организации замкнутого цикла с применением реакторов на быстрых нейтронах более чем в 60 раз превышают запасы при использовании только тепловых реакторов.

Мировые ресурсы урана (при использовании в открытом и замкнутом топливных циклах) и тория

Категория	Стоимость, дол./ГДж	Единица измерения	Ресурсы
Уран-235			
1	До 0,6	млн ТДж	1600
2	0,6–1,0	–”–	3300
3	1,0–1,8	–”–	2200
Всего ...		–”–	7100
Уран-238			
1	До 0,6	млрд ТДж	100
2	0,6–1,0	–”–	240
3	1,0–1,7	–”–	110
Всего ...		–”–	450
Торий			
1	До 1,0	млрд ТДж	40–60
2	1,0–1,8	–”–	30–50
Всего ...		–”–	70–110

Для ориентировки укажем, что потребление ядерной энергии в мире в 1990 г. составило 23,15 млн ТДж/год. Если предположить, что мощность АЭС возрастет в XXI в. в 5–7 раз (по сравнению с 1990 г.), ресурсов урана-235 хватит лишь на 50–70 лет. При использовании бридеров (урана-238) ограничения по ресурсам практически снимаются (на 5–10 столетий).

Ресурсы тория также значительны – они на порядок превышают ресурсы урана при использовании его только в открытом цикле и лишь в 4–7 раз меньше в случае использования урана в бридерах. Поэтому торий может существенно увеличить ресурсную базу ядерной энергетики.

2.3.3. Основные проблемы развития

Бурное и во многом неожиданное развитие ядерной энергетики в 60–80-е годы прошлого столетия породило оптимизм во многих странах (США, СССР, Германия, Франция и др.), а также международных организациях (МАГАТЕ, ПАСА и др.). Прогнозировалась очень высокая доля ядерной энергии в производстве энергии (главным образом, электроэнергии) в конце XX и XXI вв. Однако в 90-е годы строительство АЭС в развитых странах резко замедлилось или даже прекратилось. В некоторых странах был введен мораторий на развитие ядерной энергетики (Австрия, Италия и др.). В ФРГ была выведена из эксплуатации успешно проработавшая несколько лет опытно-промышленная АЭС с высокотемпературным газоохлаждаемым реактором (ВТГР) в Маннхейме и отменен пуск практически готового блока с реактором на быстрых нейтронах. В Западной Европе фактически только Франция, а в Америке – Канада последовательно продолжают развивать атомную энергетику.

Основной причиной этих изменений послужили крупные аварии на Чернобыльской АЭС (Украина) и на АЭС "Три-Майл-Айленд" (США). АЭС были признаны опасными, и против их строительства (и эксплуатации действующих АЭС) выступили широкие круги общественности, включая парламенты и правительства ряда стран. Повсеместно принимаемые меры по повышению безопасности АЭС, в том числе в проектах новых АЭС, привели к существенному их удорожанию и потере конкурентоспособности в ряде стран (включая США).

Таким образом, проблемы повышения безопасности и снижения стоимости АЭС являются сейчас главными для дальнейшего развития ядерной энергетики.

Имеются еще две очень серьезные проблемы, требующие решения: нераспространение радиоактивных материалов, пригодных для изготовления ядерного оружия (плутония и высокообогащенного урана-235), и захоронение радиоактивных отходов, непригодных для дальнейшего использования или переработки.

Еще ряд проблем, например вывод АЭС из эксплуатации и ограждение крупных конструкций с наведенной радиоактивностью, представляют меньшие трудности для их решения.

Следует заметить, что некоторые из указанных проблем стоят не только в "мирной" ядерной энергетике, но и в области вооружений, в частности при ликвидации ядерного оружия и консервации отслуживших срок ядерно-энергетических установок кораблей военно-морского флота. Поэтому целесообразно искать пути комплексного решения проблем, связанных с использованием ядерной энергии, как в мирных, так и военных целях.

В "Стратегии развития атомной энергетики России в первой половине XXI века" [11] предложен ряд новых решений перечисленных и других проблем. Предлагается создание реакторов третьего поколения, особенно быстрых реакторов, которые обладали бы гораздо лучшими свойствами по безопасности, были бы дешевле современных тепловых реакторов и способствовали решению проблем нераспространения и захоронения радиоактивных отходов. Выдвинуто несколько стратегических принципов для решения этих проблем:

1. *Отказ от опасных технических решений.* Имеется в виду полное исключение тяжелых аварий (типа Чернобыльской). "Обычные" же аварии, не приводящие к катастрофическим последствиям, могут допускаться с очень небольшой вероятностью (порядка 10^{-3} - 10^{-4} аварии/(реактор-год)). Это может быть обеспечено при разработке концепций реакторов с "естественной" (внутреннее присущей) безопасностью. Наилучшими свойствами в этом отношении обладают быстрые реакторы с жидкометаллическим охлаждением.

2. *Применение концепции "грязное топливо – чистые отходы"* (вместо применявшейся ранее "чистое топливо – грязные отходы"). Такая концепция будет способствовать одновременному решению двух проблем: нераспространения ядерного оружия и захоронения радиоактивных отходов. "Грязное" топливо (загрязненный плутоний и загрязненный или небогатый уран) оказываются непригодными для изготовления ядерного оружия, а чистые отходы (в смысле малого их количества) могут быть легче и надежнее захоронены. При

захоронении предполагается обеспечить радиационный баланс между захораниваемыми радиоактивными отходами и добываемым из земли ураном.

Данной концепции опять-таки очень хорошо отвечает быстрый жидкометаллический реактор без уранового blankets с коэффициентом воспроизводства вторичного ядерного топлива около единицы. Помимо использования загрязненного плутония и необогащенного урана в таких реакторах могут сжигаться оружейные плутоний и уран, а также подавляющая часть радиоактивных отходов, образующихся в тепловых реакторах.

3. *От стереотипа “чем дороже, тем безопаснее” – к норме “чем безопаснее, тем дешевле”.* Этот принцип должен обеспечить конкурентоспособность ядерной энергетики. Его реализация может быть обеспечена разработкой концепций реакторов (быстрых и тепловых) *с естественной безопасностью*, которые уже упоминались выше.

Разработка, и тем более промышленное внедрение реакторов третьего поколения, займет значительное время (2–3 десятилетия). Поэтому нового широкомасштабного развития ядерной энергетики можно ожидать лишь после 2030 г. В ближайшие же десятилетия XXI в. должны, с одной стороны, обеспечиваться требуемая безопасность действующих реакторов с максимально допустимым продлением срока их службы, а с другой – применяться в ограниченных размерах реакторы второго поколения. Ограничение масштабов АЭС требуется в связи с тем, что у реакторов второго поколения сохраняется, хотя и очень малая, вероятность крупных аварий, и чем больше число реакторов, тем больше будет интегральная вероятность крупной аварии на хотя бы одном из них. Лишь после освоения реакторов третьего поколения, у которых будут полностью исключены крупные аварии, масштабы развития ядерной энергетики могут стать неограниченными (по условиям безопасности).

Примерно такое же положение с обеспечением безопасности и дальнейшим развитием ядерной энергетики существует сейчас и в других странах.

2.3.4. Ожидаемый научно-технический прогресс

Замедление развития ядерной энергетики в Западной Европе и США в конце XX в. привело к сворачиванию (или "застою") там научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) по новым видам реакторов. Можно указать лишь несколько больших проектов, как правило международных, ведущихся под эгидой МАГАТЕ:

- 1) европейский проект нового легководного реактора на смешанном уран-плутониевом топливе;
- 2) международный проект по разработке термоядерного реактора типа Токамак.

Кроме того, в США ведутся НИОКР по замыканию упоминавшегося топливного цикла тепловых реакторов для утилизации отработанного топлива и оружейного плутония. Во Франции и Японии продолжаются работы по быстрым реакторам, в том числе по замене натрия газом и паром. Индия, богатая

торием и бедная ураном, развивает концепцию быстрого реактора с использованием тория и урана-233. Исследования по совершенствованию и увеличению мощностей тепловых реакторов и разработке некоторых новых концепций реакторов проводятся также во многих других странах (Китае, Республике Корея, Швеции и др.). По мнению некоторых российских физиков-ядерщиков [12], для России такие разработки мало актуальны (не приоритетны).

Концепция Минатома России [11, 12] (ныне Федеративное агентство по атомной энергии) разработанная с учетом перспектив развития ядерной энергетики и для мира в целом, исходит из неперемного использования быстрых реакторов (от которых отказались США и Германия) для обеспечения действительно широкомасштабного применения ядерной энергии. Она учитывает также и возможности использования ресурсов тория, но лишь в более отдаленной перспективе (во второй половине XXI в.), после того как будут утилизированы запасы урана и плутония, содержащиеся в отработанном топливе тепловых реакторов и освобождающиеся при ликвидации ядерного оружия. При этом для обеспечения безопасности, конкурентоспособности, нераспространения и захоронения отходов предполагается реализация принципов, указанных выше.

В разработках *быстрых реакторов* Россия оказалась сейчас в положении лидера. Разрабатываемая концепция быстрого реактора БРЕСТ представляется наиболее удачной и перспективной. От действующего сейчас реактора БН-600 и строящегося БН-800 концепция БРЕСТ отличается:

- 1) заменой натриевого замедлителя и теплоносителя на свинцовый или свинцово-висмутовый;
- 2) отсутствием уранового blankets (из урана-238), предназначенного для расширенного воспроизводства плутония;
- 3) применением "грязного" уран-плутониевого топлива, непригодного для производства ядерного оружия;
- 4) пониженным (около единицы) коэффициентом воспроизводства.

Учитывая, что у быстрых реакторов может быть осуществлена естественная безопасность и существенно снижена стоимость при серийном производстве, концепция БРЕСТ удовлетворяет практически всем принципам и требованиям, необходимым для решения основных имеющихся проблем.

Наряду с разработкой быстрых реакторов следует указать еще несколько направлений технического прогресса в ядерной энергетике (табл. 2.7).

Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор, как уже отмечалось, был построен, а затем выведен из эксплуатации в ФРГ. Однако это направление тепловых реакторов, предназначенных для высокотемпературных процессов в промышленности, продолжает развиваться в других странах. В принципе они обладают достаточно хорошими свойствами в смысле безопасности, но отличаются пока высокой стоимостью. Кроме того, такие реакторы могут использовать торий, что также является их положительным свойством. Можно ожидать, что они могут получить более широкое применение в перспективе, когда улучшатся их экономические показатели и подорожает органическое топливо. Реакторы ВТГР предполагается изготавливать малой и средней мощности в модульном исполнении с большой степенью заводской готовности.

Основные направления НИОКР по энергетическим ядерным реакторам

Вид (тип) реактора	Страна - разработчик	Вид топлива	Топливный цикл	Стадия разработки	Возможный период освоения
1. Легководный на смешанном топливе	США, Франция, Япония и др.	Уран-плутониевое	Замкнутый для LWR	Проектирование	До 2005-2010 гг.
2. Быстрый БРЕСТ ^{*)}	Россия	То же	Замкнутый по плутонию	Предпроектные НИОКР	До 2015-2020 гг.
3. Высокотемпературный газо-охлаждаемый	ФРГ, Китай, Япония, Южная Африка	Торий, уран	Открытый	Различается по странам	Освоен в ФРГ
4. Быстрый ториевый	Индия и др.	Торий-уран-233	Замкнутый	Опытная эксплуатация	
5. Тепловой ториевый	Россия и др.	Торий, уран-35, плутоний	Открытый	Научные исследования	
6. Жидко-солевой тепловой	Россия и др.	Уран-35	Открытый	Научные исследования	
7. Термоядерный	Международный проект	Изотопы водорода	–	Предпроектные НИОКР	После 2020–2030 гг.

^{*)} Для проекта БРЕСТ-300.

Опытный *быстрый ториевый реактор* построен и эксплуатируется в Индии. Эта концепция реакторов обладает свойством естественной безопасности и является весьма перспективной. В таких реакторах нарабатывается уран-233 (из тория), который обладает лучшими изотопными характеристиками, чем уран-235. Для России, как уже отмечалось, использование тория станет актуальным лишь во второй половине XXI в. после исчерпания наработанных запасов облученного и оружейного урана-235 и плутония.

Концепция *теплого ториевого реактора* также достаточно привлекательна и перспективна. Торий, который сам по себе не распадается (как уран-235), может использоваться как добавка в обычных тепловых реакторах, работающих на урановом или смешанном уран-плутониевом топливе. При этом потребуются создание специальных (новых) предприятий по подготовке и переработке отработавшего ториевого топлива. Ввиду больших затрат на организацию ториевого топливного цикла и уже отмечавшейся неактуальности (пока) использования ресурсов тория, данная концепция находится сейчас лишь на стадии научных исследований.

Очень интересной представляется концепция *жидко-солевых реакторов*. Благодаря жидкому ядерному топливу у таких реакторов органически отсутствует большинство недостатков (в смысле безопасности), присущих традиционным твердотопливным тепловым реакторам. Этот тип реакторов может рассматриваться очень перспективным, хотя пока указанная концепция находится на стадии научных исследований.

Термоядерным реакторам (синтеза) в течение последних десятилетий уделяется значительное внимание. На них возлагались большие надежды, но трудности их создания оказались значительно большими, чем ранее ожидалось. В частности, ни одной стране (даже США) не удалось самостоятельно освоить выпуск таких реакторов. В настоящее время исследования по термоядерным реакторам сосредоточились в рамках международного проекта с участием стран ЕС, России, США и Японии. Строительство экспериментального реактора намечается начать в 2004 г. с последующим циклом экспериментальных работ, рассчитанным на 20 лет [13]. В 20-х годах XXI в. могут быть приняты решения о строительстве прототипа термоядерного реактора, а первые промышленные реакторы могут появиться после 2030 г.

2.3.5. Прогнозы развития

Перспективы развития ядерной энергетики мира сейчас весьма неопределенны. На среднесрочную перспективу (до 2020–2030 гг.) возможное ее развитие уже во многом предопределено строительными задумками и национальными программами строительства АЭС. Ввиду уже отмечавшегося замедления развития ядерной энергетики в странах Западной Европы и США и лишь начальной стадии в развивающихся странах Азии, Латинской Америки и Африки, к 2030 г. можно ожидать увеличения мощности АЭС по миру в целом до 400–450 ГВт (при 350 ГВт в 2000 г.).

После освоения реакторов повышенной безопасности третьего поколения, в том числе быстрых реакторов, может начаться новая фаза быстрого развития ядерной энергетики. Большое влияние на масштабы этого развития окажет факт подтверждения или, наоборот, отрицания влияния на климат планеты выбросов CO₂ от электростанций на органическом топливе. Можно полагать, что результаты интенсивно ведущихся сейчас исследований по данной проблеме позволят к 2020 г. сделать достаточно обоснованные выводы. Если придется ограничивать выбросы CO₂, то развитие ядерной энергетики как наиболее эффективного средства снижения этих выбросов будет ускорено.

В [11] дается сценарий очень интенсивного развития ядерной энергетики мира (с использованием быстрых реакторов) – до 5000 ГВт в 2100 г. Этот сценарий представляется явно нереалистичным. Следует ожидать гораздо более умеренных темпов даже при успешном решении стоящих сейчас проблем с безопасностью и др.

Поиск таких "компромиссных" вариантов развития мировой ядерной энергетики можно считать одной из актуальных задач дальнейших исследований. В

[10] ставится такая задача и приводится один из возможных вариантов, по которому суммарная установленная мощность АЭС в мире достигнет к 2100 г. примерно 2000 ГВт.

Большое влияние на будущие масштабы АЭС окажут также и другие факторы:

- реально достижимое снижение стоимости АЭС;
- темпы роста стоимости органического топлива, в первую очередь угля;
- темпы роста потребностей в электроэнергии;
- темпы экономического развития стран Азии, Латинской Америки и Африки и др.

Проведенный анализ показывает, что перспективы развития ядерной энергетики в России и в мире представляют собой очень важное направление дальнейших системных исследований в энергетике. В числе конкретных задач в этом направлении можно указать:

1. Исследование роли ядерной энергетики в решении проблем обеспечения человечества энергией, перехода к устойчивому развитию, снижения выбросов CO₂ и др.

2. Поиск рациональных (реалистичных, "компромиссных") вариантов развития ядерной энергетики в России и других регионах мира с учетом обеспечения безопасности, конкурентоспособности и т.п.

3. Изучение возможностей и эффективности применения ядерной энергии для теплоснабжения (в том числе с использованием ВТГР) и производства синтетического топлива (включая водород).

4. Изучение возможных масштабов экспорта из России ядерно-энергетического оборудования и ядерного топлива.

5. Участие в разработке долгосрочной стратегии развития ядерной энергетики.

Для указанных системных исследований, несомненно, нужны контакты и сотрудничество с научно-исследовательскими организациями в области атомной энергетики.

2.4. Особенности и проблемы развития технологий в гидроэнергетике

2.4.1. Особенности научно-технического прогресса в гидроэнергетике мира на современном этапе

Несмотря на то что гидроэнергетика является одной из высокоразвитых отраслей энергетической техники, совершенствование конструкций и технологий изготовления генерирующего, электротехнического и гидромеханического оборудования продолжается и в настоящее время. Значительный прогресс также наблюдается в проектировании и технологиях возведения гидроэнергетических сооружений, в том числе в способах и средствах обеспечения их безопасности.

Современный этап гидроэнергостроительства также характеризуется разнообразием типов сооружаемых гидроэнергетических установок. Наряду с традиционными гидроэлектростанциями (плотинными и деривационными) во многих странах строятся гидроаккумулирующие и малые, мини- и микроГЭС разной мощности. При этом, как указывалось, в тех странах, которые практически исчерпали свой гидроэнергетический потенциал (США, Япония и др.), ГАЭС и малые ГЭС стали основными объектами гидроэнергостроительства. В Канаде, России, Индии разрабатываются проекты приливных электростанций (ПЭС).

Направления и темпы научно-технического прогресса для традиционной и нетрадиционной гидроэнергетики различны.

Для *традиционных ГЭС*, если рассматривать мир в целом, еще сохраняется тенденция увеличения установленных мощностей отдельных установок. Так, кроме действующих гидроэлектростанций мощностью более 10 ГВт (Guri в Венесуэле и строящейся ГЭС Three Gorges в Китае (табл. 2.8)), выявлены возможности сооружения и более мощных ГЭС. В их числе можно назвать Туруханскую ГЭС на р. Нижняя Тунгуска в Красноярском крае, Нижнеленскую ГЭС на р. Лена в Якутии и ГЭС Grand Inga на р. Заир на Африканском континенте.

Т а б л и ц а 2.8

Крупнейшие действующие, строящиеся и возможные ГЭС мира

Гидроэлектростанция (река)	Страна	Мощность, МВт		Выработка э/энергии, ТВт·ч
		установленная	агрегата	
Guri – р. Карони	Венесуэла	10300	730	75
Itaipu – р. Парана	Бразилия Парагвай	12 600/14 000*)	715	85
Three Gorges – р. Янцзы	КНР	18 200/25 000*)	700	84,7/?
Grand Inga – р. Заир	Заир	?/40 000*	Н.д.	Н.д.
Belo Monte – р. Шингу	Бразилия	11 000	-"	-"
Нижнеленская – р. Лена	Россия	?/20 000	-"	?/100
Туруханская – р. Нижняя Тунгуска	-"	12 000/20 300**)	-"	?/46,5
ПЭС:				
Мезенская	-"	11 400/19 700**)	20	38,9/51,0
Пенжинская ПЭС	-"	21 400/87 000**)	20	71/190

Примечание. Н.д. – нет данных.

*) С учетом намеченного расширения.

***) При разных вариантах компоновки и проектных параметров гидроузла.

Главной целью увеличения установленной мощности отдельных гидроэлектростанций остается снижение удельных капитальных затрат на единицу их мощности. Их зависимость от указанной мощности условно можно показать на следующих данных. Для диапазона мощностей 100–400 МВт, на основе обобщенных материалов по многочисленным проектам ГЭС такой мощности в мире [14], указанный показатель в ценах 1990 г. оценивался в среднем в 2000 дол./кВт. Для более мощных ГЭС (1000 МВт и выше) удельные капиталовло-

жения составляют 1000–1500 дол./кВт. И только у самых крупных станций они ниже 1000 дол./кВт. В частности, для ГЭС Three Gorges проектные удельные капиталовложения оценивались в 600 дол./кВт.

Вместе с тем проектирование традиционных ГЭС гидроэнергетики сталкивается с системными и техническими ограничениями на увеличение их установленной мощности. Известно [15], что системные ограничения на установленную мощность ГЭС прежде всего обусловлены возможностями вписывания их ограниченной по располагаемым гидроэнергоресурсам выработки электроэнергии в суточные графики нагрузки энергосистем. В связи с этим они могут эффективно использоваться только в энергосистемах с нагрузкой, адекватной их мощности. Технические же ограничения в первую очередь касаются единичной мощности агрегатов. Даже для самых крупных приплотинных ГЭС с напором порядка 150 м она не может быть больше 700–730 МВт. Это, в частности, объясняется ограничениями на число полюсов явнополюсных тихоходных гидрогенераторов, используемых на таких гидроэлектростанциях. Данное ограничение приводит к увеличению числа гидроагрегатов, устанавливаемых на сверхмощных ГЭС, и может вызвать затруднения при вписывании ее здания при увеличенной по этой причине его длине в подпорный фронт гидроузла.

Подобное ограничение играет особую роль для электростанций, использующих энергию морских приливов. Как видно из табл. 2.7, по возможностям концентрации мощности, исходя из природных условий, ПЭС значительно превосходят традиционные ГЭС. В частности, в Пенжинской губе в северной части Охотского моря может быть сооружена ПЭС с установленной мощностью 87 ГВт. Однако из-за небольших напоров, зависящих от высоты прилива (максимум до 13 м), предельная мощность агрегатов таких электростанций вообще не превышает 20 МВт. При этом диаметр рабочего колеса гидротурбины достигает 10 м. И для получения указанной мощности, в частности, на той же Пенжинской ПЭС потребуется установить тысячи таких агрегатов. Длина стационарного здания в таком случае превысит сотню километров. И это существенно удорожит возведение и затруднит эксплуатацию таких гидроэнергоузлов.

Следует обратить внимание еще на одно обстоятельство. ПЭС, как и другие энергетические установки, использующие возобновляемые энергоресурсы, требуют принятия специальных мер для согласования режимов их энергоотдачи с режимом электрической нагрузки энергосистемы. При этом для компенсации колебаний мощности ПЭС по времени фактически необходимо иметь мобильную мощность, равную максимальной рабочей мощности данной электростанции. Как показали результаты выполненных в ИСЭМ СО РАН исследований режимов использования Тугурской ПЭС мощностью 6,6 ГВт на уровне 2020 г., при 23-часовой периодичности наступления максимума прилива в Тугурской губе такую мощность можно получить только путем создания мощных электрических связей между ОЭС Востока и ОЭС Сибири и использования в качестве мобильной мощности всего Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса (5 ГВт), а также свободной мощности Братской и Усть-Илимской ГЭС. При этом режимы работы указанного энергообъединения в целом будут изменяться от суток к суткам. Понятно, что реализовать подобные режимы на

практике крайне затруднительно. И данное системное ограничение может послужить серьезным препятствием для строительства не только указанной, но и других гигантских ПЭС.

Научно-технический прогресс в *нетрадиционной гидроэнергетике* на современном этапе связан с созданием новых типов агрегатов, новых конструкций плотин, гидроагрегатов и отдельных их элементов для гидроаккумулирующих установок, малых, мини- и микроГЭС, приливных и волновых электростанций [16, 17]. Полный обзор многочисленных инноваций в этой области является самостоятельной задачей. Некоторые сведения, касающиеся малой гидроэнергетики, даны в гл. 2.5, 2.6.

2.4.2. Современные проблемы функционирования гидроэлектростанций

Проблемы гидроэнергетики мира в целом и России в частности на современном этапе во многом обусловлены обострившейся необходимостью поддержания устойчивого функционирования действующих ГЭС в разных аспектах [15, 17, 18]. Имеется в виду поддержание безопасности эксплуатируемых гидротехнических сооружений гидроузлов, сохранение работоспособного состояния турбинного и генерирующего оборудования ГЭС по мере увеличения сроков его службы, обеспечение надежности электроснабжения при случайных колебаниях энергоотдачи ГЭС.

Проблема безопасности гидротехнических сооружений гидроузлов непреходяща и особенно важна в связи с чрезвычайными последствиями от нарушения их нормальной работы. Актуальность данной проблемы подтверждается мировой статистикой повреждений, аварий и разрушений гидротехнических сооружений действующих гидроузлов [15] и усугубляется проявляющимся во многих случаях стремлением облегчить конструкции и механизировать возведение таких сооружений с целью их удешевления и ускорения ввода в эксплуатацию.

Известно [15], что важным направлением обеспечения безопасности гидротехнических сооружений является повышение качества изысканий, проектирования и строительства гидроузлов. Однако большое внимание сейчас уделяется и созданию современных средств мониторинга состояния таких сооружений в процессе их эксплуатации. Это в свою очередь требует использования современных систем наблюдений и контроля самих гидротехнических сооружений, а также создаваемых при их возведении природно-технических систем значительных размеров и сложности.

Важную роль в обеспечении безопасности указанных сооружений играет и законодательная база. В России, в частности, такая база создана только в последние годы, и на ее основе сейчас проводится лицензирование такой безопасности для всех действующих гидротехнических объектов.

Проблема поддержания в работоспособном состоянии турбинного и генерирующего оборудования ГЭС в настоящее время достаточно широко обсуж-

дается в России. Но она актуальна и для всех других стран, которые вели интенсивное гидроэнергостроительство в XX в. Оборудование на большинстве тогда построенных ГЭС уже превысило нормативные сроки эксплуатации, физически и морально устарело. Данная проблема обусловлена разными причинами, и прежде всего нарушениями организации и механизмов своевременного обновления парка оборудования, его реконструкции и ремонтного обслуживания. В бывшем СССР, в частности, это было вызвано недостатком выделяемых денежных средств и ограниченной возможностью энергомашиностроительных предприятий России при высоких темпах сооружения новых ГЭС. В 1990-е годы появилась наивная надежда, что обусловленный конверсией ВПК спад электропотребления будет способствовать разрешению данной проблемы. Но в условиях экономического кризиса ситуация только усложнилась. И сейчас, когда положение в гидроэнергетике в рассматриваемом аспекте становится катастрофическим (в стране уже выработала свой ресурс половина оборудования ГЭС), приходится идти на временные меры [17]: проводить расширенные восстановительные капитальные ремонты агрегатов, которые не решают проблему кардинально, а только отодвигают ее на неопределенное время.

К одним из распространенных мероприятий по обеспечению эффективности работы генерирующего оборудования в мировой гидроэнергетике относятся его реконструкция и модернизация. Так, в бывшем СССР практически на всех вновь вводимых ГЭС приходилось реконструировать уже смонтированное оборудование (перематывать обмотки генераторов, изменять конструкции подпятников и др.). При этом, правда, удавалось, как, например, в случае с Братской ГЭС, увеличить единичную мощность агрегатов и гидроэлектростанции в целом. За рубежом в числе наиболее масштабных из реализуемых в настоящее время проектов реконструкции называют, в частности, проводимую последовательную замену статоров генераторов и роторов турбин всех 18 агрегатов на ГЭС Grand Coulee (США) [16].

Принципиальной особенностью гидроэлектростанций как источников электроэнергии является *зависимость их энергоотдачи от колебаний располагаемых гидроэнергоресурсов*. Эта особенность предъявляет дополнительные требования к обеспечению надежности электроснабжения от энергосистем с ГЭС в аспекте энергетической безопасности отдельных территорий и стран.

Выше уже отмечалась дефицитная ситуация в электроснабжении Бразилии, обусловленная маловодьем на ее реках, используемых в энергетических целях, при отсутствии альтернативных источников электроэнергии. Как показывают примеры нарушения нормального электроснабжения в нашей стране, в частности в Сибири [15], выполнение требований надежности электроснабжения в энергосистемах с ГЭС не всегда обеспечивается даже в условиях централизованной экономики. В этом отношении выделяется Китай, в котором решению данной проблемы уделяется серьезное внимание. Так, согласно прогнозу МЭА [19], одновременно с большими вводами мощности на ГЭС в названной стране намечаются и значительные вводы мощности на тепловых электростанциях, и потому соотношение показателей ГЭС и ТЭС в ее энергетических ба-

лансах в рассматриваемый период (табл. 2.9) остается неизменным. Это снимает проблему влияния колебаний выработки китайских ГЭС на энергетические балансы.

Т а б л и ц а 2.9

Развитие мировой гидроэнергетики до 2020 гг. [19]

Регион	Установленная мощность ГЭС, ГВт			Производство электроэнергии на ГЭС, ТВт·ч		
	1997	2010	2020	1997	2010	2020
<i>Мир в целом</i>						
натур. ед.	738	926	1078	2566	3341	3904
доля в общем производстве, %	22,9	21,1	19,5	18,4	16,7	15,1
<i>Развитые страны</i>						
Северная Америка:	166	172	177	681	685	687
натур. ед.						
%	18,4	16,0	15,3	16,0	13,3	12,0
Европа:						
натур. ед.	171	189	197	488	576	607
%	24,9	21,8	20,4	16,7	14,9	13,4
Тихоокеанский регион:						
натур. ед.	57	67	73	130	146	153
%	19,7	19,1	18,5	10,2	9,5	8,8
<i>Развивающиеся страны Азии</i>						
КНР						
натур. ед.	60	112	171	196	406	622
%	29,6	22,0	22,4	16,6	16,9	16,9
Индия						
натур. ед.	22	38	50	75	129	171
%	21,4	19,1	16,2	16,2	13,4	11,5
<i>Латинская Америка</i>						
натур. ед.	111	166	195	541	801	947
%	56,9	51,2	43,5	62,7	54,6	46,4
В том числе Бразилия						
натур. ед.	55	88	100	279	445	507
%	87,3	84,6	78,7	90,9	86,2	79,6
<i>Страны с переходной экономикой</i>						
натур. ед.	87	94	103	268	327	360
%	21,9	21,2	18,4	18,6	17,4	13,8
В том числе Россия						
натур. ед.	44	47	53	(166)	185	198
%	20,6	20,5	18,3	(19,9)	18,0	13,7
<i>Африка</i>						
натур. ед.	20	26	30	63	80	93
%	20,6	18,3	15,6	15,8	12,9	10,8

В рыночных условиях проблема обеспечения надежности электроснабжения от ГЭС приобретает новые аспекты. Прежде всего, изменяются общие условия покрытия растущих потребностей в электроэнергии при децентрализа-

ции управления развитием генерирующих мощностей. В связи с этим обеспечение сбалансированности энергосистем в маловодных условиях может оказаться зависимым от частных инвесторов. Также и оперативное использование располагаемых гидроэнергоресурсов для производства электроэнергии во многом становится частным делом владельцев отдельных гидроэлектростанций, и при их стремлении к максимальной прибыли возможно возникновение угрозы преждевременной сработки запасов воды из водохранилищ длительного регулирования, снижения энергоотдачи соответствующих ГЭС в случае наступления маловодных периодов в отдельные годы и дефицита электроэнергии в системе энергоснабжения. Отмеченные обстоятельства требуют разработки специальных подходов к стимулированию развития альтернативных источников электроэнергии в энергосистемах с ГЭС, а также к определению объемов электроэнергии, поставляемых ГЭС на оптовый рынок, и установлению цен на нее.

Все изложенное бесспорно отражается на современных условиях и направлениях развития гидроэнергетики в России.

2.5. Перспективы использования возобновляемых энергетических ресурсов

2.5.1. Потенциал возобновляемых энергоресурсов

К возобновляемым энергетическим ресурсам (ВЭР) относят солнечную энергию, энергию биомассы, ветра, рек, приливов, волн, геотермальную энергию, а также рассеянную тепловую энергию (тепло воздуха, воды океанов и водоемов). По отношению к ним часто используют также термин “возобновляемые источники энергии” (ВИЭ).

Источником ВЭР служат процессы, происходящие на земной поверхности и в атмосфере вследствие космического взаимодействия – это излучение (радиационный энергетический обмен) и гравитация (притяжение в динамике вращения космических тел вокруг их осей и их движения по системе орбит). Особое место занимает энергия земных недр, поступающая к поверхности в виде потока тепла. Этот продукт космического взаимодействия, завершившегося в прошлом, может быть также отнесен к ВЭР потому, что его запасы при оценках практического характера можно считать “неисчерпаемыми”, хотя, вероятно, имеется достижимый предел интенсивности безопасного использования энергии недр при искусственном стимулировании ее выхода на поверхность.

К ВЭР причисляют три вида биотоплива: древесину, торф и биогаз. Древесина (и другие виды растительности, которые отнесены к ней) является, действительно, одним из видов ВЭР, но здесь есть условие: поскольку это продукт, а не процесс (в отличие, например, от солнечного излучения, ветра, речного стока), то интенсивность использования древесины не должна в общем превышать ее воспроизводства (естественного или с элементами искусственной стимуляции), поскольку иначе объем возобновления начнет уменьшаться и древесина как энергоноситель перестанет существовать. Источником биогаза могут

служить как природные, растительные продукты, так и технологические отходы промышленности и сельского хозяйства. То же относится и к древесине в части отходов ее добычи, обработки и переработки как исходного продукта для использования в неэнергетических целях.

Торф также отнесен к ВЭР условно: хотя его природные запасы и нарастают, но при переходе (возвращении) к крупномасштабному использованию торфа в качестве топлива для большой энергетики интенсивность его добычи станет существенно выше интенсивности воспроизводства, так что при соответствующем планировании следует ориентироваться лишь на накопленные запасы (естественно, при экологических ограничениях – условия сохранения болот как вида ландшафта, звена био- или экосферной цепочки, системы).

Ресурсы и технологии использования гидроэнергии, а также энергии на Луне, рассмотрены в других разделах настоящей монографии.

Теоретические ресурсы большинства видов ВИЭ огромны. Однако только часть из них может быть использована существующими и перспективными технологиями. Экономические (или коммерческие) ресурсы ВИЭ еще меньше из-за различных дополнительных ограничений: экономических, экологических, социальных, законодательных и т.д.

В соответствии с изложенным возобновляемые энергетические ресурсы обычно подразделяются на теоретические, технические и экономические. Поэтому в литературе принято различать теоретический (валовой или природный), технический и экономический потенциал энергоресурсов.

Теоретический (валовой или природный) потенциал – это максимально возможный объем использования энергоресурса данного вида (другими словами, это суммарная энергия, заключенная в данном виде энергоресурса).

Технический потенциал – это часть теоретического потенциала, которая может быть практически использована при существующем уровне развития науки и техники. Технический потенциал существенно, как правило, на два–три порядка и более, меньше теоретического (валового), но он постоянно расширяется по мере совершенствования оборудования и освоения новых технологий.

Оценки теоретического и технического потенциала могут различаться у разных авторов в зависимости от методик определения и заложенных предположений. В табл. 2.10 приведены оценки [20] с учетом поправок для текущего состояния.

Экономический потенциал – это часть технического, освоение которого экономически оправдано в настоящее время при существующем уровне цен на оборудование и материалы, рабочую силу и конкурирующие энергоресурсы.

В дальнейшем оценки экономических ресурсов ВЭР будут приводиться как для мира в целом, так и для отдельных его регионов. Деление мира на регионы соответствует принятому в [10, 21]. При этом регион Северной Америки (СА) включает США и Канаду, а Мексика входит в регион Латинской Америки (ЛА). В состав региона “Европа” (ЕВ) входят все страны Европы, включая Турцию и исключая республики бывшего Советского Союза (СР). Регионы “Япония и Корея” (ЯК) и “Австралия и Новая Зеландия” (АЗ) включают по две стра-

ны, причем в регион ЯК включается только Республика Корея (Южная Корея), а Северная Корея вместе со странами Индокитайского полуострова, Монголией и Китаем входит в состав региона "Китай" (КТ). В состав региона "Африка" (АФ) не входят шесть стран Северной Африки (Египет, Судан, Ливия, Тунис, Алжир, Марокко), включенные в состав региона "Ближний Восток" (БВ), который, в свою очередь, включает Афганистан, Иран и все азиатские страны западнее Ирана. Регион "Южная и Юго-Восточная Азия" (ЮА) включает все азиатские страны, не вошедшие в вышеупомянутые регионы, и развивающиеся страны Океании.

Т а б л и ц а 2.10

Потенциал возобновляемых энергоресурсов для мира в целом, млн ТДж/год

ВЭР	Использование	Потенциал	
		технический	теоретический
Гидроэнергия	10	50	147
Биомасса	50	>276	2900
Энергия:			
солнечная	0,1	>1575	3 900 000
ветровая	0,3	640	6000
геотермальная	0,6	5000	140 000 000
океана	–	–	7400
В с е г о	61	>7600	144 000 000

Представленные в данном разделе результаты получены на основе как анализа публикаций, так и прогнозных исследований авторов, выполненных с использованием математической модели GEM-10R [10].

2.5.2. Энергия биомассы

Вопрос о ресурсах биомассы для энергетики давно волнует специалистов. Привлекают огромные теоретические ресурсы, которые оцениваются в 1700–2900 млн ТДж/год [22]. Однако далеко не все они доступны для энергетического использования по ряду принципиальных причин. Главными из них, пожалуй, являются жесткие ограничения со стороны сельского хозяйства и деревообрабатывающих отраслей промышленности, а также социальной сферы и экологии. В итоге технически реализуемые ресурсы биомассы для энергетики, по данным [20, 21], составят около 230–280 млн ТДж/год. По мнению других авторов (в частности, [23]), эта цифра завышена. Мы придерживаемся такой же точки зрения и, опираясь на результаты ряда работ [23, 24], получили оценку технических ресурсов биомассы в 92 млн ТДж/год [21]. Анализ показал, что основная причина расхождений в оценках – подход к идее создания крупных «энергетических плантаций». Так, в [10] при общем реализуемом (т.е. экономическом) биопотенциале Земли для энергетики в 150 млн ТДж/год на долю биоплантаций приходится 59 % (88 млн ТДж/год), на

древесину и древесные отходы – 31 % (47 млн ТДж/год), на городские отходы – 6 % (9 млн ТДж/год) и на сельскохозяйственные отходы – 4 % (6 млн ТДж/год).

Памятуя о нарастающей продовольственной проблеме из-за быстрого роста численности населения Земли, трудно ожидать в будущем отвода больших участков плодородных земель под энергетические биоплантации. Не оправданы и ожидания резкого повышения урожайности сельскохозяйственных культур и биоплантаций вследствие внесения больших доз минеральных удобрений. За кратковременным эффектом последует резкая деградация почв. Использование достижений генной инженерии таит в себе потенциальную опасность появления неконтролируемых организмов.

Не особенно стоит полагаться и на существенное увеличение объемов использования сельскохозяйственных отходов. Озабоченные реальной угрозой полной потери агроэкосистемами устойчивости вследствие истощения гумуса аграрии прогнозируют неизбежный переход сельского хозяйства к циклической (замкнутой) модели производства по органическому веществу, что практически лишает энергетику этой ресурсной базы. Для исключения деградации почв и поддержания в них бездефицитного баланса гумуса на поля ежегодно нужно возвращать почти столько же органики, сколько ее было выращено [24].

Нельзя игнорировать и экономические ограничения на ресурсы биотоплива. Значительная часть его рассеяна по территории суши, и нужны большие затраты на концентрирование. Кроме того, объемная энергоемкость сухих биоматериалов обычно в 3–4 раза (а сырых в 5–7 раз) меньше, чем угля, что дополнительно увеличивает трудоемкость и стоимость сбора, доставки и использования биотоплив. Учет перечисленных факторов позволил оценить экономические ресурсы биомассы для энергетики (табл. 2.11). При этом использовались публикации [5, 6, 9, 10–12]. Стоимостные характеристики ресурсов биомассы: 1-я категория – 1,9 дол./ГДж, 2-я – 2,6 дол./ГДж, 3-я – 3,5 дол./ГДж.

Т а б л и ц а 2.11

Экономические ресурсы биомассы для энергетических целей, млн ТДж/год

Категория	СА	ЕВ	ЯК	АЗ	СР	ЛА	БВ	АФ	КТ	ЮА	Мир в целом
1	2,9	1,6	0,1	0,2	2,7	8,5	0,6	7,9	3,5	11,4	39,4
2	4,6	1,4	0,6	0,2	5,3	10,5	0,4	3,7	0,6	3,6	30,9
3	4,0	2,0	0,3	0,2	3,0	4,0	0,2	1,0	3,0	4,0	21,7
Всего...	11,5	5,0	1,0	0,6	11,0	23,0	1,2	12,6	7,1	19,0	92,0

Представленные в табл. 2.11 ресурсы дешевой биомассы (категория 1) близки современным объемам ее потребления по регионам мира с такой же стоимостью получения.

Наиболее обеспечены ресурсами биомассы всех стоимостных категорий (1–3) следующие регионы, ГДж/(год·чел.): ЛА – 51,3, СА – 41,7, СР – 38,1, АЗ – 28,6 и АФ – 25,1 при среднемировом значении 17,4, наименее – БВ, ЯК и КТ – < 6 ГДж/(год·чел.).

Экономический потенциал биомассы в России оценивается в 7,6 млн ТДж. Региональное распределение экономического потенциала биомассы в нашей стране следующее (%): Западная Сибирь – 7,0, Восточная Сибирь – 16,4, Дальний Восток – 8,6, Уральский район – 6,4, европейская часть России (без Урала) – 61,6 (в том числе Северный Кавказ – 9,2, Поволжье – 9,6, Северо-Западный район – 15,1) [30]. На Сибирь и Дальний Восток приходится более 48 % ресурсов, связанных с отходами лесной и деревообрабатывающей промышленности, 35 % – с отходами сельскохозяйственного производства.

Использование энергии биомассы осуществляется по нескольким направлениям [31, 32].

1. Термохимические технологии:

– прямое сжигание древесины, древесных отходов, сельскохозяйственных отходов, твердых бытовых отходов;

– пиролиз (термохимическая конверсия сырья без доступа воздуха при температуре 450–550 °С, позволяющая из 1 м³ сухой древесины получить 140–180 кг древесного угля, 280–400 кг жидких продуктов – метанола, уксусной кислоты, ацетона, фенолов, 80 кг горючих газов – метана, монооксида углерода, водорода);

– быстрый пиролиз (биомассу нагревают до температур от 500 до 1000 °С со скоростью от 1000 до 10000 градусов в секунду, в результате чего происходит образование жидких продуктов – этанола, углеводов, близких к бензину; газ также получают с помощью быстрого пиролиза, он содержит водород, метан, этилен, пропилен);

– газификация (термоконверсия биомассы в широком диапазоне температур 550–1500 °С в присутствии воздуха или кислорода и воды с получением синтез-газа, который, в свою очередь, может сжигаться, а также использоваться для получения метанола, диметилового эфира, синтеза Фишера–Тропша и др.).

2. Биотехнологии:

– производство биогаза из сельскохозяйственных и бытовых отходов с последующим использованием в быту, водонагревательных и паровых котлах, а также в дизель-генераторах, производящих электроэнергию;

– производство этанола и других спиртов из отходов сахарного производства с возможностью его дальнейшего использования в качестве топлива;

– получение тепловой энергии активным компостированием или микробным окислением.

Биомасса также может быть использована в некоторых типах традиционных установок как добавка к основному топливу (углю). При совместном сжигании доля биомассы может составлять около 10 % без модернизации существующих технологий и установок.

Основные характеристики технологий преобразования биомассы в электроэнергию и тепло представлены в табл. 2.12, преобразования биомассы в топливо – в табл. 2.13. При этом приводятся как существующие показатели, так и оценки их возможного изменения в краткосрочной (20–25 лет) и долгосрочной (до 50 лет) перспективе [10, 20].

По оценкам Мирового энергетического Совета, в развивающихся странах доля биомассы в топливно–энергетическом балансе превышает 35 % по сравнению с 11 % для мира в целом [20]. В промышленно развитых странах ее роль в энергобалансе невелика (например, в странах Европейского Союза – 3 %), хотя в отдельных странах она широко применяется для децентрализованного получения энергии; широкое распространение получили фабрики по переработке сельскохозяйственных отходов (50 фабрик только в Европе) и электростанции, на которых сжигаются твердые бытовые отходы (прежде всего в США и Дании) и отходы лесопереработки (прежде всего в скандинавских странах) [31]. В Австрии роль биомассы в энергобалансе составляет 11 %, в Швеции – 17 % (с перспективой повышения к 2020 г. до 40 %) [20].

Т а б л и ц а 2.12

Основные технологии преобразования биомассы в электроэнергию и тепло

Технология	Конечные продукты	Мощность, МВт	КПД, %	k , дол./кВт
Сжигание				
Комбинированное производство	Электричество и тепло	0,1–1	60–90	1500–2500
Автономные установки	Электричество	1–10	80–99	
Совместное сжигание	Электричество	20–100	20–40	
	"-	5–20	30–40	
Газификация				
Совместное производство	Электричество и тепло	0,1–1	60–70	900–3000
Дизель	Электричество	0,1–1	15–25	1100–2000
Газовые турбины	"-	1–10	25–30	
Интегрированный цикл	"-	30–100	40–55	
Брожение	Электричество	1–10	10–15	4500–5000

Примечание. k – удельные капиталовложения; k_0 – удельные капиталовложения в существующие установки.

Т а б л и ц а 2.13

Основные характеристики технологий преобразования биомассы в топливо

Показатель	Этанол из сахарного тростника	Этанол	Водород	Метанол	Бионефть
Технология	Ферментация	Гидролиз	Газификация	Газификация	Быстрый пиролиз
КПД, %	44–55	60–70	55–70	50–70	>70
k , дол./ГДж:					
краткосрочная перспектива	8–15	10–15	8–10	11–13	–
долгосрочная перспектива	7–10	6–7	6–8	6–10	–

Ежегодно на Земле образуется около 250 млрд т биологических продуктов в пересчете на сухую массу (или 4,5 млрд ТДж) [33]. Из них около 0,5 % потребляется человечеством в качестве пищи и 0,84 % – в качестве топлива.

При стоимости биомассы около 2 дол./ГДж стоимость произведенной из нее электроэнергии составляет 5–6 цент/кВт·ч [20], в долгосрочной перспективе предвидится снижение этого показателя до 4,2–4,8 цент/кВт·ч [10]. Наши расчеты на модели GEM-10R показали, что биомассу на протяжении всего XXI в. выгоднее использовать для получения тепловой энергии, при этом стоимость произведенной энергии не меньше 7,7 дол./ГДж [10].

Возможные масштабы использования биомассы для энергетики показаны в табл. 2.14. Они существенно различны для разных источников и колеблются в диапазоне 49–280 млн ТДж в 2050 г. и 78–325 млн ТДж в 2100 г. Причинами таких значительных расхождений являются как существенное различие предполагаемых уровней энергопотребления, так и указанные выше различия в оценке доступных для использования ресурсов биомассы и стоимости вырабатываемой из нее энергии.

Т а б л и ц а 2.14

Возможные масштабы использования биомассы, млн ТДж/год

Источник	Год	Энергопотребление	Использование биомассы
RIGES [26]	2025	395	145
	2050	561	206
SHELL [34]	2060	1500	220
		900	200
WEC [35]	2050	671–1057	94–157
	2100	895–1880	132–215
Greenpeace [36]	2050	610	114
	2100	986	181
IPPC [37]	2050	560	280
	2100	710	325
ИСЭМ СО РАН [10]	2050	356–402	49–92
	2100	457–611	78–92

2.5.3. Энергия ветра

Около 25 % солнечной радиации, достигающей нижних слоев атмосферы, превращается в кинетическую энергию ветра [26]. Однако только очень небольшую ее часть можно использовать практически. Доступные ресурсы ограничены объемом приземной атмосферы над сушей и прибрежными мелководьями высотой примерно 200 м в районах со среднегодовой скоростью ветра более 5 м/с (на высоте 10 м). Такая скорость ветра соответствует 3–му классу ветроресурсов по принятой в США шкале (табл. 2.15).

В настоящее время хорошими для развития ветроэнергетики считаются районы с 5–м классом ветра и выше, где среднегодовая скорость ветра более 6 м/с на высоте 10 м и 7,5 м/с на высоте 50 м (при этом удельная мощность ветрового потока превышает 250 и 500 Вт/м² соответственно). По мере совершен-

ствования ветродвигателей вполне приемлемыми для ветроэнергетики станут районы с 4–м, а затем и с 3–м классом ветра.

Т а б л и ц а 2.15

Классификация ветроэнергетических ресурсов в зависимости от среднегодовой скорости ветра (или среднегодовой удельной мощности ветра) на высоте 10 и 50 м от поверхности земли

Класс	Высота 10 м		Высота 50 м	
	Скорость ветра, м/с	Удельная мощность, Вт/м ²	Скорость ветра, м/с	Удельная мощность, Вт/м ²
1	0–4,4	0–100	0–5,6	0–200
2	4,4–5,1	100–150	5,6–6,4	200–300
3	5,1–5,6	150–200	6,4–7,0	300–400
4	5,6–6,0	200–250	7,0–7,5	400–500
5	6,0–6,4	250–300	7,5–8,0	500–600
6	6,4–7,0	300–400	8,0–8,8	600–800
7	7,0–9,4	400–1000	8,8–11,9	800–1200

На основе метеорологических данных по площади суши и прибрежных зон с ветрами соответствующих классов [26, 38] были оценены теоретические ресурсы кинетической энергии ветра по регионам мира (табл. 2.16) [21].

Т а б л и ц а 2.16

Ресурсы энергии ветра класса 3 и выше, млрд ТДж/год

Регион	Класс			В с е г о
	5–7	4	3	
СА	63,4	24,8	28,2	116,4
ЕВ	7,1	6,1	3,9	17,1
ЯК	0,2	0,3	0,9	1,4
АЗ	10,4	5,7	9,4	25,5
СР	21,6	32,0	37,2	90,8
ЛА	18,0	12,1	15,5	45,6
БВ	0,7	8,2	7,3	16,2
АФ	3,2	39,4	34,4	77,0
КТ	1,7	2,9	7,9	12,5
ЮА	1,8	3,0	8,0	12,8
Мир, в с е г о	128,1	134,5	152,7	415,3

На рис. 2.8 представлено географическое распределение ветроэнергетических ресурсов в зависимости от средней годовой скорости ветра [23]. Как видно, основной ветропотенциал сосредоточен в прибрежных зонах. Как правило, это районы с высокой плотностью населения, развитыми коммуникациями, промышленностью и сельским хозяйством.

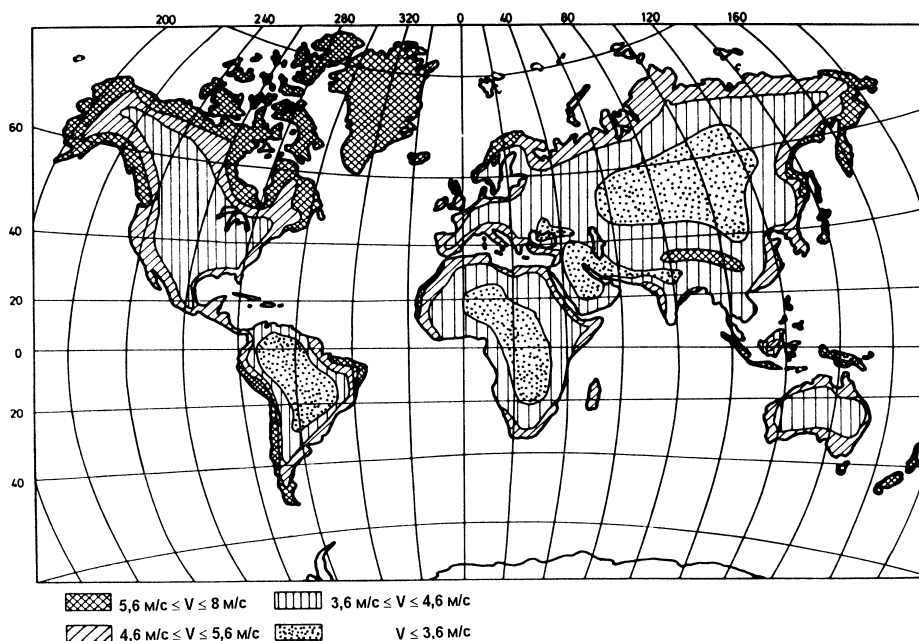


Рис. 2.8. Географическое распределение ветроэнергетических ресурсов в зависимости от средней годовой скорости ветра.

Есть опасение, что крупномасштабное использование ветродвигателей в прибрежной зоне может вызвать существенные климатические изменения не только в данном районе, но и в глубине материков. Например, могут измениться режимы выпадения осадков до такой степени, что это отразится на сельском хозяйстве. Значительно уменьшает доступные ветроресурсы эффект “интерференции”, заключающийся во взаимном влиянии ветродвигателей при плотном их расположении. Соответствующие потери энергии быстро увеличиваются при расстоянии между ветроустановками менее 10 диаметров их ветроколес.

Обычно ветродвигатели включаются в работу при скорости ветра больше 3–5 м/с и во избежание поломок отключаются, когда скорость ветра превышает 20–25 м/с. Поскольку мощность ветродвигателя зависит от скорости ветра в кубе, то исключение из ресурсной базы высокоэнергетичных штормовых ветров оказывается заметным. Особенно это касается прибрежных районов.

Значительный ветропотенциал сосредоточен на побережье северных морей России, Канады, Аляски. Это практически необитаемые районы.

Детальному учету отмеченных выше факторов при оценке ветропотенциала различных стран и регионов мира посвящено много работ. Результаты их обобщены в [26, 38, 39], на основе которых были оценены потенциальные, технически возможные и экономические ресурсы кинетической энергии ветра для производства электроэнергии (табл. 2.17). Потенциальные ресурсы для мира оказались равны приблизительно 7 млрд ТДж/год, что не превышает 2 % от теоретического значения. Технически возможные ресурсы еще на порядок меньше. Из них на долю экономических приходится около 20 %. Оценки экономических ресурсов в табл. 2.17 следует считать оптимистическими.

Экономические ресурсы энергии ветра разделены на девять категорий в зависимости от следующих параметров: 1) энергетического потенциала (класса

ветра) и 2) расстояния от центров потребления электроэнергии (табл. 2.18, 2.19).

Т а б л и ц а 2.17

Ресурсы энергии ветра для производства электроэнергии, млн ТДж/год

Регион	Ресурсы		
	потенциальные	технически возможные	экономические
СА	2000	202	75,2
ЕВ	454	72	9,5
ЯК	23	4	1,0
АЗ	432	40	9,5
СР	1520	150	42,0
ЛА	778	78	14,7
БВ	268	28	1,1
АФ	1267	130	6,4
КТ	212	32	9,1
ЮА	220	33	7,7
Мир, всего ...	7174	769	176,2

Т а б л и ц а 2.18

Качественные характеристики экономических ресурсов энергии ветра

Категория	Ветровой потенциал	Расстояние до центров потребления
1	Высокий (классы ветра 5–7)	Близко
2		Далеко
3		Очень далеко
4	Средний (класс ветра 4)	Близко
5		Далеко
6		Очень далеко
7	Низкий (класс ветра 3)	Близко
8		Далеко
9		Очень далеко

Т а б л и ц а 2.19

Распределение экономических ресурсов энергии ветра (млн ТДж/год) по категориям

Категория	Регион										
	СА	ЕВ	ЯК	АЗ	СР	ЛА	БВ	АФ	КТ	ЮА	Мир
1	3,0	1,0	0,2	1,0	0,5	1,2	0,1	0,2	0,6	1,2	9,0
2	1,0	0,5	0,3	0,5	0,5	2,5	0,1	1,0	1,0	1,2	8,6
3	26,2	2,0	0,0	3,5	11,0	5,0	0,2	0,2	3,0	2,3	53,4
4	6,0	1,1	0,1	0,6	3,0	0,7	0,0	0,6	0,6	0,5	13,2
5	2,5	0,2	0,0	0,7	1,0	1,0	0,2	0,7	0,3	0,2	6,8
6	5,0	0,5	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,3	11,4
7	14,0	2,5	0,4	1,4	7,0	1,8	0,2	1,4	1,4	1,0	31,1
8	5,5	1,8	0,0	1,8	6,0	2,0	0,3	1,9	0,7	0,3	20,3
9	12,0	0,0	0,0	0,0	8,0	0,5	0,0	0,2	1,1	0,7	22,5
Всего...	75,2	9,5	1,0	9,5	42,0	14,7	1,1	6,4	9,1	7,7	176,2

К настоящему времени разработано много различных типов ветроэнергетических установок (ВЭУ). Наиболее эффективны из них установки с горизонтальной осью вращения, состоящие из следующих основных узлов: 1) башни; 2) головки с расположенными внутри генератором, редуктором и элементами системы управления; 3) ветроколеса.

Доля России в ресурсах энергии ветра бывшего Советского Союза составляет 79 % [30]. Внутри России распределение ресурсов таково (%): Дальний Восток – 19,0, Восточная Сибирь – 12,7, Западная Сибирь и Уральский район – по 15,2, остальные европейские районы России – 37,9 (в том числе Северный район – 15, Поволжье – 7,6, Северный Кавказ – 5,1) [30].

Основной особенностью, отличающей ВЭУ от традиционных источников энергии, является непостоянство их мощности N , которая изменяется в зависимости от скорости ветра v по закону

$$N(v) = N_0 f(V),$$

где N_0 – установленная мощность ВЭУ (мощность генератора), $f(V)$ – рабочая характеристика (рис. 2.9). При скорости ветра $V < V_0$ (обычно $V_0 = 3 \div 5$ м/с) ВЭУ простаивает, при $V_0 < V < V_1$ мощность возрастает в соответствии со степенной зависимостью $f(V) \sim V^\rho$, где $\rho \approx 2 \div 3$, в интервале скоростей $V_1 < V < V_2$ система регулирования поддерживает мощность приблизительно постоянной, а при больших скоростях ветра ($V > V_2 = 20 \div 35$ м/с) ВЭУ останавливается во избежание поломок. Зная рабочую характеристику $f(V)$ и вероятностное распределение скорости ветра, можно вычислить среднюю мощность ВЭУ, годовое число часов использования установленной мощности N_0 , а затем найти стоимость производимой электроэнергии [40].

Поскольку при скорости ветра $V < V_1$ ВЭУ либо простаивает, либо работает на мощности ниже номинальной, для надежного электроснабжения потребителей ветроустановка должна дублироваться другими энергоисточниками, например на органическом топливе. Для электроснабжения небольших населенных пунктов (потребляемая мощность до 10 МВт), удаленных от линий электропередачи и источников снабжения топливом, применяются ветродизельные системы, позволяющие экономить дорогое органическое топливо. При оценке экономической эффективности таких ВЭУ необходимо учитывать, что часть вырабатываемой ими энергии может не использоваться потребителем (аккумулироваться, рассеиваться на балластной нагрузке и т.п.), а также имеет место экономический эффект за счет вытеснения ветроустановками части мощности дублирующих энергоисточников при сохранении неизменной надежности энергоснабжения [40, 41].

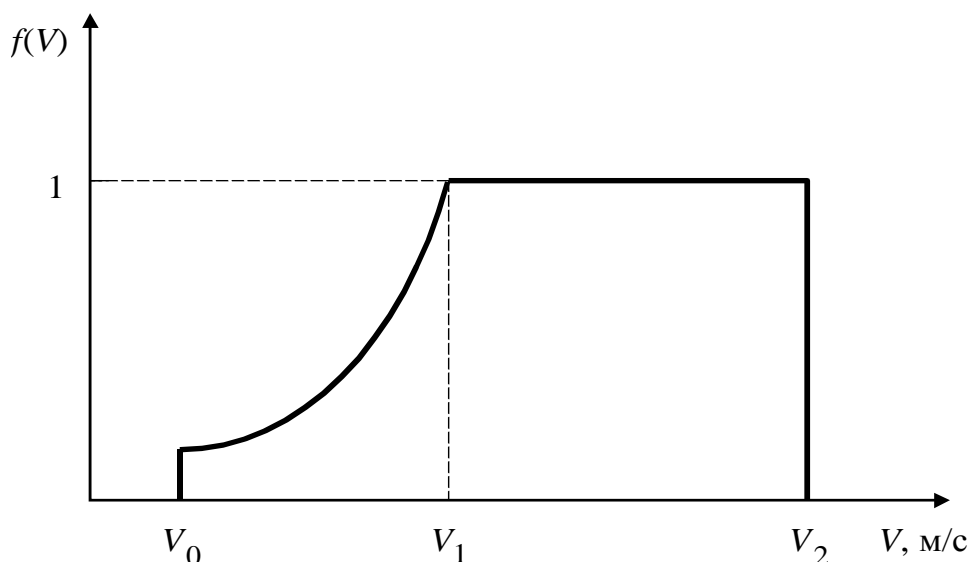


Рис. 2.9. Рабочая характеристика ВЭУ.

Работа ВЭУ в составе энергосистемы не вызывает серьезных технических проблем, если их мощность невелика по сравнению с мощностью энергосистемы, что, как правило, в настоящее время всегда выполняется: максимальная доля ВЭУ (около 3 %) достигнута в электроэнергетике Дании. Если же доля ВЭУ в энергосистеме будет большой (более 20–30 %), то в сети могут возникнуть неприемлемые колебания частоты и напряжения. Однако прогресс в развитии преобразовательной техники позволяет снизить влияние ВЭУ на работу электрической сети и снять это ограничение.

Установленная мощность ВЭУ N_0 , кВт, номинальная скорость ветра V_1 , м/с, и диаметр ветроколеса D , м, связаны зависимостью

$$N_0 = 0,000481 \eta V_1^3 D^2,$$

где η – коэффициент использования энергии ветра, который для лучших ВЭУ равен 0,4–0,5 (при теоретически предельном значении $\eta=0,593$). В соответствии с этой зависимостью диаметр ветроколеса мощной ВЭУ ($N_0 \approx 1$ МВт, $V_1 \approx 13$ м/с) составляет около 50 м.

В зависимости от конструкции лопастей и способов регулирования частоты вращения ветроколеса (турбины) используют следующую классификацию режимов работы ветроустановок: 1) с изменением угла установки лопастей ($\alpha=\text{var}$) и постоянной частотой вращения ($\omega=\text{const}$); 2) с изменением угла установки лопастей ($\alpha=\text{var}$) и переменной частотой вращения ($\omega=\text{var}$); 3) с постоянным (фиксированным) углом установки лопастей ($\alpha=\text{const}$) и постоянной частотой ($\omega=\text{const}$); 4) с постоянным (фиксированным) углом установки лопастей ($\alpha=\text{const}$) и переменной частотой вращения ($\omega=\text{var}$). Оптимальным является такой режим работы ВЭУ, когда при любом значении скорости ветра угловая скорость вращения колеса ω изменяется таким образом, что выполняется условие $\eta=\eta_{\text{max}}$.

В 2000 г. суммарная установленная мощность работающих в мире ВЭУ составляла свыше 18,5 ГВт (рис. 2.10), в том числе 13,8 ГВт – в Европе, 2,7 – в

Северной Америке, 0,168 – в Японии и Корее, 0,09 – в Австралии и Новой Зеландии, 1,34 – в Индии, 0,36 – в Китае, 0,14 – на Ближнем Востоке, 0,1 ГВт – в Латинской Америке [43]. Рынок ВЭУ является одним из наиболее быстроразвивающихся, его рост превышает 20 % в год (к середине 2002 г. установленная мощность ВЭУ в мире превысила 25 ГВт, к 2005 г. должна превысить 40 ГВт). Установленная мощность ВЭУ в России всего 5 МВт, к 2015 г. эта величина прогнозируется в диапазоне 150–2000 МВт (500 МВт в наиболее вероятном сценарии) [42].

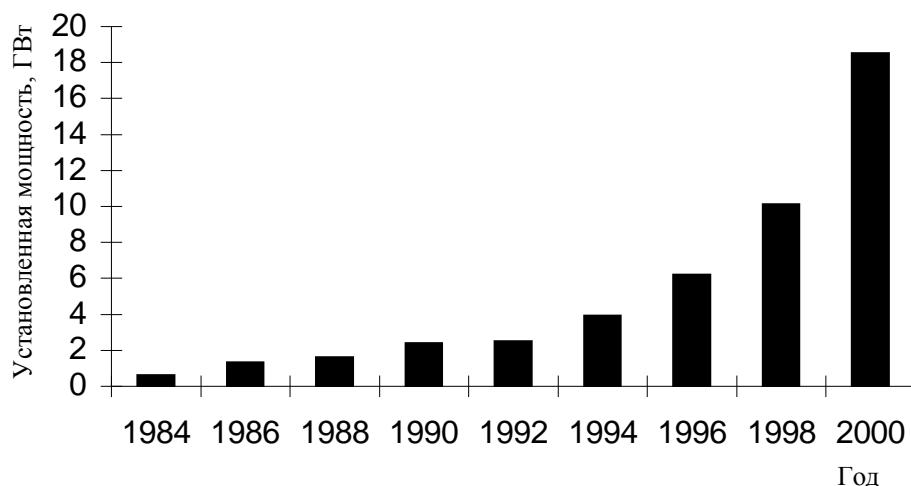


Рис. 2.10. Установленная мощность ВЭУ в мире.

Средняя мощность выпускаемых промышленностью установок неуклонно возрастает (рис. 2.11). Одновременно с этим увеличивается средняя удельная выработка энергии: со 150 кВт·ч/м² площади ветроколеса в год в 1980 г. до 500 кВт·ч/м² в конце 1990–х годов [43].

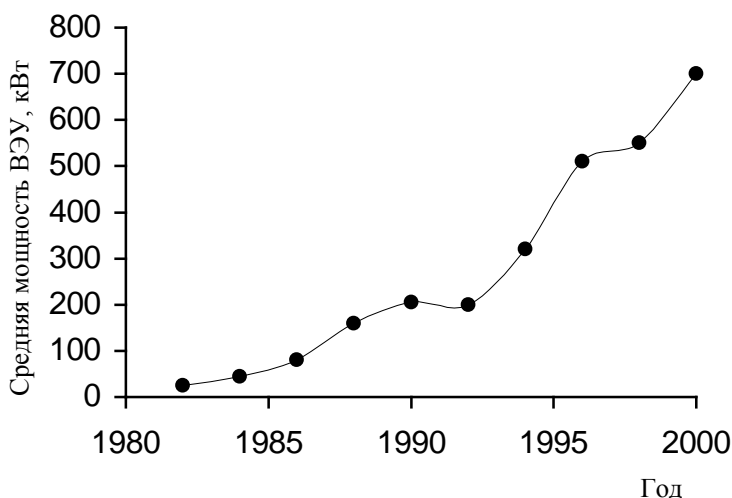


Рис. 2.11. Средняя мощность ВЭУ.

В 1982 г. цена датских ветроустановок (без учета их монтажа) составляла 1770 дол./кВт, в 1997 г. она снизилась до 850 дол./кВт. Такое снижение происходило прежде всего за счет увеличения единичной мощности: коэффициент снижения стоимости однотипных установок в период 1982–1997 гг. составил 2–8 % [43].

В настоящее время капиталовложения в ВЭУ (с учетом затрат на фундамент и строительные-монтажные работы) лежат в интервале 1000–2500 дол./кВт и зависят как от номинальной мощности, так и от других параметров (диаметр ветроколеса, высота башни) [40]. В последние годы на рынке появились установки мощностью 1,5 МВт.

Стоимость электроэнергии, вырабатываемой современными ВЭУ при средней многолетней скорости ветра более 7 м/с, составляет около 4 цент/кВт·ч. Для перспективных установок с оптимизированными параметрами она может снизиться до 2,5–3 цент/кВт·ч (рис. 2.12) [20, 40, 41].

Как показывают результаты наших расчетов на модели GEM-10R, масштабы применения энергии ветра в XXI в. могут составлять в 2050 г. от 2,7 до 110 млн ТДж, в 2100 г. – от 9 до 113 млн ТДж (меньшее значение соответствует сценариям с отсутствием каких-либо ограничений на выбросы CO₂, большее – в сценариях с жесткими ограничениями эмиссии) по сравнению с нынешними 0,3 млн ТДж [10].

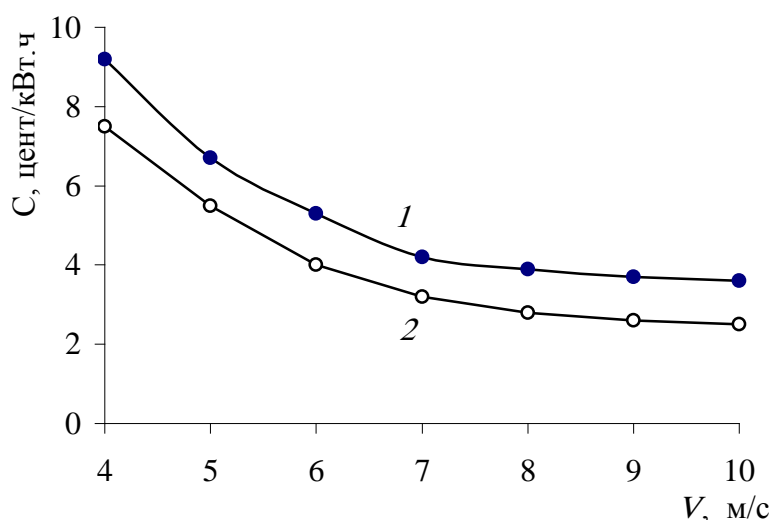


Рис. 2.12. Стоимость электроэнергии ВЭУ. 1 – существующие установки, 2 – перспективные.

Таким образом, использование энергии ветра является одним из самых эффективных способов обеспечения энергетических потребностей человечества в XXI в., а ветроэнергетические установки по эффективности сопоставимы с лучшими гидроэлектростанциями. Вместе с тем необходимо решить ряд серьезных технических проблем (развитие систем аккумулирования с целью сглаживания прерывистого характера выработки энергии ВЭУ, уменьшение шума

при работе ВЭУ), которые сдерживали до настоящего времени использование этого вида ВЭР.

2.5.4. Солнечная энергия

Среднегодовая мощность солнечного излучения в целом по планете равна приблизительно 160 Вт/м^2 [21]. Однако она изменяется в достаточно широком диапазоне в зависимости от широты местности и природно-климатических условий: облачности, влажности, высоты над уровнем моря, запыленности атмосферы и т.д. В пустынных районах Африки, Австралии, Америки эта величина превышает 250 Вт/м^2 , а в высоких широтах не достигает и 90 Вт/м^2 . На рис. 2.13, заимствованном из [23], показано поступление солнечной энергии с учетом погодных условий. Общий годовой приход солнечной радиации на территории России составляет 3695 млн ТДж/год [30].

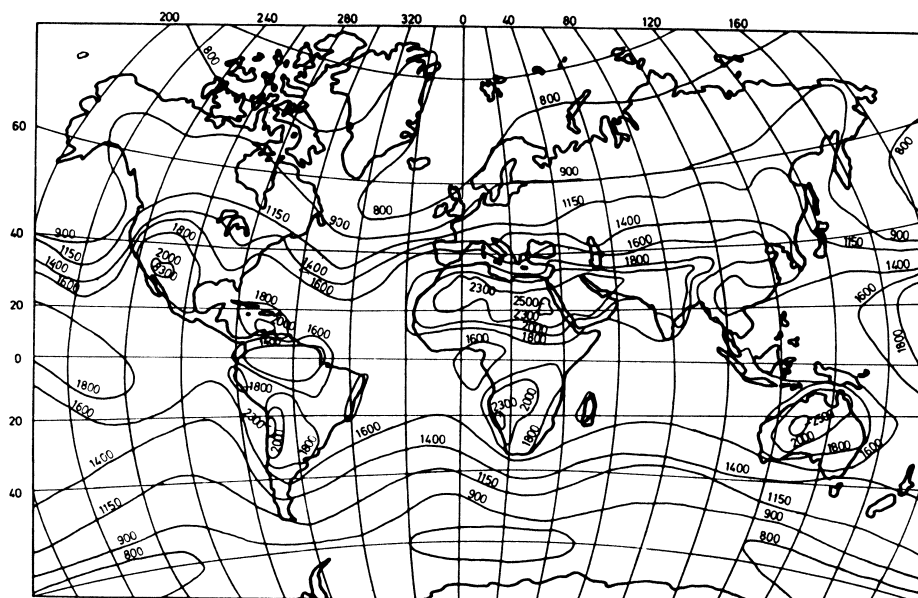


Рис. 2.13. Географическое распределение ресурсов солнечной энергии в зависимости от ее годового поступления, кВт·ч/(год·м²).

В табл. 2.20 приведены наши оценки экономических ресурсов солнечной энергии для нужд энергетики [21]. В зависимости от величины среднегодового прихода солнечной энергии выделены три категории ресурсов:

- дешевые (2200 кВт·ч/м^2 или 8 ГДж/м^2 в год и выше);
- дорогие (в среднем 1650 кВт·ч/м^2 или 6 ГДж/м^2 в год);
- очень дорогие (1100 кВт·ч/м^2 или 4 ГДж/м^2 в год).

Ресурсы солнечной энергии, млн ТДж/год

Регион	Категория			Всего
	дешевая	дорогая	очень дорогая	
СА	8,0	0,6	1,8	10,4
ЕВ	0,0	0,0	0,6	0,6
ЯК	0,0	0,0	0,15	0,15
АЗ	24,0	2,7	0,4	27,1
СР	0,0	1,8	3,0	4,8
ЛА	8,0	3,0	0,5	11,5
БВ	72,0	3,0	0,0	75,0
АФ	40,0	6,0	0,0	46,0
КТ	0,0	0,3	4,0	4,3
ЮА	0,0	2,4	1,2	3,6
Мир, всего	152,0	19,8	11,6	183,5

Районы со среднегодовой мощностью солнечного излучения менее 120 Вт/м^2 считались неперспективными для крупномасштабного развития солнечной энергетики [21].

В расчетах предполагалось, что для солнечной энергетики изымаются следующие территории в соответствующих “солнечных” зонах: 0,2 % – в районах с дешевой солнечной энергией (как правило, это пустыни), 0,1 % – в районах с дорогой солнечной энергией (обычно это полупустыни), 0,01 % – в районах с очень дорогой солнечной энергией (это преимущественно основные сельскохозяйственные районы и лесные массивы).

Электроэнергию за счет использования солнечной энергии можно получить либо в теплосиловых установках, в которых используется поток концентрированного солнечного излучения, либо в установках прямого преобразования энергии с применением фотоэлектрических преобразователей (ФЭП).

Теплосиловые солнечные электростанции (СЭС). К настоящему времени предложено большое число типов теплосиловых СЭС. Наиболее известными являются тепловые башенные электростанции с различными концентраторами солнечной энергии, в которых реализуется паротурбинный цикл (солнечная энергия нагревает воду или другое рабочее тело до парообразного состояния, далее пар направляется в турбину, которая вращает электрогенератор) или применяется двигатель Стирлинга (солнечная энергия используется для нагревания рабочего тела в специальном тепловом двигателе, который приводит в движение ротор генератора).

В 1970–1980-х годах в разных странах было сооружено несколько пилотных СЭС башенного типа мощностью 0,5–10 МВт. Все они построены по одному принципу: зеркала–гелиостаты следят за солнцем и отражают солнечные лучи на приемник (солнечный котел, производящий водяной пар, направляемый в турбину), установленный наверху башни. К настоящему времени ни одна из этих СЭС не эксплуатируется из-за низких экономических показателей по сравнению с традиционными установками на органическом топливе [44].

Начиная с середины 1980–х годов в Южной Калифорнии построены девять СЭС с параболично–цилиндрическими концентраторами (ПЦК) единичными мощностями 14–80 МВт (по технологии LUZ). Следя за солнцем по одной оси, концентраторы фокусируют солнечную радиацию на трубчатых приемниках, заключенных в вакуумированные трубы. Внутри приемника протекает высокотемпературный жидкий теплоноситель, который нагревается и затем отдает тепло водяному пару в парогенераторе. Строительство таких СЭС было остановлено (оказалось неэкономичным) после прекращения поддержки их развития из федерального бюджета США. В настоящее время в США и Австралии предпринимаются попытки повысить их эффективность.

Еще одну разновидность представляет собой СЭС с параболическим концентратором (ПК), следящим за солнцем по двум осям. Параболический концентратор является теоретически наилучшим концентрирующим устройством. Однако СЭС с ПК, в отличие от башенных СЭС и СЭС с ПЦК, по конструктивным особенностям не позволяют иметь большие единичные мощности в одном модуле. Поэтому область их применения ограничивается автономными энергосистемами.

Оригинальный проект солнечной электростанции реализуется в настоящее время в США: воздух, нагретый до 35 °С под стеклянной крышей на площади в несколько квадратных миль, поднимается со скоростью до 15 м/с в центральной трубе диаметром 400 и высотой 1000 м и приводит в действие турбину мощностью 200 МВт [45].

Фотоэлектрические СЭС. Большой интерес представляют установки прямого преобразования солнечной радиации в электроэнергию с помощью ФЭП. Основным элементом ФЭП являются кристаллы или пленка полупроводникового материала, где непосредственно происходит преобразование энергии поглощенного кванта света в электроэнергию. Площадь единичного ФЭП обычно невелика, поэтому на СЭС они объединяются в модули, хотя при этом появляются дополнительные потери энергии в соединительных проводниках.

Теоретический КПД фотопреобразователя (фотоэлемента) определяется шириной запрещенной зоны полупроводника. Максимальный КПД достигается при ширине запрещенной зоны 1,3–1,8 эВ. Кроме того, для обеспечения высокого КПД ФЭП необходимо минимизировать внешние (оптические) и внутренние (рекомбинация носителей и т.д.) потери в нем.

Предельный КПД СЭС, определяемый вторым законом термодинамики, равен 94,8 %. Теоретический КПД активно разрабатываемых в настоящее время ФЭП первого поколения – гомогенных (кристаллический и аморфный кремний) и гетерогенных (один гетеропереход) фотоэлементов – не превышает 30 %. Для этих же типов ФЭП, но с концентраторами солнечной энергии (ФЭП второго поколения) теоретический КПД возрастает до 40 %. Для ФЭП третьего поколения (мультигетерогенные фотоэлементы с концентраторами солнечной энергии, фотопреобразователи с разложением солнечного излучения в спектр) теоретический КПД равен 86,5 % [46].

КПД серийно выпускаемых фотоэлектрических модулей на аморфном кремнии до начала 1980-х годов не превышал 2,0–2,5 %. В начале 1990-х годов он уже составлял 6–8 %, а к середине 1990-х возрос до 10–12 % (рис. 2.14) [47–49]. КПД более дорогих серийных ФЭП на кристаллическом кремнии в настоящее время составляет 16 % [47]. Экспериментальные образцы обеспечивают КПД 20–21 % [46].

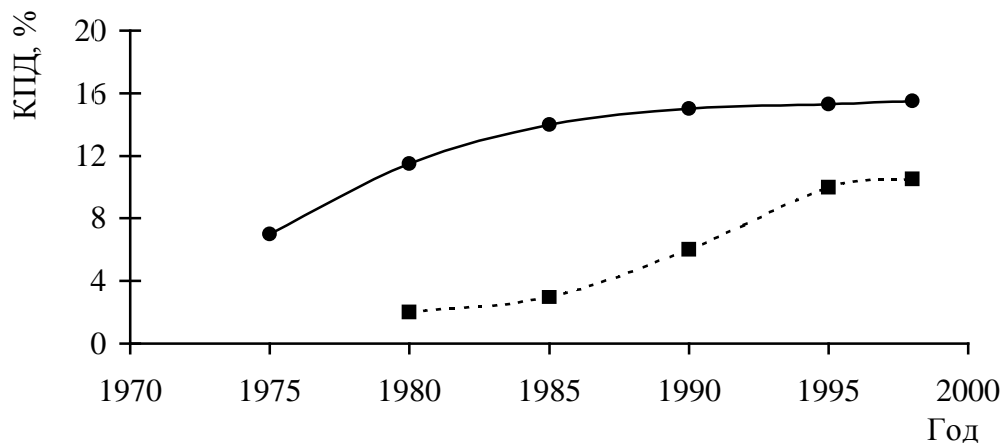


Рис. 2.14. Динамика изменения КПД солнечных модулей. 1 – на кристаллическом кремнии, 2 – на аморфном кремнии.

Наибольшие надежды в части повышения КПД фотоэлементов, видимо, следует связывать с каскадными гетерогенными фотопреобразователями (имеющими 2–3 и даже 4 гетероперехода). В настоящее время в лабораторных условиях уже созданы фотоэлементы с КПД 29–30 % (каскадные гетерофотопреобразователи на основе арсенида галлия с концентраторами) [50, 51]. На сегодняшний день такие элементы слишком дороги, но предполагается, что к середине XXI в. их стоимость существенно снизится. Реально достижимый КПД таких ФЭП составляет 35–40 % [46].

В середине 1980-х годов в мире эксплуатировалось около 150 МВт ФЭП, подавляющее большинство которых работало на кристаллическом кремнии. Общий объем продаж фотоэлементов в 1999 г. достиг 200, годовые темпы за последние 5 лет составили 30% [23]. Среди отдельных стран выделяются США – 60 МВт, Япония – 80 МВт, Германия – 50 МВт (Россия – 0,5 МВт).

Важнейшими достоинствами фотоэлектрических СЭС являются модульность, высокая степень заводской готовности, простота обслуживания, высокая надежность, отсутствие вредных выбросов в окружающую среду в процессе эксплуатации и специальных требований к площадке. В качестве основных недостатков следует назвать сильную зависимость СЭС от погодных условий, большое отчуждение земли, генерирование постоянного тока, высокую стоимость.

В 1974 г. удельная стоимость фотоэлементов составляла более 30 000 дол./кВт, в 1984 г. – около 15 000 дол./кВт, к настоящему времени она уменьшилась до 3500 дол./кВт [48, 49]. Стоимость солнечных модулей в суммарной

стоимости эксплуатируемых экспериментальных СЭС обычно составляет 50–60 % и более.

Фотоэлектрическая СЭС в общем случае включает в себя фотоэлектрические модули, установленные на неподвижных или вращающихся решетках; концентраторы солнечного излучения (для ФЭП с концентраторами); конверторы «постоянный ток/постоянный ток»; инверторы «постоянный ток/переменный ток»; повышающие трансформаторы; систему аккумуляции энергии.

Вольт–амперная характеристика и точка максимальной мощности фотопреобразователя непрерывно меняются вследствие изменения мощности солнечного излучения и температуры ФЭП. Для обеспечения работы ФЭП в точке максимальной мощности используется управляемый конвертор «постоянный ток/постоянный ток». Преобразование генерируемого ФЭП постоянного тока в переменный осуществляется с помощью инвертора с последующей фильтрацией высших гармоник.

Прогнозные оценки показателей СЭС приведены в табл. 2.21 [10]. Они предполагают фотоэлектрические СЭС, для которых ожидается существенный технический прогресс. При этом, следуя логике представления ресурсов солнечной энергии в зависимости от географических и климатических характеристик местности, выделены три класса СЭС: 1) дешевая, располагаемая в районах с высоким уровнем солнечного излучения, 2) дорогая, размещаемая в районах со средним его уровнем, 3) очень дорогая, располагаемая в районах с низким уровнем солнечного излучения. Повышение стоимости электроэнергии СЭС происходит из-за снижения числа часов использования установленной мощности h . В табл. 2.21 характеристики СЭС даны с учетом затрат на передачу электроэнергии в центры потребления и соответствующих потерь в ЛЭП. Наиболее удалены от крупных центров потребления дешевые СЭС, располагаемые в районах с высокой инсоляцией (обычно это пустынные районы). Срок службы СЭС принят равным 30 годам, расход энергии на собственные нужды – 4 %.

Т а б л и ц а 2.21

Технико–экономические характеристики СЭС

СЭС	Год	КПД (нетто)	h , ч/год	k , дол./кВт	S , (дол./год)/кВт	$C_{эл}$, цент/(кВт·ч)
Дешевая	2025	0,14	2200	2450	16	8,30
	2050	0,24	2200	1950	16	6,76
	2075	0,29	2200	1750	16	6,15
	2100	0,34	2200	1650	16	5,84
Дорогая	2025	0,15	1650	2250	13	10,06
	2050	0,25	1650	1750	13	8,01
	2075	0,3	1650	1550	13	7,19
	2100	0,35	1650	1450	13	6,78
Очень дорогая	2025	0,15	1100	2000	10	13,27
	2050	0,25	1100	1500	10	10,19
	2075	0,3	1100	1300	10	8,96
	2100	0,35	1100	1200	10	8,34

На рис. 2.15 приведены оценки стоимости электроэнергии, вырабатываемой СЭС при различных уровнях солнечного излучения. Как видно из этого рисунка и табл. 2.20, стоимость электроэнергии, производимой на СЭС в лучших климатических условиях, составит около 8 цент/кВт·ч в 2025 г. и уменьшится примерно до 6 цент/(кВт·ч) в 2100 г.

В табл. 2.22 приведены прогнозы возможного использования солнечной энергии в XXI в. Прогнозное энергопотребление составляло 400–600 млн ТДж в 2025 г. и 400–1200 млн ТДж после 2025 г. В модели GEM–10R солнечная энергетика не получала развития при пониженном энергопотреблении и отсутствии ограничений на выбросы CO₂, максимальные масштабы внедрения имели место при высоком энергопотреблении и жестких глобальных ограничениях на эмиссию (на уровне 1990 г.). По данным расчетов на модели GEM–10R, вероятно использование лишь первой категории ресурсов солнечной энергии в Северной и Латинской Америке, Африке и на Ближнем Востоке, в России широкое внедрение СЭС проблематично.

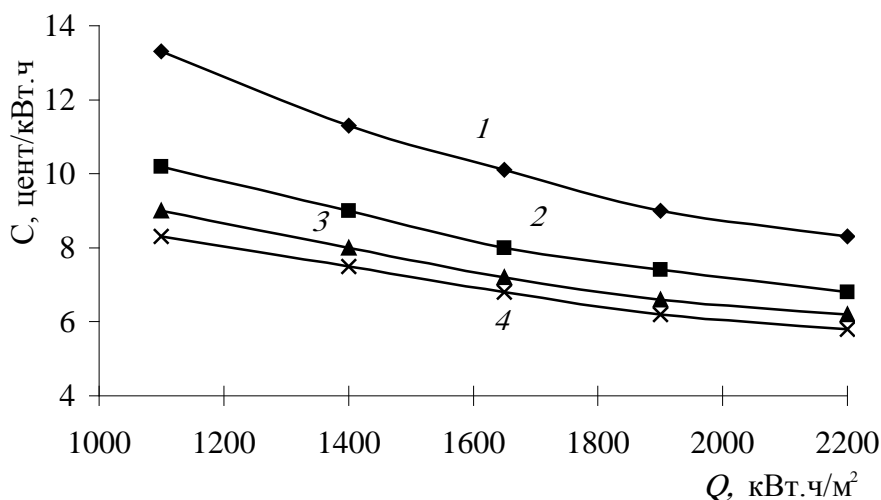


Рис. 2.15. Стоимость электроэнергии от солнечных энергоустановок для различных уровней солнечного излучения. 1 – 2025 г., 2 – 2050, 3 – 2075, 4 – 2100 г.

Т а б л и ц а 2.22

Возможные масштабы использования солнечной энергии, млн ТДж электроэнергии

Источник	2020–2025 гг.	2050 гг.	2100 гг.
WEC [36]	16	–	–
IIASA [53]	2–4	7–14	–
RIGES [27]	17	35	–
SHELL [35]	<10	200	–
Greenpeace [37]	90	270	830
ИСЭМ СО РАН [22]	0–17	0–52	0–60

2.5.5. Геотермальная энергия

Средняя плотность теплового потока, поступающего из недр Земли, составляет у ее поверхности $0,060\text{--}0,065$ Вт/м² [26], что в 2–4 тыс. раз меньше потока солнечного излучения. Из-за неоднородности теплофизических свойств мантии и земной коры плотность теплового потока в различных районах изменяется в широком диапазоне. В одних местах она не достигает и $0,03$ Вт/м², а в других превышает $0,5$ Вт/м². Последние представляют наибольший интерес для развития геотермальной энергетики.

Как правило, наиболее богаты геотермальными ресурсами зоны разлома литосферных плит и места высокой геологической активности. К числу таких районов относятся: Тихоокеанское Огненное Кольцо (которое охватывает тихоокеанское побережье Северной и Латинской Америки, Новую Зеландию, ряд островов Океании и Юго-Восточной Азии, Японию, Курильские острова и Камчатку), Альпийско-Гималайская горная цепь, Центральная Азия, Восточная Африка, район Красного моря и Центрально-Атлантический риф с выходом в Исландии (рис. 2.16).

Теоретические ресурсы геотермальной энергии на Земле до глубины 3 км равны приблизительно 41 000 млрд ТДж/год. В пределах глубины 5 км теоретические ресурсы в 3–4 раза больше (около 140 000 млрд ТДж) [26]. Это ориентировочные цифры, но они характеризуют геотермальные ресурсы как практически неисчерпаемые.

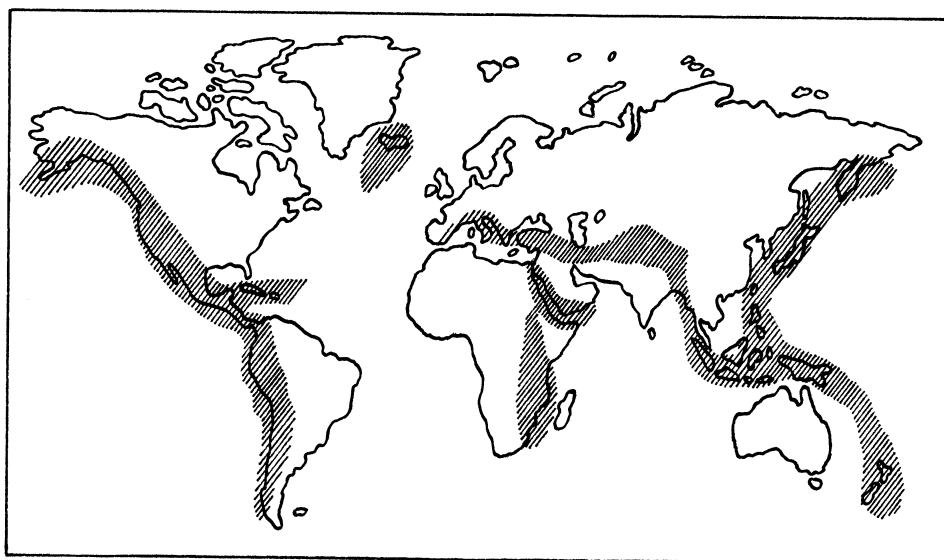


Рис. 2.16. Географическое распределение ресурсов геотермальной энергии.

Однако ресурсы геотермальной энергии нельзя в полной мере рассматривать в качестве возобновляемых. Дело в том, что они в основном представлены теплотой, накопленной горными породами и водными резервуарами за многие миллионы лет. При быстром извлечении теплоты породы будут остывать (по-

сколькx их теплопроводность относительно невысока) и потребуетx осваивать новые участки.

Важнейшей характеристикой геотермальных ресурсов является температура, при которой извлекается энергия. Более 97 % теоретических ресурсов геотермальной энергии относится к классу низкопотенциальных (88 % с температурой ниже 100 °С и 9 % с температурой 100–150 °С). Они практически не пригодны для производства электроэнергии. Вклад ресурсов более высокого потенциала составляет менее 3 % (2,7 % с температурой 150–250 °С и всего 0,16 % с температурой более 350 °С). Однако температурный уровень даже этих ресурсов очень низок, что является главной причиной низкой энергетической эффективности геотермальных электростанций. Их КПД обычно составляет 10–20 %.

Геотермальные ресурсы можно разделить на четыре группы:

- 1) традиционные гидротермальные (подземные запасы горячей воды и пара);
- 2) нетрадиционные гидротермальные (резервуары горячей воды и пара под аномально высоким давлением на большой глубине);
- 3) петротермальные (теплота, аккумулированная сухими горными породами);
- 4) тепловая энергия магмы.

Ресурсы первой группы давно и успешно используются. Они существенно дешевле остальных. Но их доля в суммарных ресурсах очень незначительна (например, в США около 2 %). Кроме того, они являются преимущественно низкопотенциальными. Нет принципиальных технических ограничений на использование нетрадиционных гидротермальных ресурсов (ресурсы второй группы), однако они очень дороги.

Освоение технологии извлечения теплоты из сухих горных пород (третья группа ресурсов) еще не вышло из стадии НИОКР. Сейчас очевидно, что эта технология также будет очень дорогой. Наибольшая часть затрат связана с бурением и обустройством глубоких скважин, каждая из которых представляет собой достаточно сложное инженерное сооружение.

Тепловые ресурсы горячих пород целесообразно осваивать только в районах с аномально высоким геотемпературным градиентом, превышающим 50–70 °С/км вглубь (при среднем значении для «нормальных» районов 25–35 °С/км). По результатам опытов в Fenton Hill (США, 1986 г.), при градиенте 50–70 °С/км одна скважина глубиной 3,6 км (температура пород 240 °С) обеспечивает теплотой энергоустановку электрической мощностью 1 МВт. Для эффективной эксплуатации скважин в течение длительного времени на каждую из них должна приходиться площадь 0,1–1,0 км² (возможно, и больше). Следовательно, для размещения ГеоТЭС электрической мощностью 1000 МВт потребуются территория 100–1000 км². Удельная мощность ГеоТЭС составит 1–10 МВт/км². Для сравнения заметим, что удельная пиковая электрическая мощность солнечной электростанции равна 50–100 МВт/км², а среднегодовая для различных климатических зон составляет от 5–15 до 10–25 МВт/км² при

КПД преобразования солнечного излучения в электроэнергию соответственно 10 и 20 %.

Ресурсы с более высоким температурным градиентом (80–90 °С/км) могли бы обеспечить более хорошие экономические показатели. Однако таких мест на Земле немного.

Наиболее высокую температуру имеют ресурсы четвертой группы, связанные с магмой. Но их освоения можно ожидать в очень отдаленном будущем, и, видимо, они окажутся еще более дорогими.

Интенсивное освоение в ограниченном районе геотермальных ресурсов, особенно теплоты горных пород, может стимулировать землетрясения (в результате гидравлических разрывов пород и увеличения неоднородности их свойств) и вызывать просадки почвы на больших площадях. Использование геотермальной энергии создает и другие экологические и социальные проблемы, которые обусловлены извлечением из земных недр больших объемов вредных газов широкого ассортимента и рассолов.

В табл. 2.23 приведены оценки экономических ресурсов ежегодного извлечения геотермальной энергии по регионам мира, подготовленные на основе данных из [26, 38, 53, 54] и др. Дешевыми считаются традиционные гидротермальные ресурсы (ресурсы первой группы). К классу дорогих отнесены ресурсы геотермальной энергии второй группы (нетрадиционные гидротермальные ресурсы), а классу очень дорогих – геотермальные ресурсы третьей и четвертой групп (теплота сухих пород и магмы).

Т а б л и ц а 2.23

Экономические ресурсы геотермальной энергии, млн ТДж/год

Регион	Геотермальная энергия			В с е г о
	дешевая	дорогая	очень дорогая	
СА	2,5	6,5	10,0	19,0
ЕВ	1,5	0,5	0,9	2,9
ЯК	0,7	1,4	0,8	2,9
АЗ	0,4	0,3	0,4	1,1
СР	0,9	2,0	1,5	4,4
ЛА	2,8	8,0	9,0	19,8
БВ	0,3	1,0	0,6	1,9
АФ	2,0	5,5	5,0	12,5
КТ	0,8	1,0	0,8	2,6
ЮА	2,5	7,5	7,0	17,0
Мир	14,4	33,7	36,0	84,1

Общая мощность ГеоТЭС в мире составила в 1999 г. около 8 ГВт по сравнению с 6,5 ГВт в 1996 г., 5,3 ГВт в 1988 г. и 0,5–0,8 ГВт в 1960-х годов (рис. 2.17) [42, 53]. Наибольшие масштабы ГеоТЭС характерны для следующих стран: США – 2,2 ГВт, Филиппины – 1,9 ГВт, Мексика – 0,8 ГВт, Италия – 0,8 ГВт, Индонезия – 0,6 ГВт. В России мощность составляет 23 МВт.

В России геотермальная энергетика развивается на Камчатке. Первый опыт получения электроэнергии на основе использования геотермального теплоносителя состоялся на Паратунском геотермальном поле в 1967 г., когда была создана экспериментальная электростанция мощностью 600 кВт. Первая промышленная Паужетская геотермальная электростанция была построена в России в 1967 г. (мощность первой очереди – 5 МВт, после строительства второй очереди в 1982 г. – 11 МВт). Опытно-промышленная Верхне-Мутновская ГеоТЭС мощностью 12 МВт была пущена в эксплуатацию в 1999 г. Спроектированы Мутновская ГеоТЭС на Камчатке (200 МВт) и Океанская (30 МВт) на Курильских островах [55].

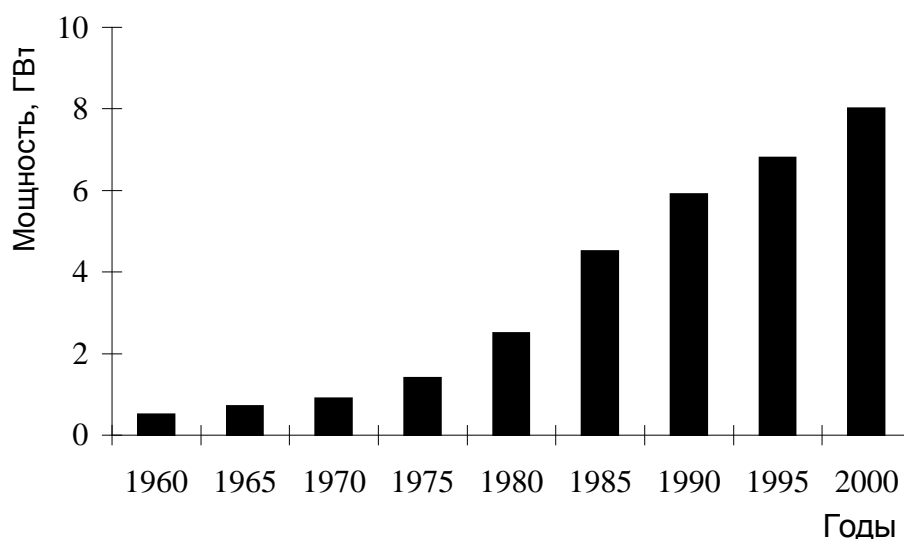


Рис. 2.17. Суммарная установленная мощность ГеоТЭС в мире.

Ресурсы первой стоимостной категории геотермальной энергии определены по выходам высокотемпературных подземных вод и предполагают применение *паросиловых циклов с использованием рабочих тел с низкими температурами кипения*. Экспериментальные электростанции такого типа уже имеются в ряде стран. Целесообразно их дальнейшее совершенствование. Применение таких ГеоТЭС, хотя бы в небольших масштабах, экономически оправданно во многих точках Земли.

Вторая категория геотермальной энергии предполагает использование тепла ярко выраженных термальных аномалий (встречающихся достаточно редко) с бурением скважин и принудительной циркуляцией теплоносителя. Целесообразность развития таких технологий должна определяться исходя из конкретных условий энергоснабжения отдельных стран. Наиболее дорогая третья категория предусматривает использование глубинного тепла сухих (скальных) пород, которое имеется повсеместно. Расчеты на модели GEM-10R показали, что она неэкономична при всех рассмотренных условиях (сценариях). Технологии использования ресурсов этой категории вряд ли получат широкое применение в мире в XXI в.

2.5.6. Морская энергия

К числу основных технологий, объединяемых этим понятием, относят использование энергии приливов, волн, течений, преобразование тепловой энергии океана, использование морской биомассы и градиента солености [20].

Потенциал применения энергии океанов и морей огромен (табл. 2.24) [19]. Но подобно другим НВИЭ, она рассредоточена в пространстве, что делает трудным ее использование.

Т а б л и ц а 2.24

Годовой потенциал энергии океанов и морей

Категория ресурсов	ТВт·ч	млн ТДж
Приливы	22 000	79
Волны	18 000	65
Тепловая энергия океана	2 000 000	7200
Градиент солености	23 000	83
В с е г о ...	2 063 000	7400

Технологии использования энергии океанов и морей не вышли из экспериментальной стадии. В табл. 2.25 приведены характеристики экспериментальных установок.

Т а б л и ц а 2.25

Характеристики технологий использования морской энергии

Технология	КИУМ, %	k , дол./кВт	S , цент/(кВт·ч)
Приливы	20–30	1700–2500	8–15
Волны	20–30	2000–3000	10–20
Течения	25–35	2000–3000	8–15
Тепловая энергия океана	70–80	–	–

Примечание. КИУМ – коэффициент использования установленной мощности, k – удельные капиталовложения, S – стоимость энергии.

В настоящее время используется лишь энергия приливов. В 1998 г. установленная мощность приливных электростанций составила 300 МВт, а выработка электроэнергии на них – 600 млн кВт·ч [20]. Первая в мире крупная приливная электростанция (ПЭС) мощностью 240 МВт была построена во Франции в устье р. Ранс. В России в 1968 г. была построена Кислогубская ПЭС (400 кВт). Во времена Советского Союза изучались возможности строительства ПЭС в заливах Белого моря (Мезенская мощностью до 10 млн кВт). На Дальнем Востоке в Тугурском заливе Охотского моря мощность ПЭС оценивалась в 5 млн кВт при длине плотины 37 км, в Пенжинском заливе Охотского моря можно получить мощность более 25 млн кВт [67].

Приливные колебания в морях и океанах вполне предсказуемы. Основные периоды этих колебаний: 1) суточные, продолжительностью около 24 ч и

2) полусуточные, продолжительностью около 12,4 ч. Разность между последовательными самым высоким и самым низким уровнями воды – высота прилива, диапазон изменения ее составляет 0,5–10 м (первое значение наиболее характерно, второе достигается в особенных местах, вблизи побережья континентов). Во время приливов и отливов перемещение водных масс образует приливные течения, скорость может достигать 5 м/с. Поднятую на максимальную высоту во время прилива воду можно отделить от моря дамбой или плотиной. Энергия приливных течений может быть преобразована подобно тому, как это делается с энергией ветра.

Поведение приливов может быть предсказано с точностью до 4 % [33] и приливная энергия оказывается весьма надежной формой возобновляемой энергии. При ее преобразовании, однако, возникают следующие неудобства: 1) несовпадение основных периодов возникновения приливов с привычным для человека периодом солнечных суток, в связи с чем оптимум приливной генерации находится не в фазе с потребностями в энергии; 2) изменение высоты прилива и мощности приливного течения происходит с периодом в 2 нед, что приводит к колебаниям выработки энергии; 3) потенциальные экологические нарушения и изменения гидрологических режимов на обширных территориях прибрежных районов.

Существует множество технических решений, позволяющих использовать *энергию волн* – утки Солтера, установки на принципе колеблющегося водного столба и т.д. [33]. Развитие волновой энергетики сопряжено со значительными трудностями, вызванными следующими причинами: 1) волны нерегулярны по амплитуде, фазе и направлению движения; 2) всегда есть вероятность экстремальных штормов и ураганов, поэтому конструкции должны выдерживать нагрузки, примерно в 100 раз большие, чем при нормальной работе; 3) нерегулярное и медленное движение волн (частота порядка 0,1 Гц) трудно приспособить к генерированию электроэнергии промышленной частоты.

Преобразование *тепловой энергии океана* базируется на разности температур между поверхностными водами и более холодными придонными. Это обеспечивает непрерывно пополняемый запас тепловой энергии, которая принципиально может быть преобразована в электроэнергию. Главные достоинства океанских термальных электростанций (ОТЭС): 1) стабильность и независимость от капризов погоды, 2) при создании установок необходимость доработки лишь таких широко апробированных устройств, как теплообменники и турбины. При выборе мест строительства ОТЭС наиболее интересны районы, где дно резко падает и оборудование можно размещать на суше, что позволяет избежать дороговизны обслуживания в открытом море и передачи энергии на берег. Тепловая энергия океана имеет наибольшие значения в экваториальных районах океана.

2.5.7. Основные показатели и прогнозы

В табл. 2.26 обобщены основные технико-экономические характеристики использования возобновляемых энергоресурсов [10, 20, 32, 33, 40, 56–58]. Приведенные цифры свидетельствуют о возможности широкого внедрения возобновляемых энергоресурсов в энергетику XXI в.

В России использование ВЭР находится на начальном этапе.

В табл. 2.27 представлены прогнозируемые данные использования ВЭР в России для 2015 г. [42, 55]. В ближайшей перспективе использование невозобновляемых источников энергии (НВИЭ) будет развиваться в районах, не охваченных централизованным энергоснабжением [57, 58]. Более детально эти вопросы отражены в гл. 2.6.

Т а б л и ц а 2.26

Показатели технологий использования ВЭР

Установка	КИУМ, %	k, дол./кВт	Стоимость энергии, цент/(кВт·ч)	
			современная	перспективная
Биомасса:				
электроэнергия	25–80	900–3000	5–15	4–10
тепло	25–80	250–750	1–5	1–5
ВЭУ	20–30	1100–1700	5–13	3–10
Солнечные ФЭП	8–20	5000–10 000	20–125	5–25
ТЭС	20–35	3000–4000	12–18	4–10
Солнечное теплоснабжение	8–20	500–1700	3–20	2–10
Малые ГЭС	20–70	1200–3000	4–10	3–10
ГеоТЭС:				
электричество	45–90	800–3000	2–10	1–8
тепло	20–70	200–2000	0,5–5	0,5–5
Приливы	20–30	1700–2500*)	8–15*)	8–15
Волны	20–35	1500–3000*)	8–20*)	8–15
Течения	25–30	2000–3000*)	8–15*)	8–15

*) – Данные для экспериментальных образцов.

Т а б л и ц а 2.27

Прогнозируемые мощности установок (2015 г.) с использованием ВЭР в России, МВт (для разных сценариев)

Вид энергии	Уровень		
	минимальный	средний (вероятный)	максимальный
Солнечная	2	6–8	50
Ветровая	150	500	1000–2000
Геотермальная	50	110–120	300
Приливная	0	0–40	10 300–15 200
Малые ГЭС	600	800	1000
В с е г о ...	802	1416–1468	12 650–18 550

В более отдаленной перспективе (2025–2050 гг.) возможно значительное развитие ветроэнергетики в районах со средней многолетней скоростью ветра больше 5–7 м/с (прежде всего, это побережья Черного, Каспийского, Балтийского, Белого, Охотского и арктических морей), геотермальной энергетики (прежде всего, на Дальнем Востоке и Северном Кавказе), приливной энергетики (на Белом море и на Дальнем Востоке).

2.6. Перспективы и проблемы использования возобновляемых природных энергоресурсов России

2.6.1. Исходные положения

Методические позиции и концепции в части использования возобновляемых природных энергоресурсов изложены в [10, 59–61], а также в п. 2.5.

Использование ВЭР России на рассматриваемую перспективу не может и не должно рассматриваться как альтернатива, как полная или почти полная замена традиционных энергетических источников на ископаемом органическом и ядерном топливе. Тем не менее ниша для первоочередного масштабного внедрения источников энергоснабжения на ВЭР очевидна. Это потребители в районах, не охваченных централизованным энергоснабжением. В СССР действовала доктрина целевого и ускоренного развития электрификации при охвате страны электрическими сетями в иерархической структуре районных, объединенных и единой электроэнергетической систем. На этом пути были достигнуты очень большие успехи, однако полная централизация оказалась невозможна (абсурдна, нереализуема) из-за особенностей территории, ее неравномерного освоения, экономического и социального развития. Как отмечено в [62, 63], от 50 до 70 % территория России с населением более 20 млн человек не охвачены централизованным электроснабжением (централизованным теплоснабжением – еще больше). Жизнедеятельность там обеспечивается средствами малой энергетики (МЭ), включая индивидуальные.

В районах, охваченных централизованным энергоснабжением, роль МЭ ограничена, в общем, локальным уровнем обеспечения энергетической безопасности в критических и чрезвычайных ситуациях – снабжение части потребителей необходимым минимумом энергии. Другое назначение – обеспечение независимости объектов от сбоев в централизованных системах. Значимость этого повысилась в условиях возможности военного воздействия с помощью специальных "ослепляющих" средств, разрушающих электросети.

В зонах децентрализованного энергоснабжения роль МЭ – определяющая во всех ситуациях. Здесь подход к надежности МЭ такой же, как и к большой. Особенно в основных зонах широкого развития МЭ – на Севере и Северо-Востоке страны, где требования к энергетической безопасности повышены из-за объективно большого риска – увеличенных вероятности и ущерба от сбоев в энергоснабжении. Тем самым очевидна повышенная значимость использования

местных ВЭР в этих районах. Порог критической, экономической плотности ВЭР (интенсивность и продолжительность солнечного сияния, ветровая активность) для этих районов следует понизить по отношению к средней полосе и территории, охваченной централизованным энергоснабжением.

Малую энергетику составляют, прежде всего, дизельные электростанции: из 50 тыс. малых электростанций России (с единичной мощностью до 30 МВт) 47 тыс. – это ДЭС. Их единственный недостаток, роль которого неуклонно растет, высокая стоимость топлива: на порядок выше стоимости угля, в 6–7 раз – природного газа и вдвое – топочного мазута, используемых в большой энергетике.

Источники тепла в МЭ – это, главным образом, котельные на органическом топливе, в том числе на ископаемом угле. Поскольку основная доля тепла в МЭ производится на котельных, они, прежде всего, и могут быть замещены использованием ВЭР.

2.6.2. Предпосылки развития

Территория России находится в более высоких широтах, чем большинство промышленно развитых стран, включая США, но дифференциация природных условий у нас весьма высока. В результате на территории России реализуются следующие факторы.

1. Имеются проявления всех ВЭР при плотности, заслуживающей практического внимания. Исключение – плотность солнечной радиации. В северных широтах России она, естественно, ниже, чем в южных широтах Западной Европы, Японии, США, Израиля.

2. В каждом регионе имеется хотя бы один вид ВЭР, достойный относительно широкого использования, а в целом ряде регионов есть территории, где высока плотность двух и более видов ВЭР (табл. 2.28).

3. В каждом регионе, включая Центр, имеются потребители энергии, присоединение которых к источникам централизованного энергоснабжения экономически не оправдано, а доставка привозного топлива затруднена. Соответственно там возрастает актуальность использования местных ВЭР.

В табл. 2.28 не отменены биотоплива, включая их основные виды: топливную древесину (ТД) и торфяное топливо (ТТ). Для этого есть следующие причины.

1. Оба эти вида ВЭР имеют высокую готовность к использованию и, главное опыт их крупномасштабного применения больше других видов органического (ископаемого) топлива и заметно нарастающее использование взамен угля и мазута.

2. Принято рассматривать ТД и ТТ как местные виды топлива – это энергоносители с малой объемной концентрацией энергии (низкокалорийное топливо), в частности, из-за высокой исходной влажности, особенно у ТТ, и малой плотности (насыпной вес). Думается, это мнение спорное. Перевозка ТД в пределах сети автомобильных дорог на десятки (а в Иркутской области, к примеру, на 100–200 и более) километров является достаточно обычной, а гранулирова-

ние (брикетирование) ТТ непосредственно на месте добычи существенно повышает удельную теплоту сгорания. К тому же ТД может храниться под открытым небом значительно дольше молодых углей, не теряя энергетических свойств (и даже их повышая – снижение влажности) и без опасности самовозгорания.

3. Широкое использование ТД локализовано на относительно небольших территориях (меньше субъекта федерации или даже административного района), где, во-первых, высокая залесенность, во-вторых, достаточная доступность – т. е. там, где ведется заготовка товарной древесины.

4. Районы, где целесообразно массовое использование ТД в качестве базового энергоносителя для изолированных и негородских потребителей, имеются в большинстве регионов России (в том числе в Центре), исключая лишь приполярные (тундра) и южные засушливые (степи).

Россия может, в общем, не спешить с развитием и совершенствованием технологий использования ВЭР, поскольку традиционных энергоресурсов (все виды ископаемого топлива и крупные «энергетические» реки) у нас больше, чем у любой из промышленно развитых стран со стабилизовавшейся экономикой. Последние при дефиците собственных ТЭР и наличии свободных средств имеют настоятельную необходимость и достаточную возможность форсированно заняться проблемой использования ВЭР.

Среди стимулов наращивания доли или хотя бы абсолютных количественных показателей ВЭР в топливно-энергетическом балансе России видятся:

- * стратегические соображения – сохранение запасов собственных природных ресурсов для последующего многоцелевого и безотходного использования;

- * государственный, национальный престиж;

- * здравый смысл экономии истощаемых энергоресурсов;

- * явно наиболее эффективный или даже единственно практически реализуемый вариант энергоснабжения изолированных потребителей за счет ВЭР, особенно при соблюдении экологических ограничений;

- * очевидная необходимость роста энерговооруженности низкотехнологических процессов, сельского хозяйства, быта;

- * повсеместное широкое распространение садово-огородных хозяйств в пригородных и загородных зонах, строительство коттеджей, развитие фермерских хозяйств – зачастую на территориях, не охваченных электросетями.

Как отмечено в [62], правительственная политика в области развития использования ВЭР направлена "на решение социальных проблем, снижение уровня безработицы, развитие малого бизнеса, повышение качества жизни населения, уровня образования и культуры". Очевидно, что, по большому счету, речь идет не об экономических проблемах, а о социальных, которые станут главными в так называемый постиндустриальный период развития общества.

Т а б л и ц а 2.28

**Индексы приоритетности вовлечения ВЭР в ТЭБ России и ее территорий (числитель)
и приоритетности регионов для использования ВЭР (знаменатель) на период 2010–2020 гг.**

Территория	Солнце		Ветер	Малые реки	Топливная древесина	Геотермия	Приливы
	Электро-энергия	Тепло-снабжение					
РОССИЯ в целом	7	4	3	1	2	5	6
З о н а							
Европейский Север	–*)	–	1 / 2	2	3	–	4 / 2
В том числе:							
Северо-Запад	–	–	3	1	2 / 1	–	4
Азиатский Север	–	6	2	1	3	4	5
В том числе:							
по побережью северных и восточных морей	–	–	1 / 1	–	–	–	2 / 1
Республика Саха	–	4 / 4	3	1	2	–	–
Камчатская область	–	5	3	2	–	1 / 1	4 / 3
Р е г и о н							
Северный Кавказ	4 / 2	2 / 2	1 / 3	3 / 2	–	5 / 2	–
Центрально-Черноземный	–	1 / 3	2	3	–	–	–
Центр	–	1	3	4	2	–	–
Урал	–	3	2	1 / 3	–	–	–
Западная Сибирь	–	2	4	1	3	–	–
Восточная Сибирь	4	2	–	1 / 1	3	–	–
В том числе:							
зона Байкала	6 / 1	1 / 1	3	2	4	5 / 3	–
центр и юг Красноярского края	–	3	–	2	1 / 2	–	–
Юг Дальнего Востока,	6	2	3	4	1	5	–
В том числе:							
Приморский край	5 / 3	2	1	4	3	–	–
Хабаровский край	–	3	4	2	1 / 3	–	–
Сахалинская область	–	3	2	4	–	1	–

*) – Не представляется значимым на данной территории.

Чисто экономическая сегодняшняя задача здесь тоже есть – это снижение постоянных затрат на северный завоз. Сегодня его объемы составляют 6–8 млн т дизтоплива и мазута, 20–25 млн т угля ежегодно. Стоимость топлива при дальнем, нередко лишь сезонном (в навигацию или, наоборот, по зимникам) транспорте удваивается, превышая 350 дол. США за 1 т у.т [62]. Поскольку эти затраты покрываются в основном из федерального бюджета, то проблема оказывается общегосударственной.

Развитию использования ВЭР в равной мере способствуют тенденции автономизации и централизации. Удельные стоимостные показатели генераторов на ВЭР существенно меньше зависят от их единичной мощности, чем для топливных генераторов, поскольку включают в свой состав практически лишь энергопреобразующие агрегаты – без систем добычи и подготовки топлива (исключение – биотопливо), очистки и удаления продуктов его сгорания. Сама технологическая цепочка преобразования энергии для ВЭР короче: ГЭС и ВЭС – механическая энергия сразу преобразуется в электрическую, ФЭП – то же с энергией излучения. Работа генераторов на ВЭР в составе энергосистемы существенно облегчает сопряжение несовпадающих переменных графиков генерации и потребления энергии. При этом в какой-то мере сохраняется возможность автономизации: местные энергогенераторы на ВЭР могут работать в режиме коммерческого обмена с энергосистемой.

2.6.3. Критерии оценки эффективности технологий и энергогенераторов

Как обосновано в [59], подходы и параметры, принятые в технико-экономических расчетах для традиционных источников энергоснабжения, применительно к ВЭР требуют корректировки или замены. Вот примеры.

Основным показателем для абсолютных и относительных сопоставительных оценок совершенства технологий и установок является значение коэффициента полезного действия или коэффициента преобразования располагаемой первичной, природной энергии во вторичную. Для ВЭР оно не всегда пригодно, точнее, не всегда показательно. Это связано с условностью оценки располагаемой первичной энергии ВЭР. Так, мощность движущегося потока жидкости

$$N = F \cdot \rho \cdot v^3 / 2,$$

где F – площадь сечения потока, ρ – плотность жидкости, v – скорость жидкости. Если речь идет о капельной жидкости, то F – величина фиксированная, но для газов (воздуха) в свободном располагаемом пространстве F может быть принята лишь как-то условно, а в канал может быть направлена лишь часть (практически – ничтожно малая) располагаемого потока. И, второе, равно для газа и капельной жидкости преобразовать энергию полностью невозможно теоретически: это требует остановки потока после прохождения преобразователя энергии (рабочего колеса). Коэффициент преобразования энергии, например, для идеального ветроколеса не может превышать $\eta = 0,593$, а для выпускаемых

ветровых энергогенераторов лежит в пределах 0,48–0,35 (соответственно быстро- и тихоходные установки). Так что единственным критерием для оценки эффективности технологий (схем, агрегатов) использования ВЭР может быть лишь стоимость единицы потребленной (принятой потребителем) энергии, усредненная за расчетный период. Эта стоимость, как и у топливных энергогенераторов, зависит от удельной стоимости установленной мощности N_y и продолжительности ее использования $T_{и}$. Однако $T_{и}$ здесь определяется показателями неравномерности не только генерации (т.е. возможности выдачи) энергии, но и потребления (возможного восприятия) этой энергии. В предварительных оценках учет несовпадения внутрисуточной неравномерности генерации и потребления при расчете, например, ГЭС без водохранилищ принимается равным 0,7.

Неравномерность и генерации, и потребления определяется местными условиями. Таким образом, расчетная эффективность технологий и установок, использующих ВЭР, для каждой схемы и конструкции имеет сугубо местное значение, она меняется в зависимости от местных условий несопоставимо сильнее, чем для топливных установок.

Для традиционных источников энергоснабжения их удельная годовая энергоотдача численно равна годовой продолжительности использования расчетной мощности потребления энергии, а при учете резервной мощности энергогенераторов $T_{и}$ генерации будет соответственно меньше $T_{и}$ потребления. Для источников на ВЭР, когда нет необходимости экономить топливо, представляется целесообразной их работа (выдача энергии) по графику не потребления энергии, а плотности ВЭР (интенсивность солнечного излучения, скорость ветра, речной сток). Например, в комплект малых ГЭС обычно входит так называемый балластный блок, который забирает, гасит излишки вырабатываемой энергии, чтобы избежать регулирования мощности гидроэлектростанций по графику потребления, которое при автономном энергоснабжении должно вестись практически непрерывно. Обычно это электрические сопротивления, где выработанная избыточная энергия превращается в тепло, отбираемое воздушным или водяным охлаждением. Простейший вариант – сопротивления погружены в поток воды на подводе к ГЭС, что дает попутный эффект уменьшения опасности льдообразования. Естественно, такое решение, в общем, паллиативное: трудно представить ситуацию, когда избыточную электроэнергию нельзя использовать в качестве тепла – дополнительное электроотопление помещений, нагрев технологической или бытовой воды в емкостях, в плавательных бассейнах, воздуха и почвы в теплицах и др. Думается, очевиден вывод: при использовании ВЭР следует экономить (стремиться уменьшать) установленную мощность N_y , но не энергию. Кроме того, сверхнормативный расход энергии в интервалы, когда требуемая мощность $N < N_y$, даже с пониженным КПД ее потребления (потери при аккумуляции) и ростом энтропии (электроэнергия превращается в тепло), является одним из возможных путей снижения N_y . Конкретные решения здесь зависят, в частности, от региональных особенностей энергопотребления.

Темпы наращивания использования ВЭР, думается, не имеет смысла планировать в условиях, которые могут существенно измениться в России в ближайшие 10–15 лет. Можно лишь прогнозировать их исходя, в частности, из опыта промышленно развитых стран и их целевых программ. При этом, естественно, надо учитывать специфику нашей топливно-энергетической базы и повышенную инерционность нашего ТЭК и российской экономики в целом. Опыт показывает, что прогнозирование технического прогресса, включая использование ВЭР, на ближайшую перспективу (до 5 лет) обычно оказывается слишком оптимистическим, а на отдаленную перспективу (10–20 лет) – пессимистическим.

Балансовые оценки не входят в задачи работы, поэтому представляется достаточным дать лишь выборочные цифры. В приложении к проекту принятого 27 октября 1999 г. Государственной Думой федерального закона "О государственной политике в сфере использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии" экономически эффективный потенциал последних (без крупных ГЭС и древесного топлива) оценивается в 270 млн т у.т., или 30 % от общего годового потребления топливно-энергетических ресурсов, а уровень использования – 0,1 %, в то время как в мире – 7 %.

Не имея оснований полагать, что в целом по России доля ВЭР к 2020 г. превысит 1,5–2,0 %, – можно надеяться, что для отдаленных районов с высокой плотностью ВЭР последние могут стать заметным или даже основным, базовым источником энергоснабжения, причем не только коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей. Например, в работах [64, 65] обосновывается целесообразность использования ВЭС для силовых и технологических нужд при транспорте газа от приполярных и заполярных месторождений.

Процесс вовлечения ВЭР в топливно-энергетический баланс будет определяться прежде всего:

- 1) активностью и инициативой потребителей и изготовителей оборудования;
- 2) их поддержкой на муниципальном и региональном уровне, а также федеральной политикой в части целевого и льготного инвестирования в рамках специальных программ (например, развитие северных территорий, малых народов, сохранение природной среды территорий) с созданием соответствующей нормативно-правовой базы.

Экономические показатели использования ВЭР имеют весьма широкий разброс, поскольку явно сильнее, чем при традиционных решениях (исключение – высоконапорные ГЭС с водохранилищами сезонного и многолетнего регулирования), зависят от местных условий – не региональных, а локализованных зачастую на небольших участках территории ленточного или островного характера.

К обобщенным экономическим показателям здесь следует отнести прежде всего те, которые используются для традиционных решений на стадии ТЭО:

- * годовая продолжительность использования установленной мощности;

* удельные капиталовложения на единицу установленной мощности, в том числе с разделением на затраты в основное оборудование, транспорт, строительные материалы, стоимость труда;

* капиталовложения (затраты) на единицу энергии, производимой внутри расчетного цикла (обычно год);

* отторжение территории на единицу установленной мощности и энергии, произведенной за год или за расчетный период эксплуатации;

* предупрежденный, включая экономический ущерб природной среде по сравнению с возможными альтернативными вариантами;

* срок окупаемости инвестиций;

* лаг между началом инвестиций и началом выдачи продукции (возвратом капитала).

Каждый из этих показателей для конкретных видов ВЭР может иметь не только существенные численные, но и смысловые особенности, которые видны в некоторых приведенных ниже примерах.

Далее, на базе исследований ИСЭМ СО РАН даются оценки эффективности использования различных ВЭР в малой энергетике России.

2.6.4. Древесное топливо

В последние годы проявилась тенденция использования древесного топлива и торфа вместо угля – опыт показывает экономическую целесообразность такого решения. Запасы торфа в некоторых регионах весьма велики и могут быть приняты условно неисчерпаемыми на перспективу 10–20 и более лет.

По оценкам [59], в целом по России ресурсы топливной древесины (ТД) оцениваются в 37 млн т у.т. в год или, при населении в 144 млн человек, 0,25 т у.т. на одного жителя при общем душевом потреблении топлива 9 т у.т. Однако для лесных регионов показатели получаются другими. Так, в Иркутской области ресурс ТД оценивается в 40 млн м³/год, что при населении 3 млн человек дает более 10 м³ на 1 человека (2 т у.т.), тогда как для полного покрытия коммунально-бытовых потребностей (тепло и электроэнергия) требуется никак не больше 8 м³. ТД в отопительном сезоне 2000/2001 гг. довольно широко применялась в коммунально-бытовых котельных вместо угля даже в центральных регионах (пример – Нижегородская область).

В [65] анализируется опыт ПУ "Тепловые сети" г. Первоуральска Свердловской области по использованию торфа в качестве основного топлива для *котельных* вместо привозного угля, цена которого достигла 1 тыс. руб. за тонну. На территории вблизи г. Первоуральска имеются залежи 6,9 млн т торфа при возможном годовом потреблении торфобрикетов 15 тыс. т, т.е. разведанных запасов хватит на 400 лет. В 2000 г. было произведено и сожжено 300 т – затраты на топливо сократились в 3 раза, а снижение удельной производительности котельных компенсируется использованием их избыточной мощности. Заключен договор со Свердловскторфом на поставку 1500 т. Путь повышения

эффективности использования торфа – производство брикетов вблизи от его залежей, так как при брикетировании существенно растет теплотворность топлива до $Q_{н}^p=4,2$ тыс. ккал/кг, а при добавке опилок и нефтекокса – до 6,1 тыс. ккал/кг. Производство торфа идет круглогодично, причем зимой $Q_{н}^p$ увеличивается за счет снижения влажности. Опыт такой работы накоплен в ряде поселков Свердловской области. Оборудование для производства брикетов выпускается в России. Единственная проблема – финансирование.

Интерес представляют проработки СибВНИПИэнергопрома по выбору вариантов энергоснабжения семи леспромхозовских поселков с 4 тыс. жителей на "заморской территории" Братского района Иркутской области. При принятых расчетных показателях (стоимость дизельного топлива и дров для потребителей соответственно 15 руб./кг и 100 руб./м³, тариф на электроэнергию 1,5 руб./(кВт·ч)) капиталовложения в конкурирующие варианты получились такими: реконструкция ДЭС и угольных котельных – 160, центральная ТЭЦ и шесть котельных – 690, ТЭЦ во всех поселках – 610, ЛЭП и котельные – 605 млн руб. С учетом затрат на топливо и дотаций на электроэнергию минимальные затраты за расчетный срок (20 лет) получились в варианте дровяных ТЭЦ в каждом поселке. Обеспеченность ТД гарантирована: при перспективной заготовке древесины местными леспромхозами 1 млн м³ в год объем древесных отходов оценивается в 150 тыс. м³, а потребность ТЭЦ – до 110 тыс. м³. Проблема при этом состоит в создании "древесно-энергетических комплексов" для доставки с лесосек и подготовки к сжиганию некомпактных древесных отходов – крон, веток, сучьев.

Представляется, что оборудование для ТЭЦ можно найти в России. Если снизить стоимость дров до 10 руб. за 1 м³ (речь идет о "бесплатных" отходах, которые не должны оставаться на лесосеках) и добиться безвозмездных субсидий (до 40 %) из областного бюджета в счет сокращения будущих дотаций, то вариант ТЭЦ начнет давать прибыль (по сравнению с ДЭС) через 9 лет после начала инвестирования, а через 20 лет прибыль составит 200 млн руб. Дополнительная привлекательность заключается в энергетической независимости, ликвидации ущерба природной среде от дымовых выбросов угольных ТЭЦ и риска разлива топлива, в снижении пожароопасности на лесосеках и увеличении занятости местного населения.

Второе направление использования ТД – это газогенераторные электростанции (ГГЭС), в том числе мобильные: их можно перемещать, получая электроэнергию непосредственно на лесосеках. Дополнительное достоинство – возврат в лесную почву минеральных веществ с золой. ГГЭС могут применяться, естественно, при сжигании торфа и различной органики.

В ИСЭМ СО РАН развернуты комплексные исследования (химико-термодинамический анализ, физические эксперименты) по созданию оптимальных технологий получения генераторного газа из древесины для использования в силовых (поршневой привод электрогенераторов) установках и комбинированных ТЭЦ (дожигание угольных остатков из газогенераторов и утилизация

тепла охлаждающей воды). Вот некоторые экономические оценки. Если принять затраты на транспортировку ТД 2,4–3,0 руб./($t \cdot km$) (при насыпной плотности $\rho=0,583 \text{ т/м}^3$ это 1,4–1,8 руб./($\text{м}^3 \cdot km$)), дальность перевозок 20 км, расходы на погрузку и подготовку топлива к сжиганию 40–50 руб./ м^3 , то себестоимость поступающего на сжигание топлива составит 100–120 руб./ м^3 , а топливная составляющая тепла от котельных на ТД – около 140 руб./Гкал, что несколько меньше, чем для угольных котельных и существенно меньше мазутных – на юге Иркутской области это соответственно 160–175 и 470 руб./Гкал. Стоимость энергии от газогенераторных электростанций на древесине на севере области оценена в 0,72 руб./($kBt \cdot ч$) при показателе для дизельных электростанций порядка 3 руб./($kBt \cdot ч$) (цена дизельного топлива 8 руб./л).

Исходные ценовые показатели и здесь, и в приведенных выше расчетах СибВНИПИэнергопрома заметно разнятся между собой. И те и другие могут приниматься лишь как ориентировочные, они изменяются в весьма широком диапазоне. Вместе с тем при тенденции монотонного увеличения затрат в традиционной энергетике и, наоборот, их снижения для установок на ВЭР варианты энергоснабжения с использованием ТД представляются достойными внимания для лесодобывающих территорий.

И ТЭЦ на ТД, и ГГЭС успешно применялись в прошлом, когда добыча угля и производство углеводородного топлива не были достаточно развиты. Оценивая целесообразность возврата к этим технологиям, следует исходить из возможности существенного повышения их эффективности при соответствующем массовом производстве оборудования и использовании достижений технического прогресса, в том числе автоматизации в энергетике.

Зеленая масса, образующаяся как отход лесозаготовок, также может найти применение в качестве топлива. Один из способов ее использования – производство биогаза из отходов животноводства. Такие работы ведутся много лет в Иркутской государственной сельскохозяйственной академии, имеется опытно-промышленная реализация. Кроме создания таких биоэнергетических комплексов при крупных животноводческих предприятиях, целесообразно создание территориальных систем, как это практикуется, в частности, в Скандинавии с развитым мелким фермерским хозяйством. Отходы животноводства в контейнерах регулярно собираются специальными автоперевозчиками, доставляются на перерабатывающее предприятие, где из отходов производятся горючий газ и органические удобрения, возвращаемые фермерам. Здесь одновременно решается и проблема нейтрализации отходов. Следует отметить, что российские инициативные фермеры-животноводы все более широко практикуют индивидуальные самодельные установки по сбраживанию таких отходов вместе с бытовыми, получая горючий газ в количествах, покрывающих значительную долю собственных потребностей в топливе, и концентрированные удобрения. Добавка зеленой массы при получении биогаза может составить до 30–50 %.

2.6.5. Солнечное энергоснабжение

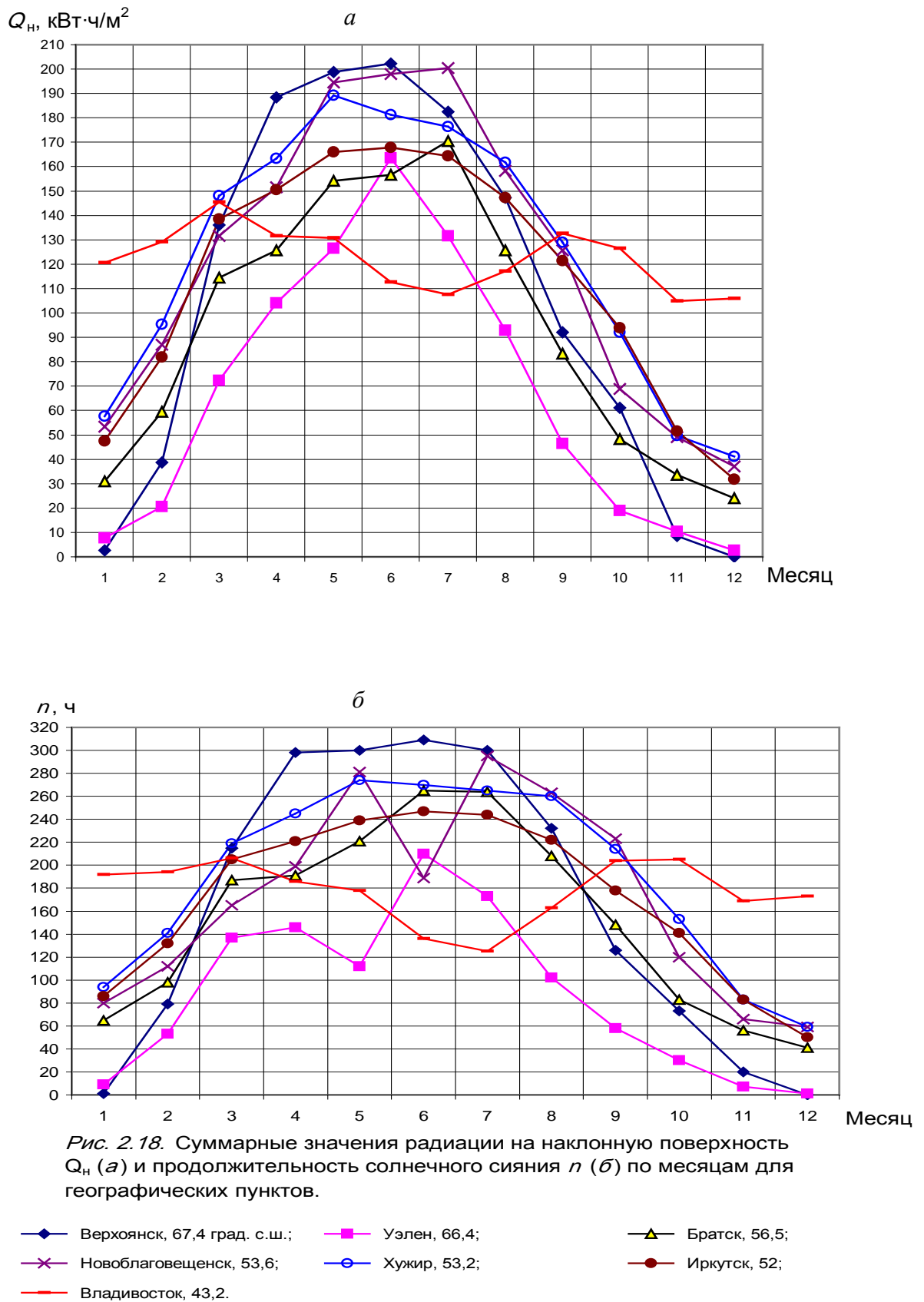
Это направление достойно самой широкой реализации не только в южных, но и в средних широтах России. Для установок солнечного теплоснабжения индивидуального характера целесообразно использовать одноконтурную схему: нагрев воды в солнечных коллекторах с ее догревом либо электроэнергией (в баках-аккумуляторах), либо огнем (змеевики в печах). Для крупных установок – это солнечные вставки предварительного нагрева воды в электрических или огневых котельных и двухконтурные схемы, где в первом контуре нагревается незамерзающий теплоноситель.

В 2002–2003 гг. по договору с Минэнерго РФ в ИСЭМ СО РАН выполнялась технико-экономическая оценка использования солнечной энергии в условиях Сибири и Дальнего Востока. Многовариантные расчеты для нескольких десятков географических пунктов, покрывающих территорию Азиатской России, кроме конкретных оценок и рекомендаций позволили сделать общие выводы, представляющие методический интерес. Среди них – целесообразность вплоть до приоритетности использования солнечного горячего водоснабжения для ряда конкретных географических пунктов и местностей в высоких широтах.

Суммарный годовой приход солнечного излучения в атмосферу планеты увеличивается от полюсов к экватору. Но при этом поступление радиации на собственно земную поверхность существенно зависит от прозрачности атмосферы, которая в южных районах, приближенных к морям Тихого и Атлантического океанов, уменьшается летом. В то же время в высоких широтах на территориях, достаточно удаленных от морей Северного Ледовитого океана, летняя доля радиации при существенно большей, чем на юге России, продолжительности светового дня и высокой прозрачности атмосферы может превосходить соответствующие показатели на юге. Это иллюстрируется графиками на рис. 2.18, построенными для ряда географических пунктов в полосе от 67 до 43 ° с.ш. Годовой приход солнечного излучения оказывается сопоставимым для Владивостока (43 ° с.ш.), Хужира (53 ° с.ш.) и Верхоянска (67 ° с.ш.), а приход за 7 мес (с марта по сентябрь, в безморозный период, когда возможно применение одноконтурной схемы нагрева воды в солнечных коллекторах) солнечного излучения в высокоширотных пунктах с континентальным климатом – существенно больше, чем в низкоширотных с морским. Наименьшее развитие централизованного энергоснабжения имеет место как раз в северных местностях, и затраты на традиционную энергетику там особенно велики. К тому же именно летом горячее водоснабжение там особенно проблематично: зимой оно осуществляется «заодно» с отоплением, нагрузка которого доминирует. Таким образом, напрашивается вывод о приоритетности солнечного горячего водоснабжения именно на севере.

На рис. 2.19 при заметном разбросе точек для конкретных географических пунктов видно, что в южных широтах имеет смысл круглогодичное использование солнечного теплоснабжения, а в северных широтах за 7 мес солнечный нагрев обеспечивает покрытие практически той же доли расхода тепла на горя-

чее водоснабжение, что и при круглогодичной эксплуатации солнечных коллекторов – около 50.



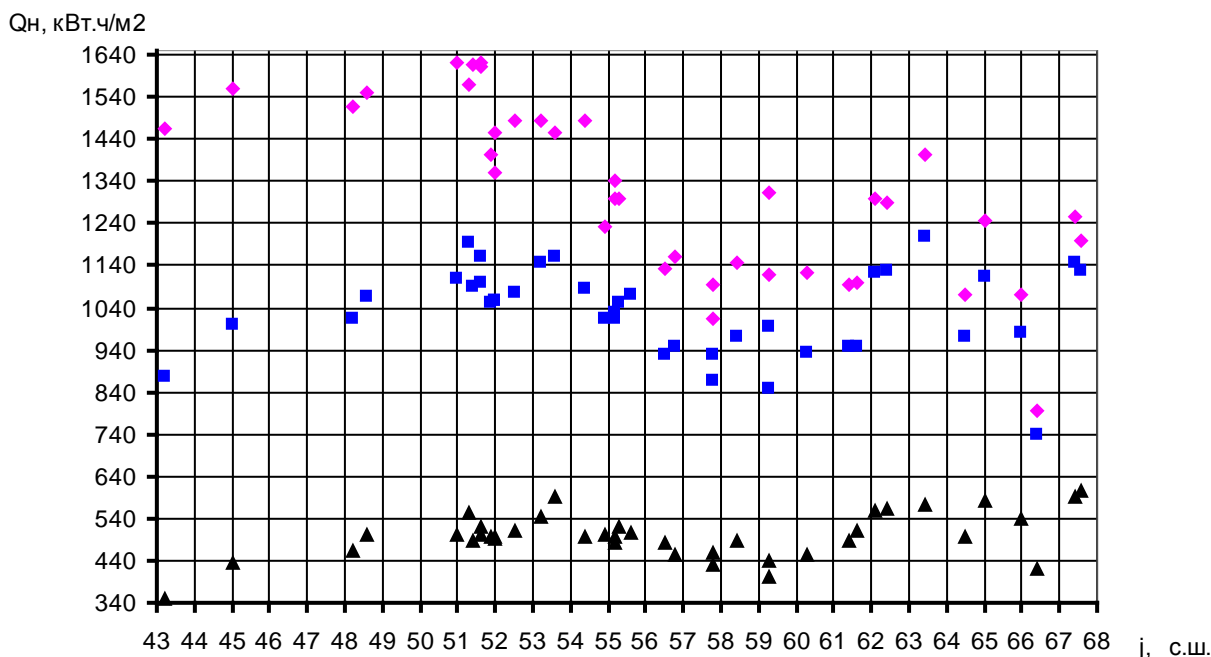


Рис. 2.19. Приход солнечной радиации на наклонную поверхность Q_n для географических пунктов на широте j .

- ♦ за год
- за 7 мес. (март-сентябрь)
- ▲ за 3 мес. (май-июль)

Владивосток – 43,2; Приморская – 45; Екатерино-Никольское – 48,2; Хабаровск – 48,6; Благовещенск – 51; Кызыл – 51,3; Мангут – 51,4; Борзя – 51,6; Ильчир – 51,6; Улан-Удэ – 51,9; Чита – 52; Иркутск – 52; Им. П. Осипенко – 52,5; Хужир – 53,2; Ново-Благовещенск – 53,6; Сквородино – 54,4; Новосибирск – 54,9; Тулун – 55,2; Большой Шантар – 55,2; Татарск – 55,3; Нижнеангарск – 55,6; Братск – 56,5; Ключи – 56,8; Киренск – 57,8; Бодайбо – 57,8; Алдан – 58,3; Колпашево – 58,4; Петропавловск-Камчатский – 59,3; Охотск – 59,3; Корф – 60,3; Ербогачен – 61,4; Алесандровское – 61,6; Якутск – 62,1; Среднекан – 62,4; Оймякон – 63,4; Тура – 64,5; Марково – 65; Туруханск – 66; Уэлен – 66,4; Верхоянск – 67,4; Среднеколымск – 67,6.

Для производства электроэнергии в условиях России представляют интерес явно лишь фотоэлектрические преобразователи (ФЭП), простые по устройству и надежные в эксплуатации. Будучи особо капиталоемкими (5–10 тыс. дол./кВт), они тем не менее находят все более широкое распространение в качестве источников индивидуального электроснабжения. Расчетами показано, что ФЭП экономически оправданы, если на месте энергопотребления нет других видов ВЭР, вариант ДЭС экологически недопустим, а для присоединения к энергосистеме требуется строительство маломощной высоковольтной ЛЭП на расстояние в десятки километров.

По сравнению с постоянной ориентацией на юг под углом к горизонту, равным широте местности (оптимальное неподвижное положение), непрерывное слежение за солнцем при вращении вокруг вертикальной и горизонтальной осей плоских приемников излучения позволяет увеличить их производительность. В средних широтах производительность может составить 150 % за год, 160 % – за безморозный сезон со среднесуточной температурой воздуха не ни-

же 0°C , 175 % – за летний сезон (последнее подтверждено экспериментами в 1995 г. на о. Ольхон, Байкал). При этом дополнительные затраты на устройство ручного вращения солнечных водяных коллекторов доходят до 30 % их стоимости, т.е. дают прямой экономический эффект. Можно предположить, что для панелей ФЭП затраты на их автоматическое вращение так же не превысят 30 % их стоимости: стоимость автоматического привода существенно выше, чем ручного, но зато сами панели ФЭП несопоставимо дороже, чем водяные коллекторы, а их масса – меньше. Естественно, здесь необходим компетентный анализ, прежде всего – конструкторский, относительно простоты и надежности реализации идеи.

На рис. 2.20 показано простое и надежное решение двойного вращения. Вокруг горизонтальной оси требуется угол не больше 60° (панели), а вокруг вертикальной оси – до 180° (вся система «панели – обвязка – водяной бак»). Это связано с тем, что летом солнце восходит на северо-востоке и заходит на северо-западе. Постепенно наращивается использование тепловых насосов, или трансформаторов тепла. Отечественный лидер – Институт теплофизики СО РАН, реализующий результаты разработок через систему своих внедренческих организаций. Здесь используется прежде всего низкотемпературный потенциал гидротермальных источников энергии для теплоснабжения и производства электроэнергии. Тепловые насосы могут успешно заменить прямой электрический догрев воды в системах солнечного теплоснабжения.



Рис. 2.20. Поворотный солнечный нагреватель мощностью 1,8 кВт конструкции ИСЗФ и СЭИ СО АН СССР.

Результаты исследований КБ альтернативной энергетики «ВоДОмет», г. Омск [66], доказывают целесообразность самоэнергообеспечения с применением системы «солнечный соляной пруд – котлован со льдом» (система Lutz): летом используется разность температур в них, а зимой – тепло, аккумулированное в пруде и растаявшем льде. Преобразование энергии из тепловой в электрическую происходит в водомете и гидромоторе; выработка среднетемпературного холода – в хладомете компрессионной холодильной установки. Используется система гравитационных тепловых труб.

Соляные пруды применяются, в частности, в Израиле: в их придонных слоях нагревается теплоноситель, циркулирующий в трубах, и этот теплоноситель используется для теплоснабжения или в паровых турбогенераторах (низкокипящая жидкость, испаряющаяся при нагреве в пруду). Озера с высокой естественной засоленностью имеются в засушливых районах – в частности, в Тажеранской степи, Ольхонский район Иркутской области.

2.6.6. Малые ГЭС

Малые ГЭС мощностью примерно от 1 кВт до 1 МВт, в основном 10–200 кВт, с напором от 20 (ручьи с малым расходом и уклоном русла 20–30 м/км, ГЭС минимальной мощности) до 5 м (максимальная мощность, относительно многоводные реки с уклоном до 5 м/км) представляются приоритетными источниками энергоснабжения автономных потребителей в гористой местности, для которой характерно наличие сети водотоков с повышенным уклоном русла. Следует отметить, что имеется успешный опыт эксплуатации таких ГЭС и в условиях обмена энергией с энергосистемами на коммерческих, взаимовыгодных началах – в частности, в бывшей Чехословакии [67], т.е. себестоимость энергии от малых ГЭС получается заметно ниже, чем тариф энергосистемы. Основное схемно-технологическое решение – деривационная ГЭС с подводом части речного потока к турбинам по открытому каналу или трубопроводу при минимальном обустройстве русла в месте водозабора. Ниже водозабора обычно выполняется барражная отсыпка высотой порядка 0,5 м, на мелких водотоках большой крутизны целесообразно сооружение плотин высотой до 2 м для обеспечения стабильного подпора при пульсации расхода.

В 2000 г. по заказу Администрации Иркутской области Гидропроект выполнил рекогносцировочные изыскания и технико-экономические расчеты (с участием ИСЭМ СО РАН) по обоснованию энергоснабжения ряда населенных пунктов Верхнего Приленья за счет сооружения ГЭС на приустьевых участках притоков Лены. Проработки выполнены для 7 поселков населением от 30 до 150 человек, рассмотрены створы на 10 водотоках. Результаты заслуживают внимания как информация, во-первых, достоверная (проверяемая) и свежая, во-вторых, охватывающая рассмотренный диапазон при малом расчетном шаге и разных гидрологических условиях, которые в целом следует считать типичными. Расчетные параметры и результаты представлены в табл. 2.29.

В качестве примечания к таблице следует отметить, что капиталовложения коррелируют не столько с мощностью ГЭС, сколько с местными условиями, где на первом месте – соотношение удельной располагаемой мощности водотока на единицу его напора и требуемой (расчетной) мощности энергопотребления. При этом удельная стоимость основного оборудования и общие удельные капиталовложения могут оказаться невелики для самых маломощных агрегатов.

Все расчеты выполнены для отечественного оборудования, выпускаемого «МНТО ИНСЭТ», Санкт-Петербург (агрегаты единичной мощностью от 12 до 100 кВт). Комплект полной заводской готовности включает гидрогенератор, блок балластной нагрузки, устройство автоматического регулирования возбуждения. Выдача мощности осуществляется в бестрансформаторном варианте при напряжении 0,4 кВ или с трансформаторами 3/0,4 и 6,3/0,4 кВ. Резервных агрегатов на ГЭС нет, их роль переключается на имеющиеся ДЭС.

Т а б л и ц а 2.29

Параметры малых ГЭС на притоках Лены

Параметр	Значение
Установленная мощность ГЭС, кВт	12–200
Уклон русла водотоков, м/км	1,8–38,0
Соотношение минимального и максимального месячных стоков при 50%-й обеспеченности	(1:13)–(1:10)
Длина деривационного канала или трубопровода, м	До 1000
Отторжение земли, га	До 3
Общие капиталовложения ^{*)} , дол./кВт	1650–2110, в среднем 1830
В том числе стоимость основного (энергетического) оборудования, дол./кВт	460–1100, в среднем 880
Годовая энергоотдача потребителям при коэффициенте востребованности 0,7, тыс. кВт·ч/кВт	3,5–6,0, в среднем 4,9
Капиталовложения на единицу годовой энергоотдачи, дол./кВт·ч/год	8,2–16,9, в среднем 10,4
Себестоимость, руб./кВт·ч	0,46–0,94, в среднем 0,69

^{*)} Здесь и далее – цены 2000 г. при соотношении 1 дол. США=28 руб.

Годовая энергоотдача, численно равная годовой продолжительности использования установленной мощности $T_{и}$, для бесплотинных ГЭС на реках с относительно высокой внутригодовой неравномерностью стока превосходит этот показатель для многих крупных плотинных ГЭС с водохранилищами сезонного регулирования. Это может быть объяснено тем, что из русла забирается лишь небольшая часть максимального стока, в то время как обычные ГЭС рассчитываются на использование всего стока при кратковременных сливах мимо турбин лишь во время «сверхнормативных» уровней весеннего половодья и ливневых паводков. Но при этом максимальный показатель 6000 – представляется сомнительным (точнее, непонятным), поскольку превышает нормативное значение $T_{и}$ для коммунально-бытовой нагрузки, которая доминирует в малых

населенных пунктах. Деривационные ГЭС могут иметь такое значение T_n лишь при сочетании двух условий:

1) установленная (расчетная) мощность ГЭС обеспечивается минимальным стоком реки в течение не менее 9 мес в году;

2) пиковая нагрузка (суточная и сезонная) обеспечивается пополняющим энергоисточником, т. е. ГЭС работает в составе энергосистемы или комбинированного энергогенерирующего комплекса.

Риск сооружения ГЭС на малых водотоках в условиях Севера связан с возможностью полного перемерзания створов в особо холодные зимы. Эффект повышения безопасности может дать соответствующее обустройство створов.

2.6.7. Ветровые электростанции

Принято считать, что применение ветровых электростанций (ВЭС) экономически оправдано (эффективно, рационально) при средней скорости ветра $v_c \geq 4$ м/с. Но, принимая это для определения географических зон допустимости таких решений, нужно учитывать два следующих фактора.

1. Имеющаяся в официальных справочниках и на специализированных географических картах информация о распределении скоростей ветра во времени и пространстве и продолжительности энергетических штилей получена обработкой результатов измерений на высоте флюгера. Обычно она составляет $H=10-13$ м над местной поверхностью. Это соответствует высоте оси ветрогенераторов мощностью до 10 кВт. В то же время, например, для агрегатов $N_0 \geq 250$ кВт, при $H > 30$ м, скорость ветра на 20–30 % выше.

2. Измерительные посты гидрометслужб (ГМС) находятся в непосредственной близости от жилых и производственных зданий станций, где микроклиматические условия усреднены для локального участка территории, который данный пост представляет, или непосредственно в населенных пунктах. Знакомство с несколькими десятками постов ГМС, визуальные оценки и выборочные детальные инструментальные наблюдения показывают, что на расстоянии до 2–1 км от поста ГМС можно найти точку (ось долины, гребень или вершина холма), где средняя скорость ветра будет выше на 20–30 %, а в период максимальной ветровой активности – в 1,5–2 раза.

В США удачно апробирована установка «шеренги» ВЭС на плотинах ГЭС. Предпосылками для этого являются:

повышенная ветровая активность в широких долинах, причем довольно регуляризованная наличием бризовых ветров и долинной циркуляции;

свободная площадь плотин, которые имеют длину до нескольких километров (у Иркутской ГЭС – 2,8 км).

Такие же предпосылки существуют и для сооружения ВЭС на мостовых переходах через реки. Естественно, здесь можно найти и противопоказания. Одно из них – передача специфической вибрации от башен ВЭС на тело плотин и мостов (существенно более высокая частота, чем от транспорта).

Как отмечено выше, зависимость мощности ВЭС от скорости ветра применима лишь для сопоставительных оценок стоимости установленной мощности, точнее, затрат в силовой агрегат.

Как это видно на рис. 2.21, рабочие характеристики $N(V)$ современных ВЭС отечественного и зарубежного производства практически линейны в диапазоне скоростей ветра от V_0 до рабочей (номинальной) V_1 . Далее до скорости торможения V_2 , при которой ВЭС выводится из работы, функция $N(V)$ имеет различный характер в зависимости от принятой в данной ВЭС системы автоматического регулирования. Таким образом, определение выработки W с точностью, пригодной для практических прогнозных оценок, должно вестись для каждого агрегата в ветровых условиях местности, где предполагается размещение ВЭС.

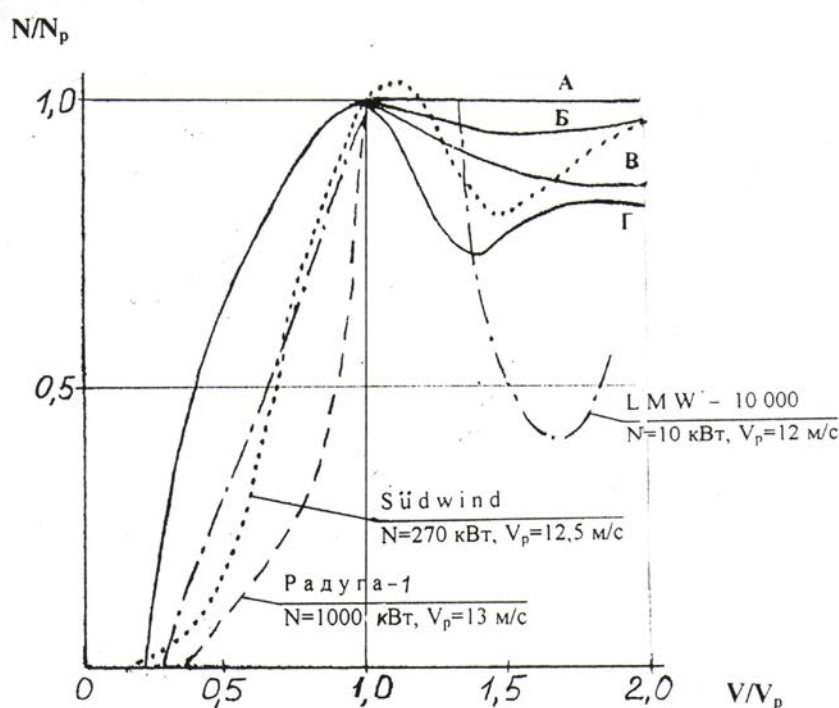


Рис. 2.21. Зависимость относительной мощности N/N_p от относительной скорости ветра V/V_p (в долях от расчетных значений) для реальных и типизированных конструкций ВЭС. А — постоянная регулировка угла наклона лопастей, активная автоматическая настройка с флюгерным контролем, автоматическое торможение; Б — две независимые тормозные системы, аэродинамический тормоз на концах лопастей, активное слежение за направлением ветра с тормозами; В, Г — поворот головки ВЭС с помощью хвоста на косом шарнире, самоустановка колеса и увод из-под ветра при шторме. N_p — расчетная мощность.

Эти условия должны быть заданы в виде годовой вероятности (продолжительности) стояния разных скоростей ветра, которые имеются в справочниках Госкомгидромета. Для территорий нового освоения такая информация часто отсутствует. Тогда для заданного населенного пункта можно воспользоваться статистической зависимостью распределения $T_1(V_1)$ от среднего значения V_c , представленной, например, в [64]. Значения многолетних V_c при их отсутствии

в метеорологических справочниках можно взять из атласа [68], где даны изолинии и других ветровых параметров. Годовая производительность ВЭС иногда приводится в заводских рекламных материалах как функция V_c или для конкретных территорий. На основе отдельных материалов периодически выпускаются каталоги типа [69].

Экономические показатели ВЭС лежат в весьма широких пределах. Рассмотрим для примера характеристики установки “Радуга-1” [64], представляющей весьма перспективной: мощность $N_0=1$ МВт, $V_1=13$ м/с, $H=36$ м, срок службы 25 лет, заводская стоимость 850 тыс. дол. США, полные затраты 1,2 млн дол., или 1,2 тыс. дол./кВт, расчетная себестоимость энергии при среднегодовых значениях $V_c = 5; 6; 7$ и 8 м/с на высоте 10 м от земли в условиях закрытой местности (экранирование флюгера близкими выступающими деталями ландшафта) составляет соответственно 6,5; 4,5; 3,5 и 2 цент/кВт·ч, для открытой – 15; 7,5; 5 и 3,5 цент/кВт·ч. Как видно, соотношение минимальной и максимальной стоимости – $1,0 : 7,5$, т.е. использовать среднее значение здесь не имеет смысла.

Представляется, что на ближайшее будущее наиболее перспективны ВЭС двух типов. Первый – это маломощные тихоходные (стартовая скорость ветра $V_0 \leq 3$ м/с) расчетной мощностью $N_p \leq 10$ кВт с крутой зависимостью $N(V)$ при $V < V_1$ и близкой к горизонтали функцией $N(V)$ в диапазоне от V_1 до V_2 . Вторые ВЭС – быстроходные с $V_0 \geq 5$ м/с и $V_1 \geq 10$ м/с (на высоте башни), $N_0 = 100; 200; 500; 1000$ кВт, где характеристика $N(V)$ может иметь заметное падение при $V > V_1$ – для упрощения регулирования и повышения надежности (при высоком значении V_1 продолжительность стояния $V > V_1$ снижается, так что уменьшение выработки в этом диапазоне скоростей ветра будет относительно небольшим).

Поскольку в одной географической точке нередко наблюдается высокая плотность сразу нескольких видов ВЭР, то представляет интерес реализация комбинированных систем и энергогенерирующих комплексов. Такие комплексы могут использовать разные ВЭР и выдавать как электрическую, так и тепловую энергию, а иногда – и механическую, например, для прямого привода водяных насосов. Так, перспективны мобильные комплексы: ВЭС, ФЭС, солнечные коллекторы – для сезонного энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей. Вероятно, заслуживает внимания электрогенератор с приводом от поворотного рабочего колеса, которое может вращаться равно ветром и водотоком. Поскольку располагаемая мощность потока пропорциональна плотности и кубу его скорости, а плотность воды примерно в 1000 раз больше плотности воздуха, то рабочее колесо выдаст одинаковую мощность при скоростях воздуха и воды соответственно 10 и 1 м/с. Эскизная проработка показывает, что конструкция ветрогидравлического электрогенератора мощностью порядка 1 кВт вполне реализуема. Она потребует шарнирного соединения роторов рабочего колеса и электрогенератора или коробку передач с разворотом ведущей шестерни, минимальное обустройство речного створа.

2.6.8. Комплексное использование ВЭР

Особенностью основных видов ВЭР, наиболее подготовленных к использованию (солнечного излучения, ветра, стока малых рек), является существенная неравномерность потока первичной энергии, поэтому первостепенная проблема – согласование графиков генерации и потребления энергии. При работе генераторов на ВЭР в составе энергосистем или комбинированных комплексов эта проблема снимается лишь частично. Так, опыт эксплуатации ВЭС в составе энергосистем Германии показывает, что если мощность ВЭС превышает 30 % суммарной, то необходимы специальные меры для стабилизации частоты в системе.

Радикальным решением представляется такая схема: ВЭС работает в насосном режиме, заполняя верхний водяной резервуар, а электроэнергия выдается генераторами ГЭС, через которые вода сливается в нижний резервуар. Подобный вариант был предварительно проработан для условий о. Ольхон на Байкале: ветровая активность там достаточно высока, а на возвышенностях имеются пустые углубления-котловины. Опыт сооружения и эксплуатации насосно-аккумулирующих ГЭС (НАГЭС) имеется и в России (Загорская станция под Москвой), и за рубежом, правда не в сопряжении с ВЭС.

Интересен опыт создания НАГЭС «Жар-Поромбка» на реке Сола в Силезии, Польша. Главное назначение станции – сглаживать суточные колебания стока реки, который без регулирования меняется от 4 до 100 м³/с. Емкость искусственного водохранилища 2 млн м³, площадь 1100 м², верхняя отметка 761 м, срабатываемый уровень от 759 до 739 м. Установлены четыре автономных насосно-генераторных блока по 125 МВт (при суммарной мощности соответственно 500 МВт), расчетный напор $H=440$ м, диаметр каждого из четырех водотоков на входе 1400 мм, наклон 36°, длина 870 м. При работе одного блока время заполнения водохранилища составляет 24 ч, опорожнения – 16 ч (при работе всех блоков соответственно в 4 раза меньше), реверс осуществляется дважды в сутки. Пуск генератора занимает 180 с, насоса – 7 мин, причем 6 мин – синхронизация. Сообщалось, что КПД, рассчитываемый, вероятно как произведение КПД систем генератор–насос и турбина–генератор или отношение вырабатываемой и потребляемой мощности или энергии за сутки), составил на этой станции $\eta = 0,75$. НАГЭС пущена в 1979 г. Затраты составили 7 млрд злотых и 4 млн дол. США. При курсе 100 злотых = 22 руб. 50 коп. (апрель 1978 г.) и 1 дол. = 60 коп. это до 1 млрд дол., т.е. удельные расходы – 2 тыс. дол./кВт.

До 1989 г. эта НАГЭС эксплуатировалась без единой аварийной остановки, блоки поочередно реконструировались, затраты окупились за 7 лет. Каким образом рассчитывалась прибыль, можно лишь предполагать, поскольку сама получаемая здесь электроэнергия является «затратной» в принципе: 1 кВт·ч, выданный в режиме генератора, требует затрат 1,33 кВт·ч в режиме насоса, т.е. электроэнергия производится попутно с регулированием стока. Вероятно, сравнивались конкурирующие варианты для промышленного узла:

- работа предприятий при переменном стоке;
- переброс воды из других бассейнов;
- устройство водохранилища на реке (строительство плотины и «нормальной» ГЭС при затоплении территории).

Но, думается, эти показатели: 2 тыс. дол./кВт и $\eta = 0,75$ – могут быть использованы для оценочных расчетов НАГЭС с ветровым приводом насосов.

Среди субъективных, преодолимых *препятствий и проблем* для наращивания использования ВЭР в России видятся следующие.

1. Психологический барьер: привычка потребителей к внешнему, централизованному энергоснабжению, а поставщиков энергии – к неограниченному использованию традиционных ресурсов. Указанная причина сложилась в условиях государственного планирования и финансирования всех звеньев топливно-энергетического комплекса при доктрине повышения (сосредоточения) единичных мощностей. Этот барьер хотя и медленно, но преодолевается с изменением системы хозяйствования в России и тенденций развития мировой энергетики.

2. Отсутствие централизованного (государственного, регионального, муниципального) управления использованием ВЭР. В спектре задач развития экономики страны и территорий при выделении соответствующих приоритетов не отмечено использование ВЭР. Это служит препятствием для правового стимулирования в рамках территорий, где использование ВЭР явно приоритетно или целесообразно.

3. Невозможность экономического стимулирования использования ВЭР, обусловленная низкой платежеспособностью населения и отсутствием свободных средств у частных и муниципальных потребителей.

4. Задержка в реструктуризации энергетики, в том числе в создании обоснованной и гибкой, дифференцированной системы тарифов. Такая система способствовала бы развитию малой энергетики, базирующейся, в частности, на ВЭР. Это общегосударственная задача, одно из направлений повышения энергетической безопасности. Снижение уровня энергетической безопасности угрожает целому ряду субъектов и регионов России и обсуждается в разд. 1.

5. Научно-технический барьер: отсутствие выпуска основного (силового) и вспомогательного оборудования, включая блоки и энергогенерирующие комплексы повышенной заводской готовности («под ключ») в ассортименте, рассчитанном на широкий диапазон возможных требований и условий. Главное из условий – это надежность энергоснабжения, в том числе за счет понижения КПД и упрощения технологических и конструктивных решений. Техника возобновляемой энергетики должна учитывать неподготовленность массового потребителя к самостоятельному использованию нового оборудования и резко переменной во времени плотности ВЭР.

6. Отсутствие действенной информации – пропаганды идей и преимуществ возобновляемой энергетики, объяснения особенностей ВИЭ, рекламы пилотных проектов и готового к использованию оборудования. Здесь есть положительные

сдвиги: в научных, научно-популярных журналах, в разных видах СМИ заметно усилилась и нарастает соответствующая пропаганда. Один из путей продвижения возобновляемой энергетики состоит в поддержке инициатив по сооружению пионерных установок (их сети на территориях) при выборе оптимальных решений для конкретных условий. Опыт показывает, что оптимальность решений обеспечивается далеко не всегда, что приносит существенный моральный ущерб.

2.7. Перспективные технологии переработки твердого и газообразного топлива в искусственное жидкое топливо

В конце XIX – начале XX в. большинство продуктов органической химии производилось из каменных углей. По мере увеличения добычи нефти химические вещества угольного происхождения начали вытесняться продуктами нефтехимического синтеза, полученными более простыми и менее энергоемкими методами. Однако оценка разведанных мировых запасов различных видов ископаемого органического сырья приводит к выводу о том, что месторождения нефти и газа будут в значительной степени исчерпаны уже в середине или конце XXI в. Запасов же угля должно хватить на ближайшие несколько сот лет (см. разд. 1). Вывод о необходимости постоянного увеличения масштабов использования угля в энергетике и промышленности подтверждается данными по сопоставлению запасов нефти, газа, угля и сложившейся в настоящее время структурой их мирового потребления. Таким образом, уголь, по терминологии К.Л. Уилсона, выступает в качестве "моста в будущее" [71] мировой цивилизации, обеспечивая плавный переход от ископаемого органического сырья к новым источникам энергии.

Если рассмотреть источники сырья в общепринятом порядке исчерпания, то наблюдаются следующие тенденции.

Нефть, характеризующаяся самым резким сокращением запасов, является основным источником для производства моторных топлив. Поэтому совершенствуются методы ее переработки и сокращается производство мазута для энергетических целей. Кроме того, ужесточаются экологические требования к моторным топливам из нефти из-за содержания в них канцерогенных бензола и многоядерных ароматических соединений. Все это обуславливает поиск новых альтернативных энергетических и моторных топлив из других сырьевых источников.

Что касается природного газа, более значительного по запасам, происходит все большее удаление его добычи в труднодоступные районы Крайнего Севера. Это сказывается на удорожании как его добычи, так и транспорта к потребителям. Основное использование природного газа – энергетическое, для замены на электростанциях мазута как котельно-печное топливо и бытовое. Объем переработки природного газа невелик даже в общемировых масштабах, порядка 2,0–2,5 %. Основное его использование в химической переработке – производ-

ство синтез-газа, потенциального сырьевого источника для получения искусственного жидкого топлива (ИЖТ). Производство ИЖТ из природного газа позволяет резко сократить затраты на его транспорт и соответственно стоимость единицы энергии у потребителей.

Увеличение потребления ископаемых углей будет сопровождаться ростом экологической нагрузки на окружающую среду. Снижение ущерба окружающей среде от угольной энергетики может быть достигнуто путем перехода к использованию экологически более безопасных видов топлива угольного происхождения. К ним относится облагороженный, или "чистый уголь", синтетические газообразные и жидкие топлива, полученные путем химической переработки угля.

На сегодняшний день известны более двух десятков методов переработки углей, начиная от простейшей сортировки и обогащения и заканчивая получением высококачественных синтетических топлив.

Возможные направления использования углей представлены на рис. 2.22. Первое направление связано с непосредственным традиционным сжиганием. Остальные предполагают переработку угля в облагороженные виды топлива. Для получения синтетических топлив из органической массы угля существуют различные методы, которые можно условно разделить на три основные группы: гидрогенизация, пиролиз и газификация [72].

П е р в а я группа методов предполагает *прямой гидрокрекинг угля*. При высоком давлении водорода и в присутствии катализатора происходят расщепление органического вещества угля и насыщение его водородом. К этой группе методов можно отнести и термическое растворение углей, заключающееся в их обработке органическими растворителями при температуре около 400 °С.

Перспективными процессами данной группы переработки углей за рубежом считаются процессы Hygas, H-Coal, Synthoil, SKR, Bi-Gas, Consol, Synthane и др. [73, 74]. В нашей стране ведущая роль по созданию технологии гидрогенизации угля принадлежит сотрудникам Института горючих ископаемых (ИГИ) [75–77].

Теоретически это очень привлекательный путь, но он пока привел в тупик за счет возникших неразрешимых технико-экономических проблем. Это, прежде всего, огромная стоимость переработки, превышающая величину образующейся добавленной стоимости. Печальный опыт работ, выполненных в ИГИ, подтверждает это. Только работа установки по гидрированию углей совместно с переработкой тяжелых нефтяных остатков в составе нефтехимического комплекса дает надежду выйти на приемлемый уровень рентабельности производства [78]. До начала XX в. *пиролизом и коксованием каменного угля* (в т о р а я группа методов) получали большинство химических продуктов. В этих процессах путем термической деструкции углей без доступа воздуха получают жидкие, газообразные и твердые продукты.

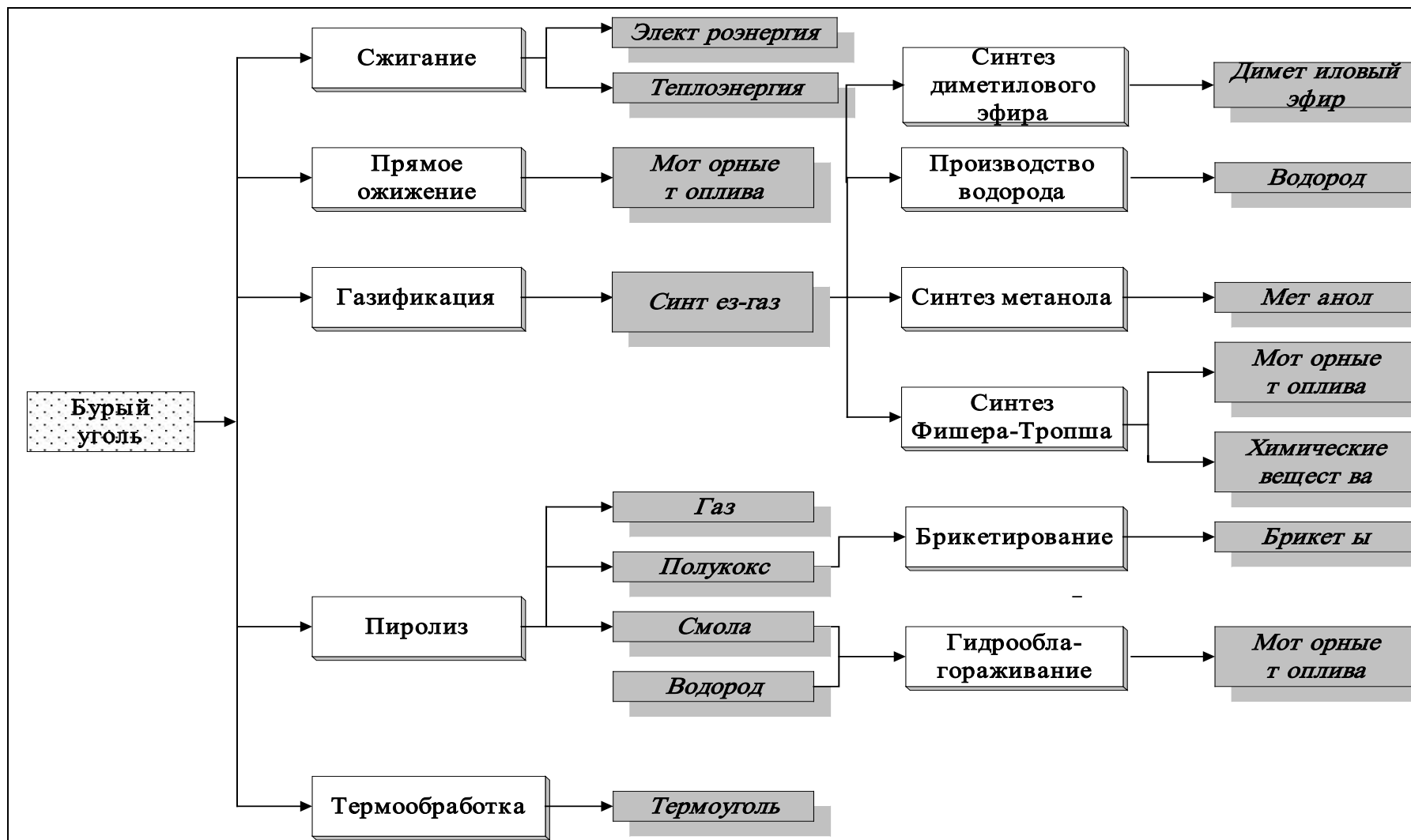


Рис. 2.22. Возможные направления использования углей.

Пиролиз осуществляют в различных температурных интервалах, в зависимости от назначения получаемых продуктов. Низкотемпературный пиролиз (или полукоксование) проводится обычно при 500–600 °С, а высокотемпературный (или коксование) – при 900–1100 °С. Современные процессы низкотемпературного пиролиза бурых углей ориентированы преимущественно на получение синтетического жидкого топлива и полукокса. Гидрогенизацией смол пиролиза можно получать моторные топлива, однако их стоимость пока значительно выше, чем моторных топлив из нефти. Твердые продукты пиролиза бурого угля имеют более широкое применение в качестве облагороженного энергетического топлива, брикетированного топлива коммунально-бытового назначения, восстановителей в цветной и черной металлургии и др.

За рубежом наиболее перспективными процессами данного направления переработки углей являются: COED, Carrent или Occidental, Toscoal, Coalcon, Lurgi-Duhrgas [79]. В нашей стране практическая схема переработки углей, совмещающая процессы переработки топлива методом высокоскоростного пиролиза при 600–700 °С с производством электрической и тепловой энергии на ТЭС, была предложена в Энергетическом институте им. Г.М. Кржижановского [80, 81]. Эта схема в конце 1980-х была реализована на энерготехнологической установке ЭТХ-175 мощностью 1,2 млн т канско-ачинского угля (КАУ) в год на ТЭЦ-2 в г. Красноярске. В настоящее время эта станция в силу существующей экономической ситуации практически выведена из строя.

Эффективный путь использования молодых углей продемонстрирован в США. Для того чтобы сделать экономически целесообразной транспортировку углей на 2–3 тыс. миль из штата Вайоминг до потребителей, была разработана технология (LFC) и в 1992 г. построен первый демонстрационный завод по мягкому пиролизу 300 тыс. т угля в год. Эта технология позволяет получить бездымное высококалорийное твердое топливо и малосернистое жидкое топливо [82]. Удельные капитальные вложения – на уровне 65 дол. на тонну переработки и затраты на переработку, составляющие около 6 дол. на тонну, дают возможность иметь высокую рентабельность производства.

Эта технология привлекательна для получения так называемого «чистого угля» и решения вопросов транспорта бурых углей в масштабах, обусловленных пропускной способностью железных дорог. Для крупномасштабного получения синтетических жидких экологически чистых топлив эта технология пока непригодна. Жидкие продукты термической переработки твердых горючих ископаемых содержат большие количества органических соединений, содержащих кислород, азот и серу и поэтому не могут быть непосредственно использованы в качестве синтетического жидкого углеводородного топлива.

Т р е т и й путь – *газификация твердого топлива* с последующей переработкой газа в ИЖТ. В основе этого процесса, заключающегося во взаимодействии угля с кислородом, воздухом, водяным паром или смесью этих веществ, лежит реакция неполного окисления исходного органического вещества. Наиболее распространенным методом является парокислородная газификация с получением CO и H₂ (синтез-газа), который находит широкое применение для

производства метанола и других спиртов, альдегидов, кетонов, простых и сложных эфиров и др.

К настоящему времени освоены различные модификации промышленных процессов газификации углей, наиболее распространенными из которых следующие технологии: Лурги (стационарный слой кускового угля), Винклера (кипящий слой угольных частиц), Копперс–Тотцека (пылеугольный поток), Тексако (водно-угольная суспензия) и их различные модификации. Среди технологий, проходящих опытно-промышленную отработку, следует выделить в качестве наиболее перспективных процесс ЭКСОН – каталитическая газификация угля водяным паром в кипящем слое, процесс МОЛТЕН СОЛТ – парокислородная газификация при повышенном давлении в расплаве соды, процесс ПАТГАЗ – газификация при атмосферном давлении в расплаве железа [83].

В нашей стране также имеется длительный опыт газификации углей. В 1958 г. в стране работало свыше 350 газогенераторных станций с 2500 генераторами, на которых вырабатывалось 35 млрд м³ газов в год. Был успешно освоён процесс парокислородной газификации под давлением для получения городского газа из высокочольных подмосковных бурых углей, построен Щекинский газовый завод, который несколько лет обеспечивал газоснабжение Москвы. Здесь же были проведены промышленные опыты по газификации канско-ачинских углей.

Примером технологии, получившей промышленное применение, является производство синтез-газа и преобразование его в моторные топлива и химические продукты методом Фишера–Тропша. Процесс довольно хорошо разработан, но дорог [84]. Сейчас в мире действуют лишь два небольших завода по производству жидкого топлива упомянутым методом (фирм "Шелл" в Малайзии и "Сасол" в ЮАР), имеющие скорее демонстрационный характер. Стоимость жидкого топлива на них составляет 450 дол. за тонну, сейчас эти заводы переходят на синтез органических веществ. В качестве сырья для получения синтез-газа теперь используют не уголь, а природный газ (хотя это и дорого). Заводы жидкого топлива из угля близ Йоханнесбурга в ЮАР дотируются государством как национальное достояние.

Технология «Мобил», основанная на использовании высококремнеземных цеолитов в качестве катализаторов превращения метанола в высокооктановый бензин, отличается более высокой производительностью, селективностью и качеством продукта (получаемый бензин имеет октановое число 91–98). Небольшой завод фирмы "Мобил" в Новой Зеландии производит 57 тыс. т топлива в год. Но и эта технология не окупает себя, ни одна фирма пока не рискует строить большие производства на основе таких методов.

Химическая переработка угля дорога и по масштабу производства значительно уступает нефте- и газохимии. Она сильно сократилась со времени Второй мировой войны, когда немцы, не имевшие своей нефти, разработали два процесса получения жидкого топлива из угля – каталитическое гидрирование угля (бергинизация) и упомянутый выше синтез Фишера–Тропша.

Анализ рассмотренных методов переработки твердых топлив показывает, что наиболее исследованным и отработанным является получение синтез-газа

путем газификации угля и последующий синтез искусственного жидкого топлива [85, 86]. Один из перспективных путей использования синтез-газа – синтез на его основе метанола. Метанол относится к многоцелевым полупродуктам, на базе которого могут быть получены различные важные химические продукты, а также к экологически чистым жидким топливам. Он удобен для транспортирования и хранения [87].

Промышленный синтез метанола сейчас – один из отработанных гетерогенно-каталитических процессов: достаточно селективный, высокопроизводительный, непрерывный и технологичный. Единичная мощность агрегатов доведена до 0,7–0,8 млн т в год. Сооружаются установки мощностью 1,6 млн т в год, разрабатываются технические проекты установки мощностью около 30 млн т в год [88, 89].

Недостатками существующих процессов переработки угля в синтез-газ с последующим получением из него метанола являются низкий термический КПД и большие капитальные вложения. Эффективным путем преодоления указанных недостатков может стать создание энерготехнологических установок для комбинированного производства метанола и электроэнергии. Возможность утилизации высокотемпературного тепла процесса газификации, а также тепла и горючих продувочных газов процесса синтеза в энергетической установке обуславливает экономическую эффективность комбинированной энерготехнологической установки (ЭТУ).

В США при поддержке EPRI и Министерства энергетики исследовались схемы ПГУ с газификацией угля, предполагавшие включение установки производства метанола в часы провала электрической нагрузки. Были проведены испытания опытной установки мощностью 5 т/сут. Определена целесообразная доля энергии топлива, идущего на получение метанола (20–50 %). Метанол успешно испытан в качестве топлива на ГТУ. Для этого не потребовалось значительных изменений систем, уменьшился объем обслуживания и чисток оборудования, сократились выбросы NO_x [90].

В США фирмой Bechtel также были проведены проработки систем базисных ПГУ с газификацией угля и производством метанола. Рассматривались базисный вариант установки, вариант с резервным газификатором и вариант с резервным газификатором и установкой производства метанола. Предварительные результаты исследований свидетельствуют о том, что производство метанола может компенсировать затраты на резервный газификатор и повысить мощность ПГУ нетто по сравнению с базисным вариантом [91].

В ИСЭМ СО РАН в течение многих лет идут исследования энерготехнологических установок синтеза метанола из угля и природного газа [92].

Условно ЭТУ синтеза метанола можно представить состоящей из блоков: газификации угля или конверсии природного газа, каталитического синтеза метилового спирта и энергетического блока. Упрощенная технологическая схема ЭТУ показана на рис. 2.23.

Исследованиями обнаружено, что комбинация производства метанола и электроэнергии повышает тепловую эффективность и снижает удельные капиталовложения в установку. Экономическая эффективность этой технологии со-

храняется в широком диапазоне изменения капиталовложений в установку и цен на метанол.

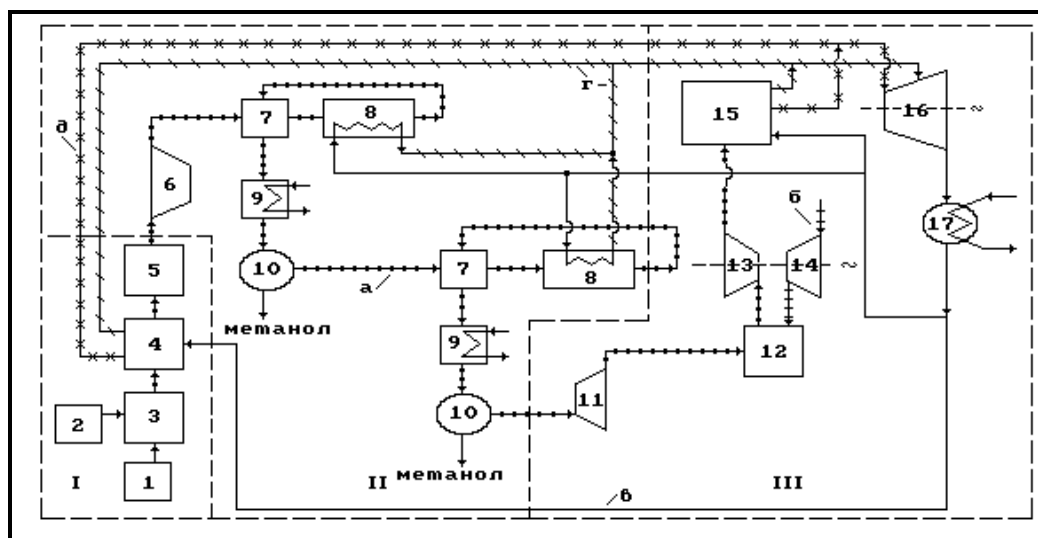


Рис. 2.23. Технологическая схема ЭТУ синтеза метанола.

a– д – потоки: газа (*a*), воздуха (*б*), питательной воды (*в*), пара низкого давления (*г*), пара высокого давления (*д*); I–III – блок: газификации угля (I), синтеза метанола (II), энергетический (III); 1–система топливоприготовления, 2 – система разделения воздуха, 3 – газогенератор, 4 – система охлаждения продуктов газификации, 5 – система очистки продуктов газификации, 6 – компрессор синтез-газа, 7 – регенеративный газо-газовый теплообменник, 8 – реакторы синтеза метанола, 9 – холодильник-конденсатор, 10 – сепаратор метанола-сырца, 11– расширительная турбина, 12 – камера сгорания продувочных газов, 13 – основная газовая турбина, 14 – воздушный компрессор, 15 – котел-утилизатор, 16 – паровая турбина, 17 – конденсатор паровой турбины.

В результате сделан вывод, что метанол, полученный из природного газа дешевых месторождений на ЭТУ, уже сегодня может конкурировать с моторным топливом из нефти. Экономическая эффективность производства метанола из угля будет повышаться по мере истощения запасов нефти и газа.

В настоящее время в мире проявляется повышенный интерес к новому энергоносителю – *диметиловому эфиру* (ДМЭ), который не токсичен и имеет более высокую теплоту сгорания (около 29 000 кДж/кг), чем метанол.

Несомненным достоинством ДМЭ является то, что он может использоваться в дизельных двигателях без реконструкции последних. При комнатной температуре диметиловый эфир – газ, но при небольшом давлении (5–8 атм) легко сжижается и без труда помещается в топливные баки [93].

В отличие от нефтепродуктов, ДМЭ не содержит ароматических углеводородов, серы и характеризуется высокой полнотой сгорания. Кроме того, диметиловый эфир характеризуется высоким цетановым числом (55–60 против 40–55 для нефтяного дизельного топлива), а также отсутствием сажи и оксидов азота в продуктах сгорания, что особенно важно для крупных городов. Правительство Москвы приняло постановление о городской целевой программе использования ДМЭ в качестве дизельного топлива [94].

Российскими учеными разработаны высокоэффективные процессы получения ДМЭ и высокооктанового бензина (через ДМЭ) на базе природного или попутного газа. Производство ДМЭ осуществляется в две стадии: окисление

метана в синтез-газ и каталитический синтез ДМЭ из синтез-газа. Обе стадии проводятся при повышенном давлении (30–100 атм). Технология получения ДМЭ близка к технологии производства метанола, но отличается существенно лучшими технико-экономическими показателями [97].

Промышленность еще только осваивает производство ДМЭ. Процессы прямого получения ДМЭ из синтез-газа предлагаются также фирмами «Нихон КоКан» (Япония) и Haldor Topsoe (Дания) (реализованы на уровне пилотных установок). В России по данной технологии также построена пилотная установка мощностью 200 кг/сут с последующим превращением ДМЭ в бензин.

В ИСЭМ СО РАН выполнены моделирование и исследование ЭТУ синтеза ДМЭ, сопоставлены их технические и экономические характеристики с соответствующими характеристиками ЭТУ синтеза метанола, проведены оптимизационные исследования [96].

Технологическая схема ЭТУ производства ДМЭ и электроэнергии из природного газа представлена на рис. 2.24. В отличие от ЭТУ синтеза метанола здесь не требуется установка промежуточных теплообменников в реакторах синтеза. Это обусловлено существенно меньшим тепловыделением при образовании из синтез-газа ДМЭ, чем при образовании метанола, что позволяет достичь в адиабатном каталитическом реакторе термодинамического равновесия, не выходя из допустимого для процесса синтеза интервала температур.

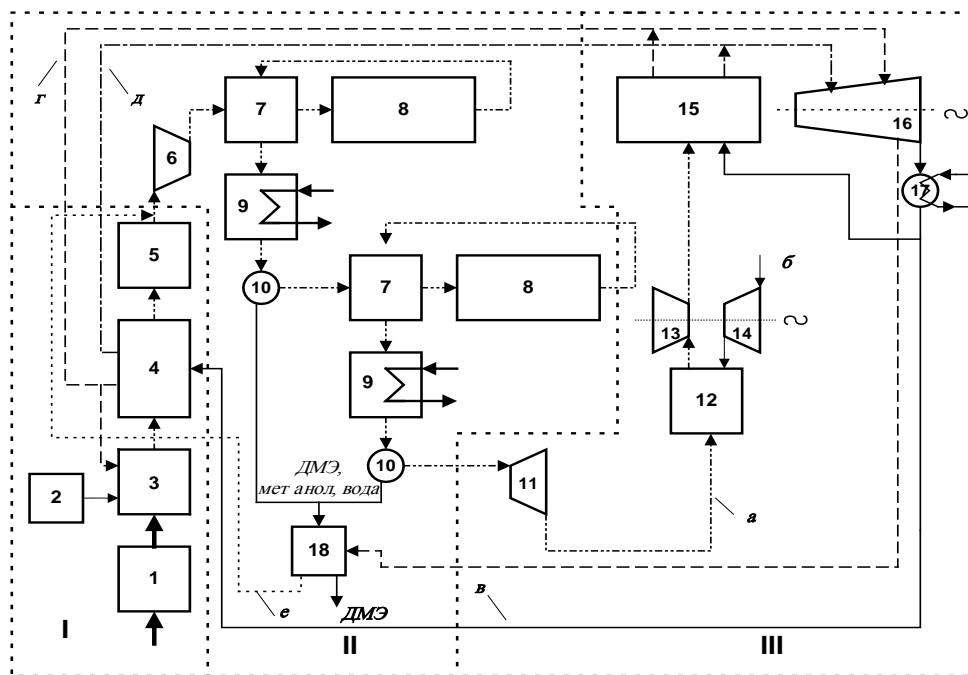


Рис. 2.24. Технологическая схемы ЭТУ синтеза диметилового эфира.

a–d – потоки: газа (*a*), воздуха (*б*), питательной воды (*в*), пара низкого давления (*г*), пара высокого давления (*д*); *e* – рециркуляция метанола; I–III – блок: конверсии природного газа (I), блок синтеза ИЖТ (II), энергетический (III); 1 – система топливоподготовки, 2 – система разделения воздуха, 3 – конвертор, 4 – система охлаждения продуктов конверсии, 5 – система очистки продуктов конверсии, 6 – компрессор синтез-газа, 7 – регенеративный газо-газовый теплообменник, 8 – каталитические реакторы синтеза, 9 – холодильник-конденсатор, 10 – сепаратор ИЖТ, 11 – расширительная турбина, 12 – камера сгорания продувочных газов, 13 – основная газовая турбина, 14 – воздушный компрессор, 15 – котел-утилизатор, 16 – паровая турбина, 17 – конденсатор паровой турбины, 18 – блок разделения воды, метанола и ДМЭ.

Основные показатели оптимальных вариантов ЭТУ синтеза метанола на угле и ЭТУ синтеза метанола и ДМЭ на природном газе представлены в табл. 2.30.

Т а б л и ц а 2.30

Основные технико-экономические показатели ЭТУ синтеза ИЖТ

Показатель	ЭТУ синтеза		
	метанола		ДМЭ
	из угля	из природного газа	из природного газа
Годовой расход топлива:			
условного, тыс. т у.т.	2500	2500	2500
натурального, тыс. т. млн нм ³	4600	2200	2200
Годовое производство метанола:			
в условном топливе, тыс. т у.т.,	1352	1395	1670
натурального, тыс. т	1875	1936	1700
Годовой отпуск электроэнергии, млн кВт·ч	1561	2236	410
Капиталовложения в установку, млн дол.	580	520	380
Термический КПД производства метанола	66	75	70

Завершая обсуждение технологий ИЖТ, можно отметить, что для первоочередного внедрения и использования для целей энергетики достаточно привлекательна технология легкого пиролиза. Эта технология позволяет решить проблему транспорта бурых углей и получить «чистый уголь» и малосернистое жидкое топливо.

Наиболее перспективными методами получения ИЖТ являются конверсия природного газа или газификация угля (в более далекой перспективе) в синтез-газ и производство из него метанола или ДМЭ и электроэнергии. Причем метанол и ДМЭ из природного газа дешевых месторождений, как показывают расчеты, конкурентоспособен с моторным топливом из нефти уже в ближайшем будущем.

Методы гидрогенизации пока не готовы к промышленному применению, но в перспективе при решении проблем поиска новых эффективных катализаторов и методов разделения продуктов могут применяться для производства ИЖТ.

2.8. Энергетические технологии и проблемы распределенной генерации энергии

2.8.1. Распределенная генерация энергии

Одной из современных тенденций развития энергетики является расширение доли генераторов тепла и электроэнергии небольшой мощности, использу-

емых на месте конечного потребления вторичных энергоносителей. Об этом уже кратко упоминалось выше, при обсуждении перспектив развития технологий на органическом топливе и технологий возобновляемой энергетики. Данный вид энергоснабжения часто называют распределенной генерацией энергии (РГЭ). Рассмотрим, какие особенности характерны для систем РГЭ и какие задачи встают в связи с их распространением.

Относительно содержания термина «распределенная генерация энергии» ведутся дискуссии. Один из подходов к определению этого термина, основанный на исследовании особенностей и свойств распределенных систем как альтернативы централизованных рассмотрен Т. Акерманом и соавторами [97]. Распределенную генерацию энергии они сформулировали как *производство электроэнергии на уровне распределительной сети или на стороне потребителя, включенного в эту сеть*.

Совершенно справедливо, что в силу ряда привлекательных свойств системы РГЭ могут стать основой для новой парадигмы развития мировой энергетики. В числе таких свойств называют: 1) повышение энергетической независимости потребителей; 2) сглаживание пиковых нагрузок; 3) снижение уровня необходимого резервирования мощности; 4) минимизацию транспорта энергоносителей; 5) сокращение потерь при транспорте вторичных энергоносителей; 6) возможность использования местных энергоресурсов. Сама необходимость введения четкого определения обусловлена назревшими потребностями нормативно-правового обеспечения развития систем РГЭ. В электроэнергетической системе должен быть независимый и обеспеченный ресурсами регулятор, и РГЭ может выступать в этом качестве. Однако идеи РГЭ распространяются как на электроэнергетические системы, так и на системы теплоснабжения. Дальность экономически эффективного транспорта для тепла много меньше, чем для электроэнергии. Вместе с тем дальность экономичного транспорта электроэнергии от энергоисточников малой мощности также невелика.

Анализ множества существующих определений показывает, что они содержат два крайних случая, которые могут быть взаимоисключающими. В первом случае имеют в виду *совместную работу большого числа энергоисточников с поставкой энергии в общую распределительную тепловую или электрическую сеть*. Таким образом, явно подразумевается наличие сети. Во втором случае рассматривается *производство энергии в местах ее конечного потребления*. Это определение допускает наличие сети, однако распространяется также на случаи изолированных потребителей и автономного энергоснабжения. Не углубляясь далее в классификационные тонкости, отметим, что устойчивая терминология в области РГЭ пока не сложилась. Важно также, что мощность энергоисточника, часто используемая в качестве критерия, не имеет отношения к определению РГЭ [97].

Фон, на котором развиваются технологии РГЭ, формируется тенденциями в мировой энергетике и ТЭК в целом. Перечислим важнейшие из них. Ископаемые топлива останутся основным источником энергии в XXI в. При этом использование нефти и газа будет связано с геополитическими рисками. Сокращение ресурсов дешевых и качественных топлив приведет к увеличению даль-

ности транспорта энергоносителей. Во второй половине века должна возрасти доля угля и твердых топлив, включая низкосортные угли, биомассу и отходы. Важнейшими задачами становятся повышение энергоэффективности и энергосбережение. При этом первое будет актуально в большей степени для развивающихся, а второе – для развитых стран. Не последнюю роль играет также рынок со свойственными ему неопределенностями. Более детальные оценки обсуждаются в других разделах книги, а также в материалах обширных исследований [10, 98, 99].

Вследствие нечеткого определения РГЭ современную долю распределенной генерации оценивают по-разному. В мировой выработке электроэнергии доля РГЭ оценивается в 7 %. С ростом суммарной установленной мощности, имевшим место в 2001–2003 гг., это значение сохранилось постоянным [100]. В теплоснабжении доля распределенной выработки энергии выше. Так, в России с учетом локальных систем и индивидуального отопления доля РГЭ составляет около 50 %. В целом, особенности российской энергетики указывают на высокую актуальность РГЭ в стране. Для России характерны низкая плотность энергетических нагрузок, большая протяженность коммуникаций, повышенные требования к надежности энергоснабжения вследствие климатических условий. Кроме того, на внутреннем рынке происходит постоянный рост цен на энергоносители, обусловленный дисбалансом между внутренними ценами и ценами мирового рынка. С реформой в сфере электроэнергетики и жилищно-коммунального хозяйства неизбежен переход к поузловому методу расчета тарифов как на электрическую, так и на тепловую энергию, который в большей степени отвечает фактической структуре затрат и исключает перекрестное субсидирование. В результате следует ожидать существенного роста затрат на энергоснабжение у потребителей «на концах сети», удаленных и мелких. Соответственно становится привлекательной перспектива замещения дорогостоящих энергоносителей более дешевыми, включая местные энергоресурсы. Уже сейчас системы централизованного электроснабжения охватывают не более 30% территории России. При этом поле потенциального распространения РГЭ охватывает как оставшуюся часть территории, так и зону действия централизованных энергосистем.

К особенностям распределенной генерации следует отнести большое разнообразие технологий, в связи с которым встают вопросы согласования графиков нагрузки, совместной работы энергоисточников в сети и другие. Меньшая единичная мощность установок РГЭ влечет увеличение доли капитальных и эксплуатационных затрат, зависящих от места расположения энергоисточника. В той или иной мере эти и другие вопросы уже рассматривались разными исследователями. Имеются работы по анализу современного состояния технологий [101, 102], в том числе в разрезе стран и регионов [100, 103]. Рассматривались перспективы развития энергетических технологий [104, 105], а также технические, экономические и правовые условия развития децентрализованных систем энергоснабжения [106]. В этих работах создан задел для системного сопоставления перспективных технологий.

2.8.2. Технологии РГЭ

На диаграммах (рис. 2.25–2.27) показаны диапазоны единичной мощности энергетических установок разных типов. В предыдущем пункте мы отмечали, что мощность генерирующих установок не имеет прямого отношения к определению РГЭ. Это связано с индивидуальностью каждой системы энергоснабжения – для каждого уровня ее мощности будет свой предел. Поэтому границы по мощности весьма условны. Обобщенно мощность подключенных источников в распределительных сетях ограничена величиной примерно 100 МВт. Современная техника позволяет подключить к сети едва ли не любой источник, однако с позиций надежности и управляемости системы есть некоторый предел мощности, ниже которого включение источника в сеть нецелесообразно. На диаграммах (рис. 2.25, 2.26) штриховкой 2 показан диапазон мощности, для которого включение в общую внешнюю сеть, по-видимому, будет оправдано. Штриховкой 1 выделен диапазон типичных присоединенных нагрузок у децентрализованных потребителей, установки с этим уровнем мощности могут подключаться к внутренней сети потребителя. Установки с меньшей единичной мощностью используются, как правило, в качестве резервных и аварийных энергоисточников у потребителей, имеющих доступ к централизованному энергоснабжению, либо в качестве мобильных энергоисточников.

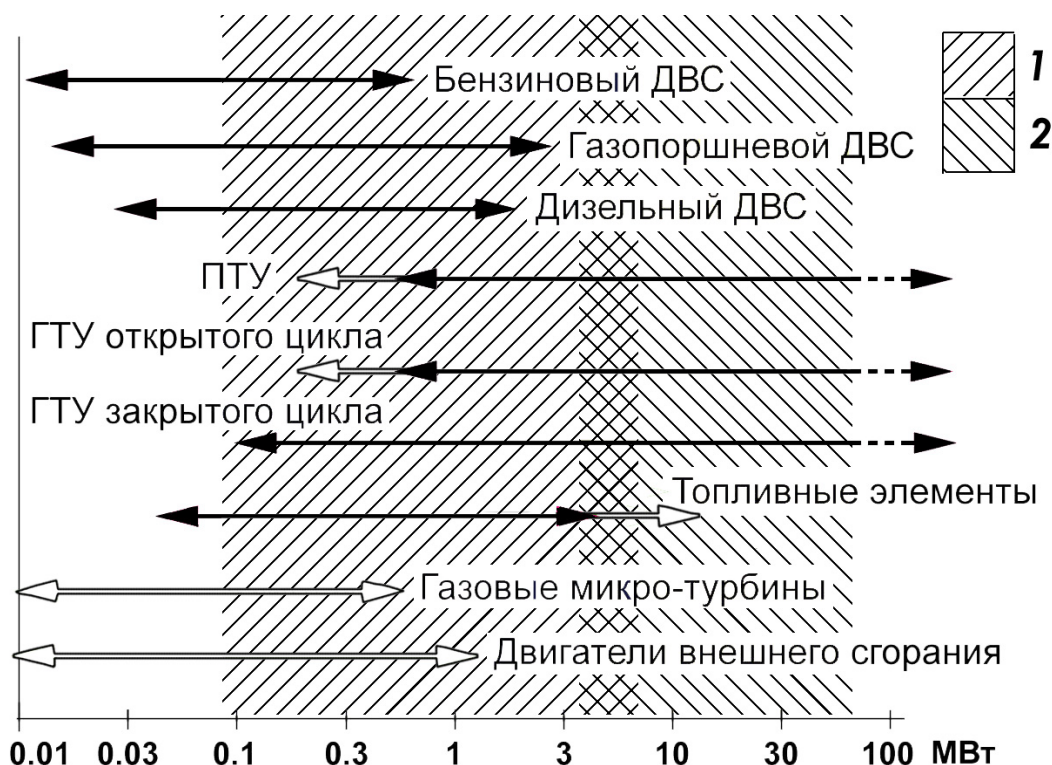


Рис. 2.25. Технологии распределенной генерации на ископаемом топливе.

Сплошными стрелками показаны промышленно освоенные, а контурными – перспективные технологии.

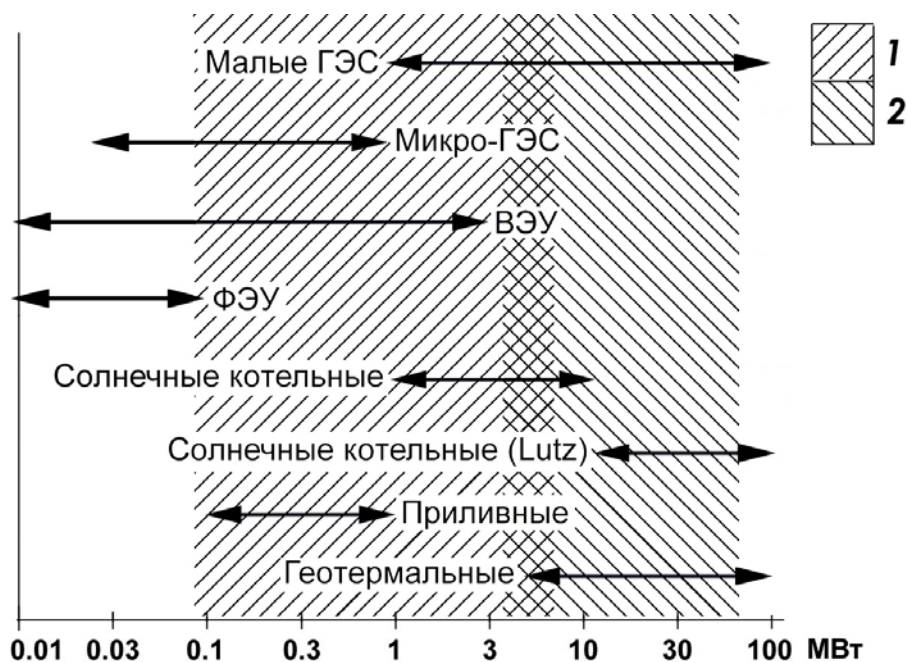


Рис. 2.26. Технологии на основе возобновляемых источников энергии. ВЭУ – ветро-энергетические установки; ФЭУ – фотоэлектрические установки.

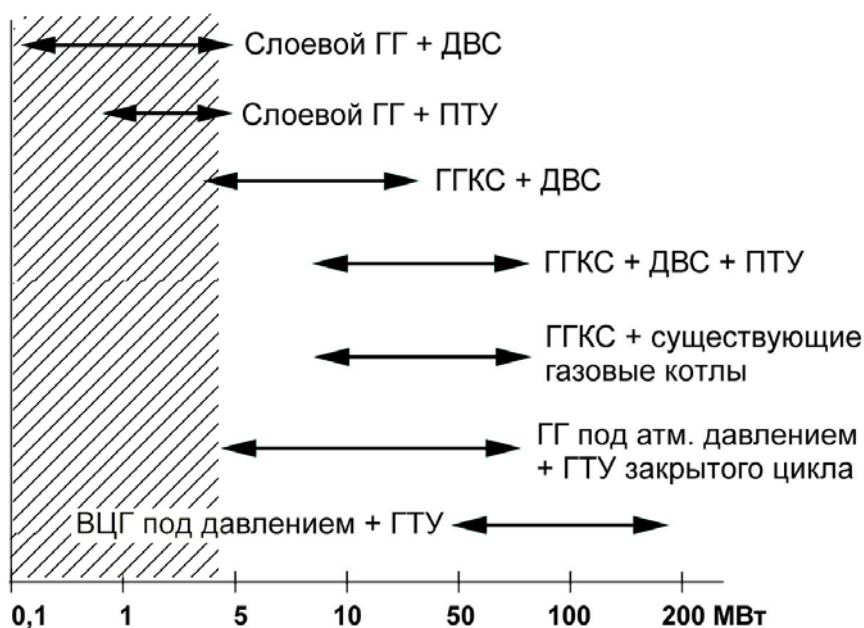


Рис. 2.27. Технологии газификации. ГГ – газогенератор; ГГКС – газогенератор кипящего слоя; ВЦГ – внутрицикловая газификация; ДВС – двигатель внутреннего сгорания.

Рассмотрим технологии, которые могут найти применение в системах РГЭ. Более подробный анализ перспектив их развития дан в соответствующих пунктах этой главы.

Двигатели внутреннего сгорания (ДВС) на бензине и дизтопливе используют самое дорогое углеводородное топливо, что сказывается на стоимости энергии (табл. 2.31). Газопоршневые ДВС на природном газе, напротив, нахо-

дят широкое применение в качестве основного энергоисточника [107]. Пределы повышения энергетической эффективности ДВС оценены, и существующие установки приближаются к этому пределу. Дальнейшее развитие ДВС идет, главным образом, по пути совершенствования экологической эффективности и снижения шума. Новыми направлениями развития техники ДВС являются бесшумные микродвигатели на экологически чистом топливе – газе, метаноле, диметиловом эфире, а также двигатели на водороде. Сжигание водорода затруднено малой объемной плотностью энергии водородного топлива и его низкой детонационной стойкостью, однако рассматривается как будущая альтернатива жидким моторным топливам. Рынок микроэлектростанций на базе двигателей мощностью 2–5 кВт развивается с годовым приростом 22 % [108]. В Германии распространены газовые блок-ТЭЦ мощностью 5,5 кВт(э) + 12,5 кВт(т) компании Senertec [109]. Мини-ТЭЦ на базе ДВС допускают работу в автоматическом (безлюдном) режиме в течение недели и более, что обеспечивает заметное снижение постоянных затрат. Перспективным направлением развития энергосистем на основе ДВС представляется использование в транспортных системах искусственного жидкого топлива, в частности углеводородного. Поэтому в связи с применением ДВС интересны получение диметилового эфира и синтеза Фишера–Тропша (СФТ – получение углеводородов из синтез-газов от газификации твердых органических топлив).

Т а б л и ц а 2.31

Сопоставление стоимости технологий

Технология	Стоимость установленной мощности, дол./кВт	Стоимость электроэнергии, цент/кВт·ч
<i>Централизованное энергоснабжение</i>		
Крупные ТЭЦ на газе	500 – 800	3 – 4
на угле	1000 – 1400	3 – 5
<i>Технологии РГЭ</i>		
Дизельные электростанции	400 – 900	8 – 15
Микротурбины	1300 – 2500	5 – 7
Биогазовые установки	1400 – 1800	2,5 – 7
Прямое сжигание биомассы	1000 – 3000	5 – 10
Совместное сжигание	200 – 600 *)	3 – 5
Газификация + ДВС	1400 – 2500	4 – 10
Ветровые установки	1100 – 1400	4 – 9
Геотермальные	2500 – 4400	4 – 7
Малые ГЭС	1400 – 6000	3 – 17
Двигатели Стирлинга	2500 – 5000	5 – 10
Фосфорно-кислые ТЭ	3000 – 5000	10 – 15
Карбонатные ТЭ	ок. 10000	8 – 9
Солнечные котельные	1700 – 3500	5 – 19
Фотоэлектрические	6000 – 8000	15 – 25 и более

*) При использовании существующей инфраструктуры станции.

Паротурбинные технологии, как отмечено в гл. 2.2, являются в настоящее время «рабочей лошадкой» энергетики: на их долю приходится 51 % установленной мощности в мире [110]. В связи с РГЭ интерес представляют разработки ПТУ малой мощности. В России промышленно освоены турбины мощностью 500 кВт [111]. Обсуждаются возможности создания модульных когенерационных установок на базе ПТУ, предназначенных для переоборудования действующих паровых котельных в мини-ТЭЦ [112–114].

Газовые турбины. Пионерами коммерческих «домегаваттных» газовых турбин были компании Verico (турбина VPS1, 496 кВт, 1974 г.) и Kawasaki Heavy Industries (S1A, 222 кВт, 1978 г.). В настоящее время по пути снижения единичной мощности идет компания Pratt & Whitney Power Systems, выпустившая в 2002 г. турбину ST5 в двух вариантах: простого цикла (457 кВт) и с рекуперацией (395 кВт) [115]. Сложности в разработке ГТУ малой мощности обусловлены тем, что уменьшение единичной мощности сопряжено со снижением КПД на фоне роста капитальных затрат. Компания Ramgen (США) создала демонстрационную бескомпрессорную ГТУ мощностью 500 кВт, КПД которой составляет 37–39 %, а с рекуператором – 46 %; ожидается, что ПГУ на ее основе будет иметь КПД 51 % [116]. В 2001 г. фирма Tyssengas GmbH (Германия) выпустила микро-ГТУ T100 (мощность 100 кВт(э) + 167 кВт(т); электрический КПД 28,5 %, общий 76,5 %) [117]. МикроГТУ мощностью 30 кВт(э) + 54 кВт(т) разработана Capstone Turbine Corp. и имеет общий к.п.д. около 70% [118]. Эта же компания планирует в 2005 г. создать микроГТУ мощностью 150–200 кВт и электрическим КПД не ниже 40 % [119]. Тепловая эффективность традиционных установок на ископаемом топливе сопоставлена на рис. 2.28. Из диаграммы видно, что уменьшение единичной мощности связано со снижением тепловой эффективности.

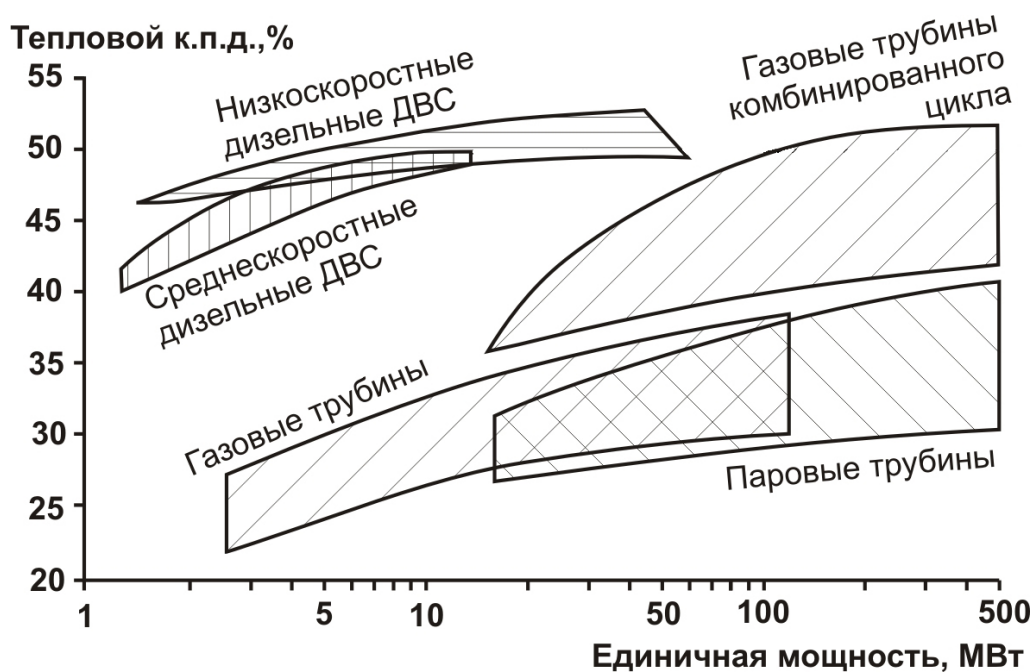


Рис. 2.28. Сопоставление типичной эффективности энергоустановок, по данным [124].

Топливные элементы (ТЭ) наряду с микротурбинами и солнечными батареями рассматриваются как ключевые технологии РГЭ [120]. Лидерами в разработке являются Япония и США. Основные типы ТЭ: высокотемпературные – фосфорно-кислые, карбонатные, твердооксидные; низкотемпературные – полимер-электролитные, щелочные. КПД ТЭ доходит до 50%, в перспективе возможно повышение эффективности еще на 10% [102]. Единичная мощность созданных в мире ТЭ распределяется так: 0,5–10 кВт – 1900 шт., 10–11000 кВт – 650 шт. [121, 122]. Чтобы ТЭ смогли составить сколько-нибудь серьезную конкуренцию существующим технологиям, их цена должна снизиться примерно до 1500 дол./кВт. Ожидается, что к 2011 г. будут разработаны коммерческие микроТЭЦ на базе твердооксидных ТЭ мощностью 250 кВт [123].

Двигатели внешнего сгорания (двигатели Стирлинга) в коммерческом исполнении впервые появились в конце 1990-х годов. Их мощность не превышает 25 кВт, а в перспективе может достигнуть 100 кВт. Главным преимуществом двигателя Стирлинга является возможность его применения на любом топливе безотносительно качества. Непрерывное горение топлива и меньшее число движущихся частей приводят к существенно меньшему уровню шума, чем у ДВС. Недостатками выступают высокая стоимость (см. табл. 2.31), низкий электрический КПД – до 20 %, требования надежности [102]. Соответственно потенциальный рынок двигателей составляют места, где высока потребность в тепле и сравнительно дорогая электроэнергия [125]. Совершенствование технологии Стирлинга требует использования дорогостоящих рабочих тел, таких как гелий под давлением 20 атм и выше, что ставит проблему уплотнений. На основе двигателя Стирлинга возможно создание гибридных энергоустановок, использующих для нагрева солнечное тепло [126]. Такие установки могут переходить на питание природным газом при облачности или ночью. Они не могут конкурировать с централизованным энергоснабжением, однако имеют лучший рыночный потенциал, чем чисто солнечные системы.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) подробно обсуждены выше. Читатель без труда найдет огромное число публикаций по вопросам ВИЭ. Несмотря на то что ВИЭ быстро дешевеют, при современных ценах на ископаемое топливо лишь немногие из них конкурентоспособны. Долю ВИЭ оценивают как 14% мировой первичной энергии, однако на $\frac{9}{10}$ их вклад обеспечен биоэнергетикой в основном за счет прямого сжигания биомассы. В развитых странах $\frac{2}{3}$ ВИЭ используется для выработки электроэнергии [127]. Почти все технологии биомассы имеют непосредственное отношение к РГЭ, поскольку их мощность составляет 20 МВт и менее. Для технологий биомассы ограничение по мощности определяется, в первую очередь, стоимостью сбора и транспортировки топлива.

Помимо биоэнергетики успешно внедряются ветроэнергетические установки (ВЭУ), имеющие единичную мощность до 3 МВт. Тенденцией в развитии ВЭУ является размещение ветряных ферм в открытом море, вытесняющее континентальные станции по соображениям как эффективности, так эстетики и шума. Это происходит несмотря на то, что стоимость энергии от морских ВЭС в среднем в 1,5 раза выше, чем от континентальных. Ежегодное увеличение

установленной мощности ВЭУ составляет 22–28 % [128]. Приближаются к рубежу коммерциализации малые ГЭС и солнечные котельные.

В среднесрочной перспективе возобновляемая энергетика, за исключением ветра и биоэнергии, едва ли сможет существенно потеснить традиционные энергетические технологии, хотя международные экологические ограничения выступают сильным стимулом к их развитию. ВИЭ часто рассматривают как «игрушку для богатых стран». Вместе с тем их потенциал в России превышает 4,5 млрд т у.т., главным образом, за счет геотермальной и солнечной энергии. Освоение этого потенциала сдерживается неблагоприятным инвестиционным климатом, неразвитой конкуренцией и малой долей экономических ресурсов – около 6 % [129].

Технологии газификации применимы как для ископаемых топлив, так и для биомассы и могут эффективно работать на любом топливе с содержанием горючих компонентов более 2–5 %. Это делает их привлекательными для использования низкосортных топлив: соленых и тощих углей, остатков нефтепереработки, промышленных и бытовых отходов. Несмотря на длительную предысторию развития, технологии газификации находятся на очень ранней стадии коммерциализации даже в развитых странах [127]. Практически реализованы газогенераторные установки для получения отопительного газа, с успехом заменяющего мазут и дизельное топливо в теплогенераторах и промышленных печах. Варианты организации газогенераторных установок для выработки электроэнергии разнообразны (рис. 2.28). Наибольшее внимание уделяется установкам на базе ДВС мощностью до 100 кВт [130] и установкам с внутрицикловой газификацией мощностью до 7–9 МВт. Разработки газогенераторной мини-ТЭЦ ведутся во многих странах и находятся на разных стадиях НИОКР и опытно-промышленной эксплуатации [131]. Лидируют в этой области страны Западной Европы и, в меньшей степени, США. В России исследованием данной технологии на базе ДВС занимаются технические университеты в Санкт-Петербурге [132] и Екатеринбурге. Аналогичный проект в московском Государственном научном центре лесо-промышленного комплекса фактически свернут. Альтернативный тип газогенераторной мини-ТЭЦ – установка в составе газогенератора и газовой турбины небольшой мощности (промышленной или авиационной) [133]. Первая опытно-промышленная установка такой конструкции введена в 2003 г. в Германии; установка имеет мощность 20 МВт(э) и КПД 36,4 % [134]. Кроме того, генераторный газ можно рассматривать как топливо для топливных элементов, а путем его каталитического метанирования получать качественные заменители природного газа, в том числе для транспортных нужд.

Трудности в развитии технологии газогенераторной мини-ТЭЦ связаны с недостатком научных знаний о процессах газификации и газоочистки. КПД газификации, равный отношению химической энергии газа к энергии затраченного топлива, составляет в среднем около 70 %. Переход к высокотемпературным процессам и автотермическим условиям их протекания позволяет существенно повысить качество газа и достичь КПД газификации до 93–95 %. Техника такого устройства пока не проработана. Продолжительность непрерывной работы

генераторов силового (пригодного для ДВС) газа редко превышает 140 ч. Не решена проблема получения газа устойчивого состава. Использование в качестве топлива дров и лесосечных отходов ограничено экономически эффективной дальностью транспортировки топлива, составляющей в России 20–30 км. На рис. 2.28 штриховкой выделен диапазон мощности установок, для которого рентабельна система индустриальной заготовки древесного топлива. Применение в качестве газифицирующего агента кислорода и углекислоты позволяет получать синтез-газы, свободные от азота, что положительно сказывается на экономике транспорта газа. Такие способы газификации исследуются в США, Франции и Германии.

2.8.3. Задачи исследований РГЭ

Даже сделанный здесь краткий обзор энергетических технологий показывает, насколько широк круг факторов, определяющих развитие систем РГЭ. Очевидно, что проникновение технологии на рынок будет обусловлено, в первую очередь, экономическими соображениями. В то же время, создание надежных и экологически чистых энергосистем, обеспечивающих энергетическую независимость страны или региона, может потребовать упреждающих законодательных действий, связанных с регулированием системы ценообразования в области новых технологий или корректировкой структуры топливно-энергетического баланса. Для своевременной формулировки рекомендаций в части как рыночного, так и регулируемого развития технологий децентрализованной энергетики необходимо исследовать ряд проблем, характерных для систем РГЭ. В частности, представляется необходимым ответить на следующие вопросы.

Какие технологии могут составить ядро систем распределенной генерации? Каковы их технические параметры, стоимость, условия их успешного внедрения? Для различных территорий круг перспективных технологий окажется разным. Например, если для Европейской России нетрудно прогнозировать спрос на сравнительно освоенные газовые технологии, в Сибири и на Дальнем Востоке ключевыми окажутся технологии на твердом топливе. С другой стороны, в европейской России могут потребоваться специальные экономические стимулы для своевременного внедрения технологий, необходимых для бескризисного сокращения доли газа в энергетическом балансе.

Какова оптимальная структура топливоснабжения в системе с распределенной генерацией? Следует ли преимущественно снабжать мелких потребителей качественным топливом или, напротив, ориентировать децентрализованные источники на местные ресурсы? Специфика отечественной малой энергетики состоит в традиционно низком уровне эксплуатации технологий, в особенности теплоисточников. Так, КПД отопительных котлов на твердом топливе мощностью до 5–20 кВт может снижаться в результате халатной эксплуатации до 30–50 % вместо паспортного 75–80 %. В этом случае может оказаться вынужденной поставка потребителю незатейливых установок, действующих как «черный ящик» и требующих минимального обслуживания. Высокая эф-

фективность при этом будет достигаться использованием сложной автоматики и сильно удорожать такие установки. С другой стороны, такие технологии потребуют качественных и соответственно дорогих видов топлив.

Все ли генераторы должны иметь равный доступ к распределительной сети? Снижение возможностей контроля и управления – признанный недостаток систем РГЭ. Необходимо определить, существуют ли ограничения по уровню мощности генератора и по управляемости сети (оптимальный уровень децентрализации). Если да, то каковы они. Техника управления распределенными системами может и должна быть разработана; более подробное обсуждение вопросов управления сделано в [10].

Какие локальные преимущества могут перевесить затраты на строительство новых распределительных сетей и модернизацию существующих? Появление в распределительной сети большого числа независимых энергоисточников может вызвать необходимость модернизации сети. Необходимо определить условия, при которых предпочтение следует отдавать автономным локальным системам энергоснабжения, а при которых – соответствующему развитию распределительных сетей.

Как изменятся стоимостные факторы при переходе от централизованных энергосистем к гибридным, включающим централизованную и распределенную генерацию? Очевидно, что возможность поставки энергии в сеть независимым потребителем (производителем) потребует изменения системы формирования тарифов. С такой проблемой уже столкнулись в Великобритании. При достаточно большом числе подключенных распределенных источников сеть превращается в подобие Интернета с хаотичными перетоками, плохо предсказуемым графиком нагрузки и неоптимальным (близким к замыкающему) режимом работы централизованных источников. Кто и кому должен за это платить? Кроме того, одна часть сети может субсидировать другую. Тогда система ценообразования может оказаться дискриминационной для одной из сторон.

Как изменятся показатели надежности (в смысле технических отказов) в гибридных и децентрализованных системах и во что обойдется обеспечение заданного уровня надежности? Существует мнение, что надежность систем РГЭ выше, чем централизованных систем. Всегда ли это так? Вопрос выходит за рамки исследования новых технологий, хотя непосредственно касается условий их внедрения.

Каков прогноз возможных объемов и темпов внедрения распределенной генерации для заданного региона? Комплексная задача, для решения которой надо знать не только характеристики технологий, но также состав, структуру и свойства локальных систем энергоснабжения, схемы их финансирования, особенности большого числа потребителей конечной энергии.

Как повлияет внедрение распределенной генерации на эластичность спроса потребителей на энергоносители? Диверсификация технологий повлечет диверсификацию используемых энергоносителей. Как и под влиянием каких факторов внедрение РГЭ может повлиять на выбор топлива потребителем?

Развитие технологий, предназначенных для снабжения энергией мелких и удаленных потребителей в России, как правило, относится к социально ориен-

тированным проектам. Этим обусловлены трудности с их финансовым обеспечением. Вместе с тем децентрализация систем энергоснабжения – это уже начавшийся и прогрессирующий процесс. Станет ли она одной из составляющих устойчивого развития или фактором дестабилизации, зависит от того, с какой заблаговременностью и насколько качественно будут найдены ответы на поставленные вопросы.

2.9. Ожидаемый прогресс в технологиях транспорта энергоносителей

В силу неравномерного распределения мировых запасов энергоресурсов места их добычи или переработки зачастую не совпадают с местами потребления. Поэтому важнейшими составляющими большинства энергетических систем являются подсистемы транспорта энергоносителей. Первоначально, в XIX и начале XX века, основными видами транспорта энергоносителей были традиционные – железнодорожный и водный (использовались для перевозки угля и нефти). Затем они были дополнены трубопроводным транспортом жидких и газообразных энергоносителей и передачей электроэнергии. Наибольшие трудности, обусловленные большими затратами энергии на транспорт и большими капиталовложениями, связаны с транспортировкой газообразных энергоносителей. Было предложено два варианта переработки газа с последующим транспортом продуктов его переработки в жидком состоянии:

- ожижение за счет снижения температуры примерно до минус 160 °С;
- переработка газа в искусственное жидкое топливо (ИЖТ).

Следует отметить, что в первом случае сжиженный газ может транспортироваться только водным транспортом с использованием специальных метановозов, оборудованных криостатами. Доставленный в точку потребления сжиженный газ испаряется и поступает в трубопроводную систему для подачи к потребителю.

Во втором случае ИЖТ может транспортироваться водным, железнодорожным или трубопроводным транспортом.

Еще одно направление повышения эффективности транспорта природного газа – увеличение давления в трубопроводах. Так, по данным итальянской фирмы Shamprogetti, повышение давления газа с 7,4 до 14,8 МПа приводит к снижению цены транспортировки на 35 %.

В последние десятилетия определенное развитие получил гидротранспорт угля, когда транспортируется водоугольная суспензия. Представление о достигнутых к концу XX в. производительностях систем транспорта энергоносителей даю следующие цифры:

<i>Наименование</i>	<i>Значение</i>
Грузоподъемность железнодорожного состава, тыс. т	5-15
Годовая производительность трубопроводного транспорта:	
жидкого топлива, млн т	До 100
газообразного топлива, млрд м ³	До 35

Грузоподъемность, тыс. т
углевозных судов
нефтяных танкеров

До 100

До 500

Еще один способ транспорта энергоносителя – получение электроэнергии и ее последующая передача потребителям по воздушным или кабельным линиям.

За время существования электропередач они прошли путь от напряжения 1–3 до 1150 кВ переменного тока и ± 750 кВ постоянного тока. На рис. 2.29 представлены границы областей рационального применения передач переменного и постоянного тока. Как видно, при дальности более 1000 км передача электроэнергии постоянным током экономически более эффективна. Это объясняется в первую очередь меньшей стоимостью воздушных передач постоянного тока и лучшей их управляемостью. К концу XX в. в мире действовало более 90 таких передач. В табл. 2.32 приведены параметры некоторых воздушных передач постоянного тока.

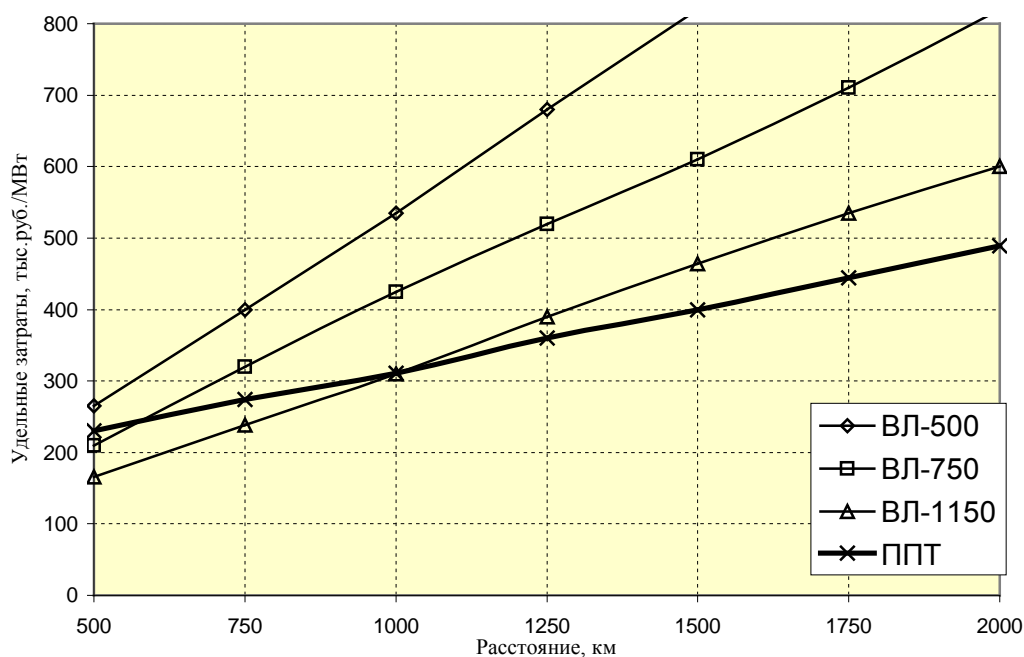


Рис. 2.29. Зависимости удельных затрат на передачу электроэнергии от расстояния передачи.

По мнению академика Н.Н. Тиходеева, наибольшее номинальное напряжение передач постоянного тока может достигнуть 2200 кВ (± 1100 кВ). Они позволят передавать мощность 10 ГВт на расстояния до 10 тыс. км.

Технологии транспорта электроэнергии обсуждаются в следующем пункте.

Параметры некоторых воздушных линий постоянного тока

Наименование	Напряжение, кВ	Длина, км	Мощность, МВт	Год ввода
Itaipu bipolar line 1 and 2	±600	800	2x3100	1988
Rihand-Delhi	±500	840	1500	1991
Ge-Han(Geshouba-Nanqiao)	±500	1045	1200	1989
Cahora Bassa	±500	1420	1120	1982
Nelson River bipolar line 1	±500	850	2000	1978/85
CU	±400	710	1138	1979
Square Butte	±250	749	550	1977
Three Gorges Project	±500	890	2x3000	2002

За пределами рассмотрения в настоящей книге оказались технологии совместного транспорта жидких и газообразных энергоносителей. Идея не нова [135], однако в последнее время возобновились сообщения о результатах исследований, указывающих на заметный экономический эффект от передачи этих энергоносителей по одному трубопроводу [136, 137]. При таком способе транспорта газ и жидкое топливо смешиваются на входе в трубопровод и вновь разделяются в конечном пункте. Экономия энергии достигается за счет снижения потерь на трение движущейся многофазной жидкости. Перспективы этой технологии транспорта требуют дополнительного исследования.

В ИСЭМ СО РАН было проведено сопоставление экономической эффективности различных видов дальнего транспорта топливно-энергетических ресурсов.

Были рассмотрены следующие технологии.

- Транспорт природного газа по газопроводу.
- Переработка природного газа или угля в метанол и транспорт метанола по метанолопроводу или по железной дороге.
- Переработка природного газа в диметиловый эфир (ДМЭ) и его транспорт по трубопроводу.
- Производство из природного газа электроэнергии и ее транспорт по передаче постоянного тока (ППТ).

Необходимо подчеркнуть следующие особенности этих вариантов транспорта энергии. Капиталовложения в газопроводы практически прямо пропорционально зависят от их длины, в то время как у вариантов транспорта ИЖТ и электроэнергии существенная часть капиталовложений не зависит от дальности транспорта. Это капиталовложения в производство метанола, а также в тепловые электрические станции (ТЭС) и концевые преобразовательные подстанции ППТ. При этом удельная стоимость линейных частей трубопроводов ИЖТ (метанола и диметилового эфира) и линий электропередачи постоянного тока (на единицу эквивалентного количества передаваемой энергии) ниже, чем у газопроводов. Эквивалентными считаются такие объемы газа и ИЖТ, которые имеют одинаковую теплотворную способность, а объем газа принимается экви-

валентным тому количеству электроэнергии, которое может быть из него произведено.

Рассмотрены газопроводы диаметрами 1020, 1220 и 1420 мм. Переработку природного газа или угля в ИЖТ предполагается проводить на энерготехнологических установках (ЭТУ) комбинированного производства ИЖТ и электроэнергии. Исследования таких установок велись в ИСЭМ СО РАН в течение ряда лет [92, 96, 138]. Для транспорта ИЖТ на дальние расстояния рассматриваются трубопроводы диаметрами 1020 и 1220 мм. Для компрессорных станций газопроводов был принят газотурбинный привод, а для насосных станций трубопроводов – электропривод. Удельные затраты на железнодорожный транспорт метанола приняты в соответствии с [139, 140]. В зависимости от расстояния они составляют 20–24 дол./т·тыс. км). В качестве источника производства электроэнергии из природного газа рассматриваются современные ПГУ с КПД нетто 55 %. Для производства электроэнергии из угля взяты экологически чистые ТЭС с КПД нетто 40 %. Цена природного газа на месте добычи принималась равной 30 дол./тыс. м^3 , цена угля – 20 дол./т у.т. Для передачи постоянного тока рассматриваются одноцепные линии пропускной способностью 3000 МВт с напряжением ± 600 кВ.

Для каждой рассматриваемой технологии преобразования и транспорта энергии разработаны математические модели и проведены исследования их экономической эффективности при различных сочетаниях исходной технической и экономической информации.

Критерием сопоставления вариантов выступала внутренняя норма возврата капитальных вложений (*IRR*). При этом в качестве цены на энергоносители (электроэнергию, ИЖТ, природный газ) принимались цены на 2000 г. в странах Северо-Восточной Азии.

При определении для этих энергоносителей внутренней нормы возврата капитальных вложений в зависимости от дальности транспорта были рассмотрены следующие варианты (в скобках даны условные обозначения вариантов, используемые на рис. 2.30):

- транспорт природного газа по газопроводу диаметром 1420 мм (ГПР1420);
- транспорт природного газа по газопроводу диаметром 1020 мм (ГПР1020);
- производство метанола из природного газа на энерготехнологической установке и его транспорт по метанолопроводу ($\text{ЭТУ}_r + \text{МП}_p$);
- производство метанола из угля на энерготехнологической установке и его транспорт по метанолопроводу ($\text{ЭТУ}_y + \text{МП}_p$);
- производство метанола из природного газа на энерготехнологической установке и его железнодорожный транспорт ($\text{ЭТУ}_r + \text{ЖД}_r$);
- производство метанола из угля на энерготехнологической установке и его железнодорожный транспорт ($\text{ЭТУ}_y + \text{ЖД}_r$);
- выработка электроэнергии на ТЭС с парогазовыми установками на природном газе и ее транспорт по ППТ ($\text{ПГУ}_r + \text{ППТ}$);

- производство ДМЭ из природного газа на энерготехнологической установке и его трубопроводный транспорт ($\text{ЭТУ}_{\text{дмэ}} + \text{T}_{\text{рп}}$).

Зависимости внутренней нормы возврата от дальности транспорта энерго-ресурсов для исследуемых вариантов представлены на рис. 2.30. Видно, что с расстояний свыше 3500 км вариант производства метанола из природного газа и его трубопроводный транспорт (диаметром 1020 мм) имеет большую экономическую эффективность по сравнению с вариантом транспорта природного газа по трубопроводу диаметром 1420 мм. Производство метанола из дешевого угля с его последующим транспортом по трубопроводу оказывается экономически более эффективным, чем добыча газа и его транспорт по трубопроводу 1420 мм начиная с расстояний 4200–4800 км.

Вариант производства электроэнергии из газа на ПГУ и транспорт ее по ППТ начиная с расстояний 2500–3200 км более привлекателен, чем транспорт природного газа по трубопроводу диаметром 1020 мм.

Транспорт природного газа по трубопроводу диаметром 1020 мм уступает железнодорожному транспорту метанола, произведенного из газа, с расстояний 2900–3200 км, а с расстояний 3700–3900 км – железнодорожному транспорту метанола, произведенного из угля.

Проведенное сравнение технологий крупномасштабной передачи энергии топливно-энергетических ресурсов до удаленных потребителей показывает значительное экономическое преимущество технологии переработки природного газа в диметиловый эфир с его последующим транспортом по трубопроводам.

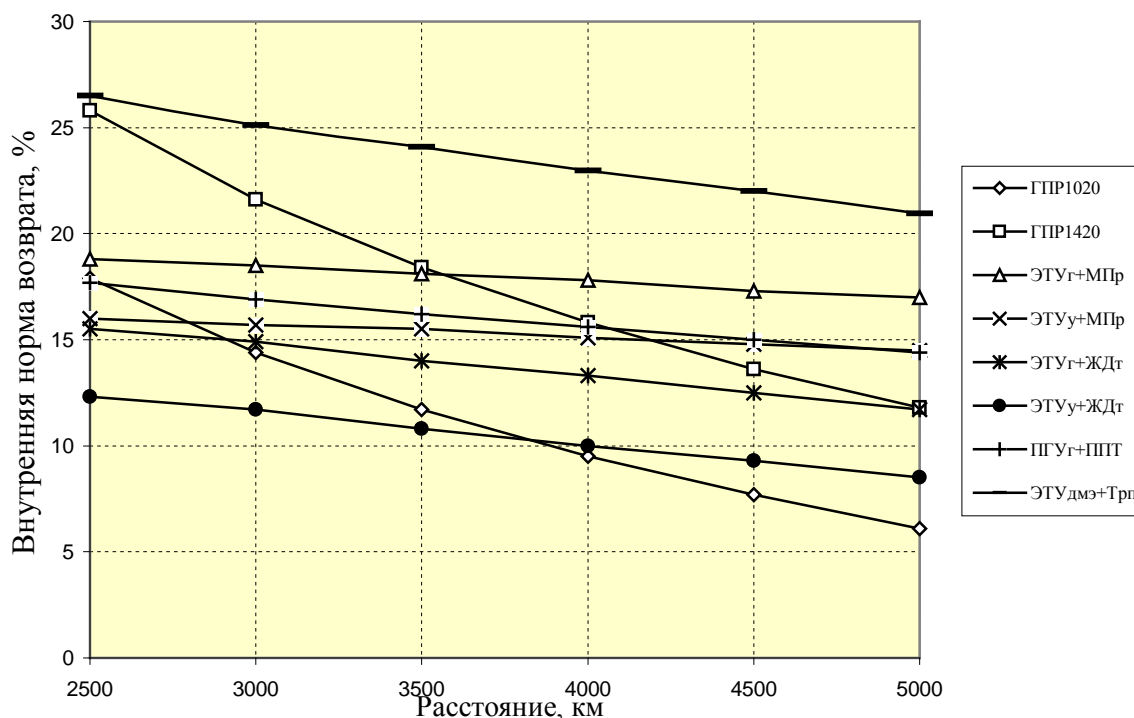


Рис. 2.30. Зависимость IRR от дальности транспорта энергии (нижняя граница диапазона стоимости энергии).

Следует подчеркнуть, что рассматриваемые варианты транспорта энергии существенно отличаются по объемам потребляемого первичного энергоресурса. Так, в варианте ГПР 1420 годовой расход природного газа составляет 40 млрд м³, в варианте ГПР 1020 – 10 млрд м³. Для производства метанола на ЭТУ для последующего его транспорта в объеме 100 млн т в варианте ЭТУ_Г + МП_Р потребление газа составляет 110 млрд м³ в год, а для производства на ЭТУ 100 млн т ДМЭ в варианте ЭТУ_{ДМЭ} + Т_{ПР} – 130 млрд м³ в год. Для производства электроэнергии при мощности ТЭС 3000 МВт и базисном графике выработки в варианте ПГУ_Г + ППТ необходимо 3,5 млрд м³ природного газа в год. Потребление угля в варианте ЭТУ_У + МП_Р, необходимое для производства на ЭТУ 100 млн т метанола, равняется 130 млн т у.т.

При железнодорожном транспорте метанола, получаемого из угля или природного газа, оптимальный объем перевозок может изменяться в широком диапазоне значений. Это может составлять несколько миллионов тонн или несколько десятков миллионов тонн в зависимости от запасов первичного энергоресурса, пропускной способности железной дороги и величины потребительского спроса.

На основе проведенных исследований можно сделать вывод, что к наиболее эффективным способам дальнего транспорта (более 4000 км) больших потоков энергии относятся водный и трубопроводный транспорт жидкого топлива. Один трубопровод может передать количество топлива, достаточного для снабжения ТЭС суммарной мощностью 60–70 ГВт. Передача меньших объемов энергии (до 10 ГВт) может эффективно осуществляться с использованием передач постоянного тока. На расстояния до 2,5–3,5 тыс. км эффективным способом передачи энергоносителей является трубопроводный транспорт природного газа.

2.10. Развитие технологий транспорта электроэнергии

Задача транспорта электроэнергии возникла одновременно с появлением первых систем электроснабжения (конец XIX в.). По мере количественного роста и усложнения этих систем усложнялись и задачи транспортировки больших количеств электричества на более дальние расстояния. Объединение электростанций на параллельную работу, формирование электроэнергетических систем (ЭЭС) привело к созданию электрических сетей – систем линий электропередачи (ЛЭП) разных напряжений достаточно сложной замкнутой конфигурации. Основное назначение электрической сети – транспортировка и распределение электрической энергии от источников получения (электростанций) до приемников (потребителей). Развитие региональных ЭЭС, объединение их в единые ЭЭС (ЕЭЭС) соответствующих стран, затем появление межгосударственных объединений ЭЭС и возникновение в перспективе общеконтинентальных объединений – все это способствовало разделению функций электрических связей. В настоящее время различают распределительные сети, системообразующую

сеть и межсистемные связи. Последние подразделяют на связи, соединяющие региональные ЭЭС отдельных стран, связи межгосударственного уровня, а в отдаленной перспективе – транс- и межконтинентальные связи.

Линии электропередачи переменного и постоянного тока на большие расстояния до настоящего времени выполняются, как правило, воздушными на опорах (свыше 99 %). Однако наряду с этим начинают все больше применяться кабельные линии. Особенно это касается передач постоянного тока в тех случаях, когда требуется преодоление больших водных преград: проливов или морей. Мировая кабельная промышленность освоила изготовление кабелей многих разновидностей: одно- и многофазных, переменного и постоянного тока. Применяются различные виды основной и междуфазной изоляции (бумажная, полимерная, с пропиткой и без пропитки маслом, газовая и т.п.). Выпускают также маслonaполненные кабели под давлением до 20 атм. Кабели изготавливаются на любые напряжения до 500 кВ переменного тока и 800 кВ постоянного, но это не является пределом. Разработаны и применяются различные способы прокладки кабелей в различных условиях, в том числе и через водные пространства с помощью специально оснащенных судов, позволяющих укладывать в траншею на дне моря непрерывную плетть кабеля без соединения их муфтами [143].

С развитием ЭЭС росли требования к линиям электропередачи. Основное требование – высокие пропускные способности по мощности и соответственно по электроэнергии. Но одновременно к ЛЭП как средствам транспорта предъявлялись требования по безопасности, надежности, устойчивости и экономической эффективности. В последнее время стали больше уделять внимания и экологичности устройств передачи электроэнергии.

Основным способом повышения пропускных способностей ЛЭП считалось и считается повышение напряжения. На протяжении XX в. уровни напряжения построенных ЛЭП выросли с 1–3 до 1150 кВ переменного тока и ± 750 кВ постоянного тока, проходя последовательно ступени в 6(10), 35, 110(154), 220(330), 400, 500, 750 кВ по переменному току и $\pm 180, 250, 350, 400, 450, 500, 750, 1150$ кВ по постоянному току. С ростом напряжения росли величина передаваемой мощности и дальность передачи. Одновременно уменьшались пропорционально квадрату напряжения потери на транспорт электроэнергии, снижалась удельная стоимость передачи 1 кВт·ч и существенно росла надежность самих ЛЭП [141].

Повышению пропускной способности ЛЭП способствовало также увеличение сечения проводов и числа проводов в фазе. К настоящему времени имеются электропередачи с 3 до 9–12 и даже 15 проводами в фазе при сечении самих проводов до 800–1200 мм². На опорах воздушных ЛЭП могут размещаться до 6–8 линий разного напряжения.

Особенностью передачи электроэнергии на переменном токе является также то, что даже при увеличении сечения проводов в фазе величина передаваемой мощности может быть ограничена так называемой электромеханической устойчивостью ЭЭС по отношению к рассматриваемой ЛЭП. К средствам

повышения пределов передаваемой мощности относятся повышение напряжения и снижение сопротивления ЛЭП в основном за счет установки средств продольной компенсации индуктивного сопротивления на линии, например, батарей конденсаторов и других, более современных средств компенсации [146].

Для коротких линий достаточно высокого напряжения проблема электро-механической устойчивости, как правило, неактуальна и в качестве ограничения выступает так называемая термическая устойчивость ЛЭП, зависящая от сечения применяемых проводов. Термическая устойчивость определяется длительно допустимым током по этим проводам, при котором нагрев проводов не превышает допустимых значений.

Многие ЭЭС, особенно в Западной Европе, имеют настолько "густые" электрические сети, что для них перестали быть актуальными термическая и тем более электро-механическая устойчивость. Их электрические сети позволяют считать такие ЭЭС "концентрированными". Концентрированные ЭЭС – системы, электрическая сеть которых позволяет без ограничений обеспечивать любые перетоки мощности во всех возможных режимах, как нормальных, так и послеаварийных.

Проблема устойчивости остается актуальной для основных системообразующих и межсистемных связей, которые обычно имеют большие протяженности и предназначены для передачи больших потоков энергии. Решение этой проблемы может быть разным [145, 146]:

- 1) переход на новую, более высокую ступень переменного напряжения;
- 2) настройка линий на волну или полуволну, т.е. применение так называемых настроенных ЛЭП;
- 3) переход с переменного рода тока на постоянный.

Рассмотрим подробнее каждый из этих способов.

Применение более высокого напряжения продолжает оставаться достаточно перспективным. Межсистемные связи, длина которых начинает превышать 500–1000 км, требуют использования сетей напряжением 1150 кВ и выше. Специалисты по технике высоких напряжений утверждают, что возможны ЛЭП переменного тока напряжением 2000–2500 кВ. Если сейчас по одной цепи передачи 1150 кВ длиной 3000 км может передаваться мощность, равная 4–6 ГВт, то с помощью ЛЭП 2000 кВ и более можно будет передавать на расстояние 6–7 тыс. км мощности до 15–20 ГВт. Проблемы, связанные со сложностями управления такими передачами, могут быть устранены вставками постоянного тока, позволяющими разделить управление режимами объединяемых систем.

Исследуются так называемые настроенные линии электропередачи в связи с тем, что межсистемные (межгосударственные) связи выходят по длине на уровень 3000–6000 км (длины ЛЭП, близкие к полуволне или волне на частоте 50 Гц, они имеют сопротивление, близкое к нулю). Различные специальные конструкции линий (компактные, расщепленные, коаксиальные и т.п.) способствуют повышению их пропускной способности [145–147].

Переход с переменного тока на постоянный также можно считать перспективным при сооружении длинных межсистемных связей. Достоинства этого

способа заключаются в следующем. Снимается проблема электромеханической устойчивости и, даже больше, две соединяемые системы "развязываются" по режимам и переходным процессам вплоть до того, что могут работать на разных частотах. Это важно для систем с разными номинальными частотами: 50 и 60 Гц. Передачи постоянного тока конструктивно проще передач переменного тока, хотя концевые устройства – преобразующие установки – достаточно сложны.

Применение передач постоянного тока имеет уже длительный срок (табл. 2.33). Электротехническая промышленность освоила выпуск кабелей для прокладки линий постоянного тока в различных средах (воздушной, подземной, подводной – по дну морей и океанов).

Проложенные кабели эксплуатируются успешно уже достаточно долго. Так, в Японии электропередача постоянного тока ± 400 кВ между островами Хоккайдо и Хонсю работает более 20 лет без единого повреждения. Направление развития электропередач постоянного тока связано с увеличением напряжения, что позволит передавать еще большие мощности на еще большие расстояния.

Т а б л и ц а 2.33

Некоторые существующие кабельные передачи постоянного тока

№ п/п	Наименование линии	Размещение	Напряжение, кВ	Сечение проводника (мм ²)	Вид изоляции	Длина, км	Мощность передачи, МВт	Год ввода
1	Балтийский кабель	Швеция – Германия	± 450	1600	Твердая бумажная	250	600	1994
2	NorNedCable	Норвегия – Нидерланды	± 450	Нет данных	Масло-наполненная	570	Нет данных	2000
3	KontekCable	Дания – Германия	± 400	800	То же	55	600	1995
4	Хоккайдо – Хонсю	Япония	± 250	600	То же	44	600	1980
5	Kii Channel	Япония	± 500	3000	То же	48	2800	Нет данных

Из приведенного обзора видно, что транспортировка и распределение энергии разрешались достаточно успешно по мере появления соответствующих проблем. ЛЭП высокого напряжения могут передавать значительные количества энергии. Их производительность оказывается гораздо выше других традиционных видов транспорта (железнодорожного, водного и т.п.). Так, две цепи ВЛ 500 кВ "Братск – Иркутск" длиной 500 км за 24 ч могут передать такое количество электроэнергии, на выработку которого на ТЭС на угле уходит в среднем 30 железнодорожных составов угля по 50 вагонов в каждом.

По сравнению с другими видами транспорта энергии (топлива) электропередачи обладают еще одним уникальным достоинством – способностью практически мгновенного реверсирования потока энергии при появлении в этом необходимости. В результате, при объединении ЭЭС реализуется эффект быстрой взаимопомощи при возникновении затруднений, связанных с локальными небалансами мощности и энергии вследствие изменений нагрузки и отключения энергооборудования (планового или аварийного). Благодаря электропередачам, имеется возможность передавать мощность из районов, в которых в данный момент спад нагрузки, в районы, где наблюдается максимум нагрузки. Это позволяет экономить на установленной мощности в объединениях ЭЭС. Опасность несчастных случаев или катастроф, связанных с передачей и распределением электроэнергии, значительно ниже, чем при транспортировке других видов энергии. Именно поэтому к настоящему времени суммарная мощность межсистемных электропередач, например, в Западной Европе уже превышает 100 ГВт [144].

На данном этапе и в перспективе практика и требования развития ЭЭС, по всей видимости, поставят перед исследователями задачу разработки средств транспорта электроэнергии на расстояния от 1000 до 6000–7000 км мощностью более 10–40 ГВт. Кроме снижения потерь, повышения устойчивости и эффективности (экономической) при решении задач транспортировки электроэнергии большое внимание уделялось обеспечению надежности линий электропередачи. Выход из работы ЛЭП большой мощности приводит к появлению локальных дефицитов, достаточно глубоких и относительно длительных, либо требует размещения в приемной части ЭЭС резервов мощности, достаточных для компенсации мощности, теряемой при отключении ЛЭП. Однако такая ситуация возможна с очень малой вероятностью (на уровне 10^{-5} – 10^{-6}). Кроме того, существенным решением проблемы надежности было сооружение связей в виде двух и более цепей. Рекомендовалось для цепей ответственных связей выбирать отдельные трассы прохождения и т.п.

В последнее время для сверхмощных линий предлагаются дополнительные конструктивные мероприятия.

Так, для ЛЭП переменного тока на опорах рекомендуется подвешивание четвертого провода (при трех рабочих фазах). С учетом того что основная доля повреждений воздушных ЛЭП – однофазные короткие замыкания или обрывы, предполагается в таких режимах автоматическое переключение на резервную фазу. В случае выполнения линии кабелем предлагается также прокладывать резервную жилу кабеля, а сами жилы размещать на значительном (более километра) расстоянии друг от друга и т.п.

Надежность линий постоянного тока рекомендуется повышать с помощью би- и квадриполярных схем, при этом дополнительно прокладывается провод или кабель нулевого потенциала, что попутно улучшает экологические условия передачи. В случае повреждения одного полюса предполагается перевести его на полюс нулевого потенциала и выполнять временную работу по схеме "два полюса – земля" до устранения повреждения.

Обеспечению высокой надежности линий электропередачи способствует также оснащение их системами быстродействующих, высоконадежных и резервированных защит и автоматики. В нормальных режимах используется регулирование перетоков с помощью устройств FACTS. В аварийных режимах надежность электропередачи существенно повышается с помощью высокочувствительных быстродействующих защит, всевозможных автоматов повторного (одно- или трехфазного) включения, устройств обнаружения повреждения, а в последнее время – и диагностики текущего состояния линий. Входит в практику совмещение проводников с оптоволоконным кабелем (каналом), дающим широкие возможности для диагностирования состояния электропередачи, особенно кабельной.

Наряду с развитием традиционных средств, в первую очередь линий электропередачи постоянного тока посредством увеличения уровня напряжения, сечения проводов в фазе (полюсе), применения более прочных механических конструкций и эффективных изолирующих средств, рассматриваются и некоторые "экзотические" проекты масштабного транспорта электроэнергии.

1. Сверхпроводящие линии электропередачи с применением как криогенной техники (использование гиперпроводимости), так и на базе "теплой сверхпроводимости" [145]. Достоинством этих ЛЭП будет возможность передачи сверхбольших потоков энергии без потерь. Такие линии будут иметь вид кабелей с возможностью их прокладки в воздушной среде, под землей и под водой, что актуально для межконтинентальных связей, поскольку континенты в большинстве своем разделены морями и океанами.

2. "Беспроволочная" передача электроэнергии посредством СВЧ-волновых и подобных передач. Это могут быть передачи посредством наземных приемопередающих антенн и ретрансляторов, а также с привлечением космических спутников – отражателей [142, 143]. Такая передача одно- или двухстороннего действия будет иметь передающую антенну, расположенную на одном континенте и направленную на отражатель, размещенный на спутнике, с которого отраженный поток энергии будет попадать на приемную антенну (ректенну), расположенную на другом континенте. Сюда же можно отнести и проекты, разрабатывающие возможность получения больших объемов электроэнергии в космическом пространстве (солнечные батареи на спутниках или на Луне) и передачи этой энергии с помощью антенн и ректенн на Землю. Для реализации описанных проектов представляется необходимым решить задачи повышения КПД передачи таких устройств и снижения затрат на создание таких установок (см. подробнее в гл. 2.11).

3. В последнее время начинает обсуждаться возможность использования энергии вращения Земли для создания вертикальных по отношению к поверхности тросовых коммуникаций, поддерживаемых центробежными силами. Уже поставлены первые опыты, закончившиеся успешно, и называются материалы, из которых такие тросы могут быть сделаны: нейлон, кевлар и т.п. Изготовлены канаты (тросы) длиной до 20 км. Представляется любопытным рассмотреть вопрос о реализации выноса проводных электрических передач в пространство над Землей для соединения континентов вместо прокладки таких линий по дну

океанов. Достоинства и недостатки таких передач предстоит еще тщательно оценить.

4. Создание сверхмощных накопителей энергии может сделать реальным транспорт электроэнергии с помощью морских судов. Точно так же, как сейчас перевозятся уголь, нефть, сжиженный газ и т.п., можно будет перевозить в больших объемах и электроэнергию. Для этого на судне размещаются накопители энергии со всем вспомогательным (холодильным, вакуумным и т.п.) оборудованием, что позволит им курсировать с избытками энергоресурсов к континентам с дефицитом электроэнергии.

«Экзотичность» этих новаций не позволяет достоверно оценить их экономические характеристики на данном этапе, но можно достаточно убедительно полагать, что указанные проекты позволят передавать любые, практически необходимые, потоки мощности даже между континентами земного шара.

2.11. Перспективы энергоснабжения Земли из Космоса

2.11.1. Исходные положения

Известно два наиболее крупных проекта по созданию космических энергетических систем, утилизирующих солнечную энергию и передающих ее на Землю с использованием сверхвысокочастотного (СВЧ) или микроволнового излучения:

1) солнечные энергетические спутники (СЭСп) на геостационарной орбите (вращающиеся со скоростью вращения Земли и "висящие" над приемной антенной – ректенной) мощностью порядка 5 ГВт [148];

2) лунная энергетическая система (ЛЭС) мощностью 20 000 ГВт по предложению авторов этого проекта [149].

Еще один крупномасштабный проект, предполагающий добычу на Луне гелия-3 с перевозкой его на Землю и использованием затем в термоядерных реакторах [150], нельзя рассматривать как космическую энергетическую систему (термоядерные электростанции размещаются на Земле). Другие известные предложения (например, [151]) менее масштабны и могут быть приняты как промежуточные стадии (этапы) в осуществлении первых двух проектов.

Всестороннее обсуждение проблем, связанных с этими проектами [152], показало, что они могут быть технически реализованы при изготовлении основных элементов СЭСп и ЛЭС на Луне из лунных материалов. Для этого там должны быть созданы обитаемые лунные базы и максимально автоматизированные и роботизированные производства, включая производство топлива для ракет. Изготовление элементов СЭСп и ЛЭС на Земле с последующим запуском их в Космос, как показали расчеты, совершенно немыслимо в экономическом и экологическом отношении. Один из главных аргументов за проведение соответствующих исследований и экспериментов состоит в том, что человечество будет непременно осваивать Космос, причем постановка целей, связанных со снабжением Земли энергией, вполне закономерна.

Первоначальная концепция Лунной энергетической системы [149] обладает определенными недостатками (они будут отмечены ниже), поэтому авторы проекта предложили другие разновидности ЛЭС [153], которые также будут рассмотрены. Основное внимание будет уделено (с использованием работ [10, 154–157]):

- потенциальным ограничениям на единичные мощности ректенн и их размещению по территории Земли;
- возможным режимам энергоснабжения Земли из Космоса (непрерывное или с перерывами);
- экономическим показателям, определяющим эффективность и конкурентоспособность энергии из Космоса;
- обсуждению условий (ограничений, сценариев), при которых в XXI в. может действительно потребоваться (или стать эффективным) энергоснабжение Земли из Космоса.

Кроме того, будет рассмотрена еще одна возможность использования космического пространства в энергетических целях – межконтинентальные связи электроэнергетических систем через спутники на геостационарной орбите (тоже с использованием СВЧ-излучения) [142, 152].

2.11.2. Солнечные энергетические спутники

Имеется только одна геостационарная (или геосинхронная) орбита (ГСО), которая проходит строго над экватором на высоте примерно 35 тыс. км от поверхности Земли и обеспечивает "зависание" СЭСп над одной точкой экватора (рис. 2.31). Она используется для многих других спутников, особенно для телекоммуникаций. Это, несомненно, приведет к ограничению общего числа СЭСп, которые можно расположить на ГСО. Кроме того, энергию от них можно будет получать лишь в определенной "экваториальной" зоне (в полярных зонах Земли спутники на ГСО просто не будут видны).

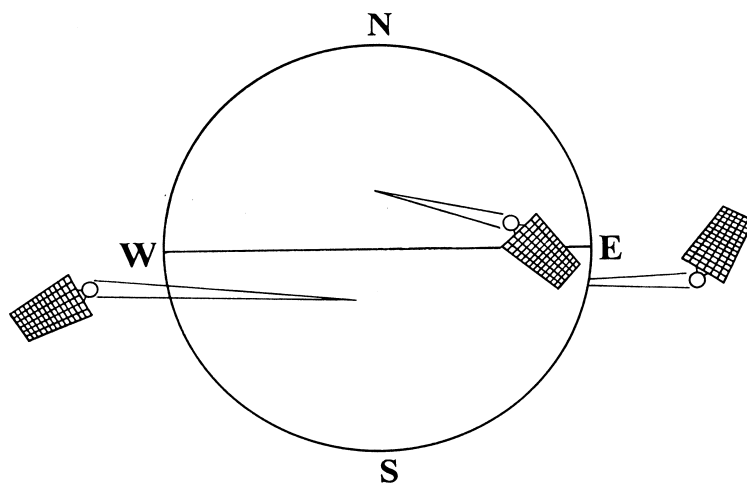


Рис. 2.31. Принципиальная схема СЭСп.

Очевидно, что будет также ограничение на возможную мощность каждого энергетического спутника. Сейчас, как правило, мощность СЭСп принимается равной 5 ГВт (см., например, [159]). В этом случае размеры солнечного коллектора будут составлять около 10 км². Этот коллектор в процессе вращения СЭСп вокруг Земли должен быть постоянно ориентирован на Солнце, а микроволновая антенна (диаметром примерно 1 км), прикрепленная к одному из концов коллектора, – на одну и ту же точку (ректенну) на Земле. Возможность создания спутника такого размера с механизмами ориентации будет, по-видимому, установлена только в процессе освоения пилотных СЭСп меньшего размера.

Таким образом, при реализации энергоснабжения Земли от солнечных энергетических спутников будут ограничения на единичные мощности СЭСп и общее их число (и, следовательно, на общие масштабы этой Космической системы), а также на размещение приемных антенн. Конкретные количественные значения (размеры) таких ограничений будут установлены в процессе дальнейших исследований и испытаний. Предварительно можно предположить создание примерно 100 СЭСп мощностью по 5 ГВт (всего 500 ГВт) с размещением ректенн в зоне до 60 ° с. и ю. ш.

Еще одно ограничение на применение СЭСп может возникнуть с точки зрения загрязнения околоземного пространства элементами СЭСп, отработавшими свой срок. Учитывая размеры и возможный срок службы (20–40 лет) каждого спутника, можно представить себе трудности удаления с орбиты отслуживших СЭСп, если ориентироваться на крупномасштабное (сотни гигаватт) и длительное (столетия) энергоснабжение Земли на базе СЭСп.

Что касается режимов получения энергии от СЭСп, то они представляются достаточно благоприятными. Подавляющую часть года спутники на ГСО освещены Солнцем и могут непрерывно снабжать ректенны энергией. Лишь дважды в году, в периоды равноденствия (когда Солнце движется по экватору), СЭСп будут в течение нескольких недель примерно по одному часу в середине ночи находиться в тени Земли. Это приведет к перерывам в энергоснабжении, однако они не очень опасны, поскольку нагрузка потребителей электроэнергии снижается в ночные часы. Такие перебои гораздо менее существенны, чем нерегулярные перерывы в работе других электростанций на возобновляемых энергоресурсах (наземных солнечных, ветровых, приливных).

Экономические показатели СЭСп ожидаются примерно одинаковыми с показателями Лунной энергетической системы и будут рассмотрены позже.

2.11.3. Лунная энергетическая система

Ниже будут рассмотрены три концепции (разновидности) ЛЭС.

1. Исходная концепция ЛЭС со светоотражающими зеркалами на лунных орбитах (ЛО) и спутниками-ретрансляторами СВЧ-лучей на орбитах вокруг Земли (земных орбитах – ЗО), которая предложена в [149].

2. Концепция ЛЭС с дополнительными базами солнечных коллекторов на обратной (невидимой с Земли) стороне Луны вместо зеркал на ЛО [153].

3. "Упрощенная" концепция ЛЭС без зеркал на ЛО и отражателей на ЗО [153].

Концепции 1 и 2 обеспечивают непрерывное энергоснабжение Земли (за исключением периодов полных лунных затмений), а по концепции 3 электро-снабжение прерывистое, только в периоды, когда Луна видна с того места, где расположена ректенна.

На рис. 2.32 представлена *исходная* (первая) концепция ЛЭС. При этом на Луне создается несколько пар баз с солнечными коллекторами и СВЧ-антеннами. По возможности, они располагаются ближе к периметру Луны, чтобы наибольшее время была освещена хотя бы одна из них. Однако в связи с тем, что видимая с Земли сторона Луны периодически (ежемесячно) оказывается полностью в тени, вокруг Луны запускается серия спутников с отражателями солнечного света, освещающими коллекторы в период затенения.

На Земле сооружаются приемные ректенны и запускаются спутники-ретрансляторы СВЧ-излучения. Ректенны получают энергию либо непосредственно с Луны, либо через спутники-ретрансляторы. По мысли авторов, при такой схеме ЛЭС будет обеспечено постоянное (без перерывов) энергоснабжение Земли.

Авторы предполагают 40-летний срок развития (строительства) ЛЭС до 20 000 ГВт (получаемых на Земле) и 30-летний срок последующей эксплуатации. При этом, по их расчетам, удельные капиталовложения будут составлять 400 дол./кВт, а себестоимость электроэнергии – 0,002 дол./кВт·ч.

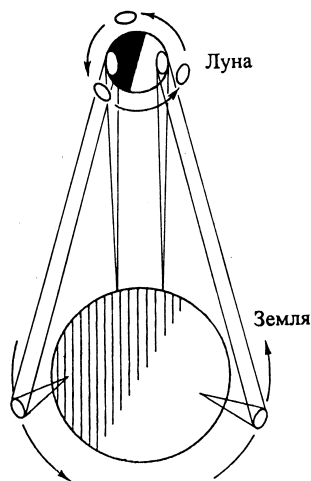


Рис. 2.32. Принципиальная схема Лунной энергетической системы.

Проект привлекает своей огромной мощностью, а также очень хорошими удельными экономическими показателями. Последние объясняются относительно низкими затратами на космическую (лунную и орбитальную) часть ЛЭС – они составляют лишь 13 % полных затрат. Причина этого – максимальная механизация и роботизация работ по добыче лунных материалов и производству элементов ЛЭС на Луне. Предполагается, что персонал, находящийся на Луне и орбитах, составит всего около 5 тыс. чел.

"Земные" затраты на космическую часть ЛЭС будут состоять из соответствующих научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР), запуска на Луну и орбиты некоторого минимума материалов и оборудования, необходимых для создания обитаемых баз, налаживания производства и жизнеобеспечения персонала, зарплаты персонала и расходов на его периодическую замену. Все остальное, включая изготовление механизмов-роботов и всевозможных конструкций, монтаж элементов ЛЭС, получение топлива для ракет, будет осуществляться непосредственно на Луне, так сказать "бесплатно" для Земли.

Главный недостаток этой концепции ЛЭС – нереалистичность обеспечения постоянного освещения лунных баз коллекторов с помощью зеркал на ЛО. Эти зеркала должны постоянно вращаться, направляя солнечный "зайчик" на коллектор. По оценкам специалистов в области космонавтики, максимально возможный размер такого зеркала составит примерно 1 км в диаметре. Учитывая площадь солнечных коллекторов (десятки тысяч квадратных километров) и необходимое число зеркал на одной орбите для постоянного освещения одной и той же площадки коллектора (десятки зеркал), потребуется около 1 млн зеркал на ЛО (при мощности ЛЭС 20 ТВт). Такое представляется совершенно невозможным, даже только с точки зрения загрязнения окололунного пространства.

Более реалистичной видится *вторая* концепция ЛЭС с сооружением дополнительных солнечных коллекторов на обратной стороне Луны. Фактически это означает их строительство из трех баз, из которых хотя бы одна всегда освещена Солнцем (кроме случаев полных лунных затмений). Это увеличивает необходимую площадь солнечных коллекторов (фотоэлементов) и требует сооружения линий электропередач от баз на обратной стороне Луны к передающим антеннам. Однако эти дополнительные работы на Луне гораздо менее трудоемки, чем создание и запуск зеркал на лунные орбиты (с последующим их удалением оттуда).

Между тем в этой концепции сохраняются СВЧ-ретрансляторы на орбитах вокруг Земли, что требует специального рассмотрения. В принципе, возможны два способа размещения ретрансляторов: на геостационарной орбите и на средневысотных полярных орбитах.

Первый способ представляется достаточно практичным, хотя и требует специального исследования возможных схем и алгоритмов переключения СВЧ-лучей от разных антенн на Луне на спутники-ретрансляторы или непосредственно на приемные ректенны. Принимая во внимание стационарное положение ретрансляторов на ГСО, такие схемы и алгоритмы будут не слишком сложными. Однако в этом случае проявятся те же ограничения на общее число ретрансляторов и широтное расположение ректенн, которые были рассмотрены выше применительно к СЭСп. Общая мощность ЛЭС при такой ее схеме будет, по-видимому, не очень большой (вероятно, менее 1 ТВт). Эту разновидность ЛЭС следует сопоставить по трудностям реализации и экономической эффективности с солнечными энергетическими спутниками (в частности, СЭСп такой же мощности потребует в 3 раза меньше площади фотоэлементов).

Возможность реализации второго способа размещения СВЧ-ретрансляторов вызывает серьезные сомнения. При расположении ретрансляторов на средневысотных орбитах потребуются десятки таких спутников для обслуживания каждой ректенны. Объясняется это тем, что спутник, пролетая над ректенной, будет лишь относительно короткое время находиться в пределах ее видимости и для обеспечения непрерывного облучения ректенны необходима последовательность из многих спутников на одной и той же орбите. Потребуется десятки или даже сотни тысяч ретрансляторов на земных орбитах в зависимости от единичной мощности и числа ректенн. Мало вероятно, чтобы это оказалось технически и экономически приемлемым и допустимым по условиям загрязнения околоземного пространства. Кроме того, потребовалась бы чрезвычайно сложная система управления для переключения СВЧ-лучей с одного спутника на другой или непосредственно на ректенну. Данную разновидность ЛЭС следует либо совсем исключить из рассмотрения, либо изучать при ограниченных ее параметрах (по числу ректенн).

Наиболее проста и легче реализуема *третья* концепция ЛЭС – без светоотражателей на лунных орбитах и без СВЧ-ретрансляторов на орбитах вокруг Земли (но, как мы будем полагать, с дополнительными базами фотоэлементов на обратной стороне Луны). В этом случае СВЧ-лучи передаются с лунных антенн непосредственно на ректенны на Земле. Естественно, при этом будут продолжительные перерывы в энергоснабжении ректенн. Кроме того, ректенны не могут располагаться в полярных зонах Земли, где Луна не поднимается достаточно высоко над горизонтом (аналогично концепции СЭСп).

При данной концепции ЛЭС ежедневно будут иметься 14–18-часовые перерывы в СВЧ-облучении ректенн. Это означает необходимость либо дублирования мощности ЛЭС другими видами электростанций, либо применения накопителей энергии. В случае дублирования энергия из Космоса будет обеспечивать только экономию топлива (как и многие другие ВИЭ). При использовании же накопителей потребуются увеличение мощности (и площади) ректенн (и лунных баз) в 4–5 раз по сравнению со среднедневной выравненной мощностью ЛЭС (с учетом КПД накопителей). Это, конечно, очень существенно удорожит энергию ЛЭС.

Для выбора наилучшей концепции (или разновидности) ЛЭС необходимы дополнительные многосторонние исследования, включая сопоставление ЛЭС и СЭСп. Определяющее значение будут иметь также результаты экспериментальных работ по освоению Луны и созданию там производственных комплексов.

2.11.4. Оценка экономических показателей ЛЭС

Предположение авторов проекта [149] о создании за 40 лет Лунной системы мощностью 20 ТВт, исходя из которого получены указанные выше хорошие экономические показатели ЛЭС, представляется очень мало реалистичным. Поэтому была сделана оценка экономических показателей ЛЭС при ее мощности

2 ТВт, а также с учетом неопределенности некоторых исходных данных [10, 155].

Напомним, что подавляющая масса элементов космической части ЛЭС, включающей солнечные коллекторы (фотоэлементы), преобразователи и антенны СВЧ-лучей на Луне, спутники-ретрансляторы вокруг Земли и др., должна изготавливаться на Луне из местных материалов. Это, как уже отмечалось ранее, существенно удешевляет проект – его стоимость определяется теми затратами, которые производятся на Земле. Они слагаются из: 1) затрат на сооружение и эксплуатацию ректенн и инверторов на Земле; 2) расходов на транспорт грузов на орбиты вокруг Земли и Луны и на Луну; 3) стоимости транспортируемых грузов; 4) зарплаты работающего в Космосе персонала; 5) расходов на соответствующие НИОКР. При этом с Земли на Луну доставляются: некоторые "исходные" материалы и оборудование для создания обитаемых баз и необходимых производств; материалы и приборы, изготовление которых на Луне невозможно; работающий там персонал (туда и обратно) и грузы для его жизнеобеспечения.

Технические и экономические характеристики элементов оборудования ЛЭС и систем космического транспорта приняты по материалам [152, 153, 159, 160], а также неопубликованных работ, предоставленных Д. Крисвеллом. Расчеты проводились в долларах США 1990 г. при следующих предпосылках.

Длина волны СВЧ-передачи принята 12,24 см (2,45 ГГц), что обеспечивает ее практическую независимость от погодных условий на Земле. Плотность СВЧ-излучения должна быть достаточно низкой для обеспечения безопасности людей и природы и сохранности ионосферы Земли. По этому вопросу сейчас имеется большая неопределенность – указываются цифры от 10 до 500 Вт/м² (для сравнения – плотность солнечного излучения на Земле достигает 800–1000 Вт/м²). В любом случае площадь ректенн на Земле получается очень большой (см. табл. 2.34, где указаны характеристики двух вариантов ректенн).

Т а б л и ц а 2.34

Технические характеристики ректенн

Характеристика	Тип ректенны	
	безопасная	слабоопасная
Электрическая мощность (по постоянному току), ГВт	1,0	2,0
Диаметр, км	10,5	7,4
Площадь, км ²	87	43
Мощность СВЧ-излучения, Вт/м ² :		
пиковая (в центре ректенны)	60	240
средняя	12,8	51,7

По нормам разных стран, допустимая мощность СВЧ-излучения при кратковременном воздействии (до 2–3 ч в сутки) не более 10–50 Вт/м² и при длительном – не более 1–10 Вт/м². Следовательно, даже "безопасные" ректенны должны размещаться вдали от густонаселенных мест.

Для каждого типа ректенн в расчет принимались по два варианта: 1) "дешевая" ректенна и 2) "дорогая" ректенна с удельными капиталовложениями 45 и 75 дол./м² и удельными эксплуатационными расходами 1,45 и 2,20 дол./м² в год.

КПД элементов ЛЭС принят улучшающимся, начиная от современного уровня (табл. 2.35).

Существенные различия в стоимости космического транспорта грузов на Луну и окололунную орбиту в зависимости от скорости доставки учитывались путем рассмотрения двух вариантов: а) "дешевый" транспорт (медленная доставка) и б) "дорогой" транспорт (быстрая доставка).

Т а б л и ц а 2.35

КПД элементов СВЧ-передачи

Элементы ЛЭС	Уровень	
	современный	перспективный
Преобразователи постоянного тока в СВЧ	0,7	0,9
Передающая антенна	0,95	0,99
СВЧ-передача:		
с Луны к атмосфере Земли	0,996	0,996
через атмосферу Земли		
(в зависимости от погодных условий)	0,92–0,98	0,92–0,98
СВЧ-отражатели на орбите Земли	0,9	0,98
Ректенна	0,85	0,93
Инвертор	0,94	0,96
В с е г о	0,45	0,74

Капиталовложения и эксплуатационные расходы определялись за период 70 лет, из которых:

- 10 лет создается производственная инфраструктура на Луне;
- 30 последующих лет осуществляются производство и монтаж энергетического оборудования и начало его эксплуатации (с темпом 67 ГВт/год);
- 30 лет – нормальная эксплуатация с заменой оборудования, отработавшего свой срок.

Затраты на доставку грузов и сооружение ректенн и инверторов на Земле дисконтировались с нормой 0,1. Предполагалось, что в Космос необходимо запустить 60 т грузов на 1 ГВт мощности ЛЭС; средняя стоимость грузов – 500 дол./кг. Зарплата персонала, работающего в Космосе, – 1,2 млн дол./год.

Стоимость электроэнергии определена для двух концепций ЛЭС:

- 1) "упрощенной" (ЛЭС-1), предполагающей только прямую передачу энергии с поверхности Луны на Землю (без спутников вокруг Луны и Земли, но с дополнительными базами коллекторов на обратной стороне Луны); годовое число часов использования установленной мощности ректенн составляет при этом около 2800 ч/год;

2) "полной" (ЛЭС-2) – с дополнительными базами на Луне и СВЧ-отражателями на орбитах вокруг Земли, при этом мощность ректенн используется в течение 5500 ч/год.

Расчет технико-экономических показателей для этих концепций ЛЭС при различных типах и стоимостях ректенн приведен в табл. 2.36. Различия в затратах на космические части ЛЭС-1 и ЛЭС-2 весьма мало, поэтому удельные капиталовложения и эксплуатационные расходы для обеих концепций можно считать одинаковыми. Различается лишь стоимость электроэнергии ввиду разного числа часов облучения ректенн (для ЛЭС-1 получение электроэнергии на Земле будет значительно ниже, чем указано в табл. 2.36).

Т а б л и ц а 2.36

Технико-экономические показатели ЛЭС

Показатель	Тип ректенны			
	безопасная		слабоопасная	
	дешевая	дорогая	дешевая	дорогая
Установленная мощность на Земле (по постоянному току), ГВт	2000	2000	2000	2000
Получение электроэнергии на Земле за 60 лет (переменный ток, ЛЭС-2), 10^{12} кВт·ч	556	556	556	556
Персонал в Космосе, чел.	440	440	440	440
<i>Экономические показатели (за 70 лет), 10^9 дол.</i>				
Капиталовложения в ректенны	7758	12 930	1921	3201
Эксплуатационные расходы:				
по ректеннам	10 326	15 667	2557	3879
по инверторам	331	331	331	331
Эксплуатационные расходы по инверторам	242	242	242	242
Расходы на транспорт грузов	283*)	751**)	283*)	751**)
Стоимость грузов	79	79	79	79
Зарплата постоянного персонала	37	37	37	37
НИОКР	100	100	100	100
В с е г о	19 156	30 137	5550	8620
Непредвиденные расходы (15 %)	2873	4521	833	1293
<i>И т о г о</i>	<i>22 029</i>	<i>34 658</i>	<i>6383</i>	<i>9913</i>
<i>Удельные показатели (на 1 кВт переменного тока):</i>				
капиталовложения, дол./кВт	5815	9459	1641	2567
эксплуатационные расходы, дол./(кВт·год)	83,6	127,4	34,3	37,9
<i>Стоимость электроэнергии (переменный ток, цент/(кВт·ч))</i>				
ЛЭС-1	4,74	7,40	1,69	2,12
ЛЭС-2	2,18	3,42	0,78	0,98

* "Дешевый" транспорт,

** "Дорогой" транспорт.

Можно видеть, что полученные экономические показатели ЛЭС, с одной стороны, имеют очень большой разброс значений (по капиталовложениям от

1640 до 9460 дол./кВт, по стоимости от 0,8 до 7,4 цент/9кВт·ч), обусловленный неопределенностью условий ее создания, а с другой – они значительно превышают оценки авторов проекта (400 дол./кВт и 0,2 цент/кВт·ч). В то же время для "слабоопасной" ректенны эти показатели оказались достаточно хорошими, близкими к экономическим показателям современных АЭС.

Удельные экономические показатели солнечных энергетических спутников, как сейчас можно ожидать, должны быть близкими к показателям ЛЭС, так как стоимость наземной части (ректенн и инверторов) одинакова у ЛЭС и СЭС равной мощности, а различия в космической части очень незначительно влияют на общие удельные затраты.

2.11.5. Возможности использования ЛЭС и СЭСп в XXI веке

Наиболее обстоятельные системные исследования эффективности и возможных масштабов использования космических энергетических систем проведены в СЭИ СО АН СССР (ИСЭМ СО РАН) на глобальной энергетической модели GEM-10R [10, 155–157]. В других организациях России и за рубежом исследовались, главным образом, технические, экономические, экологические и другие аспекты *создания* таких систем с упрощенным (приближенным) рассмотрением проблем эффективности и режимов использования энергии из Космоса в наземных энергетических системах [148–153, 159–161 и др.]. Поэтому возможные перспективы энергоснабжения Земли из Космоса будут рассмотрены ниже преимущественно на основе указанных работ ИСЭМ.

Было составлено несколько (около двадцати) сценариев внешних условий развития мировой энергетики в XXI в. Различия в сценариях отражали неопределенность наиболее важных факторов:

- уровней энергопотребления (высокие, средние, низкие);
- возможных ограничений на глобальные выбросы CO₂ (жесткие, умеренные, мягкие или их отсутствие);
- возможных ограничений на развития ядерной энергетики (мораторий, умеренные или отсутствие);
- политики стран-экспортеров относительно темпов расходования (исчерпания) дешевых ресурсов нефти и природного газа и др.

Для этих сценариев была подготовлена необходимая информация по энергетическим ресурсам, потребностям, технологиям и др. для 10 регионов мира. Для ЛЭС и СЭСп были приняты экономические показатели, соответствующие примерно средним значениям из указанных в табл. 2.36. Затем проведены расчеты на модели GEM-10R и проанализированы их результаты [10, 157]. Главные выводы из анализа кратко состоят в следующем.

1. Энергия от космических энергетических систем (ЛЭС и СЭСп) может потребоваться (оказаться экономически эффективной) лишь при наиболее неблагоприятных условиях – при жестких ограничениях на выбросы CO₂ (примерно на уровне 1990 г.) и одновременном ограничении на развитие ядерной

энергетики. В связи с этим реальная необходимость в создании ЛЭС или СЭСп прояснится по мере получения уверенных результатов исследований проблем потепления и изменения климата планеты, а также в части обеспечения безопасности и конкурентоспособности ядерной энергетики.

2. Наиболее перспективными для дальнейших исследований и разработок можно считать две концепции космических систем, обеспечивающие непрерывное энергоснабжение Земли:

- солнечные энергетические спутники на геостационарной орбите (ГСО);
- лунную энергетическую систему с дополнительными коллекторами на обратной стороне Луны и СВЧ-отражателями на ГСО.

Для обеих концепций первые стадии НИОКР (особенно в части освоения Луны) практически совпадают. Обоснованный выбор одной из них можно сделать позднее по мере проведения исследований и создания опытных и пионерных образцов. В настоящее время целесообразно учитывать возможность развития этих систем (технологий) в рамках других программ по освоению Космоса.

3. ЛЭС и СЭСп уступают по экономичности наземным солнечным электростанциям в регионах с повышенной инсоляцией – на Ближнем Востоке, в Африке, Северной и Латинской Америке. Энергия от космических систем экономична (при указанных неблагоприятных условиях) в регионах с пониженной солнечной радиацией (например, Европа) или в регионах с продолжительными сезонами дождей (Япония, Юго-Восточная Азия, Китай).

4. В случае создания ЛЭС или СЭСп потребуются освоение Луны и переработка больших объемов лунного грунта. При этом будет, по-видимому, целесообразно извлечение с лунной поверхности гелия-3 для использования в термоядерных реакторах. Это повысит экономическую эффективность космических энергетических систем.

2.11.6. Межконтинентальные связи ЭЭС через спутники на ГСО

Идея о беспроводной передаче энергии на очень большие расстояния с использованием СВЧ-излучения и СВЧ-отражателей на геостационарной орбите была высказана в [158]. Такая передача может быть применена также для межконтинентальных связей электроэнергетических систем (ЭЭС) [142]. Если СВЧ-отражатель поместить над экватором в стационарной точке примерно 20 °з. д. (над Атлантическим океаном), то можно соединить ЭЭС Европы, Африки, Северной и Южной Америки (рис. 2.33). При размещении СВЧ-отражателя приблизительно на 170 °з. д. (над Тихим океаном) станет возможным объединение ЭЭС Северной Америки с ЭЭС России или/и Японии. Размещение СВЧ-отражателя над Индийским океаном (примерно на 110 °в. д.) позволит соединить ЭЭС Африки, Австралии, Китая и других азиатских стран.

Объединение ЭЭС разных стран дает, как известно, разнообразные энергетические, экономические и экологические эффекты (см., например, [162]).

Наиболее важной в данном случае будет экономия установленных мощностей электростанций (с обеих сторон межсистемной связи) вследствие несовпадения годовых максимумов нагрузки потребителей объединяемых ЭЭС. Для межконтинентальных связей такой эффект будет особенно велик ввиду различия на разных континентах как времени суток, так и сезонов прохождения максимумов нагрузки. Реверсивные перетоки будут наблюдаться в таких связях, и их сооружение будет экономить по 1 кВт мощностей электростанций в каждой ЭЭС (всего 2 кВт) на 1 кВт пропускной способности связи. Общая экономия мощностей на каждом конце может достигать 30–40 % мощности наименьшей из объединяемых ЭЭС (равняться сезонному спаду ее нагрузки).

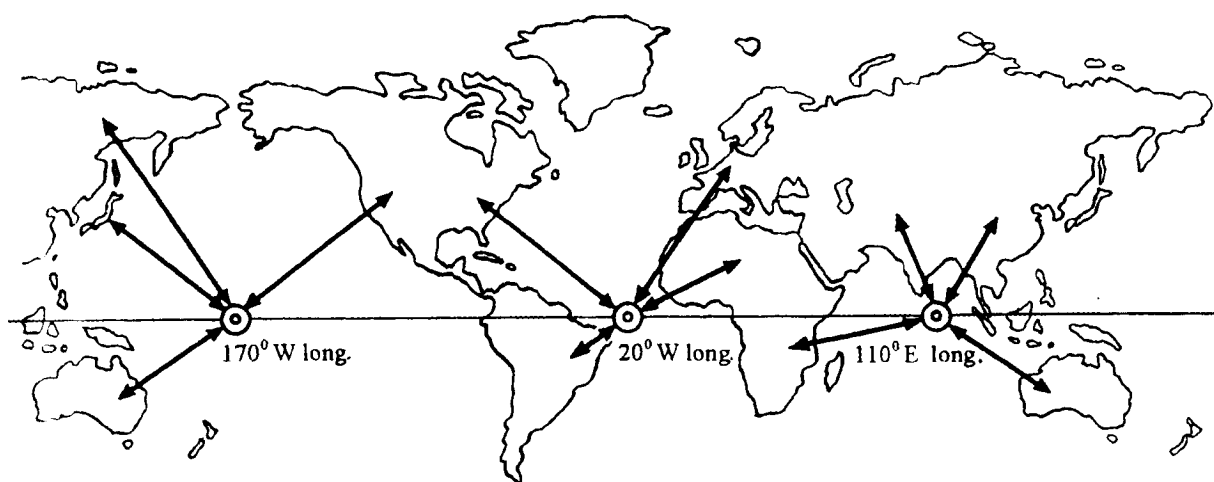


Рис. 2.33. Размещение СВЧ-отражателей на ГСО для межконтинентальных связей ЭЭС.

СВЧ-отражатели над тремя океанами (рис. 2.33) позволят создать многочисленные связи мощностью 5–20 ГВт и больше между разными странами и континентами (со строительством там передающих антенн и приемных ректенн). Для оценки эффективности и выбора приоритетных направлений таких связей необходимы специальные исследования. Очень важны при этом ответы на следующие вопросы.

1. Потребуется ли сооружение двух пар антенн и ректенн (для передачи в оба направления) или одна и та же антенна сможет осуществлять как передачу, так и прием энергии? В последнем случае беспроводная передача будет гораздо дешевле.

2. Каков может быть КПД такой передачи? В [12] он оценивается в 50 %, что, конечно, слишком мало.

3. Каковы будут удельные капиталовложения в такую передачу? От их величины так же, как от КПД, будет зависеть экономическая эффективность передачи.

Ответы на эти и многие другие вопросы будут получены в процессе развития техники СВЧ-передач, в том числе сооружения опытно-промышленных передач достаточно большой мощности. Сейчас осуществлены лишь отдельные

эксперименты, показавшие практическую возможность такой передачи энергии в пределах прямой видимости конечных устройств.

2.11.7. Направления дальнейших исследований

Изложенный выше анализ позволяет сделать следующие рекомендации по дальнейшим системным исследованиям космических энергетических систем и передач.

1. Энергоэкономическая эффективность и условия использования в XXI в. солнечных энергетических спутников и Лунной энергетической системы исследованы в достаточной для настоящего времени степени. Возобновить или повторить такие исследования будет целесообразно в случаях:

- подтверждения необходимости жестких ограничений на выбросы CO_2 (сейчас это еще не очевидно) и затруднений в развитии ядерной энергетики, обусловленных проблемами безопасности или конкурентоспособности;

- появления новых, более экономичных концепций космических энергетических систем;

- успешного освоения космического пространства (удешевления вывода грузов на земные орбиты и т.п.), и особенно Луны.

2. Беспроводная передача энергии на большие расстояния и межконтинентальные связи ЭЭС с использованием СВЧ-отражателей на ГСО заслуживают проведения специальных системных исследований в сотрудничестве со специалистами в области СВЧ-передач. Особое внимание следует уделить возможностям создания глобальной электроэнергетической системы с применением СВЧ-передач, в том числе направлениям экваториальных перетоков в такой системе. Если обнаружится, что основные перетоки будут направлены в одну сторону (например, против вращения Земли), то это облегчит и удешевит создание СВЧ-передач.

3. Целесообразно следить за прогрессом в техническом развитии космических систем (не только энергетических) и в освоении беспроводных передач энергии (СВЧ, лазерных и, возможно, других), поддерживая контакты с соответствующими отечественными и зарубежными организациями.

РАЗДЕЛ 3. ПРОГНОЗЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ

3.1. Долгосрочные прогнозы развития мировой энергетики

В 60–70-е годы XX в. существенно возрос интерес к долгосрочным перспективам развития человечества в связи с осознанием ограниченности ресурсов нашей планеты. Применительно к энергетике большую роль в пробуждении этого интереса сыграл энергетический кризис, вызванный резким повышением цен на нефть в 1973 и 1979 гг.

В ряде стран и международных организаций начались исследования долгосрочных перспектив развития энергетики мира и его регионов. Особенно обстоятельные исследования были проведены в Международном институте прикладного системного анализа (IIASA), Вена, Австрия. В последующие годы такие исследования были продолжены, причем наряду с ограниченностью топливно-энергетических ресурсов стали в большей степени учитываться экологические ограничения (в том числе для предотвращения глобальных изменений климата) и необходимость перехода человечества к устойчивому развитию.

В каждом из выполненных к настоящему времени исследований рассматривалось, как правило, несколько, часто существенно различающихся, вариантов будущего развития мировой энергетики. Вместе с тем при анализе результатов удается выявить и некоторые общие закономерности и тенденции. Наряду с разными вариантами одного и того же проекта представляет интерес также совместный анализ разных проектов, выполненных в разные годы и в разных организациях.

В настоящей работе проведено сопоставление долгосрочных прогнозов развития мировой энергетики – методических подходов, используемых исходных данных и некоторых полученных результатов – с целью уточнения направлений дальнейших исследований.

В табл. 3.1 дана краткая характеристика некоторых рассматриваемых в настоящей работе проектов по долгосрочному прогнозированию развития мировой энергетики.

Первый проект (в табл. 3.1 он назван IIASA-1) [1] выполнен в Международном институте прикладного системного анализа в 1973–1979 гг. под руководством В. Хефеле. Из общих соображений ясно, что в отдаленной перспективе человечество должно перейти к использованию неисчерпаемых энергоресурсов (солнечная, ядерная, термоядерная энергия и др.) и чистых энергетических технологий. Основной вопрос, поставленный в проекте IIASA-1, касался сроков и путей перехода к новой энергетической структуре в связи с истощением дешевых ресурсов органического топлива. Страны мира были сгруппированы в 7 регионов, а рассматриваемые сценарии ("высокий" и "низкий") разли-

чались, главным образом, принятыми темпами экономического роста и потребности в энергии. Структура энергетических технологий определялась решением задачи линейного программирования с помощью оптимизационной модели MESSAGE.

Т а б л и ц а 3.1

Характеристика проектов по долгосрочному прогнозированию развития мировой энергетики

Проект	Базовый год	Горизонт	Цель	Количество сценариев	Модели
IIASA-1 [1]	1975	2030	Влияние ресурсных ограничений	2 (+1)	MEDEE-2 MESSAGE IMPACT
IIASA-2 [2, 3]	1990	2050 (2100)	Исследование альтернатив развития энергетики	6	11R (Global 2100)
СЭИ СО АН СССР/ИСЭМ СО РАН*) [4]	1990	2100	Устойчивое развитие	8	MESSAGE III GEM-10R MACRO
IPCC [5]	1990	2100	Эмиссия CO ₂	40	AIM, ASF IMAGE MESSAGE III, MiniCAM
WEA [6]	1990	2100	Устойчивое развитие	3	–

*) Далее – СЭИ

Полученные результаты показали, что в следующие (после 1980 г.) 50 лет, т.е. до 2030 г., органическое топливо останется доминирующим, а ограничения на ресурсы проявятся только в более поздний период.

Следующий проект того же института (IIASA-2 [2, 3]) выполнялся в 1993–1998 гг. под руководством Н. Накиченовича на основе обновленной информации, причем большее внимание уделялось исследованию влияния на траекторию развития научно-технического прогресса в энергетике. Рассматривался широкий спектр возможных сценариев развития экономики и энергетики, различающихся темпами экономического роста, разработки и внедрения новых технологий, степенью доступности различных энергетических ресурсов, а также политическими аспектами (международная торговля энергоресурсами, обмен технологиями, регулирование вопросов охраны окружающей среды). Полученные результаты подтвердили выводы предыдущего исследования относительно важной роли, которую будет играть органическое топливо, по крайней мере, до середины XXI в., а также показали принципиальную возможность создания сильно различающихся структур мировой энергетики, удовлетворяющих разного рода требованиям и ограничениям, – техническим, экологическим, политическим.

В работе ИСЭМ СО РАН (СЭИ СО АН СССР) [4] часть рассматриваемых сценариев совпадала между собой по основным характеристикам и различалась лишь глобальными ограничениями (на выбросы CO₂ и развитие ядерной энергетики). Это позволило, в отличие от работ IIASA, в явном виде определить "цену" этих ограничений (дополнительные затраты). В других сценариях ограничения постепенно смягчались для получения энергетической структуры, обеспечивающей определенный компромисс между необходимостью, с одной стороны, удовлетворить рост энергопотребления и повышение уровня жизни людей, особенно в развивающихся странах, с другой – снизить негативное влияние энергетики на окружающую среду до безопасного предела. Такие сценарии рассматривались как удовлетворяющие, в определенной степени, условию перехода человечества к устойчивому развитию.

В работе Межправительственной группы экспертов по изменению климата (IPCC [5]) основное внимание уделялось установлению взаимосвязи между выбросами тепличных газов и определяющими их параметрами, причем на выбросы тепличных газов специальных ограничений не накладывалось. Рассматривалось большое количество сценариев (максимально широкий спектр) без оценки вероятности их реализации, вследствие чего полученные результаты являются не прогнозами, а только возможными (при тех или иных условиях) вариантами.

В работе по анализу мировой энергетики (WEA [6]), выполненной для Комиссии ООН по устойчивому развитию, специального математического моделирования мировой энергетики не проводилось; использовались уже полученные в проекте IIASA-2 характеристики трех сценариев для рассмотрения их с точки зрения удовлетворения условиям устойчивого развития (определение индикаторов устойчивости).

В большинстве случаев исследования долгосрочных перспектив развития мировой энергетики проводятся по схеме: 1) формирование сценариев, задание их качественных, а затем и количественных характеристик; 2) расчеты с помощью математических моделей; 3) анализ полученных результатов.

Основными факторами, определяющими траекторию развития мировой энергетики, являются: демографические изменения, показатели социального и экономического развития, энергетические ресурсы и технический прогресс.

Население. С начала XX в. и к настоящему времени численность населения мира увеличилась в 3,7 раза, причем в 1950-х годах произошел “демографический взрыв”, когда темпы прироста увеличились приблизительно вдвое (с 1 до 2 % в год). Несмотря на быстрое изменение численности населения, выполненные ранее ее прогнозы оправдываются с высокой точностью: прогноз, принятый в 1975 г. в проекте IIASA-1 на 2000 г., совпал с фактическими данными, а прогноз на 2030 г. практически не отличается от уточненных современных прогнозов (проект IIASA-2 и Всемирного Банка (WB) [8]); последний прогноз принят в работе СЭИ (рис. 3.1). Большинство имеющихся в настоящее время прогнозов изменения численности населения в XXI в. достаточно хорошо согласуются между собой, особенно в среднем или наиболее вероятном варианте [4]. В связи с этим

можно считать, что неопределенность, вносимая демографическим фактором в результаты долгосрочных энергетических исследований, не очень велика.

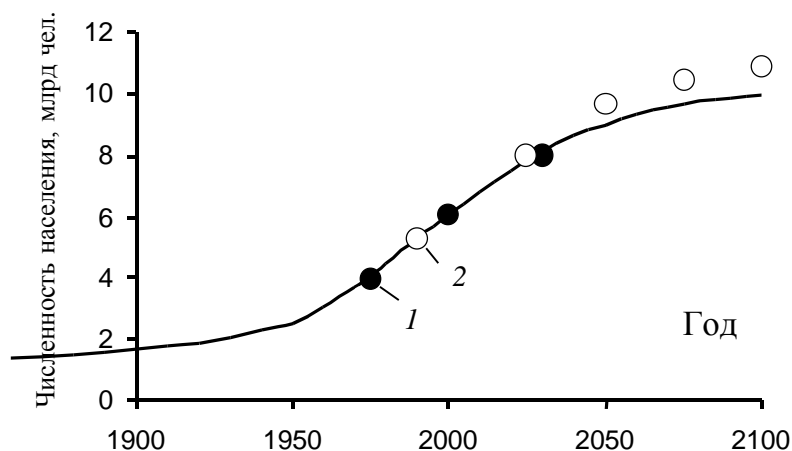


Рис. 3.1. Динамика численности населения мира.

Сплошная кривая – фактические данные до 2000 г., далее – прогноз Всемирного Банка (WB) [8], принятый в работе СЭИ; точки – проекты ИААА-1 (1) и ИААА-2 (2).

Согласно большинству прогнозов в XXI в. произойдет существенное снижение темпа прироста численности населения мира; к концу века возможна ее стабилизация или даже начало последующего снижения. К 2050 г. ожидаемая (вероятная) численность населения составит 9–10, а к 2100 г. – 10–11,7 млрд человек. Более широкий диапазон численности населения в 2100 г., включающий также менее вероятные (и даже маловероятные) варианты, рассмотрен в работе ИРСС; он составляет 7–15 млрд человек.

Важной особенностью демографической ситуации в XXI в. является стабилизация численности населения в развитых странах и в регионе бывшего СССР, так что практически весь прирост (около 4 млрд человек) будет приходиться на развивающиеся страны. Вследствие этого их доля в мировом населении возрастет с 75 % в 1990 г. до 86 % в 2100 г.

Экономика. Значительно большей неопределенностью характеризуются прогнозы темпов экономического развития. При формировании сценариев они выбираются с учетом исторического опыта. В период с 1950 по 1975 г. рост мировой экономики происходил с темпом около 5% в год (развитые страны – около 4%, развивающиеся – 5–6 %). В проекте ИААА-1 на период 1975–2000 гг. были приняты темпы роста 4,2 % в "высоком" сценарии и 3,0 % – в "низком" с уменьшением в последующий период (2000–2030 гг.) соответственно до 2,8 и 1,8 % в год. На рис. 3.2 показан ВВП* трех регионов мира – фактические данные и прогнозы ИААА-1 ("высокий" и "низкий" сценарии), ИААА-2 ("инер-

* Все стоимостные показатели здесь выражены в долларах США 1990 г.

ционный" сценарий В и "экологический" сценарий С2), СЭИ ("инерционный" сценарий 1 – без ограничений).

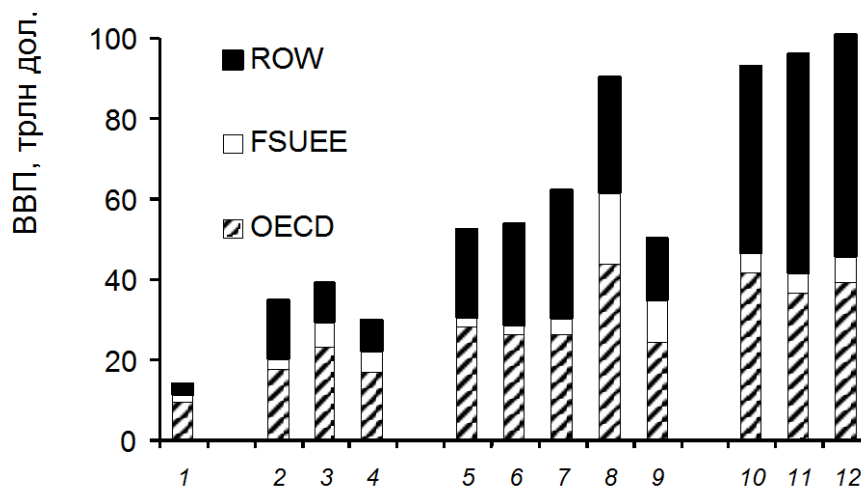


Рис. 3.2. Валовой внутренний продукт (ВВП) развитых стран (OECD), региона бывшего СССР и Восточной Европы (FSUEE) и остальных (развивающихся) стран (ROW) в американских долларах 1990 г. по паритету покупательной способности. 1 – 1975 г., 2 – 2000 г., 3, 4 – 2010 г. (ПАСА-1); 5, 6 – 2020 г. (ПАСА-2); 7 – 2025 г. (СЭИ); 8, 9 – 2030 г. (ПАСА-1); 10, 11 – 2050 г. (ПАСА-2); 12 – 2050 г. (СЭИ).

Видно, что "высокий" сценарий ПАСА-1 не соответствует действительности и уточненным современным прогнозам; "низкий" сценарий лучше отвечает фактическим данным, хотя и в нем существенно завышены темпы экономического роста для региона бывшего СССР и Восточной Европы.

Принятые в работах ПАСА-2 и СЭИ на период до 2050 г. прогнозы экономического роста согласуются удовлетворительно. Согласно этим прогнозам мировой продукт вырастет к 2050 г. по сравнению с 1990 г. в 3,5–4 раза. Диапазон, принятый в работе ИРСС, значительно больше (рост к 2050 г. в 2,8–8,9 раза).

К 2050 г. доля развивающихся стран в мировой экономике увеличится (по сравнению с 1990 г.) с 35 до 50 %, что совместно с отмеченной выше тенденцией ускоренного роста населения приведет к существенному увеличению энергопотребления. В связи с этим многие глобальные проблемы энергетики, в том числе и рост выбросов тепличных газов, будут определяться в первую очередь развивающимися странами. В то же время существенное неравенство уровней экономического развития сохранится в течение всего XXI в.: лишь к его концу развивающиеся страны (в среднем) могут приблизиться по показателю душевого ВВП к современному уровню развитых стран (рис. 3.3). Для уменьшения экономического неравенства и перехода к устойчивому развитию необходима помощь (финансовая и техническая) развитых стран развивающимся. В связи с ростом масштабов экономики развивающихся стран эта помощь может дать заметный эффект лишь в ближайшие 2–3 десятилетия.

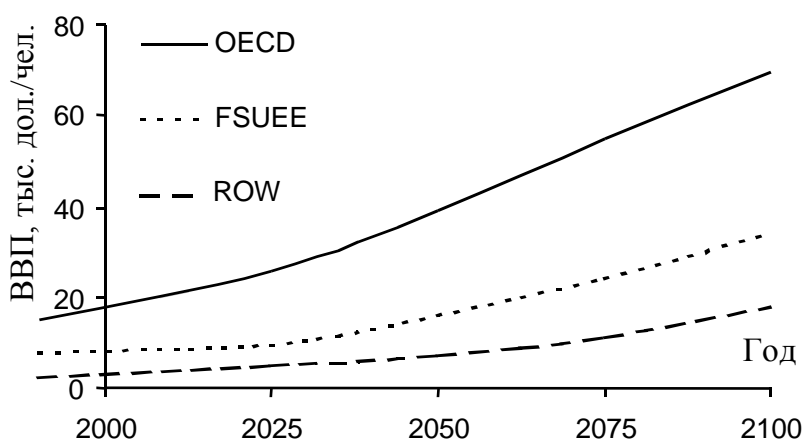


Рис. 3.3. Прогноз ВВП на душу населения в трех регионах мира (СЭИ, сценарий 1).

Энергетические ресурсы. В качестве характеристики обеспеченности страны или региона энергоресурсами часто используют показатель – отношение запасов к современному уровню добычи. Так, например, для запасов нефти многих нефтедобывающих стран это отношение лежит в интервале 30–50 лет. Однако это не означает, что уже через несколько десятилетий ресурсы нефти будут полностью исчерпаны, поскольку в данном случае учитываются лишь достоверно известные (разведанные) запасы. Особенностью долгосрочных прогнозов мировой энергетики является необходимость учета еще неоткрытых или недостаточно изученных ресурсов и оценки стоимости их извлечения. С течением времени эти данные уточняются.

Как видно из рис. 3.4 и 3.5, современные оценки ресурсов органического топлива существенно более оптимистические, чем 20–25 лет назад, во время выполнения проекта ПАСА-1: ресурсы дешевых категорий (до 130 дол./т у.т.) возросли с 280 до 400 млрд т у.т. для нефти и с 290 до 600 млрд т у.т. – для газа. Существенно больше оказалось ресурсов (особенно газа) и более дорогих категорий. Это в еще большей степени подкрепляет вывод проекта ПАСА-2 о возможности в течение длительного времени развивать энергетику на органическом топливе. Полученные в результате расчетов значения кумулятивного потребления нефти и газа (рис. 3.6) в период до 2050 г. составляют 300–400 млрд т у.т., поэтому до середины XXI в. будут расходоваться в основном их дешевые стоимостные категории.

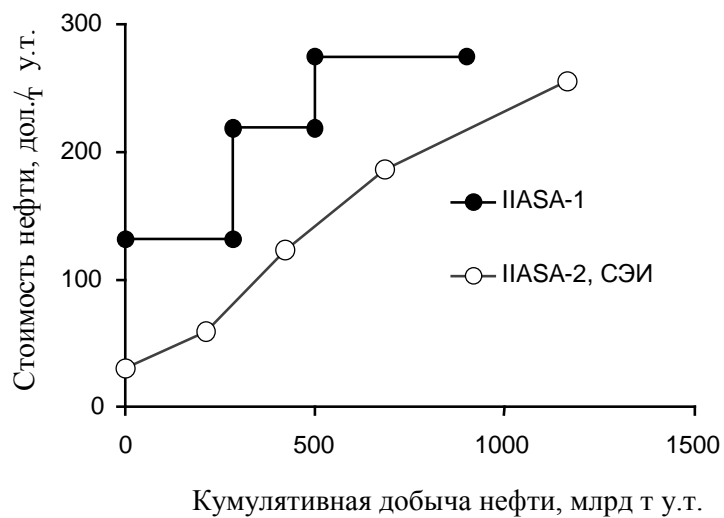


Рис. 3.4. Мировые ресурсы нефти (стоимость в зависимости от кумулятивной добычи).

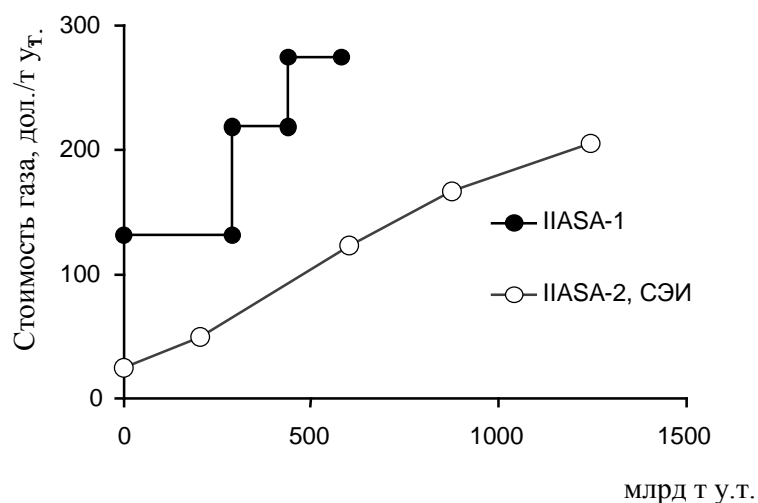


Рис. 3.5. Мировые ресурсы природного газа (стоимость в зависимости от кумулятивной добычи).

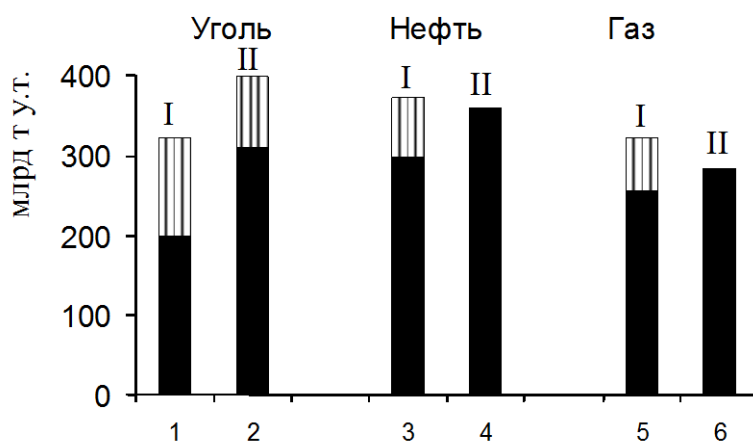


Рис. 3.6. Кумулятивная мировая добыча угля, нефти и газа в период 1990-2050 гг. I – IIASA-2, II – CЭИ; нижняя часть – "экологический" сценарий (1 – CЭИ, 2 – IIASA-2), всего – "инерционный" сценарий (1 – CЭИ, 2 – IIASA-2).

Энергетические технологии. В долгосрочных исследованиях на глобальном уровне обычно рассматриваются обобщенные технологии (макротехнологии) производства различных видов энергии и энергоносителей, показатели которых изменяются со временем. В табл. 3.2 представлены принятые в проектах ПАСА-1, ПАСА-2 и СЭИ удельные капиталовложения в различные виды электростанций. Для традиционных электростанций на органическом топливе они достаточно близки и относительно слабо изменяются со временем (в проекте ПАСА-1 все показатели приняты постоянными). Основной альтернативой электростанциям на органическом топливе в проекте ПАСА-1 были АЭС с тепловыми (ТР) и быстрыми (БР) реакторами, причем с невысокими удельными капиталовложениями. В работах ПАСА-2 и СЭИ с учетом успехов в области разработки нетрадиционных источников энергии рассматривался более широкий круг альтернатив – более дешевые солнечные электростанции (теплоэнергетические – ТС, фотоэлектрические – ФЭС), ветровые электростанции и в качестве замыкающего источника Лунная энергетическая система (ЛЭС).

Т а б л и ц а 3.2

Удельные капиталовложения в электростанции, дол. (1990 г.)/кВт

Электростанция	Проект, годы		
	ПАСА-1 1975–2030	ПАСА-2 1990–2050	СЭИ 2025–2050
ТЭС (уголь)	1260	–	1400–1450
ТЭС (газ)	740	500–400	600–670
АЭС (ТР)	1600	2000	2100
АЭС (БР)	2100	–	3200
Солнечная ТС	4300	3000–1000	–
Солнечная ФЭС	–	5000–2000	2450–1950
Ветровая ЭС	–	1500–700	1100–1000
ЛЭС	–	–	5500–5000

Анализ результатов расчетов. На рис. 3.7 показана структура мирового потребления первичной энергии в период 1975–2050 гг. – фактические данные, среднесрочный прогноз Министерства энергетики США (DOE) и прогнозы ПАСА-1, ПАСА-2, СЭИ (те же сценарии, что и на рис. 3.2). Видно, что и по энергопотреблению (как и по темпам экономического роста) "высокий" сценарий ПАСА-1 не согласуется с фактическими данными и более поздними прогнозами. По суммарному энергопотреблению ближе к действительности оказался "низкий" сценарий, однако доля ядерной энергии (ЯЭ) слишком велика. Это является следствием использования в расчетах более дешевых, чем они оказались впоследствии, АЭС и отсутствия дополнительных (проявившихся в последующий период) неэкономических ограничений на ядерную энергетику.

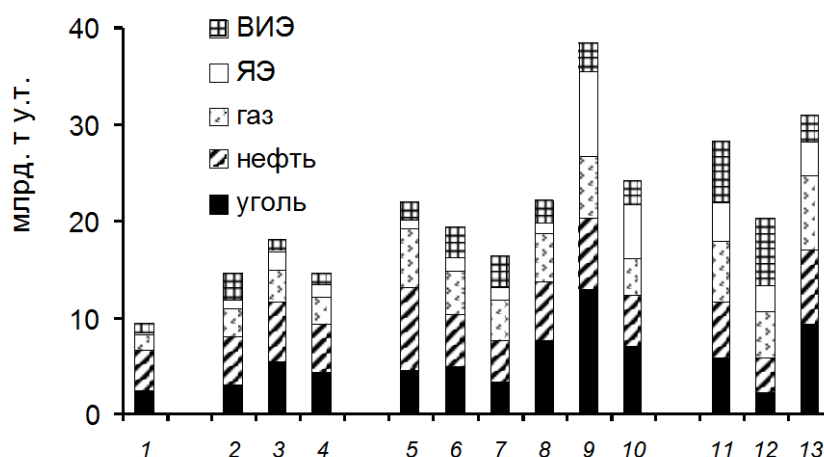


Рис. 3.7. Мировое потребление первичной энергии. 1 – 1975 г., 2 – 2000 г., 3, 4 – 2010 г. (ПАСА-1); 5 – 2020 г. среднесрочный прогноз DOE [8]; 6, 7 – 2020 г. (ПАСА-2); 8 – 2025 г. (СЭИ); 9, 10 – 2030 г. (ПАСА-1); 11, 12 – 2050 г. (ПАСА-2); 13 – 2050 г. (СЭИ).

В среднесрочных (на 20 лет) прогнозах Министерства энергетики США более детально, чем в долгосрочных исследованиях, учитываются современная ситуация, различного рода ограничения и конкретные энергетические программы разных стран. С этими прогнозами по суммарному энергопотреблению в наибольшей степени согласуются результаты СЭИ, отличаясь большей долей потребления угля. "Экологический" сценарий ПАСА-2 (С2) плохо согласуется с действующими в настоящее время тенденциями и, по-видимому, в будущем не реализуется. Для 2050 г. сценарии В (ПАСА-2) и 1 (СЭИ) удовлетворительно согласуются как по полному энергопотреблению, так и по его структуре.

Таким образом, расчеты, проведенные в разное время, разными методами и в разных организациях, показывают, что в ближайшие несколько десятилетий в мировой энергетике не будет одного преобладающего энергоресурса. Следует ожидать, что в определенных пропорциях будут использоваться все основные энергетические ресурсы – уголь, нефть, газ, ядерная энергия и возобновляемые источники энергии (ВИЭ).

На рис. 3.8 показано суммарное потребление первичной энергии для "инерционных" (соответственно В и 1) и "экологических" (С2 и 8) сценариев ПАСА-2 и СЭИ до 2100 г. "Инерционные" сценарии близки и хорошо отражают действующие тенденции. "Экологический" сценарий ПАСА-2 предполагает отход от этих тенденций уже в ближайшее время, СЭИ – лишь во второй половине века. Штриховыми линиями показан диапазон ИРСС, в котором крайние сценарии явно не соответствуют действующим тенденциям. Это свидетельствует о том, что в проекте ИРСС искусственно расширен интервал неопределенности, т.е. рассматриваются не только маловероятные, но и явно неосуществимые сценарии.

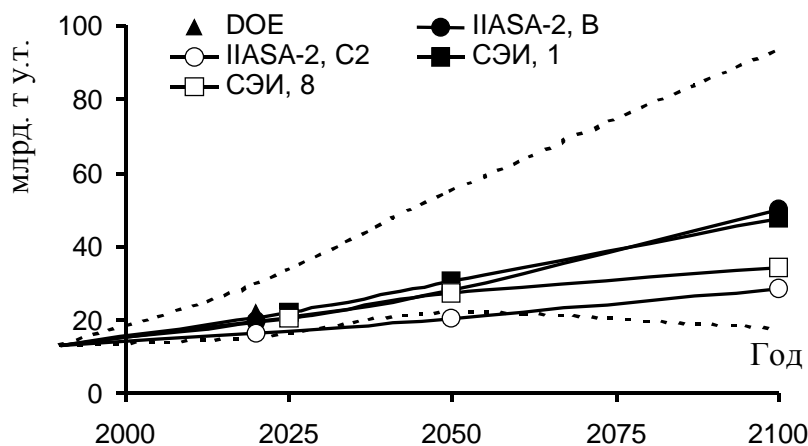


Рис. 3.8. Сопоставление прогнозов мирового потребления первичной энергии.

В регионе бывшего СССР переход от "инерционных" к "экологическим" сценариям приводит к замене (частичной или полной) угля газом, а также к увеличению доли ядерной энергии и возобновляемых источников энергии. Среди ВИЭ в этом регионе наиболее эффективна гидроэнергия. Сценарии СЭИ дают большую долю угля в первичной энергии, чем сценарии IASA, где уголь в "экологическом" сценарии С2 полностью вытесняется (рис. 3.9).

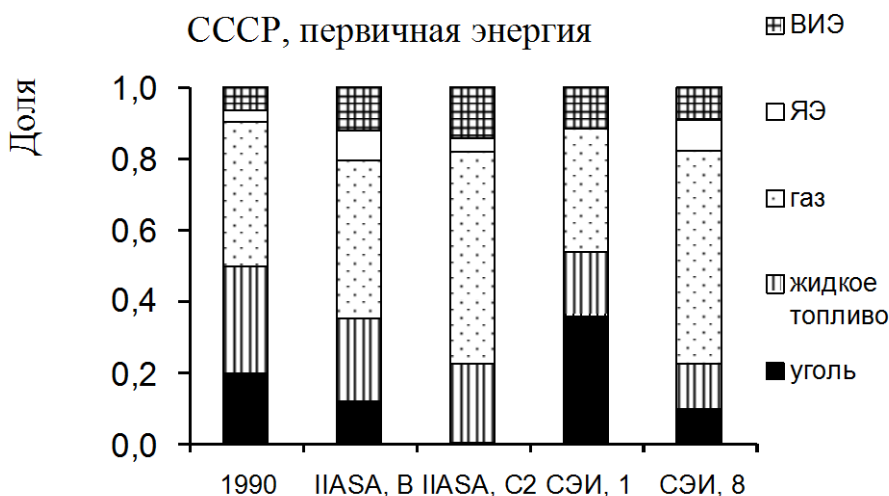


Рис. 3.9. Структура потребления первичной энергии в регионе бывшего СССР в 1990 г. и прогнозы на 2050 г.

Мировая структура производства электроэнергии (рис. 3.10) в сценариях СЭИ близка к существующей (уголь, ядерная энергия, жидкое топливо, гидроэнергия). Однако сжигание газа на электростанциях, как показали расчеты, является неэкономичным, поскольку газ более эффективно использовать для получения тепловой энергии. В сценариях IASA традиционная структура существенно изменяется, особенно в сценарии С2 – прекращается использование угля, растет доля гидроэнергии, солнечной и ветровой энергии.

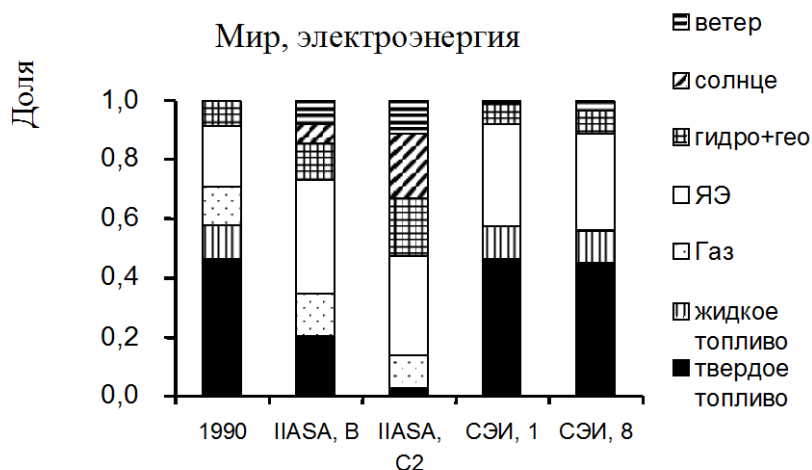


Рис. 3.10. Мировая структура производства электрической энергии в 1990 г. и прогнозы на 2050 г.

В регионе бывшего СССР для производства электроэнергии в сценарии 1 СЭИ используется в основном уголь (рис. 3.11). Такой результат является следствием представления в модели большого региона в виде одного узла (АЭС оказываются неконкурентоспособными по сравнению с ТЭС на угле). Дополнительные расчеты с помощью модифицированной модели GEM-10R, где регион бывшего СССР был разделен на пять частей, показали конкурентоспособность ядерной энергетики в Европейской части страны и на Дальнем Востоке. С учетом полученных таким образом ограничений в сценарии 8 определена более сбалансированная структура электроэнергетики. От существующей она отличается увеличением доли гидроэнергии и ядерной энергии, прекращением использования на электростанциях жидкого топлива (пиковые электростанции переводятся на газ). "Экологический" сценарий IIASA (C2) предполагает полный отказ от использования угля и производство более 50 % электроэнергии электростанциями на газе. Такую структуру электроэнергетики по разным причинам можно признать неудовлетворительной, а сценарий – очень маловероятным.

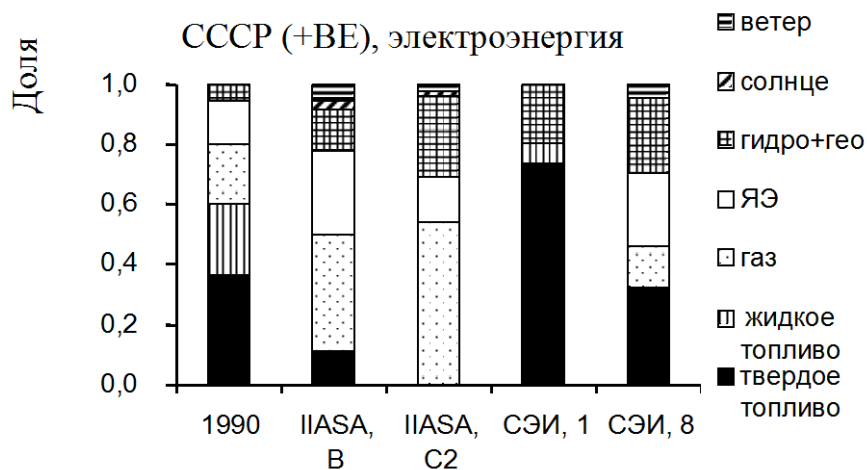


Рис. 3.11. Структура производства электрической энергии в регионе бывшего СССР в 1990 г. и прогнозы на 2050 г. (IIASA – включая Восточную Европу – ВЕ).

Основные тенденции развития мировой энергетики. Долгосрочные исследования позволили выявить ряд тенденций и закономерностей, в том числе следующие.

1. В XXI в. неизбежен значительный рост мирового потребления энергии, в первую очередь, в развивающихся странах. В промышленно развитых странах энергопотребление может стабилизироваться примерно на современном уровне или даже снизиться к концу века.

2. Человечество в достаточной мере обеспечено энергетическими ресурсами на XXI в., но удорожание энергии неизбежно. Ежегодные затраты на мировую энергетику возрастут в 2,5–3 раза к середине века и в 4–6 раз к его концу по сравнению с 1990 г.

3. Добыча нефти и газа будет продолжаться в течение всего XXI в. с постепенным переходом к все более дорогим стоимостным категориям. Сделанные ранее прогнозы об экономичности производства синтетического топлива из угля уже начиная с 2000 г. не оправдались, это производство может начаться лишь во второй половине века.

4. Введение жестких глобальных ограничений на выбросы CO₂ (наиболее важного тепличного газа) сильно повлияло бы на структуру энергетики и потребовало бы очень значительных затрат. Одновременно с этим технически возможное сокращение выбросов тепличных газов окажется практически труднореализуемым из-за противоречий между отдельными странами, существенно различающимися по уровню экономического развития (дополнительные затраты должны будут нести преимущественно развивающиеся страны).

5. Ядерная энергетика представляет собой наиболее экономически эффективное средство снижения выбросов CO₂. Однако развитие ядерной энергетики ограничивается неэкономическими факторами; сделанные ранее оптимистические прогнозы относительно высоких темпов ее роста не оправдались.

6. Из возобновляемых источников энергии при всех условиях будут применяться традиционные гидроэнергия и биомасса, а также наиболее дешевые ресурсы ветра. Другие виды ВИЭ найдут ограниченное применение или будут использоваться лишь при введении достаточно жестких экологических ограничений.

7. В целом развитие мировой энергетики демонстрирует более высокую, чем предсказывалось ранее, степень инерционности (сохранение традиционной структуры используемых энергоресурсов и технологий).

Проблемы и задачи дальнейших исследований. Исследования долгосрочных перспектив развития энергетики мира, его регионов и отдельных стран, несомненно, будут продолжаться. Каждый цикл таких исследований дает ответ на одни вопросы, но одновременно ставит другие. Особенно сложные пробле-

мы возникают в связи с необходимостью перехода человечества к устойчивому развитию.

1. Одной из наиболее важных и трудных проблем является оказание помощи развитых стран развивающимся. Без такой помощи, в том числе и для развития энергетики, не может быть и речи об устойчивом развитии, а рассматриваемые в долгосрочных исследованиях сценарии не могут быть реализованы. Определение необходимых и возможных размеров такой помощи, распределение ее между отдельными странами (и дающими, и получающими), создание механизмов практической ее реализации и т.д. представляют собой весьма сложные и актуальные задачи.

2. Сложной проблемой, связанной с устойчивым развитием, является справедливое распределение квот на выбросы CO_2 и затрат на снижение выбросов между развитыми регионами и странами и развивающимися. Конкретные принципы, критерии и механизмы распределения квот, затрат и помощи требуют уяснения, согласования и утверждения на уровне международных организаций и правительств заинтересованных стран.

3. Следует продолжить исследования по общей проблеме глобального цикла углерода и более определенно установить количественные характеристики влияния антропогенных выбросов CO_2 на климат планеты. Необоснованное введение ограничений на эти выбросы нанесло бы человечеству огромный экономический урон.

4. При формировании сценариев будущего развития энергетики следует в большей мере учитывать отмеченную выше инерционность и различного рода социальные и политические ограничения. Необходимо оценивать варианты развития энергетики с точки зрения как приближения к траектории устойчивого развития, так и практической реализуемости. Можно надеяться, что в этом случае удастся в какой-то степени уменьшить неопределенность получаемых результатов, которая в настоящее время остается еще очень большой.

5. Требуется проведение ряда дополнительных исследований по вопросам, связанным с научно-техническим прогрессом в энергетике:

- оценка эффективности технологий комбинированного производства различных видов конечной энергии и энергоносителей, в том числе электроэнергии на ТЭЦ и АТЭЦ;

- более глубокое изучение технологий и возможных масштабов использования природного газа на транспорте;

- дополнительные исследования по альтернативным направлениям использования природного газа (электрическая или тепловая энергия);

- исследование экономических показателей и возможных масштабов применения технологий извлечения природного газа из метаногидратов.

3.2. Оценка потенциальных системных эффектов при создании электроэнергетического объединения мира

3.2.1. Вводные замечания

История развития электроэнергетики обнаруживает две взаимосвязанные и взаимодействующие тенденции (см. разд. 1):

1) глобализации, т.е. объединения в единую систему отдельных региональных энергосистем;

2) индивидуализации энергообеспечения отдельных потребителей посредством создания распределенных источников энергии, собственных энергоустановок (электростанций), автономных систем типа топливных элементов, накопителей энергии и т.п.

Каждая из названных тенденций имеет свою сферу реализации, соответствующую уровню развития централизованного и децентрализованного электроснабжения, свои достоинства и недостатки. Объединительные процессы способствуют повышению экономичности и надежности электроснабжения за счет укрупнения единичных мощностей оборудования, снижения штатных коэффициентов, взаимопомощи энергосистем в объединениях при больших авариях в отдельных ЭЭС, сокращения величины установленных мощностей в объединенной ЭЭС за счет совмещения максимумов нагрузки и др. Индивидуализация энергообеспечения человеческого общества предполагает миниатюризацию источников энергии, повышает мобильность и распределенность таких источников, обеспечивает надежность и, особенно, живучесть систем электроснабжения.

В данной главе приводятся результаты предварительного анализа эффективности и надежности создания объединенной ЭЭС Земли для различных условий объединения.

3.2.2. Эффекты глобализации энергообеспеченности

Множество публикаций (см., например, [9–11]) посвящено проблемам создания и функционирования межгосударственных электроэнергетических объединений. Расчеты надежности и экономической эффективности, как правило, обнаруживают положительные аспекты таких объединений. С учетом этого обстоятельства целесообразно рассмотреть глобальный (максимально возможный) эффект от объединения ЭЭС всех стран и всех континентов. Энергообъединение Земли даст наибольший эффект в части совмещения максимумов нагрузок в течение суток (24-часовой цикл), месячных максимумов северного и южного полушарий, а также взаимопомощи ЭЭС при крупных авариях в одной или нескольких из них. Важно количественно оценить, хотя бы в первом приближении, указанные эффекты. Поставленная задача весьма сложна, поэтому для ее решения принимается ряд

упрощений и допущений, которые, тем не менее, не смогут помешать получению принципиальных оценок. Принятые упрощения и допущения перечисляются ниже.

Для целей исследования существующие ЭЭС всех государств компонуются в расчетные узлы, каждый из которых принадлежит одному из часовых поясов. Для сокращения числа узлов в меридиональном направлении принимается 12 часовых поясов с разницей между ними 2 ч. В широтном направлении узлы подразделяются на принадлежащие северному или южному полушарию. В результате узлы получились глубоко неравноценными по электропотреблению в силу фактической неравномерности плотности населения по поверхности земного шара и уровня электропотребления в различных странах. Каждый узел, в основном, объединяет несколько смежных стран с соответствующим суммарным потреблением электроэнергии.

Каждый из узлов представляется «концентрированным», т.е. с достаточными для возможных режимов пропускными способностями внутренних связей. Все узлы объединены между собой линиями электропередач, необходимые пропускные способности которых должны быть определены в процессе расчетов. Расчетная схема объединенной ЭЭС Земли в результате представляется схемой из 26 узлов и 32 связей (рис. 3.12). На этом рисунке указаны связи, выбранные из предположения, что межсистемные ЛЭП связывают географические центры принятых энергоузлов. Длины этих ЛЭП находятся в диапазоне 1500–7500 км. Связи большей длины вряд ли потребуются, поскольку выбраны «с запасом». По отдельным конкретным ситуациям возможны значительные сокращения этих длин. В выборе конфигурации связей имел место определенный произвол, т.е. выбран один из множества возможных вариантов.

При моделировании работы связей учитываются их аварийность (при необходимости – в зависимости от сезона года) и потери мощности и энергии в них.

Расчеты, имитирующие функционирование мировой объединенной ЭЭС с учетом надежности оборудования, выполнялись для уровня электропотребления 1990 г. [4]. Разнесение электропотребления и нагрузки по узлам, как уже отмечалось, выполнено пропорционально численности населения и величине удельного электропотребления в соответствующем регионе. Для упрощения расчетов и большей наглядности получаемых результатов характерный суточный график нагрузок в относительных единицах принят одинаковым для всех узлов. В неделе принимается пять одинаковых рабочих дней и два выходных с нагрузкой, уменьшенной на 0,8 в сравнении с рабочим днем. Годовой график месячных максимумов нагрузки в относительных единицах также принят одинаковым для всех узлов, но для узлов южного полушария он сдвинут на 6 мес так, что если в узлах северного полушария годовой максимум нагрузки наступает в декабре, то в южном полушарии – в июне. Кроме регулярных изменений нагрузки в модели учитываются и случайные ее изменения (по нормальному закону с заданным среднеквадратическим отклонением).

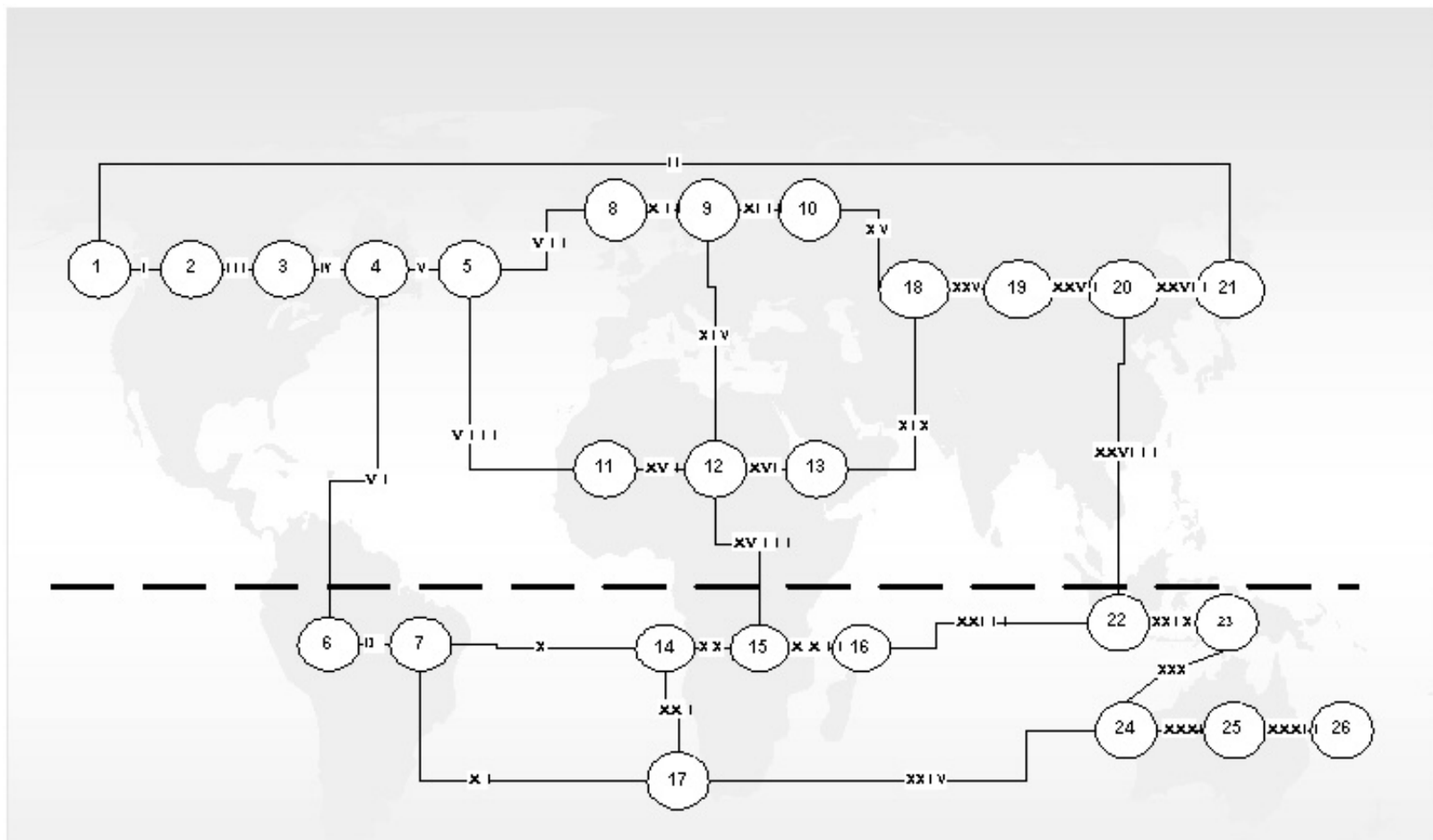


Рис. 3.12. Расчетная схема объединенной ЭЭС Земли.

Расчеты выполнялись на ПВК "Янтарь" [12], имеющем длительную историю использования для расчетов подобного рода (см. [10] и др.). Для расчетов объединенной ЭЭС Земли применялся вариант ПВК "Янтарь", в котором могут учитываться потери в межсистемных связях. За расчетный период принят 1 год, но при этом он разбивался на 12 мес и надежность ЭЭС определялась для каждого месяца и за год в целом (по результатам помесечных расчетов).

Методика исследования состоит в следующем. Вначале сравниваются варианты работы ЭЭС:

- а) при раздельном функционировании энергоузлов;
- б) при совместной работе всех узлов всех континентов без учета потерь в связях;
- в) при совместной работе всех узлов всех континентов с учетом потерь в связях.

Для всех вариантов при этом обеспечивается одинаковый уровень надежности электроснабжения во всех расчетных узлах (на принятом во многих странах уровне $P = 0,9996 \pm 0,0003$, где P – вероятность бездефицитной работы системы). Одинаковый уровень надежности гарантировался изменением величины генераторной мощности в узлах. Был принят идеализированный состав генерирующих агрегатов в узлах: около 20 % – гидроагрегаты; около 20 % – АЭС и остальное (около 60 %) – мощности на органическом топливе (тепловые электростанции). В качестве допущения также принято, что аварийность агрегатов и нормы проведения текущих и капитальных ремонтов, будучи разными для разных типов агрегатов (ГЭС, АЭС, ТЭС), одинаковы для генерирующего оборудования во всех узлах.

За исходный вариант принята раздельная работа всех узлов. Затем определяются экономия генераторной мощности, потребности в ЛЭП и их параметры, роль аварийности межсистемных связей и потерь в них для отдельных вариантов работы объединенной ЭЭС Земли.

Результаты расчетов приведены в табл. 3.3–3.5. В этих таблицах под полным собственным резервом мощности понимается разность между располагаемой генераторной мощностью и абсолютным максимумом нагрузки соответствующего узла. Необходимая величина этого резерва определяется основными составляющими: резервом на проведение плановых текущих и капитальных ремонтов и оперативным резервом (с учетом взаимопомощи других узлов при совместной работе).

Анализ результатов позволяет сделать следующие выводы.

На уровне электропотребления 1990 г. раздельная работа расчетных энергоузлов для обеспечения необходимого уровня надежности требует суммарной располагаемой мощности в размере 2261,2 ГВт при сумме всех абсолютных максимумов нагрузки по узлам в размере 1972,336 ГВт. Таким образом, для системы в целом величина полного резерва $R_{\text{полн}}$ составит (см. табл. 3.3) $2261,2 - 1972,336 = 288,86$ ГВт.

Т а б л и ц а 3.3

Результаты расчетов варианта раздельного функционирования Земли (1990 г.)

Номер узла ^{*)}	Численность населения, млн чел.	Требуемая выработка электроэнергии, млрд кВт·ч	Абсолютный максимум нагрузки	Располагаемая мощность	Полный собственный резерв	
					ГВт	% от нагрузки
1	24,440	27,6	5,160	6,600	1,440	27,9
2	6,450	7,3	1,370	1,795	0,425	31,0
3	267,270	2050,9	383,260	430,200	46,940	12,2
4	161,142	182,1	34,030	39,550	5,520	16,2
5	1,443	1,6	0,290	0,355	0,065	22,4
6	125,900	143,5	26,790	31,000	4,210	15,7
7	100,802	114	21,290	24,600	3,310	15,5
8	109,440	448,5	83,810	95,500	11,690	13,9
9	408,020	1672,6	312,570	361,150	48,580	15,5
10	200,540	1005,4	187,880	215,300	27,420	14,6
11	62,857	61,9	11,560	13,810	2,250	19,4
12	244,795	240,9	45,010	50,560	5,550	12,3
13	92,160	90,7	16,950	19,775	2,825	16,7
14	7,000	2,7	0,500	0,570	0,070	14,0
15	105,686	40,2	7,500	9,090	1,590	21,2
16	70,202	266,7	49,800	56,490	6,690	13,4
17	0,000	0,1	0,016	0,019	0,003	18,7
18	169,647	851	159,030	183,100	24,070	15,1
19	1324,921	537,1	100,370	115,990	15,620	15,6
20	1157,439	559,4	104,530	120,350	15,820	15,1
21	413,368	1634,1	305,380	353,600	48,220	15,7
22	118,940	48,3	9,020	11,150	2,130	23,7
23	50,760	20,6	3,850	4,760	0,910	23,5
24	20,576	125,1	23,360	26,950	3,590	15,4
25	3,937	23,7	4,420	5,375	0,955	21,6
26	1,993	399,4	74,594	83,560	8,970	12,0
Земля	5249,728	10555	1972,336	2261,199	288,863	14,6

^{*)} Здесь и в табл. 3.4, 3.9, 3.10 нумерация узлов соответствует рис. 3.12.

Т а б л и ц а 3.4.

Результаты расчетов варианта совместного функционирования ЭЭС (1990 г.)

Номер узла	Располагаемая мощность, ГВт	Полный собственный резерв		Располагаемая мощность, ГВт	Полный собственный резерв	
		ГВт	% от нагрузки		ГВт	% от нагрузки
	<i>Без учета потерь в межсистемных связях</i>			<i>С учетом потерь в межсистемных связях</i>		
1	5	-0,16	-3,1	5,5	0,34	6,6
2	1,325	-0,045	-3,3	1,5	0,13	9,5
3	369,9	-13,36	-3,5	364,7	-18,56	-4,8
4	32,9	-1,13	-3,3	33,7	-0,33	-0,9
5	0,28	-0,01	-3,4	0,305	0,015	5,2
6	25,98	-0,81	-3,0	26,58	-0,21	-0,8
7	20,6	-0,69	-3,2	20,9	-0,39	-1,8
8	81	-2,81	-3,3	81,6	-2,21	-2,6
9	302,6	-9,97	-3,2	309,4	-3,17	-1,0
10	181,7	-6,18	-3,3	182,8	-5,08	-2,7
11	11,2	-0,36	-3,1	11,7	0,14	1,2
12	43,6	-1,41	-3,1	43	-2,01	-4,5
13	16,35	-0,6	-3,5	17	0,05	0,3
14	0,49	-0,01	-2,0	0,5	0	0
15	7,28	-0,22	-2,9	7,68	0,18	2,4
16	48,3	-1,5	-3,0	47,8	-2	-4,0
17	0,016	0	0	0,016	0	0
18	153,7	-5,33	-3,3	155,4	-3,63	-2,3
19	96,8	-3,57	-3,6	98,6	-1,77	-1,8
20	101,2	-3,33	-3,2	102,5	-2,03	-1,9
21	295,7	-9,68	-3,2	300,9	-4,48	-1,5
22	8,7	-0,32	-3,5	9,9	0,88	9,8
23	3,75	-0,1	-2,6	4	0,15	3,9
24	22,6	-0,76	-3,2	22,6	-0,76	-3,2
25	4,3	-0,12	-2,7	4,1	-0,32	-7,2
26	72,3	-2,29	-3,1	66	-8,59	-11,5
Земля	1907,571	184,814	10,7	1918,681	195,924	11,4

Таблица 3.5

Характеристика межсистемных связей

Номер связи	Соединяемые узлы	Длины связей, км	Пропускные способности связей, ГВт
I	1 - 2	1500	37
II	1 - 21	3000	37
III	2 - 3	1500	38
IV	3 - 4	1500	38
V	4 - 5	1500	37
VI	4 - 6	3500	38
VII	5 - 8	6000	38
VIII	5 - 11	7500	36
IX	6 - 7	1500	31
X	7 - 14	7000	36
XI	7 - 17	7000	37
XII	8 - 9	1500	37
XIII	9 - 10	1500	37
XIV	9 - 12	2500	39
XV	10 - 18	1500	43
XVI	11 - 12	1500	36
XVII	12 - 13	1500	36
XVIII	12 - 15	3500	39
XIX	13 - 18	6000	36
XX	14 - 15	1500	38
XXI	14 - 17	7000	39
XXII	15 - 16	1500	52
XXIII	16 - 22	7500	35
XXIV	17 - 24	7000	48
XXV	18 - 19	1500	36
XXVI	19 - 20	1500	38
XXVII	20 - 21	1500	36
XXVIII	20 - 22	3500	46
XXIX	22 - 23	1500	37
XXX	23 - 24	7500	36
XXXI	24 - 25	1500	26
XXXII	25 - 26	1500	24
Всего	–	105 500	–

Примечание. Общие параметры: $U = 2000$ кВ; число цепей – не менее двух; $q_{ав} = 0,0001/100$ км; $k_{пот 0} = 0,1 \cdot 10^{-6}$ ($r_0 = 0,4$ Ом/км).

Следует сразу же обратить внимание на то, что по отчетным данным установленная мощность нетто всех электростанций мира в 1990 г. равнялась 2743,7 ГВт и, следовательно, величина полного резерва составляла 771,35 ГВт. Расхож-

дение результатов расчетов с фактическими данными вполне объяснимо. Во-первых, установленная мощность нетто, приводимая в отчетных данных, как известно, несколько больше вычисляемой в ПВК располагаемой мощности. Во-вторых, реальный уровень "объединенности" ЭЭС в 1990 г. был значительно ниже того, что рассматривался в модели, а это требовало больше резервных мощностей для обеспечения нормативного уровня надежности 0,9996, принятого в большинстве стран. Наконец, в-третьих, известно, что в наиболее развитых странах относительная величина резервирования вместо обычных 20–25 % составляла 35–50 %. В целом, можно сделать вывод, что используемая модель оценки эффективности дает реалистические результаты.

Для условий объединения всех узлов на параллельную работу посредством межсистемных связей (см. табл. 3.4) требуемая располагаемая мощность составила 1907,57 ГВт. С учетом того, что в такой объединенно работающей системе величина совмещенного максимума нагрузки не равняется сумме абсолютных максимумов узлов (величина совмещенного максимума оказалась равной 1722,8 ГВт), требуемый суммарный полный резерв мощности по объединенной ЭЭС в целом составил $1907,57 - 1722,8 = 184,8$ ГВт, или 10,7 % от величины совмещенного максимума нагрузки. Для сравнения, при раздельной работе узлов полный суммарный собственный резерв мощности по узлам, отнесенный к совмещенному максимуму, будет равняться $2261,2 - 1722,8 = 538,4$ ГВт, или 31,3 %. Таким образом, налицо экономия располагаемой генераторной мощности в 353,6 ГВт (более 20 % от 1722,8 ГВт). Таков суммарный эффект от объединения всех региональных ЭЭС Земли для совместной работы. Если произвести сравнение с установленной мощностью нетто, равной 2743,7 ГВт, то эффект будет еще выше: 836 ГВт. Это 167 электростанций типа Братской ГЭС (ее мощность 5 ГВт). 167 «лишних» Братских ГЭС – такова цена раздельной работы электроэнергетических систем отдельных стран мира. Только переход от суммы максимумов нагрузок узлов к совмещенному максимуму дает снижение располагаемой мощности на $1927,34 - 1722,8 = 204,54$ ГВт (41 Братская ГЭС).

При расчете объединенной ЭЭС Земли потери в межсистемных связях (см. табл. 3.4) определялись по формуле

$$P_{\text{пот } i} = k_{\text{пот } i} l_i P_i^2, \quad i = \overline{1, N},$$

где $k_{\text{пот } i}$ – коэффициент потерь i -й линии в связи, определяемый по выражению

$$k_{\text{пот } i} = \frac{r_{oi}}{U_i^2}; \quad l_i - \text{длина } i\text{-й линии, км; } P_i - \text{передаваемая по } i\text{-й линии мощность; } r_{oi}$$

– удельное сопротивление i -й линии; U_i – напряжение i -й линии; N – число линий в расчетной связи.

Учитывая, что напряжение связей принято 2000 кВ, а $r_{oi} = 0,4$ Ом/км, коэффициент потерь в расчетах был принят $k_{\text{пот } i} = 0,1 \cdot 10^{-6}$. Для этих условий требуемая располагаемая мощность составила 1918,68 ГВт. Таким образом, для покрытия потерь мощности в межсистемных связях требуется 1918,68 –

1907,57=11,11 ГВт. Феноменальность полученных результатов обнаруживается еще и в том, что, как видно из табл. 3.4, в каждом из узлов полный собственный резерв генераторной мощности становится отрицательной величиной, т. е. при совместной работе ЭЭС всех регионов Земли располагаемая мощность в них может быть меньше их абсолютного регионального максимума, поскольку (при достаточных пропускных способностях межсистемных связей) ЭЭС со сниженной в ночные часы нагрузкой имеют возможность оказать помощь в покрытии повышенных дневных нагрузок других ЭЭС своей генераторной мощностью.

Расчеты подобного рода позволяют оценить требуемые параметры межсистемных связей, суммарная длина которых получается в данных расчетах на уровне 105,5 тыс. км. Это намного меньше суммарной длины всех построенных к настоящему времени на земном шаре линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше (более 7 млн км). Далеко не «бесконечными» оказались и требуемые пропускные способности межсистемных связей. Их значения находятся в диапазоне от 24 до 52 ГВт (см. табл. 3.5). При этом в расчетах принято, что по соображениям надежной работы связей они должны быть, как минимум, двухцепными (мощность каждой цепи – половина приведенной в табл. 3.5 суммарной пропускной способности связи).

Анализ исходных данных и результатов расчетов объединенной ЭЭС Земли обнаруживает, что в целом особенности электроэнергетического хозяйства Земли таковы, что не всегда способствуют получению возможного максимального эффекта. Можно утверждать, что если бы по планете имело место равномерное распределение населения, одинаковое удельное электропотребление на душу населения во всех регионах, то эффекты от объединения были бы выше. Но, как видно из табл. 3.6 и 3.7, имеет место обратная ситуация, т. е. существенные неравномерность распределения населения по регионам, разброс значений электропотребления и пр. Например, незначителен эффект объединения с целью использования сезонной неравномерности северного и южного полушарий, так как количество населения и объем электропотребления для южного полушария гораздо меньше таковых для северного полушария.

Т а б л и ц а 3.6

Различия показателей по узлам

Экстремальные узлы	Население, млн чел.	Удельное электропотребление, кВт·ч/(чел. год)	Суммарное электропотребление, ТВт·ч	Располагаемая мощность, ГВт
max	1324,921 (19)	8,89 (3)	1816,542 (3)	372,4 (3)
min	1,443 (5)	0,44 (15)	1,375 (5)	0,325 (5)
$\frac{\text{max}}{\text{min}}$	918	20,2	1321	1146

Примечание. В скобках указан номер узла.

Таблица 3.7

Различия показателей по полушариям

Полушарие	Площадь, тыс. км ² %	Население, млн чел. %	Электропотребление, ГВт·ч %
Северное	$\frac{96581,1}{64,5}$	$\frac{4643,9}{88,5}$	$\frac{8300,197}{88,8}$
Южное	$\frac{53754,4}{35,5}$	$\frac{605,8}{11,5}$	$\frac{1048,825}{11,2}$
$\frac{\text{Северное}}{\text{Южное}}$	1,8	7,7	7,9

В табл. 3.8 обобщены результаты выполненных исследований по объединению ЭЭС Земли.

Таблица 3.8

Эффекты от создания объединенной ЭЭС Земли

Характеристика	Раздельная работа	Совместная работа	
		без учета потерь в МСС	с учетом потерь в МСС
Население, млн чел.	5249,728		
Электропотребление, тВт·ч	10555		
Максимум нагрузки, ГВт суммарный совмещенный	1972,34 1722,8		
Располагаемые мощности, ГВт	2261,2	1907,57	1918,68
Полный резерв мощности, ГВт % от $P_{\text{сов max}}^{\text{н}}$	538,4 31,3	184,8 10,73	195,88 11,37
Необходимая располагаемая мощность на покрытие потерь в связях, ГВт	–	–	11,11
Снижение располагаемой мощности, ГВт	0	353,63	342,52
Объемы сетевого строительства, тыс. км	0	105,5	

Полученные характеристики: снижение располагаемой мощности генерирующего оборудования, объемы сетевого строительства и уровень потерь в сетях, – позволят на следующем этапе анализа эффективности глобального объединения вычислить соответствующие экономические характеристики, оценить реализуемость проекта, управляемость системы и т.д. Для этого потребуется оборудование с такими технико-экономическими характеристиками, которые позволят создать такое объединение.

На следующем этапе исследований целесообразно рассмотреть зависимости эффектов от уровня электропотребления, различных схем и режимов объединения; посмотреть, какие условия функционирования ЭЭС ведут к повышению эффектов, а какие – нет. Важно знать, как влияют на эффективность объединения неравномерность удельного электропотребления по регионам, наличие первичных энергоресурсов по регионам и многие другие факторы.

По изложенной методике выполнены расчеты эффективности глобального объединения ЭЭС Земли на уровне прогнозируемого электропотребления в 2050 г. (25,242 трлн кВт·ч) [4]. В табл. 3.9 приведены результаты расчетов для отдельной работы ЭЭС, а в табл. 3.10 и 3.11 – результаты расчетов совместной работы ЭЭС Земли.

Т а б л и ц а 3.9

Результаты расчетов варианта отдельного функционирования ЭЭС (2050 г.)

Номер узла	Требуемая выработка электроэнергии, млрд кВт·ч	Абсолютный максимум нагрузки, ГВт	Располагаемая мощность, ГВт	Полный собственный резерв	
				ГВт	% от нагрузки
1	66,0	12,339	14,960	2,621	21,2
2	17,5	3,278	3,800	0,522	15,9
3	4904,7	916,572	1008,500	21,928	10,0
4	435,5	81,386	92,000	10,614	13,0
5	3,7	0,694	0,800	0,106	15,3
6	343,1	64,068	72,000	7,932	12,4
7	272,6	50,914	58,000	7,086	13,9
8	1072,6	200,437	221,000	20,563	10,3
9	4000,0	747,514	825,000	77,486	10,4
10	2404,3	449,318	491,500	42,182	9,4
11	148,0	27,656	31,800	4,144	15,0
12	576,1	107,652	119,500	11,848	11,0
13	216,9	40,538	46,000	5,462	13,5
14	6,4	1,196	1,350	0,154	12,9
15	96,0	17,936	20,720	2,784	15,5
16	637,0	119,108	132,300	13,192	11,1
17	0,2	0,038	0,042	0,004	10,5
18	2035,1	380,314	418,400	38,086	10,0
19	1284,4	240,030	264,000	23,970	10,0
20	1337,7	249,982	274,500	24,518	9,8
21	3908,0	730,312	803,000	72,688	9,9
22	115,5	21,562	24,700	3,138	14,5
23	49,4	9,218	11,080	1,862	20,2
24	299,1	55,852	63,000	7,148	12,8
25	56,6	10,568	12,520	1,952	18,5
26	955,2	178,392	196,500	18,108	10,2
Земля	25242,3	4716,874	5206,972	493,098	10,4

Таблица 3.10

Результаты расчетов варианта совместного функционирования ЭЭС (с учетом потерь в межсистемных связях) 2050 г.

Номер узла	Располагаемая мощность, ГВт	Полный собственный резерв	
		ГВт	% от нагрузки
1	12,060	-0,279	-2,3
2	3,550	0,272	8,3
3	886,000	-30,572	-3,3
4	80,600	-0,786	-1,0
5	0,750	0,056	8,1
6	62,900	-1,168	-1,8
7	48,200	-2,714	-5,3
8	195,200	-5,237	-2,6
9	738,300	-9,214	-1,2
10	450,500	1,182	0,3
11	29,000	1,344	4,9
12	103,700	-3,952	-3,7
13	41,700	1,162	2,9
14	1,125	-0,071	-5,9
15	16,720	-1,216	-6,78
16	105,300	-13,808	-11,6
17	0,038	0	0
18	386,500	6,186	1,6
19	235,800	-4,230	-1,8
20	237,000	-12,982	-5,2
21	666,800	-63,512	-8,7
22	15,700	-5,862	-27,2
23	5,780	-3,438	-37,3
24	39,600	-16,252	-29,1
25	6,750	-3,998	-37,8
26	107,500	-70,892	-39,7
Земля	4476,893	356,891	8,7

Таблица 3.11

Характеристика межсистемных связей

Номер связи	Соединяемые узлы	Длины связей, км	Пропускные способности связей, ГВт
I	1–2	1500	98
II	1–21	3000	98
III	2–3	1500	98
IV	3–4	1500	92
V	4–5	1500	94
VI	4–6	3500	72
VII	5–8	6000	90
VIII	5–11	7500	74
IX	6–7	1500	88
X	7–14	7000	96
XI	7–17	7000	78
XII	8–9	1500	90
XIII	9–10	1500	78
XIV	9–12	2500	82
XV	10–18	1500	82
XVI	11–12	1500	76
XVII	12–13	1500	74
XVIII	12–15	3500	82
XIX	13–18	6000	74
XX	14–15	1500	78
XXI	14–17	7000	86
XXII	15–16	1500	62
XXIII	16–22	7500	70
XXIV	17–24	7000	68
XXV	18–19	1500	88
XXVI	19–20	1500	84
XXVII	20–21	1500	92
XXVIII	20–22	3500	72
XXIX	22–23	1500	76
XXX	23–24	7500	74
XXXI	24–25	1500	80
XXXII	25–26	1500	78
Всего	–	105500	–

Примечание. Общие параметры: $U = 2000$ кВ;
Число цепей – не менее двух;

$$q_{ав} = 0,0001/100 \text{ км}; k_{пот 0} = 0,1 \cdot 10^{-6}$$

$$(r_0 = 0,4 \text{ Ом.км})$$

Величина совмещенного максимума нагрузки для рассматриваемого условия составила 4120 ГВт. Тогда требуемый суммарный полный резерв мощности по ЭЭС Земли в целом будет $4476,9 - 4120,0 = 356,9$ ГВт, или 8,7 % от величины совмещенного максимума нагрузки. При отдельной работе узлов полный суммарный собственный резерв мощности по узлам, отнесенный к совмещенному максимуму нагрузки, равняется $5206,97 - 4120,0 = 1087$ ГВт, или 26,4 %. Экономия располагаемой генераторной мощности составит $1087 - 356,9 = 730$ ГВт (для сравнения в 1990 г. экономия равнялась 353,6 ГВт).

Требуемые пропускные способности межсистемных связей приведены в табл. 3.12. При этом приняты та же схема и те же параметры межсистемных связей, что и для расчетов 1990 г. (см. рис. 3.12).

Ближайшими исследованиями, способствующими развитию рассмотренных результатов, по-видимому, должны быть следующие.

1. Совершенствование способов и средств передачи больших количеств электроэнергии на значительные расстояния. Разработка высокоэффективных технологий и оборудования в данной области.

2. Более тщательное изучение условий функционирования электроэнергетических систем всех стран и континентов, выявление факторов, которые способствуют повышению эффективности объединения в глобальную систему, и факторов, существенно уменьшающих эту эффективность. Изучение возможностей управления этими факторами.

3. Исследование зависимостей размеров эффектов от объединения всех региональных ЭЭС на различных этапах с применением различных средств их развития.

4. Исследование свойств и особенностей децентрализации выработки электроэнергии, определение путей наиболее эффективного распределения источников энергии в глобальных электроэнергетических системах.

3.3. Сценарии развития энергетики России до 2050 года

Россия, обладая уникальными топливно-энергетическими ресурсами, имеющими мировое значение (первое место в мире по разведанным запасам природного газа – 32 %, второе (после Саудовской Аравии) по запасам нефти – 4–5 %, второе (после США) по запасам угля – 19–20 % [13–15]), в дальнейшем может столкнуться со значительными трудностями. По оценкам [16], в рассматриваемой перспективе разведанные запасы и выявленные ресурсы углеводородов в качественном отношении претерпят существенные изменения в худшую сторону – ожидаются рост накопления трудноизвлекаемых запасов и уменьшение средних запасов вновь открываемых месторождений во всех нефтегазодобывающих районах страны. Снижение добычи углеводородов ставит задачу восполнения первичных энергоресурсов за счет альтернативных источников: угля, атомной энергии, возобновляемых и нетрадиционных источников энергии.

Прогнозы развития ТЭК России в целом и его отраслей до 2020 г. делались уже неоднократно при разработке Энергетической стратегии России [17] и в других работах [18–19] и лишь единичные – до 2050 г. [16].

В данной главе дается количественная оценка развития энергетики России в первой половине XXI в., показаны возможные структурные изменения в топливно-энергетическом комплексе страны, для рассмотренных сценариев развития экономики страны приводится динамика роста выбросов углекислого газа (CO₂) от сжигания топлива.

3.3.1. Сценарии развития экономики России и прогноз уровней энергопотребления

В качестве целевых показателей, определяющих социально-экономическое развитие России до середины текущего столетия, были приняты динамика изменения душевого производства ВВП и численность населения. Рассматривая различные темпы изменения этих показателей, были получены два сценария (оптимистический и умеренный) развития экономики страны (табл. 3.12). Следует отметить, что в гл. 3.5 и 3.6 рассматриваются более низкие темпы роста тепло- и электропотребления (своего рода дополнительные осторожные сценарии).

В оптимистическом сценарии было принято, что к 2050 г. производство ВВП на душу населения в России составит 27–28 тыс. дол. США (против 4,3 тыс. дол. в 2000 г.)^{*)}, что соответствует примерно душевому ВВП таких стран, как Германия и США, в середине 90-х годов прошлого столетия^{**)}, в умеренном сценарии этот показатель принят равным 18–19 тыс. дол., что соответствует душевому ВВП США в конце 70-х годов.

В обоих сценариях динамика изменения ВВП не является равномерной. За быстрым ростом ВВП до 2020 года^{***)} последует замедление темпов роста экономики в третьем и последующих десятилетиях. В целом за период 2000–2050 гг. ВВП России должен увеличиться в оптимистическом сценарии в 7 раз, в умеренном – в 4,6 раза.

Расчеты энергопотребления для рассматриваемых сценариев развития экономики выполнены при разных темпах энергосбережения (см. табл. 3.12). При этом первый (оптимистический) сценарий развития экономики сочетается с интенсивным энергосбережением, а второй – с более умеренным. В целом энергоемкость ВВП будет снижаться в оптимистическом сценарии с темпами^{****)}, в среднем соответствующими ее уменьшению в ФРГ в 1970–1997 гг., а в

*) По принятому в 2000 г. паритету покупательной способности рубля к доллару США, равному 11 руб./дол.

**) В 1997 г. ВВП на душу населения в США составлял 30,3 тыс. дол., в ФРГ - 25,9 тыс. дол. [13, 14].

***) Темпы роста ВВП для оптимистического сценария до 2020 г. приняты в соответствии с благоприятным сценарием, рассмотренным в Энергетической стратегии России [17].

****) Среднегодовые темпы снижения энергоемкости ВВП за рассматриваемый 50-летний период составили в оптимистическом сценарии 2,5 %, умеренном – 2 %.

умеренном сценарии – с темпами ее снижения за тот же период в среднем по Западной Европе.

Т а б л и ц а 3.12

Прогноз потребления конечных энергоносителей в России

Показатель	Год					
	2000	2010	2020	2030	2040	2050
<i>Оптимистический сценарий</i>						
ВВП, % к 2000 г.	100	156	254	373	540	698
Среднегодовые темпы роста ВВП, %		4,5	5,0	3,9	3,8	2,6
Население, млн чел.	145	140	138	133	127	123
ВВП на душу населения, % к 2000 г.	100	160	256	365	509	640
Электроэнергия, млрд кВт·ч	847	1100	1445	1770	2080	2400
Среднегодовые темпы роста, %		2,6	2,8	2,0	1,6	1,4
Электроемкость ВВП, доля от уровня 2000 г.	1	0,84	0,67	0,56	0,46	0,41
Душевое потребление, тыс. кВт·ч/чел.	5,8	7,7	10,0	11,8	13,4	15,0
Централизованное тепло, млн Гкал	1460	1640	1820	1950	2100	2200
Среднегодовые темпы роста, %		1,2	1,0	0,7	0,7	0,5
Теплоемкость ВВП, доля от уровня 2000 г.	2,32	1,67	1,14	0,83	0,62	0,50
<i>Умеренный сценарий</i>						
ВВП, % к 2000 г.	100	127	189	262	357	460
Среднегодовые темпы роста ВВП, %		2,4	4,1	3,3	3,2	2,6
Население, млн чел.	145	140	138	133	127	123
ВВП на душу населения, % к 2000 г.	100	130	191	256	349	435
Электроэнергия, млрд кВт·ч	847	1015	1290	1550	1800	2100
Среднегодовые темпы роста, %		1,8	2,4	1,9	1,5	1,6
Электроемкость ВВП, доля от уровня 2000 г.	1	0,95	0,81	0,70	0,6	0,54
Душевое потребление, тыс. кВт·ч/чел.	5,8	7,1	8,9	10,3	12,0	13,5
Централизованное тепло, млн Гкал	1460	1570	1700	1800	1900	2000
Среднегодовые темпы роста, %		0,7	0,8	0,6	0,5	0,5
Теплоемкость ВВП, доля от уровня 2000 г.	1	0,84	0,62	0,47	0,36	0,30

Душевое энергопотребление в России будет медленно увеличиваться в обоих сценариях вплоть до 2030 г. Затем стабилизируется на уровне 10,5 т у.т./чел. в оптимистическом сценарии и 9,5 т у.т./чел. – в умеренном, что соответствует приблизительно современному душевому энергопотреблению в таких странах, как США, Норвегия, Канада. Динамика изменения общей потребности России в первичных энергоресурсах и душевого потребления энергии показана на рис. 3.13.

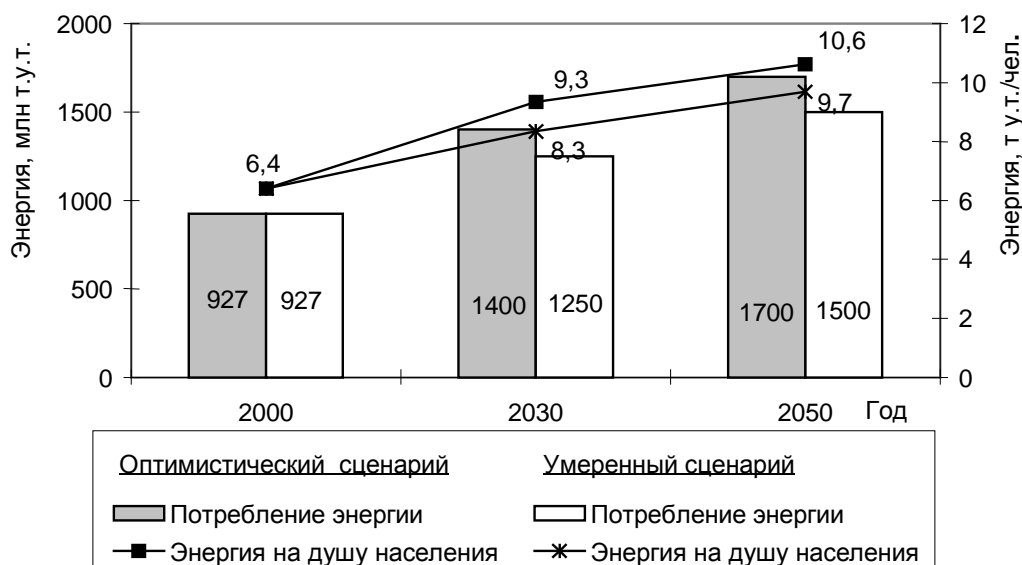


Рис. 3.13. Прогноз потребления энергии в России.

Полученные авторами прогнозы внутренних потребностей в конечных энергоносителях и их структура для рассмотренных сценариев приведены в табл. 3.12 и на рис. 3.14.

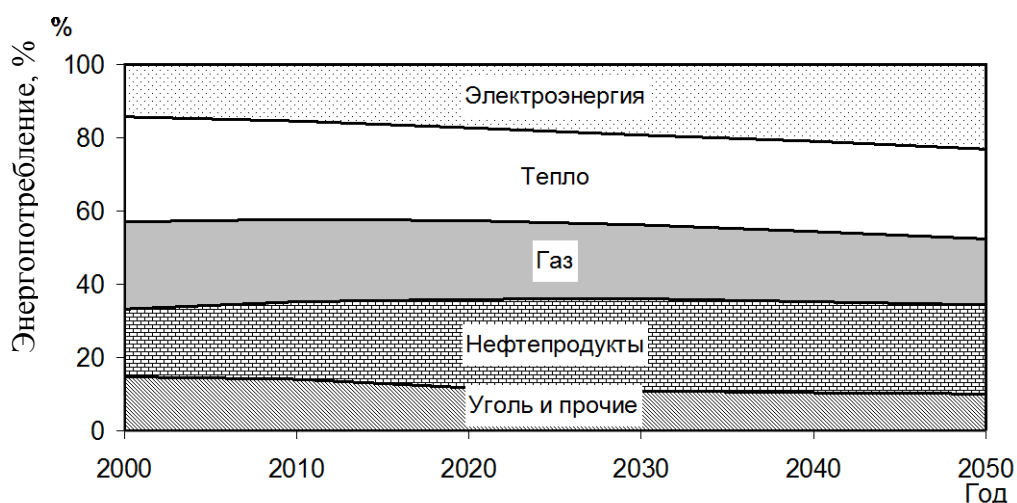


Рис. 3.14. Структура потребления конечных энергоносителей в России.

По мере развития экономики прослеживается тенденция увеличения доли электроэнергии в конечном потреблении энергоносителей: с 14 % в 2000 г. до 18–19 % к 2030 г. и до 22–23 % к концу рассматриваемого периода.

По выполненным прогнозам более динамично (2,6–2,8 % ежегодно в оптимистическом сценарии и 1,8–2,4 % – в умеренном) будет расти электропотребление в период до 2020 г. В последующие десятилетия темпы роста потребления электроэнергии будут постепенно снижаться и в последнее десятилетие составят не более 1,4–1,6 % в год. При этом за рассматриваемый период прогнозируется достаточно быстрое снижение электроемкости ВВП (в 2,4 раза в оптимистическом сценарии и 1,86 раза – в умеренном).

В целом потребление электроэнергии к 2050 г. (по сравнению с 2000 г.) должно увеличиться в 2,8 раза в оптимистическом сценарии и в 2,5 раза – в умеренном.

Активное проведение мероприятий по экономии тепла и быстрое развитие децентрализованных его источников будут способствовать умеренному росту централизованного теплоснабжения в России. По выполненным оценкам его доля в потреблении конечных энергоносителей за рассматриваемый период может снизиться на 4–5 %.

Широкая автомобилизация населения и развитие нефтехимии в рассматриваемый период могут вызвать значительный рост (в 2,0–2,3 раза) потребления нефтепродуктов.

3.3.2. Рациональные направления развития ТЭК России

Исследование рациональных направлений долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса страны, обеспечивающих вышеназванные уровни энергопотребления, осуществлялось с помощью динамической модели ТЭК России. Модель позволяет учитывать широкую взаимозаменяемость топливно-энергетических ресурсов и сравнительную эффективность их использования потребителями. Временной интервал, описываемый в модели, охватывает 50-летний период (2000–2050 гг.) с разбивкой на десятилетия.

При этом предельные экономически оправданные объемы добычи (производства) топливно-энергетических ресурсов принимались по материалам ведущих институтов и организаций страны [16, 18–22].

Проведенный в ряде работ (например, [19, 20]) анализ состояния и качественной структуры запасов и ресурсов нефти и газа показывает, что в «старых» нефте- и газодобывающих регионах (Поволжье, Урал, Северный Кавказ) к 2020–2030 гг. ожидается снижение добычи нефти и газа более чем в 2 раза. Вместе с тем потенциальные возможности сырьевой базы севера европейской части России, Западной и Восточной Сибири, Дальнего Востока и шельфа о. Сахалин позволяют прогнозировать максимальную добычу нефти к 2020 г. 400–405 млн т и максимальную добычу газа к 2030 г. 800–805 млрд м³ с последующим ее снижением к 2040–2050 гг. по нефти до 300–280 млн т, по газу до 700–670 млрд м³.

Наряду с оптимистическим прогнозом в литературе дается более сдержанный прогноз о перспективах развития углеводородов в стране. Так, в соответствии с умеренным прогнозом до 2020 г. добыча нефти в рассматриваемой перспективе будет сохраняться на уровне 350–360 млн т и затем начнет постепенно снижаться. Темпы роста добычи природного газа будут ниже, чем в оптими-

стическом прогнозе, и максимум добычи в 700 млрд м³ будет достигнут к 2030 г., а к концу периода можно ожидать ее снижения до 620 млрд м³.

При расчетах эти оценки учитывались как ограничения на предельные возможности развития отраслей ТЭК. Полученные в результате расчетов основные количественные характеристики рациональных топливно-энергетических балансов страны для рассмотренных сценариев развития экономики показаны в табл. 3.13 и 3.14.

Структура производства и потребления первичных энергоресурсов приведена на рис. 3.15 и 3.16. Полученные количественные оценки позволяют судить о степени напряженности и об узких местах и проблемах, стоящих перед отраслями ТЭК, а также о возможных направлениях, вероятных сроках и путях их решения.

По нашим оценкам, в рассматриваемой перспективе значительные изменения должны произойти в структуре производства и потребления энергоресурсов.

За счет нефти и газа сейчас обеспечивается 80 % производства первичных энергоресурсов в России и 70 % их потребления. В перспективе доля углеводородного топлива в структуре производства первичных энергоресурсов будет постепенно снижаться: до 72 % к 2030 г. и 58 % к 2050 г. К концу рассматриваемого периода на долю газа будет приходиться 30–32 % потребляемых энергоресурсов в стране, на долю нефти – 20 % против соответственно 49 и 21 % в настоящее время.

Прогнозируемое снижение добычи природного газа в стране после 2030 г. ставит задачу восполнения потребления первичной энергии за счет альтернативных источников, и в первую очередь за счет развития угольной промышленности и атомной энергетики.

По оценкам авторов, добыча угля в России к 2050 г. относительно 2000 г. должна увеличиться более чем в 3 раза и составит 800 млн т. При этом Кузнецкий и Канско-Ачинский угольные бассейны должны будут обеспечивать более 85 % добываемого угля в стране. Доля угля в потреблении первичных энергоресурсов возрастет с 18 % в 2000 г. до 21–23 % к 2030 г. и 30–33 % к 2050 г. (см. табл. 3.14). В результате к концу рассматриваемого периода потребление угля в стране (в условном топливе) становится соизмеримым с потреблением природного газа.

На долю атомной энергетики в 2050 г. будет приходиться 12 % производимых в стране первичных энергоресурсов в оптимистическом сценарии и 8 % – в умеренном. Доля гидроэнергии останется на уровне 3 % практически на протяжении всего рассматриваемого периода. В отличие от этого, доля нетрадиционных источников в производстве энергоресурсов увеличится почти в 20 раз (с 0,1 % в настоящее время до 1,8 % в 2050 г.), но, тем не менее, они не будут иметь существенного значения в топливно-энергетическом балансе России.

Таблица 3.13

Производство первичных энергоресурсов в России

Показатель	2000	Оптимистический сценарий					Умеренный сценарий				
		Год					Год				
		2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050
Производство, млн т у.т., всего	1418	1660	1870	1900	1910	2015	1575	1700	1695	1740	1840
В том числе:											
нефть и газовый конденсат, млн т:	324	350	400	320	300	280	335	360	300	270	260
Западная Сибирь	220,5	230	240	190	180	170	215	230	180	160	160
Восточная Сибирь и Дальний Восток	3,8	17	54	60	60	60	17	45	50	50	50
природный газ, млрд м ³ :	584	712	775	805	700	670	692	700	700	650	620
Западная Сибирь	529	567	565	600	510	500	567	535	515	460	450
Восточная Сибирь и Дальний Восток	7,4	52	80	90	90	90	40	55	80	100	100
уголь, млн т:	258	320	375	465	630	800	280	370	460	630	800
кузнецкий	113	146	170	225	300	390	130	170	220	300	390
канско-ачинский	40	58	76	100	200	300	50	75	100	200	300
гидроэнергия, млрд кВт·ч	165	192	204	225	233	233	190	203	218	225	228
атомная энергия, млрд кВт·ч	131	206	294	380	485	620	156	206	250	340	400
Экспорт, млн т у.т., всего	530	640	650	540	410	380	600	570	465	385	355
В том числе:											
нефть и нефтепродукты, млн т:	189	195	200	100	65	42	205	190	116	67	48
Западное направление	185	172	163	69	26	7	180	148	72	24	7
Восточное направление	4	23	37	31	38	35	25	42	43	43	41
природный газ, млрд м ³ :	193	283	289	325	255	255	231	235	240	230	230
Западное направление	193	254	250	280	210	210	210	210	200	185	185
Восточное направление	-	28	39	45	45	45	21	25	40	45	45
уголь, млн т	35	23	18	15	13	13	26	18	15	13	13
электроэнергия, млрд кВт·ч	13	31	28	19	40	50	38	20	22	44	35

Таблица 3.14

Потребление первичных энергоресурсов в России

Показатель	2000	Оптимистический сценарий					Умеренный сценарий				
		Год					Год				
		2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050
Потребление, всего	923	1070	1276	1400	1550	1700	980	1165	1266	1400	1543
млн. т у.т.:											
В том числе:											
нефтепродукты	194	219	286	315	335	335	185	241	264	289	302
газ	458	501	569	563	531	514	496	541	539	504	488
уголь и прочие	162	205	235	293	405	516	177	235	293	405	516
гидроэнергия	59	64	66	68	65	60	63	66	66	63	56
атомная энергия	47	73	107	140	179	227	54	75	91	122	146
нетрадиционные	3	8	13	21	35	48	5	8	13	16	34
%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
В том числе:											
нефть	21	20	22	23	22	20	19	21	21	21	20
газ	49	47	45	40	34	30	51	46	43	36	32
уголь и прочие	18	19	18	21	26	30	18	20	23	29	33
гидроэнергия	7	6	5	5	4	4	6	6	5	5	4
атомная энергия	5	7	8	10	12	13	5	6	7	9	9
нетрадиционные	0,3	0,7	1	1	2	3	0,5	1	1	1	2

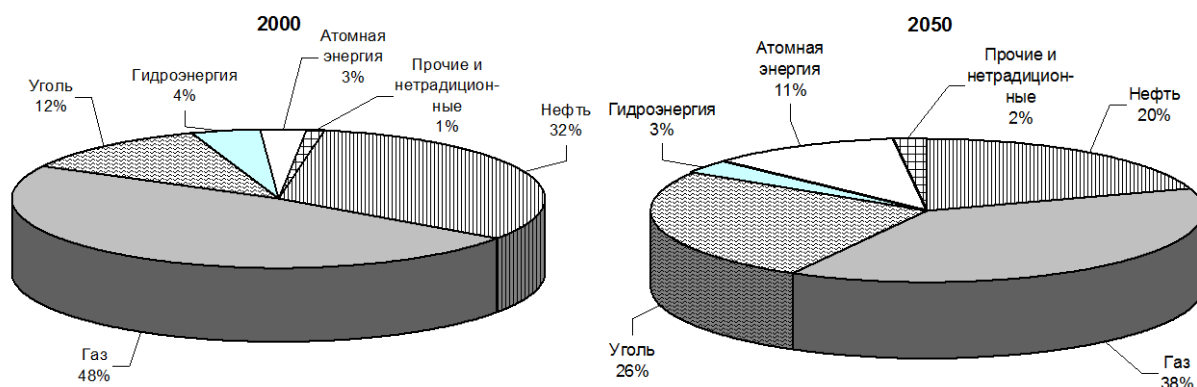


Рис. 3.15. Структура производства первичных энергоресурсов в России.

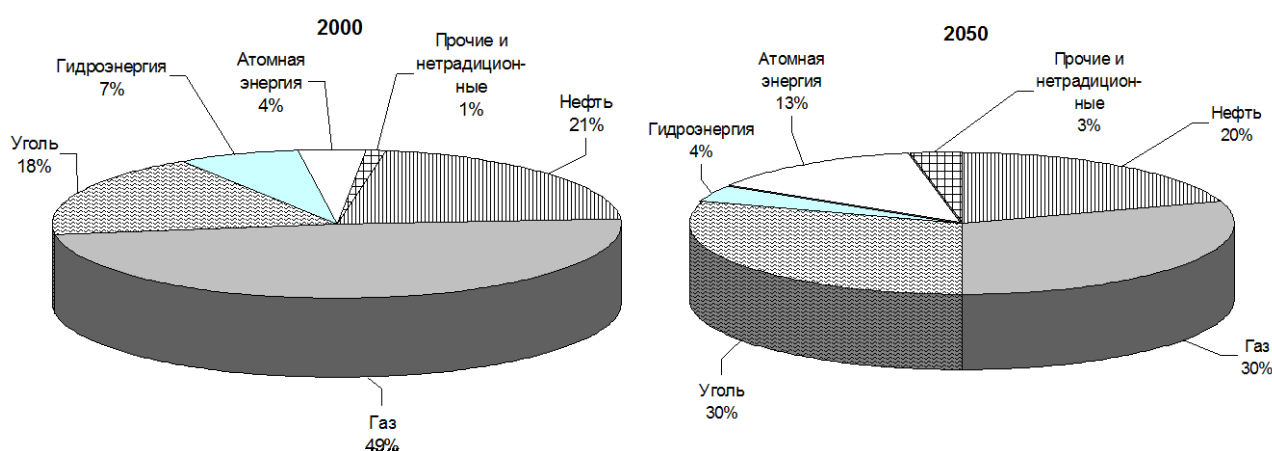


Рис. 3.16. Структура потребления первичных энергоресурсов в России.

Наиболее заметные сдвиги в рассматриваемый период должны произойти в потреблении угля в европейской части России: при увеличении расхода природного газа в 1,1–1,2 раза потребление угля должно возрасти в 3,8–4,3 раза. В настоящее время потребность в углях за счет собственных ресурсов обеспечена на 32 %. При ожидаемых объемах добычи обеспеченность потребителей местными углями к 2050 г. может снизиться до 5–6 %. Поэтому почти весь потребляемый уголь необходимо будет завозить из азиатской части страны. Поставки сибирских углей в европейскую часть России должны увеличиться к 2050 г. (по сравнению с 2000 г.) в 4,5–5,0 раза и составить 310–360 млн т, в основном за счет кузнецкого угля (табл. 3.15).

В настоящее время Россия имеет статус крупнейшего мирового экспортера энергоресурсов, объем реализации которых соизмерим с внутренним потреблением. В рассматриваемой перспективе объемы и структура экспорта будут определяться в основном факторами экономической целесообразности и будут зависеть не только от цен топлива на мировых энергетических рынках, но и от цен российских производителей. Соотношение этих цен может меняться в широком диапазоне под действием большого состава труднопредсказуемых фак-

торов. Поэтому в зависимости от ситуации размеры российского экспорта энергоресурсов (и прежде всего углеводородов) могут оказаться выше или ниже приведенных в табл. 3.13.

Т а б л и ц а 3.15

Вывоз ТЭР из Сибири

Показатель	Год					
	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Вывоз, млн т у.т., всего	861	<u>955</u> 935	<u>990</u> 945	<u>990</u> 889	<u>944</u> 888	<u>980</u> 955
В том числе:						
<i>в европейскую часть России:</i>	847	<u>838</u> 839	<u>847</u> 805	<u>927</u> 812	<u>864</u> 804	<u>904</u> 871
В том числе:						
уголь, млн т:	68	<u>98</u> 102	<u>125</u> 112	<u>159</u> 156	<u>228</u> 251	<u>308</u> 356
кузнецкий	68	<u>98</u> 102	<u>125</u> 112	<u>159</u> 156	<u>228</u> 233	<u>308</u> 336
канско-ачинский					18	20
газ (включая экспорт), млрд м ³	470	<u>498</u> 496	<u>484</u> 465	<u>524</u> 449	<u>453</u> 414	<u>446</u> 406
нефть (включая экспорт), млн т	183	<u>178</u> 167	<u>198</u> 186	<u>148</u> 127	<u>123</u> 101	<u>113</u> 99
<i>на Дальний Восток:</i>						
нефтепродукты, млн т	5	<u>8</u> 7	<u>5</u> 7	<u>8</u> 10	<u>9</u> 10	<u>12</u> 13
Экспорт в АТР:						
газ, млрд м ³	-	<u>16</u> 12	<u>18</u> 15	<u>24</u> 20	<u>25</u> 25	<u>25</u> 25
нефть и нефтепродукты, млн т	4	<u>20</u> 21	<u>23</u> 25	<u>17</u> 26	<u>25</u> 26	<u>20</u> 24

Примечание. Здесь и в табл. 3.16 в числителе – оптимистический сценарий, в знаменателе – умеренный.

В 2000 г. экспорт составлял 57 % внутреннего потребления энергоресурсов. В ближайшее двадцатилетие, несмотря на абсолютный рост экспорта, это соотношение может снизиться до 49–51 %, а к концу рассматриваемого периода сократиться до 22–23 %. При прогнозируемых объемах добычи резко сократится экспорт нефти.

В целом для обеспечения внутренних потребностей европейского региона и экспорта энергоресурсов в западном направлении величина ввоза энергоресурсов из Сибири в 2050 г. может составить 900 млн т у.т. – в оптимистическом сценарии и примерно на 30 млн т у.т. меньше – в умеренном.

Из общего количества вывозимых из Сибири энергоресурсов в 2050 г. на уголь будет приходиться 24–28 %, на нефть – 20–21%, на природный газ – 51–55 %, против соответственно 6, 32 и 62 % в настоящее время (табл. 3.16).

Структура вывоза ТЭР из Сибири, %

Показатель	Год					
	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Природный газ	62	<u>65</u> 65	<u>63</u> 63	<u>63</u> 60	<u>58</u> 56	<u>55</u> 51
Нефть и нефтепродукты	32	<u>26</u> 27	<u>26</u> 27	<u>25</u> 26	<u>24</u> 22	<u>21</u> 20
Уголь	6	<u>8</u> 9	<u>11</u> 10	<u>12</u> 13	<u>18</u> 21	<u>24</u> 28

3.3.3. Оценка выбросов CO₂ от сжигания топлива

Проведенные исследования позволили определить величину выбросов CO₂ от сжигания топлива в стране в рассматриваемой перспективе до 2050 г.

В период 2008–2012 гг. Россия согласно Киотскому протоколу к рамочной Конвенции ООН об изменении климата не должна превысить уровень выбросов парниковых газов 1990-го года. В период с 1990 по 2000 г. в России за счет спада промышленного производства произошло снижение выбросов парниковых газов на 38 %. На рис. 3.17 приведена динамика изменения выбросов CO₂ от сжигания топлива для рассмотренных сценариев развития экономики России до 2050 г. Из нее следует, что объем выбросов CO₂ возрастет по сравнению с 2000 г. на 40–50 % к 2030 г. и на 77–87 % к 2050 г.

Анализ показал, что распространение ограничений по выбросам парниковых газов, предусмотренных Киотским протоколом, на весь рассматриваемый период не будет нести угрозы невыполнения международных обязательств Россией по выбросам CO₂ по оптимистическому сценарию до 2020 г., по умеренному – до 2030 г.

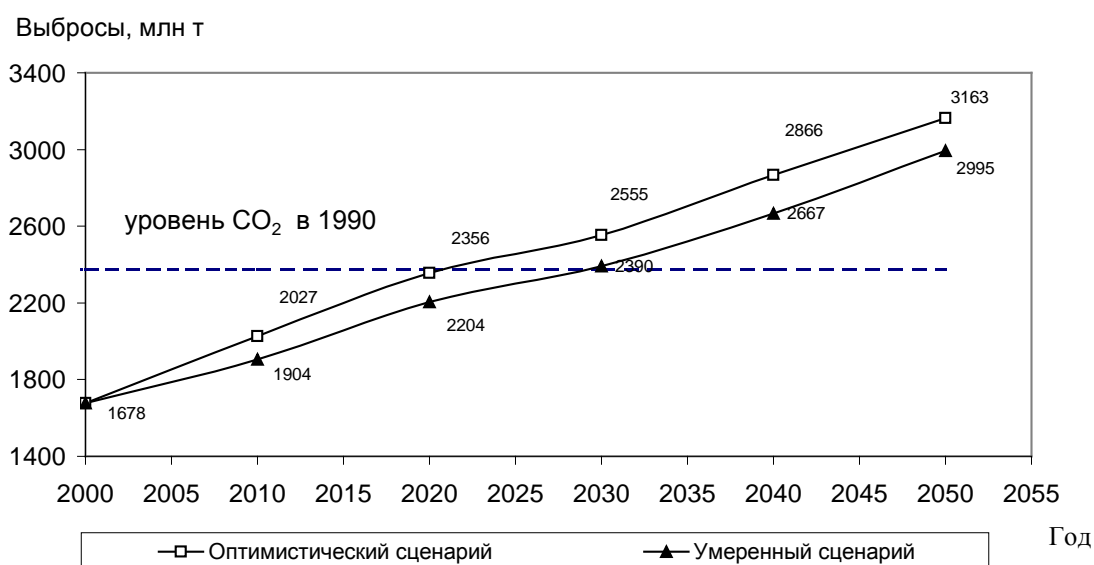


Рис. 3.17. Прогноз выбросов CO₂ при принятых сценариях развития энергетики.

Следует отметить, что такая ситуация по выбросам парниковых газов может иметь место только в случае выполнения тех условий развития энергетики и той политики энергосбережения, которая была заложена в рассмотренных сценариях развития экономики России.

3.3.4. Основные приоритеты в развитии ТЭК

В рамках принятых сценариев развития экономики можно выделить следующие основные приоритеты в развитии ТЭК на рассматриваемую перспективу:

- максимальное наращивание экономически эффективных (рентабельных) запасов углеводородов в стране, в том числе на шельфах северных и восточных морей, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке;

- ускоренное развитие угольной промышленности России с доведением добычи в 2030 г. до 460–465 млн т и в 2050 г. до 800 млн т, при этом повышение доли угля в топливно-энергетическом балансе России до 21–23 % к 2030 г. и до 30–33 % к 2050 г. против 18 % в настоящее время;

- улучшение качества товарных угольных ресурсов при вовлечении в топливно-энергетический баланс страны в больших масштабах угля за счет разработки и внедрения новых технологий обогащения и глубокой термической переработки угля;

- опережающее развитие атомной энергетики с повышением установленной мощности АЭС до 40–60 ГВт в 2030 г. и до 64–100 ГВт в 2050 г. и доведением доли АЭС в выработке электроэнергии до 16–22 % к 2030 г. и до 19–26 % к 2050 г. против 13 % в настоящее время;

- сохранение доли гидроэнергетических (3–4 %) и максимально возможное повышение доли нетрадиционных источников в производстве топливно-энергетических ресурсов в стране;

- изменение структуры топливного баланса тепловых электростанций в европейской части России с увеличением доли угля до 22–25 % к 2030 г. и до 48–54 % к 2050 г. против 13 % в настоящее время;

- модернизация и техническое перевооружение действующих газовых электростанций с заменой паротурбинного оборудования парогазовыми и газотурбинными установками;

- модернизация действующих угольных электростанций и сооружение новых с экологически чистым паротурбинным оборудованием, а за 2020 г. с парогазовыми установками с газификацией угля;

- увеличение вывоза угля из Сибири в западном направлении более чем в 2 раза к 2030 г. и в 4,5–5,0 раза к 2050 г., что потребует повышения пропускной способности железных дорог и усиления работ по исследованию и внедрению новых видов транспорта твердого топлива;

– необходимость серьезного изучения вопроса о влиянии экологических ограничений на развитие энергетики не только в локальных, но и межрегиональных и межгосударственных масштабах.

3.4. Энергетика Севера России в XXI веке

3.4.1. Значимость регионов Севера

Экономико-географическая характеристика

Изучение опыта освоения Севера показывает существенные различия в характере развития отдельных его территорий, зависящие от их географического положения по отношению к основной транспортной сети страны, центрам освоения ресурсов и промышленно развитым районам. В связи с этим территория Севера разделена на Крайний и Ближний Север.

К Крайнему Северу отнесены природные зоны тундры, лесотундры и частично тайги, расположенные севернее 60-й параллели. Эта территория подразделяется на регионы: Европейский, Западно-Сибирский, Восточно-Сибирский и Дальневосточный, Ближний (рис. 3.18).

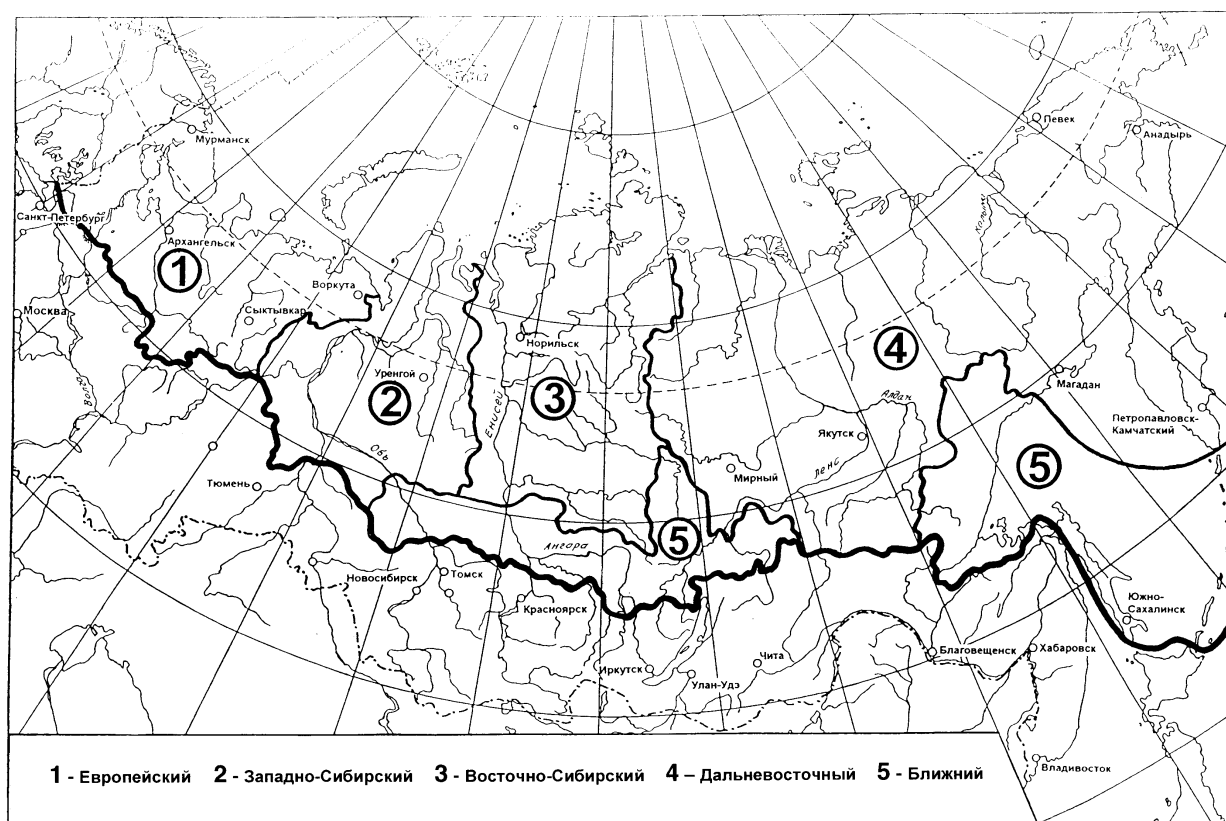


Рис. 3.18. Регионы Севера.

Для этих районов характерно удорожание строительно-монтажных и других работ более чем в 2–3 раза (в отдельных районах в 6–8 раз) по сравнению с обжитыми территориями страны. К одной из причин относятся почти повсе-

местное распространение многолетнемерзлых грунтов и сильно выраженная заболоченность.

К Ближнему Северу относятся территории, приравненные к Северу из-за их труднодоступности или удаленности по отношению к промышленно развитым районам. В этих районах климатические условия менее суровы, чем в высоких широтах. Здесь действие удорожающих факторов значительно слабее – коэффициент удорожания составляет 1,2–1,7.

На территории Севера, которая охватывает 10,4 млн км² (60 % территории России), проживает 9,5 млн человек (лишь 6 % населения России), что свидетельствует о крайне низкой плотности населения (рис. 3.19). В этих районах ярко выражена неравномерность расселения жителей по территории: 85–92 % населения проживает в городах [23].



Рис. 3.19. Плотность населения в России и регионах Севера, чел./км².

Коренное население Севера до сих пор главным образом занято в промышленном и сельском хозяйстве. Проблемы жизнеобеспечения и развития традиционных видов хозяйствования малочисленных народов Севера являются в значительной мере политическими и как лакмусовая бумага отражают состояние развития российского общества.

В 1986 г. Президиумом АН СССР и ГКНТ СССР в числе важнейших тем государственного плана научных исследований была выделена подготовка "Комплексного прогноза использования природных ресурсов и развития производительных сил зоны Севера СССР на 1991–2015 гг."

Значимость проведенных в рамках Комплексного прогноза исследований остается высокой. В частности, дана народно-хозяйственная оценка места хозяйства регионов Севера в целом и отдельных ее территорий на российском и международном рынках, выявлены, проанализированы и классифицированы наиболее

важные проблемы развития региона, определены перспективы разработки важнейших месторождений полезных ископаемых, необходимые для этого материальные, трудовые и финансовые ресурсы [23].

Полезные ископаемые

Регионы Севера России обладают уникальным потенциалом стратегических минеральных ресурсов.

На территории Севера сосредоточены большие запасы ценных полезных ископаемых [24]:

Полезные ископаемые	%
Алмазы	100
Сурьма	100
Металлы платиновой группы	99,5
Серебро	98
Золото	90
Никель	90
Слюда	80
Апатито-нефелиновые руды	78
Олово	62
Диоксид титана	61
Медь	46
Свинец	43
Алюминий содержащее сырье	30
Железные руды	14
Вольфрам	13

Доля Севера в прогнозных ресурсах еще более значима. Месторождения полезных ископаемых Севера зачастую уникальны.

Добыча нефти в северных регионах России составляет около 10 %, а газа – 25 % от мирового объема производства. Доля цветных металлов, никеля и кобальта, произведенных в этих регионах, в объеме мировых продаж составляет более 20%, а металлов платиновой группы – около 50 % [23].

Регионы Севера России обладают богатейшими запасами минерально-сырьевых ресурсов, которые имеют мировое значение и могут являться базой для развития экономики регионов на длительную перспективу, на весь XXI в.

Топливные ресурсы

Территория Севера России обладает значительными запасами топливно-энергетических ресурсов, однако их размещение по территории, степень разведанности и освоенности крайне неравномерны. Основная часть общероссийских запасов нефти (73 %) и газа (91 %) принадлежит к двум нефтегазоносным провинциям – Западно-Сибирской, содержащей наиболее крупные в стране запасы, и Тимано-Печорской в Республике Коми (табл. 3.17). Кроме того, перспективны на нефте- и газодобычу территория Сахалинской области, большие площади Сибирской платформы между р. Енисей и р. Лена (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция), шельфы морей Северного Ледовитого и Тихого

океанов. Развитие нефте- и газодобычи в России в первую очередь связано с месторождениями п-ва Ямал, Сибирской платформы, расположенной на значительной части территорий Красноярского края, Иркутской области и Республики Саха, а также шельфа о. Сахалин.

В связи с геологической недоразведанностью территории роль Севера в потенциальных энергетических ресурсах может быть еще значительнее. Так, Тунгусский и Ленский угольные бассейны входят в число пяти крупнейших в мире, и их ресурсы оцениваются триллионами тонн.

Т а б л и ц а 3.17

Доля Севера в общероссийских запасах углеводородов, %

Регион	Нефть	Газ	Уголь	
			Бурый	Каменный
Россия, всего	100	100	100	100
Регионы Севера, всего	73,2	91,2	7	21,7
В том числе:				
Европейский	8,8	1,5	-	7,1
Западно-Сибирский	60	77,5	0,9	-
Восточно-Сибирский	1,5	2,1	4	2,5
Дальневосточный	2,8	2,3	2,1	12,1
Шельфы арктических и дальневосточных морей	0,1	7,8		

Существенна доля регионов Севера и в добыче первичных энергоресурсов России – здесь добывается 72 % нефти и конденсата (65 % – в Западной Сибири), 93 % газа (91,5 % – в Западной Сибири), 13 % угля (8 % – в Республике Коми) [23].

В связи с этим на Севере необходимо развитие энергетики как жизненно важной отрасли инфраструктуры, обеспечивающей социальное и промышленное освоение рассматриваемой территории.

3.4.2. Проблемы энергоснабжения

Для *электроэнергетики* регионов Севера характерна большая дифференциация по достигнутым уровням развития – от объединенных энергосистем до мелких автономных энергоисточников, зачастую полустационарного типа (потребители меняют свое местоположение через несколько летних сезонов). По степени централизации здесь можно выделить три зоны (рис. 3.20).

Первая зона включает экономически более развитые, входящие в сферу действия объединенных энергосистем районы Европейского и Западно-Сибирского Севера.

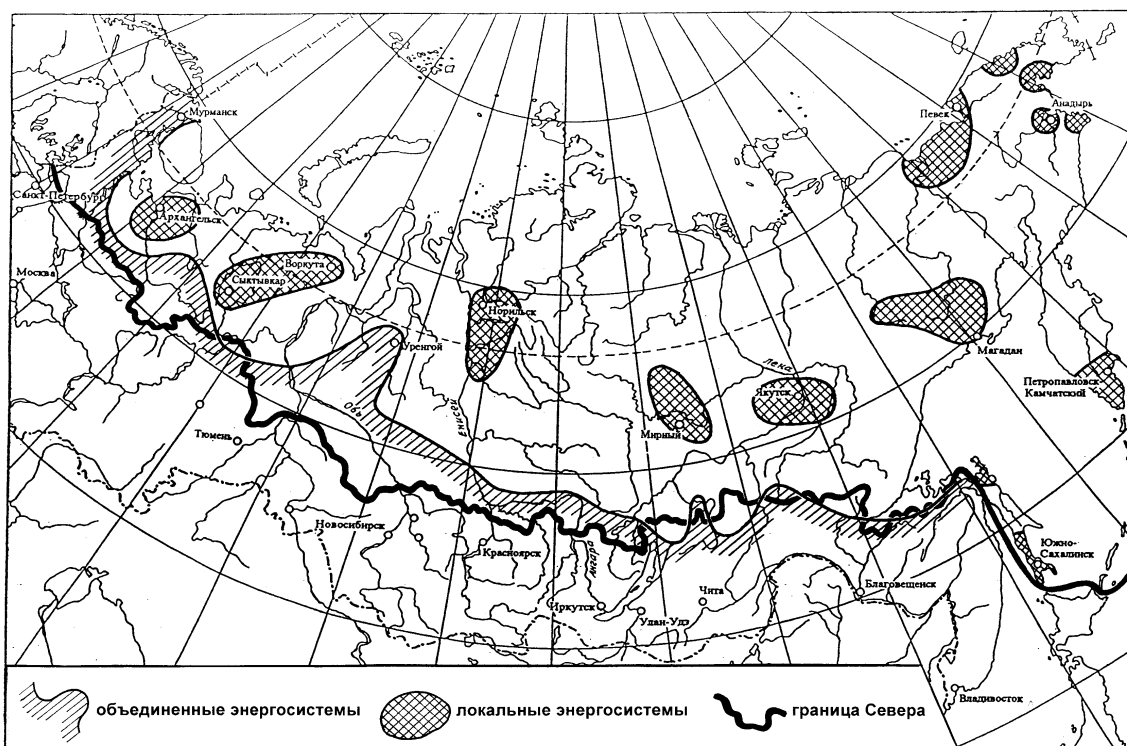


Рис. 3.20. Зоны влияния объединенных и локальных энергосистем.

На территории Европейского Севера централизованное электроснабжение распространено далеко за Полярный круг. Здесь созданы и развиваются региональные электроэнергетические системы, базирующиеся на достаточно мощных энергоисточниках и межсистемных связях.

Северные районы Тюменской области, за исключением районов Заполярья, обеспечиваются электроэнергией от Тюменской энергосистемы, входящей в состав ОЭС Урала. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке граница объединенных энергосистем проходит по южным районам. Из северных территорий с объединенной энергосистемой Дальнего Востока связан только Южный энергоузел Республики Саха.

В этой зоне, территориально приближенной к центральным районам Российской Федерации, многие специфические особенности Севера (прежде всего, социально-экономического плана) значительно сглажены и не оказывают столь глубокого влияния на энергетику, как в других регионах Севера. Коэффициент централизации производства электроэнергии для этих районов составляет 0,90–0,98.

Граница зоны централизованного электроснабжения практически совпадает с границей распространения железнодорожного транспорта, обеспечивающего круглогодичную доставку топлива.

Вторая зона охватывает районы, находящиеся на более низких стадиях формирования систем централизованного электроснабжения. Здесь функционируют и развиваются изолированные региональные энергосистемы и энергоузлы. Такие локальные энергоузлы расположены в основном в восточной части России [24].

Локальное развитие систем топливо- и энергоснабжения на севере обусловлено объективными географическими особенностями. Низкая плотность населения, рассредоточенность нагрузок по территории, суровые климатические условия, не позволяющие обеспечить дальние электрические связи требуемой надежности, – все это способствовало формированию "узловой" схемы энергетического хозяйства.

В третью зону входят небольшие изолированные потребители, главным образом сельские населенные пункты, поселения коренных народов Севера, сезонные и мобильные потребители, горно-добывающие прииски, поселения скотоводов, охотников и рыбаков, фермерские хозяйства, а также другие мелкие потребители, расположенные в труднодоступных и удаленных районах, не охваченные централизованным электроснабжением. Они, как правило, ориентируются на электроснабжение от стационарных и передвижных дизельных электростанций (ДЭС) и газотурбинных установок (ГТУ). Потребители такого типа рассредоточены по всем северным районам.

Теплоснабжение. Для основной части поселков Севера преобладают малоэтажная застройка и индивидуальное печное отопление. Мелкие неэкономичные котельные обеспечивают теплом лишь детские учреждения, больницы, административные здания. Топливом служат уголь, дрова и – в незначительных масштабах – жидкое топливо и природный газ. В этих районах эксплуатируется более 5 тыс. котельных мощностью менее 10 Гкал/ч, имеющих устаревшее и изношенное, а в некоторых случаях и самодельное оборудование. Средние мощности котельных составляют около 1,5 Гкал/ч, их КПД в большинстве случаев не превышает 50 % [23]. Теплоснабжение от котельных часто не удовлетворяет требованиям надежности и качества. В большинстве населенных пунктов, в том числе относительно крупных, даже при наличии централизованного теплоснабжения (районного, квартального, группового) отсутствует горячее водоснабжение.

Специфические трудности централизации теплоснабжения в условиях Севера связаны с ненадежностью наружных тепловых сетей, обусловленной нерациональными строительно-конструктивными решениями при их наземной прокладке.

В незначительных масштабах на Севере, в основном в районах, расположенных вблизи крупных гидроэлектростанций (на севере Красноярского края, в Республике Саха и Магаданской области), для целей теплоснабжения используется электроэнергия. Кроме того, электротеплоснабжение применяется достаточно широко в "неявном" виде. В некоторых районах, даже при получении электроэнергии исключительно от малоэкономичных ДЭС, население в зимнее время для обогрева жилья активно использует электронагревательные приборы как фабричного производства, так и самодельные. Несмотря на высокие тарифы на электроэнергию, при отсутствии или низком качестве централизованного теплоснабжения электроотоплению часто просто нет альтернативы.

Основной проблемой энергоснабжения изолированных потребителей является дальний *транспорт топлива*, а также и зависимость от его поставок;

кроме того, в наиболее труднодоступных районах эта проблема усугубляется ограниченностью сроков сезонного завоза. Топливоснабжение изолированных потребителей обеспечивается в основном за счет привозного дизельного топлива, мазута и угля. Схема завоза сложна и длительна: железнодорожный транспорт, водный, автозимники. Крайне низкий уровень развития транспортной инфраструктуры, многозвенность и сезонность завоза приводят к высоким потерям и многократному удорожанию топлива. У наиболее удаленных потребителей транспортная составляющая стоимости привозного топлива достигает 60–70 %. Это касается не только завозимого жидкого топлива, но и добываемого в северных районах угля. Его доставка от мест добычи до удаленных населенных пунктов водным путем и по автозимникам на расстояния до нескольких тысяч километров сопряжена с большими трудностями и ухудшением качества вследствие испарения летучих компонентов, распада на мелкие фракции, изменения физико-химических свойств.

При больших расстояниях, особенно в отдаленных районах Азиатского Севера, где нет железных дорог, а число автомобильных дорог незначительно, грузы, перевозимые речным или морским транспортом, часто не успевают достигнуть пункта назначения в течение одной навигации и остаются на промежуточных складах до следующей. Измеряемый 1,5–2 годами срок доставки грузов обычен для многих районов Северо-Востока, что требует наличия у потребителей постоянных запасов топливных ресурсов на 1–2 года.

Моторное топливо и нефтепродукты в эти районы почти полностью поставляется извне. Потребность только автономных энергоисточников составляет около 2 млн т привозного жидкого топлива ежегодно [23]. В связи с этим жизненно важное значение здесь приобретают транспортные системы, связывающие изолированных потребителей с промышленно развитыми районами страны, а также обеспечивающие межрайонные сообщения.

Для регионов Севера характерна сильная взаимосвязь между энергетикой и транспортом вследствие действия следующих факторов.

- Низкая плотность энергетических нагрузок, характеризующаяся рассредоточенностью потребителей, необходимость дальнего транспорта энергоносителей в сложнейших природно-климатических условиях.
- Многие потребители работают всего несколько промысловых сезонов, после чего перемещаются на другой участок.
- Ярко выраженный сезонный характер энергетических нагрузок:
 - длительный (до 9 мес в году) отопительный сезон;
 - промышленная нагрузка промысловых артелей в летний период.
- Значительная доля моторного топлива в топливоснабжении мелких потребителей, что упрощает доставку энергоресурсов и позволяет обеспечить топливом одновременно потребности мобильных (транспорт) и стационарных (энергоснабжение) энергетических установок. Взаимозаменяемость энергоносителя (дизельное топливо) позволяет увеличивать системную эффективность энергетики для потребителей. Существенным преимуществом жидкого мотор-

ного топлива по сравнению с твердыми и газообразными видами в условиях Севера является удобство его транспортирования, хранения и потребления.

3.4.3. Направления развития энергетики

В связи с особой значимостью обладающих богатейшими запасами минерально-сырьевых ресурсов регионов Севера необходимо пересмотреть принципы освоения этих территорий, уделяя особое внимание энергетике и транспорту, которые являются важнейшими звеньями сбалансированного развития.

Из-за удаленности регионов Севера от основных районов потребления и рынков сбыта современный уровень развития транспортных и коммуникационных систем является фактором, структурно сдерживающим процесс эффективного освоения уникальных природных ресурсов этих территорий. Необходимо создать сеть технологически, географически и коммерчески обоснованных маршрутов, включающих весь комплекс объектов транспортной, перерабатывающей инфраструктуры, мощностей по хранению сырья и готовой продукции.

Развитие транспортных систем, с одной стороны, потребует создания своей энергетической инфраструктуры, т. е. повышения уровня и надежности энергопотребления транспортных узлов, увеличения запасов моторного топлива на складах, а с другой – позволит снизить стоимость завоза высококачественного топлива для потребителей. Улучшение транспортной доступности территории сократит затраты на освоение природных ресурсов региона и увеличит экономическую эффективность освоения Севера. Кроме того, возрастет туристическая привлекательность Севера, что, в свою очередь, также потребует развития малой и транспортной энергетики региона.

С точки зрения транспортных систем в первой половине XXI в. благоприятные условия для развития производительных сил (и энергетики как инфраструктуры) должны быть созданы в зонах БАМа, транспортных коридоров Амур–Лена–Колыма–Магадан, Енисей–Лена, Северного морского пути, побережья Охотского и Берингова морей, Курильских островов, районов, примыкающих к южной границе Севера.

В плане совершенствования транспортной системы региона в перспективе предполагаются следующие основные направления развития.

Морское судоходство – эффективное использование Северного морского пути, включая Охотское и Берингово моря. Северный морской путь является важнейшей частью инфраструктуры экономического комплекса Крайнего Севера, альтернативным и кратчайшим водным путем между Северо-Западной Европой и северной частью Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), включающего США, Канаду, Японию и Корею.

Речное судоходство – развитие маршрутов "река-море" по рр. Лена, Обь, Енисей, на их притоках, других крупных и важных речных системах. Судоходные реки вместе с Северным морским путем составят единую водную транс-

портную систему Севера, отличающуюся коротким сроком навигации с высокой интенсивностью.

Железные дороги – повышение эффективности использования железнодорожных систем: завершение строительства и эффективная эксплуатация БАМа, реконструкция и развитие Транссибирской магистрали. Расширение железнодорожной сети на Европейском Севере в районе Архангельск–Инди́га-Сыктывкар–Пермь, продолжение Амуро-Якутской магистрали до Якутска. Строительство Северо-Сибирской магистрали и меридиональной Ангаро-Енисейской, которая соединит Северо-Сибирскую с п-овом Таймыр, Полярной железной дороги от Салехарда в Ямало-Ненецком автономном округе до Якутска и Трансконтинентальной, соединяющей Якутск через Хандыгу–Оймякон–Су́суман с Чукоткой с ответвлением на Магадан (рис. 3.21) [25].

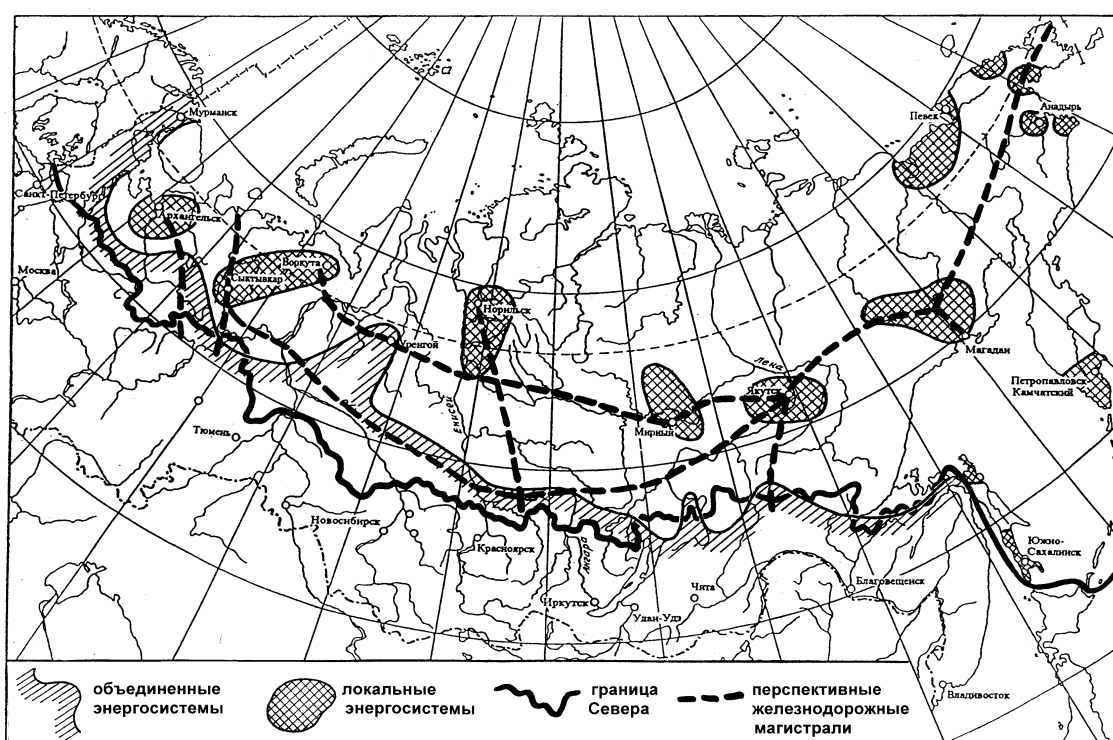


Рис. 3.21. Перспективные железнодорожные магистрали.

Автомобильный транспорт – повсеместное развитие с использованием техники в "северном" исполнении. Особое значение останется у зимних автодорог. Давно назрела проблема создания надежного транспортного выхода на запад горно-промышленных районов Магаданской области. Для этого необходимо усиление существующей автодороги Якутск – Хандыга – Кадыкчан на отрезке, где она соединяется с Колымской автомагистралью. Данная транспортная связь даст возможность сокращения пробега грузов более чем на 5 тыс. км.

Авиация – необходимо более широкое использование, особенно в тех районах, где отсутствуют перспективы развития других видов транспортных систем.

В настоящее время, наряду с развитием и техническим совершенствованием традиционных видов транспорта и транспортных средств, в России и за рубежом ведутся интенсивные поиски новых решений в целях повышения эффективности транспорта на Севере: увеличение скоростей перевозок, снижение трудозатрат, экономия энергоресурсов. Так, внедряются аппараты на воздушной подушке. Благодаря своим универсальным возможностям, наибольшее применение из них, должны получить амфибии. Особое внимание для северных районов заслуживают дирижабли, в частности, для перевозки тяжеловесных грузов в слабоосвоенных и бездорожных районах. Возможно комбинирование с амфибийным и малым авиационным транспортом, в частности на воздушной подушке и экранопланами.

Энергетика как отрасль специализации. В связи с исчерпанием запасов таких месторождений-гигантов, как Самотлор, Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, в Западной Сибири будет осуществляться разработка более мелких и удаленных месторождений и начнется широкомасштабное освоение месторождений на Сибирской платформе. Развитие нефтегазовой промышленности будет территориально расширяться в северных районах Западной и Восточной Сибири, в Якутии, на шельфе арктических и дальневосточных морей, входящих в зону Севера, включая Сахалин. Это приведет к значительному удорожанию добычи за счет необходимости освоения новых территорий, развития инфраструктуры, создания систем магистрального транспорта углеводородов, более сложных геологических и природно-климатических условий по сравнению с Западной Сибирью, большей (в 2–4 раза) удаленности от европейских районов страны. Создание второго стратегического направления экспорта углеводородов – в страны АТР, прежде всего в страны Северо-Восточной Азии (СВА), где основным потребителем будет Китай, – позволит России существенно усилить свои позиции на мировом рынке энергоресурсов.

Не прогнозируется кардинального увеличения масштабов развития добычи угля (свыше 100 млн т/год), однако необходимо систематическое проведение геолого-разведочных работ с целью выявления наиболее перспективных площадей. Будут осваиваться уникальные месторождения, такие как Эльгинское, Абанское, разрабатываться новые месторождения Печорского и Воркутинского бассейнов. Уникальные ресурсы Тунгусского и Ленского бассейнов будут осваиваться в следующие за XXI в. столетия.

С большой долей вероятности будут осуществляться освоение гидроресурсов крупных рек, а также создание АЭС в зонах, примыкающих к промышленным районам (потребителям). Возможно использование энергии приливов восточных морей при сооружении крупных ПЭС – Пенжинской и Тугурской. Широкомасштабное освоение ветроэнергетического потенциала региона начнется с прибрежных районов Дальнего Востока.

Со строительством на территории Севера крупных энергоисточников и мощных протяженных ЛЭП появится возможность для выдачи электроэнергии в центральные районы европейской части страны и в перспективе – экспорта в

страны США, а также объединения энергосистем Евразии и Северной Америки через Берингов пролив.

Энергетика как отрасль инфраструктуры. По мере развития современного транспорта, повышения общего уровня производительных сил в перспективе граница централизованного электроснабжения будет постепенно сдвигаться дальше на север. Зона влияния объединенных энергосистем будет увеличиваться, и прежде всего на европейской части страны, Урале и Ближнем Севере.

Однако и в отдаленной перспективе сохранятся территории, которые не будут полностью обеспечены транспортной инфраструктурой. Поэтому расширение зоны централизованного электроснабжения на всю территорию даже к концу XXI в. едва ли возможно в силу ограничивающих факторов, таких как рассредоточенность потребителей и небольшая величина нагрузок.

По мере хозяйственного развития территорий возможно объединение локальных энергосистем в более крупные. Но такой путь развития энергоснабжения на основе локальных энергосистем с генераторами относительно небольшой мощности и объединения их с соседними не всегда приемлем для условий Севера из-за больших расстояний между промышленными узлами. Сооружение мощных ЛЭП большой протяженности целесообразно, вероятно, лишь в отдельных случаях: либо вдоль строящихся транспортных магистралей (железнодорожных, автомобильных, газо- и нефтепроводов), либо для объединения близкорасположенных энергоузлов, например, в Чукотском АО – Анадырский, Беринговский, Эгвекинотский, Шмидтовский.

По оценкам экономической целесообразности расширения зоны централизации электроснабжения, при современных стоимостных показателях ориентироваться на централизованное электроснабжение возможно при удаленности от точек подключения на расстояние до 60–110 км в зависимости от присоединенной нагрузки [23]. Однако по условиям надежности, с учетом повышенной аварийности и длительности отказов линий электропередачи в экстремальных северных условиях, граничные расстояния подключения к системе централизованного электроснабжения в действительности будут несколько меньше.

Даже после создания перспективных транспортных систем, обеспечивающих максимальную доступность, зона децентрализованного электроснабжения сохранится. В силу слабой и очаговой освоенности территории большое значение по-прежнему будет иметь малая электроэнергетика – для изолированных потребителей с нагрузками от единиц до десятков мегаватт.

Развитие энергетики регионов Севера должно быть направлено на приведение существующих и вновь строящихся энергетических объектов в соответствие с мировым уровнем требований по экономичности, эффективности, надежности и экологической чистоте. При этом в максимальной степени следует учитывать природно-географические и социально-экономические особенности Севера.

Специфические северные условия диктуют целесообразность строительства, ведущегося в отдаленных и малонаселенных районах Севера, методом сборки из облегченных крупных блоков и строительных сборно-разборных конструкций, изготовленных заводским путем в промышленных центрах.

Использование на Севере техники, в том числе обслуживающей топливно-энергетическое хозяйство, не приспособленной к этим условиям, приводит к большим затратам. Так, горные, строительные, транспортные, сельскохозяйственные и другие машины в стандартном исполнении на Севере изнашиваются в 2–3 раза быстрее, чем в средней полосе страны; обычные стали и некоторые цветные металлы при температурах ниже -35°C становятся ломкими, резина – хрупкой. Поэтому чрезвычайно важна задача налаживания серийного производства машин в северной модификации, а также создания на Севере технологии ремонта техники агрегатным методом (путем замены вышедших из строя частей машин новыми), что в значительной мере снизит затраты труда и времени.

Оборудование, работающее в условиях Крайнего Севера, должно удовлетворять ряду требований:

- надежность и простота конструкций;
- малые габариты и масса, блочно-комплектная поставка;
- простота обслуживания, достигаемая высокой степенью автоматизации технологических процессов.

Источники на углеводородном топливе. К наиболее распространенным и эффективным источникам энергоснабжения малых потребителей в условиях Севера являются дизельные электростанции. Это утверждение будет справедливо и на предстоящие десятилетия XXI в. Вместе с тем прогресс технологий микротурбин и топливных элементов позволяет считать их основными конкурентами традиционной технологии двигателей внутреннего сгорания.

Важным фактором станет производство топлива для целей энергоснабжения потребителей Севера на небольших перерабатывающих предприятиях в составе крупномасштабных проектов по освоению углеводородов. Это позволит избежать двойной транспортировки энергоресурсов и в значительной мере решить энергетические проблемы регионов Севера.

Углеводородное топливо будет диверсифицироваться в широком диапазоне, от традиционного дизельного с зимними спецификациями до различных видов синтетического жидкого топлива – продуктов переработки природного газа, угля и биомассы, вплоть до этилового спирта.

Источники на возобновляемых природных энергоресурсах. Территория регионов Севера располагает значительным потенциалом возобновляемых природных энергоресурсов (ВПЭР). Зоны возможного использования различных видов ВПЭР представлены на рис. 3.22.

Вследствие того что возобновляемым природным энергоресурсам свойственна высокая неравномерность, их использование ставит изолированных

потребителей в жесткую зависимость от природных условий. Поэтому для надежного и бесперебойного энергоснабжения необходимо либо аккумулирование энергии, либо соответствующее дублирование мощности с использованием энергоисточников на органическом топливе.

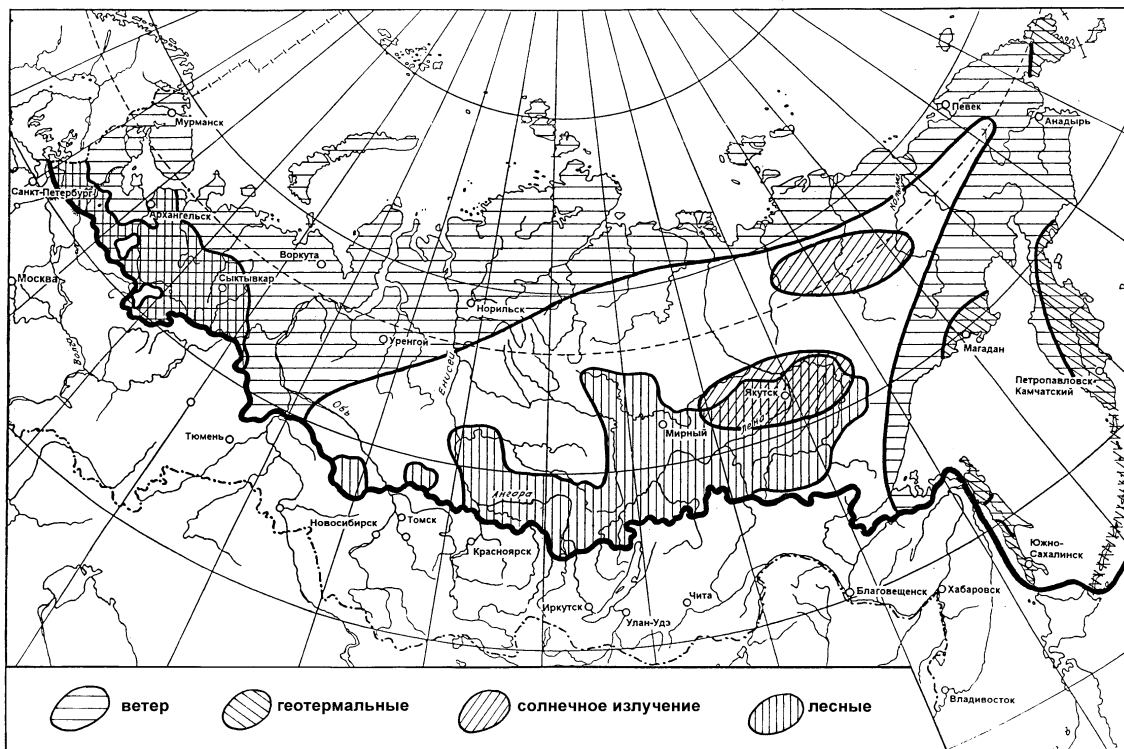


Рис. 3.22. Зоны возможного использования возобновляемых природных энергоресурсов.

Ветроустановки. Наиболее перспективными для освоения ветроэнергетических ресурсов являются арктическое и северо-восточное побережье, острова морей Северного Ледовитого и Тихого океанов, а также горные районы и возвышенные места континентальной части, имеющие особые ветровые режимы. Исключение составляет зона Ближнего Севера и большая часть Республики Саха, где годовые скорости ветра не превышает 2–3 м/с (см. рис. 3.22).

Малые и мини-ГЭС. Наличие множества рек – от таких крупных, как Северная Двина, Печора, Обь, Енисей, Ангара, Лена, Колыма, до многочисленных мелких рек и речушек – дает возможность широкого использования значительного гидротенциала территории Севера.

Ограничения на применение малых и мини-ГЭС (МГЭС) на водотоках накладывают климатические условия, не позволяющие круглогодично использовать энергию рек, перемерзающих в зимний период.

Геотермальные станции. Запасы геотермальной энергии подразделяются на запасы термальных вод, которые могут быть использованы для отопления и горячего водоснабжения, и на запасы пароводяной смеси, которые могут быть использованы для производства электроэнергии на геотермальных электростанциях (ГеоТЭС). В районах Европейского Севера сосредоточено 10 % пер-

спективных геотермальных ресурсов России, на территории Дальневосточного Севера – 42 %. Доступные для использования потенциальные запасы пара и пароводяной смеси, сосредоточенные в Камчатской области и на Центральных Курилах, могут обеспечить порядка 1 ГВт электрической мощности, половина из них – на всех выявленных месторождениях Камчатской области [23].

Особое место среди ВПЭР занимает *древесина*, внимание к которой как к топливу для производства не только тепла, но и электроэнергии заметно усиливается. Лесные ресурсы Севера велики, здесь находятся до 50% общих запасов древесины и более 40 % всех запасов эксплуатационного лесного фонда страны [26].

В регионах Севера применение энергоустановок, использующих *солнечную энергию*, может быть целесообразно только в центральной части Республики Саха и локальных зонах особого природопользования при отсутствии других видов ВПЭР (см. рис. 3.22). На остальной территории Севера по показателям годового прихода радиации и продолжительности солнечного сияния использование солнечной энергии неэффективно не только для целей электроснабжения, но и для получения тепла [26].

Возможные масштабы применения ветроустановок, малых и мини-ГЭС, геотермальных энергоисточников в северных районах восточной части России, включая строящиеся (Мутновские ГеоТЭС, Толмачевские и Быстринские МГЭС), проектируемые (Океанская ГеоТЭС, Магаданская и Приморская ВЭС) и перспективные, приведены в табл. 3.18. [27].

Т а б л и ц а 3.18

Возможные масштабы применения энергоисточников на ВПЭР для северных районов Восточной Сибири и Дальнего Востока

Показатель	ВЭУ			МГЭС*			ГеоТЭС		
	2001	2020	2050	2001	2020	2050	2001	2020	2050
Установленная мощность на конец периода, МВт	0,5	115	200	22,7	130	250	44,8	200	350
Объемы вытеснения органического топлива, тыс. т у.т./год	–	100	180	–	90	170	–	360	630
Экономия за счет вытеснения топлива, млн дол.	–	20	37	–	18	35	–	80	140

Атомные станции малой мощности. Пути развития ядерной энергетики для районов Севера следует рассматривать на двух уровнях.

П е р в ы й у р о в е н ь – это относительно крупные энергоисточники мощностью до нескольких десятков мегаватт, которые могут сооружаться в районах с достаточно концентрированной электрической и тепловой нагрузкой или с компактным территориальным размещением потребителей. Такие атом-

ные энергоисточники могут играть системообразующую роль при формировании и развитии локальных энергоузлов.

Для энергообеспечения районов Севера и приравненных к ним территорий разработаны проекты строительства атомных теплоэлектростанций (АТЭС) с энергоблоком мощностью до 70 МВт на базе плавучего энергоблока с реакторной установкой КЛТ–40С, положительно зарекомендовавшей себя более чем за 30-летний срок эксплуатации на атомных ледоколах.

Наиболее предпочтительными являются проекты строительства таких АТЭС в четырех городах: Северодвинске (Архангельская область), Вилючинске (п-ов Камчатка), Дудинке (Красноярский край), Певеке (Чукотский автономный округ) [28]. Главную станцию планируется разместить в Северодвинске, в настоящее время есть договоренность с руководством области и получено положительное заключение общественной экологической экспертизы.

В т о р о й у р о в е н ь – это атомные станции малой мощности (ММ), до нескольких мегаватт, которые могут быть эффективны для изолированных потребителей. Как правило, это энергоемкие горно-обогатительные предприятия, удаленные от линий электропередачи и транспортных магистралей на сотни километров, вблизи которых отсутствуют собственные топливные ресурсы.

В ОАО "Малая энергетика" выполнены технико-экономические исследования по размещению АТЭС ММ на базе плавучего энергоблока АБВ-6М в пос. Усть-Камчатск Камчатской области [28].

В настоящее время появилось множество новых проработок реакторов данного мощностного ряда. Одним из перспективных является микротвэльный автономный расплавно-солевой реактор МАРС (разработчик РИЦ "Курчатовский институт"). В числе его преимуществ можно назвать возможность сверхдлительной работы на одной топливной загрузке – до 60 лет, не достижимая для многих традиционных типов реакторов [29]. Это делает реактор привлекательным для энергоисточников у потребителей, расположенных в труднодоступных районах.

Следует отметить ряд особенностей, которые необходимо учитывать при проектировании АТЭС ММ для изолированных потребителей:

- минимальные требования к обслуживающему персоналу и дополнительной инфраструктуре, в том числе при проведении мероприятий, связанных с перезагрузкой и хранением топлива;
- возможность работы в условиях значительных колебаний графиков нагрузок;
- возможность передислокации установки до истечения срока службы, в том числе сухопутным или воздушным транспортом;
- повышенные требования надежности и экологической чистоты.

Подытоживая изложенное, можно сформулировать ряд принципиальных положений:

1. Освоение Севера будет продолжаться (предпосылки – природные ископаемые, производство продуктов питания, использование рекреационных способностей).

2. Транспортная доступность увеличится, следовательно, расширится зона централизованного электроснабжения и снизится стоимость дальнепривозного топлива.

3. Останутся и будут созданы новые локальные энергосистемы.

4. Малые потребители будут оставаться наиболее слабым звеном в энергоснабжении.

Движущими силами развития энергетики Российского Севера в XXI в. будут:

- добыча первичных энергоресурсов (нефть, природный газ, уголь) и производство высокотранспортабельных и эффективных вторичных энергоресурсов (жидкое топливо, электроэнергия, в том числе от источников на возобновляемых энергоресурсах);

- потребность мировой и российской экономики в минеральных ресурсах и, как следствие, развитие горнодо-бывающей промышленности на Российском Севере;

- развитие транспортных систем на территории Севера, увеличение доступности, надежности и экономичности транспортных схем;

- обеспечение социальных потребностей населения регионов Российского Севера;

- значительное повышение потребительской ценности территорий с малым или незначительным антропогенным воздействием, а также с экстремальными природными условиями и, следовательно, развитие туризма в регионах Российского Севера.

Существенная зависимость от завоза топлива увеличивает значимость взаимосвязи транспортной и энергетической инфраструктуры Севера.

Развитие малой энергетики Севера в первую половину XXI в. будет осуществляться на основе следующих типов энергоисточников:

- ✓ дизельные и газотурбинные двигатели, топливные элементы на углеводородах как основа надежного энергоснабжения мобильных и полустационарных потребителей (в последнюю треть века дефицит нефти и газа заставит перейти на синтетическое жидкое топливо, производимое в том числе и из биомассы);

- ✓ атомные станции малой мощности – при условии снижения их капиталоемкости как основа надежного энергоснабжения сравнительно крупных стационарных потребителей;

- ✓ источники на возобновляемых природных энергоресурсах – при наличии экономически и технически оправданного потенциала их использования как дополнительный энергоисточник для вытеснения органического топлива.

3.5. Тенденции и перспективы развития теплоснабжения в России

Системы теплоснабжения, будучи важнейшими структурными составляющими топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России, обеспечивают тепловой энергией население и хозяйственный комплекс страны.

Огромная территория страны, разнообразные климатические условия, возрастающая сложность добычи, транспортировки и преобразования первичных энергоресурсов, а также зависимость уровня жизни населения от надежности и эффективности функционирования систем теплоснабжения определяют необходимость разработки перспективных (на 15–20 лет) и долгосрочных (50 лет и более) прогнозов развития систем теплоснабжения и теплофикации.

В «Энергетической стратегии России до 2020 г.» [30, 31] рассматривается широкий круг вопросов развития энергетики страны, среди которых выделены три основных.

1. Коренное повышение энергетической эффективности экономики путем ее структурной перестройки, реализации энергосберегающих мероприятий и относительно небольшого увеличения потребления энергоресурсов.

2. Восстановление, замена и наращивание ресурсной базы ТЭК и его отраслей.

3. Энергетическая безопасность страны.

При решении этих задач теплоснабжающим системам (ТСС) и тепловому хозяйству (ТХ) в целом уделяется большое внимание, направленное на устранение наметившихся негативных тенденций в снижении комфортности, надежности, экономичности и экологичности теплоснабжения. Среди основных проблем в развитии и функционировании ТСС следует отметить [32]:

- проблемы технической политики, связанные с медленными темпами обновления оборудования на ТЭЦ и котельных, провалом программы внедрения перспективного оборудования для газотурбинных и парогазовых ТЭЦ, замедлением программ развития атомной энергетики;

- недостатки систем централизованного и коммунального теплоснабжения, связанные с технической и технологической отсталостью решений в тепловых сетях, отсутствием средств измерения и автоматики, плохой тепло- и гидроизоляцией, высокой аварийностью тепловых сетей.

Цель данной главы – анализ существующих тенденций в развитии ТСС и прогнозирование возможных направлений развития ТХ России до 2050 г. в зависимости от:

- мировых тенденций в развитии централизованного теплоснабжения;
- перспективных уровней и особенностей теплопотребления;
- успешности реализации программы энергосбережения в сфере теплоснабжения;
- меняющихся условий топливоснабжения;
- возможной политики цен на энергоресурсы;

- прогресса в технологиях производства и транспорта тепловой энергии.

Централизованные системы теплоснабжения и комбинированная выработка тепла и электроэнергии за рубежом. В 12 странах Европейского Союза (ЕС) за последние 10 лет проводилась целенаправленная политика исследований по вопросу стабилизации и сокращения выбросов CO₂ в атмосферу. Результатом такой деятельности стала констатация факта, что ряд стран-членов ЕС, а именно Дания, Германия, Греция, Италия, Люксембург, Португалия, Испания и Великобритания, обоснованно и вовремя приступили к реализации схем комбинированного производства тепла и электроэнергии на базе ТЭЦ как меры по снижению уровня выбросов CO₂. За этот период практически удвоилась мощность ТЭЦ, что позволило вытеснить соответствующий объем электроэнергии и тепла, вырабатываемых по отдельной схеме энергоснабжения. Фактически это означает, что проводимая в 1980–1990-х годах в Дании, Голландии, Великобритании, Финляндии и других европейских странах политика развития ТЭЦ была оправдана. Предположительно, к 2010 г. во всех странах ЕЭС будет выработано 18–20 % электроэнергии на ТЭЦ, что в 2 раза больше, чем в 1994 г.

Правительство США также решило удвоить производство электроэнергии по комбинированному циклу в 2 раза (с 6 до 12 % в 2010 г.).

При этом идея комбинированного производства тепла и электроэнергии находит место не только при концентрации больших промышленных потребителей тепла и электроэнергии, но и при развитии централизованных систем теплоснабжения на базе водяных тепловых сетей, особенно в Европе.

В ЕС потенциал мощностей ТЭЦ оценивается в размере 180 ГВт. В таких странах, как Финляндия, Дания и Голландия, ТЭЦ занимают преобладающее положение, а в Германии и Швеции велик их потенциал, так как эти страны постепенно отказываются от развития ядерной энергетики. Опыт европейских стран показал, что при современных технологиях производства и транспорта тепловой энергии централизованные системы теплоснабжения на базе ТЭЦ могут успешно функционировать и быть рентабельными.

В таких странах, как Дания, Швеция, Финляндия, Польша, Румыния, Прибалтийские государства и Россия, 40–50 % всего рынка тепловой энергии приходится на централизованные системы теплоснабжения. Наблюдающаяся, таким образом, в последние годы в странах Восточной Европы политика закрытия ТЭЦ считается неправильной.

Уровни теплотребления в России. Суммарное потребление тепловой энергии в России в 2000 г. достигло 1450 млн Гкал/год, или 68,5 % от уровня 1990 г. Прогнозы развития теплоснабжения в стране до 2020 г. показывают, что суммарное потребление тепловой энергии может достигнуть 76,5–86 % по сравнению с 1990 г. После 2020 г. (рис. 3.23) прирост теплотребления ожидается от 70 до 120 млн Гкал за 10 лет, что связано с ожидаемым приростом теплотребления в промышленном секторе. Следует отметить, что здесь приняты более осторожные темпы роста теплотребления до 2050 г. по сравне-

нию со сценариями, представленными в гл. 3.3. В этом плане данный прогноз можно считать еще одним – осторожным – сценарием.

Предполагается, что к 2020 г. появится положительная динамика прироста численности населения в России, а уровни потребления в коммунально-бытовом секторе к 2050 г. составят 690–720 млн Гкал/год (или 33–37 % от суммарного потребления). Невысокие темпы прироста теплотребления в жилищной сфере связываются с интенсивным внедрением энергосберегающих технологий, особенно в строительстве жилья.

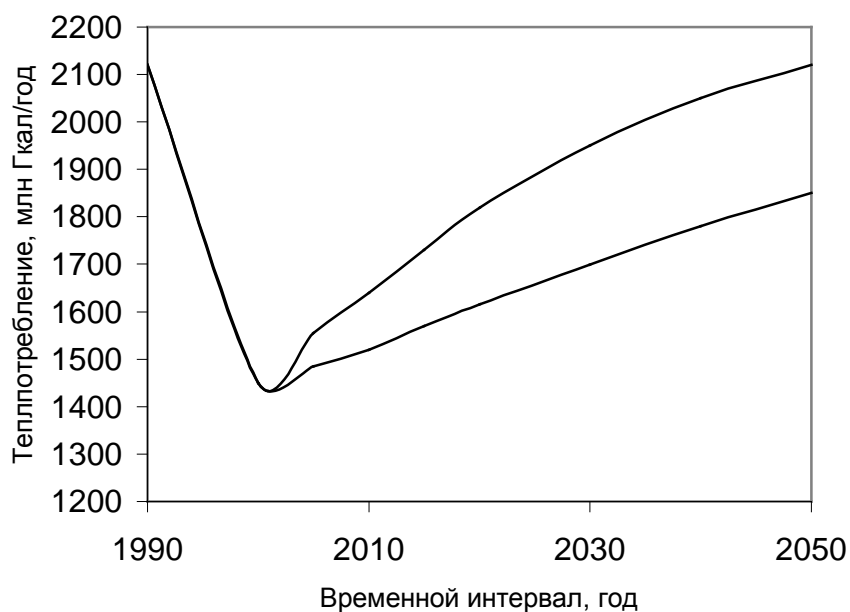


Рис. 3.23. Уровни теплотребления в России до 2050 г.

Характеристика потребления тепловой энергии. Потребление тепловой энергии жилищно-коммунальным сектором в большой степени зависит от величины отапливаемой жилой площади. Анализируя отечественные и зарубежные уровни обеспеченности ею, можно предположить, что к 2020–2030 гг. будет достигнута норма 27–33 м²/чел., которая стабилизируется и в дальнейшем заметно прирастать не будет. Таким образом, будет достигнут некоторый оптимальный уровень между платой за тепловую энергию и величиной жилой площади на одного человека.

За последние 20 лет еще более крупный потребитель тепловой энергии – промышленность – подверглась сильной перестройке, и это особенно заметно по изменению уровней энергопотребления. Доля отпуска тепловой энергии в виде пара из теплофикационных отборов турбин уменьшилась не менее чем на 20% и достигла величины порядка 32–35 % от суммарного отпуска тепловой энергии на ТЭЦ (рис. 3.24). Эта тенденция сохранится и на перспективу, вследствие чего в ближайшие 15–20 лет на ТЭЦ не будут вводиться противоаварийные турбины единичной мощностью 50 и 100 МВт. Аналогичная ситуация будет наблюдаться и с турбинами ПТ-140-130, вводы которых будут продикто-

ваны в основном необходимостью замены оборудования, отработавшего свой ресурс.

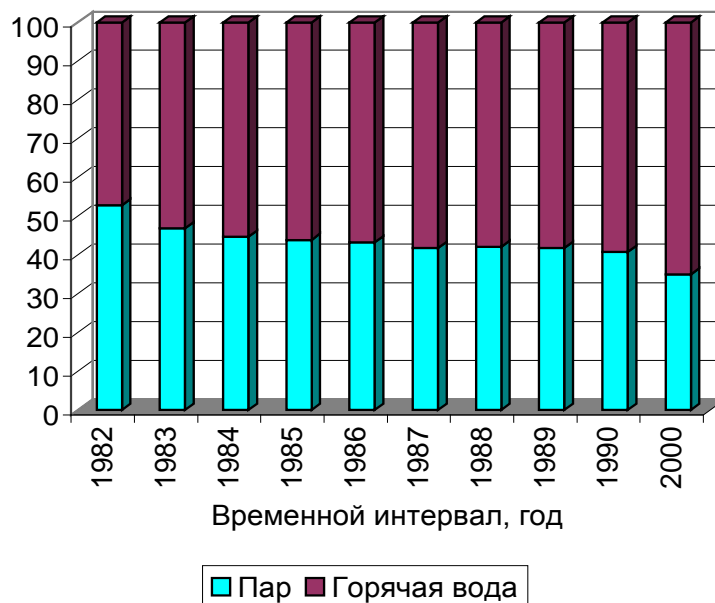


Рис. 3.24. Динамика отпуска пара и горячей воды от ТЭЦ.

Среди энергоносителей конкуренцию горячей воде и пару способен составить только газ. Так, в 2000 г. в среднем по России уровень газификации жилищного фонда природным и сжиженным газом составил 76,4 %, в городах и поселках городского типа (ПГТ) протяженность газопроводов (распределительных и газопроводов-отводов) составляет 192 тыс. км, в сельской местности – 238 тыс. км (для сравнения, тепловых сетей в городах и ПГТ – 145 тыс. км, в сельской местности – 58 тыс. км). Однако крупномасштабная газификация европейской части России, по-видимому, близка к завершению из-за:

- высоких сроков возврата инвестиций (срок окупаемости проектов газификации регионов составляет 25–30 лет и более);
- необходимости вовлечения в разработку более удаленных и дорогих месторождений;
- растущих проблем повышения эффективности использования газа.

Электроэнергия как универсальный энергоноситель, также вряд ли получит широкомасштабное развитие в качестве носителя тепловой энергии. Следует ожидать скорее роста использования электроэнергии при кондиционировании и хладоснабжении, а также в отдельных случаях для получения пара в небольших количествах. Использование электроэнергии в системах отопления можно рассматривать лишь как вынужденную меру при регулировании ночных провалов в графиках электрических нагрузок или при решении локальных (частных) вопросов.

Химические энергоносители, способные передавать тепловую энергию на значительные расстояния (например, системы конверсии и синтеза метана с водяным паром [33]), даже к 2050 г. не будут играть значительной роли.

Энергосбережение в ТХ. Период до 2010–2020 гг. будет связан с кардинальным повышением эффективности экономики путем массовой реализации сначала организационных, а затем и технологических мероприятий по энергосбережению. Это должно дать до 30 % вклада в рост национальной экономики.

В сфере теплоснабжения это может выглядеть следующим образом.

- **Промышленность:**

- в химической и нефтехимической промышленности энергоемкость выпускаемой продукции может снизиться в 2,5–3 раза, причем прогресс будет происходить на всех без исключения производствах;

- в целлюлозно-бумажной промышленности ожидается сокращение почти в 2 раза потребления тепловой энергии путем вовлечения в производство вторичных энергоресурсов;

- в металлургической промышленности все большее значение будет приобретать выпуск высококачественных сталей с использованием электроэнергии вместо кокса и тепловой энергии.

- **Жилищно-коммунальное хозяйство:**

- будут происходить повышение теплозащитных свойств ограждающих конструкций зданий и дополнительная изоляция наружных ограждений действующих зданий (экономия тепловой энергии при этом составляет 15–20 %, а реконструкция и вывод из эксплуатации жилья, построенного до 1985 г., позволит сократить еще в 1,5–2 раза потребление тепловой энергии на отопление зданий);

- будет осуществляться регулирование потребления тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха и в соответствии с существующими нормами потребления этого вида энергии (экономия от такого мероприятия может составить 15–25 % отпускаемой тепловой энергии).

- **Системы теплоснабжения:**

- приведение теплоизоляции тепловых сетей и условий эксплуатации к техническим нормативам;

- реконструкция существующих тепловых сетей путем внедрения высокоэффективной арматуры и теплопроводов с заводской изоляцией;

- внедрение систем регулирования, контроля и автоматизации на абонентских вводах, тепловых сетях и источниках тепловой энергии.

В целом можно констатировать, что реконструкция и техническое перевооружение действующих систем централизованного теплоснабжения на основе прогрессивных решений, массовое внедрение средств контроля и регулирования потребления тепловой энергии и других мероприятий по энергосбережению, создание специальных служб наладки, энергоаудита и защиты прав потребителей – все это позволит сэкономить не менее 40–60 % тепловой энергии.

Топливообеспечение ТХ. В системах теплоснабжения в настоящее время наблюдается процесс снижения потребления мазута и стабилизации потребления газа.

Исходя из направлений развития ТЭК России до 2020 г., следует отметить, что до 2010 г. в системах теплоснабжения будет преобладающе использоваться газ. Так, в котельных будет сжигаться до 70 % газа (рис. 3.25), а на ТЭЦ (с учетом конденсационных электростанций) – до 63 % (рис. 3.26). В период 2020–2030 гг. основным топливом будет газ и уголь, а ближе к 2050 г. – уголь (особенно, для тепловых электростанций).

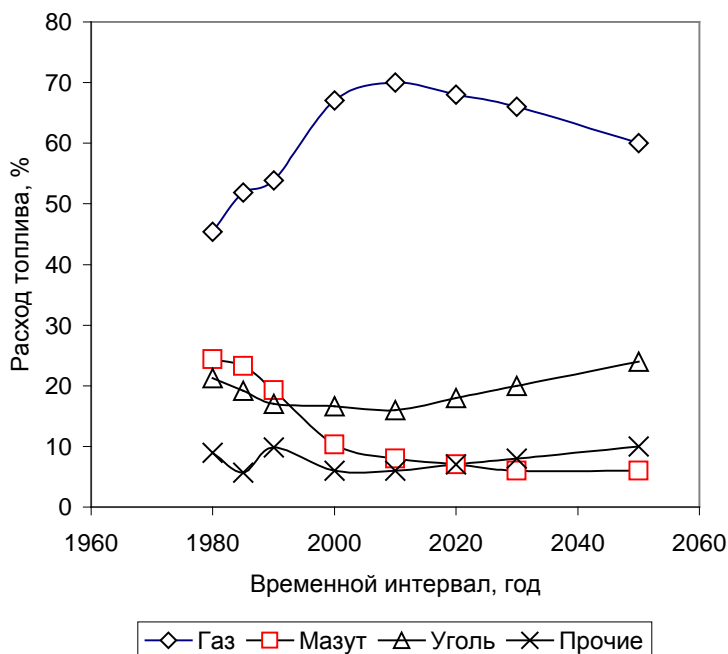


Рис. 3.25. Динамика топливоснабжения котельных.

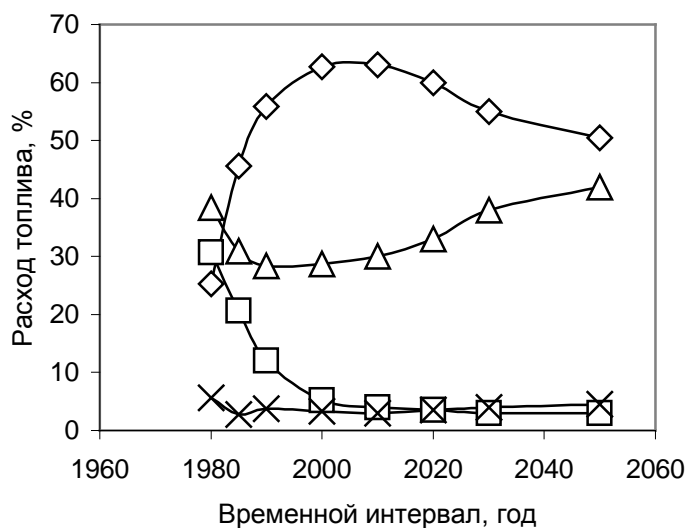


Рис. 3.26.

. на рис. 3.25.

Хотя политика цен на газ и уголь будет определяющим фактором, тем не менее при выборе направлений развития систем теплоснабжения вторым влияющим моментом может оказаться конкурентоспособность ядерной электроэнергетики по сравнению с производством электроэнергии с помощью крупных парогазовых блоков на КЭС или ТЭЦ при высоких ценах на газ (близких к мировым).

Источники производства тепловой энергии. Одной из основных задач развития энергетики и ТЭК России до 2010 г. будет совершенствование систем централизованного теплоснабжения на базе существующих ТЭЦ и котельных. Представляется, что до 2020 г. теплофикация и централизованное теплоснабжение будут играть решающую роль как технически более подготовленные и наиболее освоенные способы производства тепловой энергии. Здесь накоплен большой опыт развития систем централизованного теплоснабжения, в том числе:

- в разработке нормативной документации, руководящих и справочных материалов;
- в основах проектирования элементов конструкций, тепловых сетей, источников тепловой энергии и систем теплоснабжения в целом;
- в организации эксплуатации крупных систем теплоснабжения.

Период до 2010 г. будет достаточно сложным для систем централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ и котельных. Следует ожидать оттока некоторой части потребителей (5–15 %), особенно в регионах, продолжающих газификацию. Однако к концу периода следует ожидать стабилизацию в функционировании и развитии систем централизованного теплоснабжения, чему в незначительной степени будут способствовать:

- реконструкция и модернизация источников энергии, тепловых сетей и собственно потребителей;
- восстановление в прежнем объеме производства тепловой энергии в котельных (особенно газовых) и тем самым сдерживание роста тарифов на тепловую энергию при росте цен на газ;
- завершение крупномасштабной газификации регионов, а следовательно, и развития локальных систем теплоснабжения на базе небольших газовых котельных или систем индивидуального газового отопления и горячего водоснабжения;
- ограничения на использование газа в индивидуальном секторе.

В период с 2010 г. по 2020 г. будет наблюдаться стремление повысить эффективность использования газа в системах энергетики и теплоснабжения. Основное внимание при этом будет уделено коренной реконструкции оборудования на ТЭЦ и, прежде всего, широкомасштабному строительству и замене существующих энергоблоков более прогрессивными парогазовыми блоками (ПГУ) единичной мощностью 270–450 МВт. Сдерживающим фактором в этом направлении может оказаться только недостаточная отработанность технических решений.

Фактически к концу периода закончится массовое строительство ГТУ-ТЭЦ небольшой мощности. Экспертный анализ показал, что предельная оценка программы развития малых газовых ГТУ-ТЭЦ составляет от 5000 до 11 000 МВт, что по уровню сопоставимо с программой развития ПГУ-ТЭЦ большой мощности до 2020 г.

Установку энергетического оборудования на существующих паровых котельных с целью использования перепада давления между котельной и потребителями следует рассматривать лишь как *снижение себестоимости производства тепла и производства электроэнергии только для собственных нужд*.

Период до 2050 г. будет проходить при возрастающей роли систем централизованного теплоснабжения на базе угольных ПГУ-ТЭЦ и котельных. Этому будут способствовать:

- разница в ценах на газ и уголь;
- требования экологии, направленные на вынос угольных источников тепловой энергии за пределы жилищной застройки и, тем самым, на развитие систем централизованного теплоснабжения;
- решение вопросов регулирования и автоматизации систем теплоснабжения и потребителей тепловой энергии;
- снижение непроизводительных потерь тепловой энергии при преобразовании первичных энергоресурсов и транспортировке тепловой энергии.

Анализ эффективности ПГУ-ТЭЦ большой мощности по сравнению с отдельной схемой энергоснабжения. В период 2020–2030 гг. развитие теплоснабжения и ТХ будет сильно зависеть от направления развития электроэнергетики, особенно в европейской части России. При этом развитие ядерной энергетики или строительство крупных угольных КЭС могут оказать заметное влияние на направления развития теплоснабжения. Соответственно и эффективность развития ПГУ-ТЭЦ будет зависеть от вида отдельной схемы энергоснабжения.

При анализе этих направлений в качестве отдельной схемы энергоснабжения рассматривались следующие варианты строительства: для производства электроэнергии или атомные электростанции (АЭС), или угольные КЭС, а для производства тепла – только газовые котельные.

В качестве базового блока для ПГУ-ТЭЦ был принят блок ПГУ-450 электрической мощностью 450 МВт и тепловой 365 Гкал/ч, состоящий из двух газовых турбин типа V94,5 и одной теплофикационной турбины Т-150. При коэффициенте теплофикации, равном 0,5, необходимо строительство новой пиковой котельной соответствующей мощности, либо использование тепловых мощностей существующих котельных. В качестве пиковых котельных для европейских районов страны рассматривались только газовые котельные.

Методика сравнения эффективности ПГУ-ТЭЦ с отдельной схемой энергоснабжения принята следующая:

при заданных стоимостях ядерного и органического топлива определялись минимальные цены на электроэнергию для АЭС и угольной КЭС такие, при кото-

рых показатель чистого дисконтированного дохода (ЧДД) имеет положительное значение [34];

□ при соответствующих ценах на электроэнергию и органическое топливо определялись минимальные цены на тепло в котельной для отдельной схемы энергоснабжения, такие чтобы величина ЧДД имела положительное значение;

□ полученные цены на тепло и электроэнергию служили исходными условиями для ПГУ-ТЭЦ, эффективность которой определялась по критериям внутренней нормы доходности (ВНД) и сроку окупаемости.

Приняты следующие характеристики: в качестве базового блока для АЭС – блок единичной мощностью 1000 МВт, удельные капиталовложения – в размере 1300 дол./кВт, топливная составляющая – в размере 0,432 цента/кВт·ч, штатный коэффициент – 0,5 чел./МВт, среднемесячная зарплата – на уровне 400 дол./мес (курс 25 руб. = 1 дол.), число часов использования установленной мощности АЭС – 7500 ч/год. Срок строительства одного блока АЭС равен 5, а жизненный цикл – 30 годам. Затраты, связанные с консервацией АЭС, не учитывались.

При сроке строительства новой газовой или угольной котельной (тепловой мощностью 300 Гкал/ч) 3–4 года удельные капиталовложения приняты в размере 50–70 тыс. дол./Гкал/ч). Продолжительность функционирования котельных составляет 15 лет, число часов использования установленной тепловой мощности котельной – 3500 ч/год. Удельный расход топлива на производство тепла взят 165–180 кг у.т./Гкал. Заработная плата на уровне 160 дол./мес при штатном коэффициенте 0,1–0,13 чел./Гкал/ч).

Удельные капиталовложения в ПГУ-ТЭЦ на газе приняты в размере 690 дол./кВт, удельный расход топлива на производство электроэнергии равен 167,8 г у.т./кВт·ч, а для производства тепла – 170 кг у.т./Гкал. Жизненный цикл ПГУ-ТЭЦ составляет 25 лет при сроке строительства 3 года. Среднемесячная заработная плата – 400 дол./месяц при штатном коэффициенте 0,11 чел./МВт.

Анализ результатов расчетов сравнительной эффективности комбинированной и отдельной схем энергоснабжения (табл. 3.19) показывает, что при заданных стоимостях топлива, электроэнергии и тепла строительство ПГУ-ТЭЦ значительно эффективнее, чем строительство АЭС и газовой котельной (при коэффициенте дисконтирования, равном 10 %, внутренняя норма доходности составляет 22,7 %, а срок окупаемости проекта порядка 7 лет). Использование существующих газовых котельных в качестве пиковых вместо строительства новых повышает эффективность ПГУ-ТЭЦ (внутренняя норма доходности становится 24,3 %).

Т а б л и ц а 3.19

**Технико-экономические показатели ПГУ-ТЭЦ и раздельной схемы
энергоснабжения (АЭС и котельная)**

Показатель	Раздельная схема (АЭС + котельная)	ПГУ-ТЭЦ
Мощность:		
электрическая, МВт	1000	450
тепловая, Гкал/ч	300	730
Отпущено:		
электроэнергии, млн. кВт·ч	7000	2475
тепла, тыс. Гкал/год	900	2190
Капиталовложения, млн дол.	1351	330
Ежегодные издержки, млн дол./год	62,3	20,2
Цены на:		
газ, дол./т у.т.	13	13
электроэнергию, цент/кВт·ч	4	4
тепло, дол./Гкал	9,24	9,24
Эффективность проекта:		
ЧДД, млн дол.	15,13	312,8
ВНД, %	10,5	22,7
Срок окупаемости, лет	14	7

Примечание. В тепловой мощности ПГУ-ТЭЦ учтена пиковая котельная (коэффициент теплофикации равен 0,5).

Коэффициент дисконтирования оказывает значительное влияние на минимальные цены на электроэнергию (от АЭС) и тепло (от котельной), а также на эффективность ПГУ-ТЭЦ (табл. 3.20).

Повышение цен на газ снижает эффективность ПГУ-ТЭЦ по сравнению с раздельной схемой на базе АЭС и газовой котельной (табл. 3.21).

Т а б л и ц а 3.20

**Влияние коэффициента дисконтирования на показатели раздельной
(АЭС и котельная) и комбинированной (ПГУ-ТЭЦ) схем энергоснабжения**

Энергоисточник, показатель	Коэффициент дисконтирования, %				
	7	8	10	12	15
Раздельная схема (АЭС + котельная)					
Минимальные цены на:					
электроэнергию, цент/кВт·ч	3	3,3	4	4,88	5,92
тепло, дол./Гкал	8	8,52	9,24	10,04	11,04
Комбинированная схема (ПГУ-ТЭЦ)					
Экономические показатели:					
Внутренняя норма доходности, %	17,14	19,37	22,7	30,1	36,95
Период окупаемости, лет	8	8	7	6	5

Влияние стоимости газа на эффективность ПГУ-ТЭЦ

Энергоисточник, показатель	Стоимость газа, дол./т у.т.				
	13	30	60	90	120
Раздельная схема (АЭС + котельная)					
Минимальные цены на:					
электроэнергию, цент/кВт·ч	4	4	4	4	4
тепло, дол./Гкал	9,24	12,52	18,92	26	32,96
Комбинированная схема (ПГУ-ТЭЦ)					
Экономические показатели:					
Внутренняя норма доходности, %	22,7	20,27	16,26	12,64	10,18
Период окупаемости, лет	7	7	8	10	12

Примечание. Расчеты выполнены при ставке дисконтирования 10 %.

При сочетании в раздельной схеме энергоснабжения угольных КЭС и газовых котельных эффективность ПГУ-ТЭЦ на газе зависит от соотношения цен на уголь и газ. На угольной КЭС в качестве энергоблока рассматривалось оборудование на сверхкритические параметры пара. Единичная мощность блока принята 500 МВт, удельные капиталовложения составят 1255 дол./кВт, удельный расход топлива на выработку электроэнергии будет 310 г у.т./кВт·ч. Производство электроэнергии на угольной КЭС сопоставимо с производством электроэнергии на АЭС (табл. 3.22).

Т а б л и ц а 3.22

Минимальная цена на электроэнергию от угольной КЭС при различных соотношениях цен на уголь и газ

Показатель	Значение		
Отношение цены угля к цене газа	0,8	1	1,2
Минимальная цена на электроэнергию, цент/(кВт·ч)	4,16	4,32	4,48

Примечание. Цена газа принята в размере 13,2 дол./т у.т.

Строительство ПГУ-ТЭЦ на подготовленных площадках или замена оборудования на существующих ТЭЦ позволяет снизить капитальные затраты на 30–35 % от затрат на новое строительство, что существенно повышает их эффективность.

Сравнение блоков ПГУ-ТЭЦ на газе и ПГУ-ТЭЦ с внутрицикловой газификацией угля для периода 2020–2030 гг. проведено при технических характеристиках, представленных в табл. 3.23, для следующего состава оборудования:

- на газе – блок ПГУ-450;
- на угле – блок ПГУ-300 (электрической мощностью 300 МВт и тепловой 280 Гкал/ч), состоящий из газовой ГТЭ-115 и теплофикационной Т-180 турбин.

Коэффициент теплофикации принят в обоих вариантах ПГУ-ТЭЦ равным 0,5, что подразумевает необходимость строительства пиковой котельной соот-

ветствующей мощности либо использование тепловых мощностей существующих котельных. В качестве пиковых котельных рассматривались газовые – для ПГУ-ТЭЦ на газе и угольные – для ПГУ-ТЭЦ с газификацией угля.

Т а б л и ц а 3.23

Основные технические показатели

Показатель	ПГУ-ТЭЦ	
	на газе	на угле
Установленная мощность ТЭЦ:		
электрическая, МВт	450	300
тепловая, Гкал/ч	365	280
Мощность пиковой котельной, Гкал/ч	365	280
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2	6,1
Удельный расход топлива на отпуск:		
электроэнергии, г у.т./кВт·ч	167,8	240
тепла, кг у.т./Гкал	170	180
Топливо	Природный газ	Кузнецкий уголь
Штатный коэффициент:		
ПГУ-ТЭЦ, чел./МВт	0,11	0,18
пиковой котельной, чел./Гкал/ч	0,1	0,13
Удельные капиталовложения (ТЭЦ), дол./кВт	690	1375
Отпуск тепла (тыс. Гкал/год) от:		
ПГУ-ТЭЦ	1790	1370
пиковой котельной	400	310
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	2,475	1,65
Расход топлива, тыс. т у.т.	790	700

При существующих ценах на энергоресурсы (табл. 3.24) эффективно строительство только ПГУ-ТЭЦ на газе (срок окупаемости 12 лет). При заданных капиталовложениях и ценах на уголь (кузнецкий) угольная ПГУ-ТЭЦ эффективна только при ценах на тепло и электроэнергию, превышающих более чем в 2 раза существующий уровень цен.

Повышение цен на газ улучшает эффективность ПГУ-ТЭЦ на угле (рис. 3.27). ПГУ-ТЭЦ на газе может конкурировать с угольной ПГУ-ТЭЦ (при принятых ценах на уголь, тепло и электроэнергию) только при ценах на газ, не превышающих 88–90 дол./т у.т.

Использование существующих котельных (газовых или угольных) в качестве пиковых несколько повышает эффективность ПГУ-ТЭЦ, в этом случае внутренняя норма доходности увеличивается на 1,5–1,7 %.

В целом следует заметить, что развитие систем теплоснабжения на базе перспективных газовых и угольных блоков ПГУ способствует повышению эффективности комбинированного производства тепла и электроэнергии.

Результаты сравнительной эффективности ПГУ-ТЭЦ на газе и угле

Показатель	ПГУ-ТЭЦ	
	на газе	на угле
Существующие цены на энергоресурсы:		
газ, дол./т у.т.	14,5	-
уголь, дол./т у.т.	-	18
тепло ^{*)} , дол./гкал	9,7	9,7
электроэнергию, цент./кВт·ч	2	2
Минимальные цены на:		
тепло, дол./гкал	9,7	20
электроэнергию, цент./кВт·ч	2	4,12
Суммарные капиталовложения, млн дол., В том числе оборотный капитал	325,9 4,07	428,5 4,72
Ежегодные издержки, млн дол./год	24,3	29,4
Эффективность проекта:		
ЧДД, млн дол.	14,91	24,56
Внутренняя норма доходности, %	10,63	10,67
Срок окупаемости, лет	12	12

^{*)} Цены на тепло определены исходя из необходимости строительства новой газовой котельной.

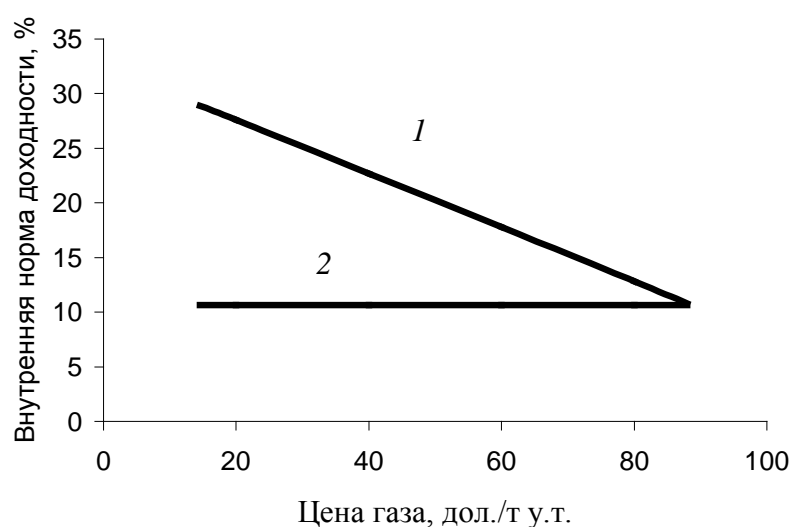


Рис. 3.27. Влияние стоимости газа на эффективность газовой (1) и угольной (2) ПГУ-ТЭЦ.

Нетрадиционные и возобновляемые энергоисточники. В условиях достаточности до 2010–2020 гг. топливно-энергетических ресурсов развитие нетрадиционной энергетики и теплоснабжения будет иметь локальный характер.

Следует ожидать максимального использования вторичных энергоресурсов в химической, нефтехимической и металлургической промышленности.

Использование тепловых насосов не будет иметь масштабного характера. Бытовые отходы, торф и биомасса следует рассматривать только в качестве региональных энергоресурсов.

К концу 2050 г. локальное применение найдут солнечная и геотермальная энергетика в качестве источников тепловой энергии при сезонной или суточной экономии органического топлива.

В заключение следует отметить, что прогнозирование развития теплоснабжения и теплофикации на длительную перспективу связано с большой долей неопределенности как в определении технико-экономических показателей, так и в социально-политическом аспекте. Поэтому авторы стремились показать в основном тенденции развития централизованных систем теплоснабжения, отталкиваясь от существующего их уровня развития и культуры эксплуатации, а также используя мировой опыт.

3.6. Условия и направления развития электроэнергетики России в первой половине XXI века

3.6.1. Условия и прогнозы на основе экстраполяции предложений Энергетической стратегии России до 2020 г.

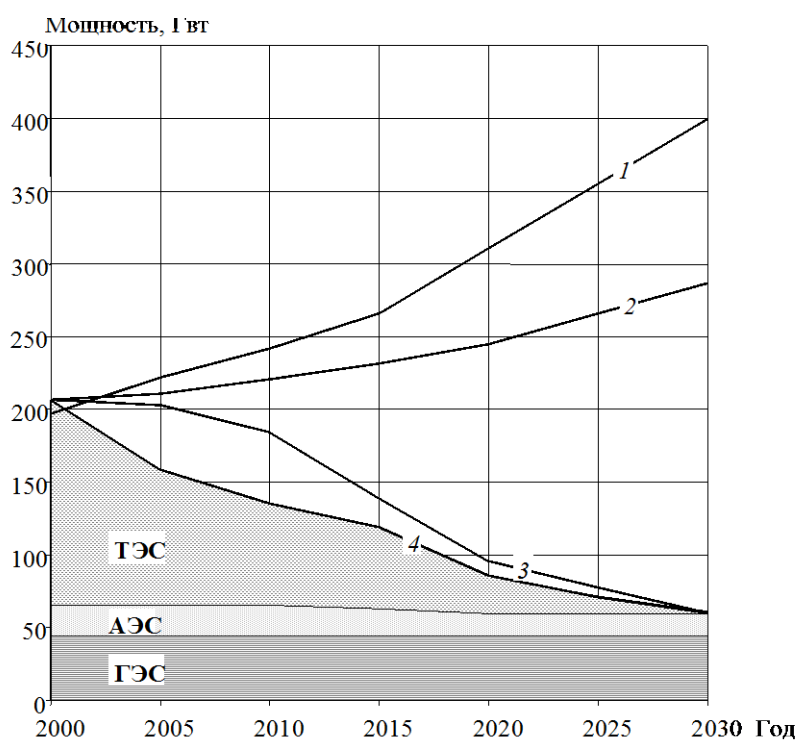
В предусматриваемой Энергетической стратегией перестройке структуры энергобаланса главенствующая роль отводится *электроэнергетике*. Являясь главным полем конкуренции всех видов энергоресурсов за счет широких возможностей их взаимозамены, именно электроэнергетика вынуждена будет обеспечивать почти все предусматриваемое Энергетической стратегией замещение газа углем и нетопливными энергоресурсами (особенно атомной энергией и гидроэнергией) путем коренного изменения производственной структуры электроэнергетики [35, 36].

Динамика роста внутренней потребности страны в электроэнергии с экстраполяцией до 2030 г. при двух уровнях энергопотребления показана в табл. 3.25. Применительно к таким потребностям на рис. 3.28 и в табл. 3.26 оценена динамика необходимого роста генерирующей мощности в целом по стране и ее основным зонам (европейской, сибирской). Потребность в генерирующей мощности определена как сумма зимнего максимума нагрузки, расчетного (необходимого) резерва мощности и экспорта электроэнергии из каждой выделенной зоны. Как видно из рис. 3.28 и табл. 3.26, общая потребность в генерирующей мощности страны увеличится относительно уровня 2000 г. на 7–16 % к 2010 г., 17–49 % к 2020 г. и 33–91 % к 2030 г.

Внутреннее электропотребление в России

Показатель	Год							
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2030
Электропотребление: млрд кВт·ч	1073	841	864	$\frac{945}{997}$	$\frac{1020}{1135}$	$\frac{1100}{1315}$	$\frac{1200}{1540}$	$\frac{1435}{2025}$
% к 1990 г.	100	78,4	80,5	$\frac{88}{93}$	$\frac{95}{106}$	$\frac{103}{123}$	$\frac{112}{144}$	$\frac{134}{189}$
Электроемкость ВВП, кВт·ч/дол.	1,08	1,37	1,39	$\frac{1,28}{1,25}$	$\frac{1,17}{1,06}$	$\frac{1,07}{0,94}$	$\frac{0,98}{0,86}$	$\frac{0,88}{0,77}$
Душевое электропотребление, кВт·ч	7,25	5,67	5,95	$\frac{6,54}{6,90}$	$\frac{7,21}{7,80}$	$\frac{7,89}{8,96}$	$\frac{8,69}{10,4}$	$\frac{10,4}{13,5}$

Примечание. В числителе – для пониженного (альтернативный уровень), в знаменателе – для благоприятного (базовый уровень) сценариев.



1 и 2 – необходимая установленная мощность электростанций при базовом (1) и альтернативном (2) уровнях;
3, 4 – мощность существующих электростанций (ГЭС, АЭС и ТЭС) при продлении сроков эксплуатации ТЭС в период до 2005 г. (3) и мощность при снятии с эксплуатации ТЭС по мере достижения их паркового ресурса (4).

Рис. 3.28. Необходимая установленная мощность электростанций страны (базовый и альтернативный уровни).

Как известно, при заданной динамике роста потребности в генерирующих мощностях (линии 1 и 2 на рис. 3.28) необходимые масштабы развития новых генерирующих мощностей в сильной степени зависят от выбранной политики реконструкции и технического перевооружения действующих электростанций в связи с физическим износом их оборудования.

При разработке Энергетической стратегии безальтернативно предполагается продление срока эксплуатации мощности всех действующих АЭС на 10 лет. При этом суммарная мощность действующих АЭС снизится лишь за пределами 2010 г.

Т а б л и ц а 3.26

Рациональная структура генерирующих мощностей (2000-2030 гг.), млн кВт

Наименование	2000 г.	Альтернативный уровень					Базовый уровень				
		Год					Год				
<i>Россия</i>											
		2005	2010	2015	2020	2030	2005	2010	2015	2020	2030
ГЭС	44	45	48	51	52	55	46	49	52	54	60
АЭС	21	24	30	33	37	52	26	32	41	51	88
ТЭЦ	84	83	86	92	98	104	85	90	102	121	130
КЭС	64	66	65	63	67	85	72	78	80	94	131
Всего	213	218	229	240	254	297	229	249	274	320	410
<i>Европейская секция ЕЭС</i>											
ГЭС	18	18	19	19	20	21	19	19	19	21	24
АЭС	21	24	30	33	36	50	26	32	41	49	83
ТЭЦ	56	56	57	61	64	68	57	61	71	87	93
КЭС	52	52	51	51	53	63	56	60	60	66	90
Всего	147	151	157	164	173	201	158	172	191	223	289
<i>ОЭС Сибири</i>											
ГЭС	22	22	23	25	25	26	22	23	25	25	27
АЭС											
ТЭЦ	15	15	15	16	17	18	16	16	16	17	18
КЭС	8	10	10	10	12	19	12	14	16	24	37
Всего	45	47	49	52	54	63	50	53	58	67	83

По действующим ГЭС, на которых уже в настоящее время выработали парковый ресурс 22,4 млн кВт (или более 50 % их существующей мощности), в качестве основного пути продления работоспособности основного оборудования предлагается проведение их восстановительного ремонта либо комплексной реконструкции. В связи с этим при разработке Стратегии предусмотрено сохранение мощности всех действующих ГЭС в течение всего рассматриваемого периода.

Что же касается действующих ТЭС, то проблема продления срока службы или их технического перевооружения превратилась в одну из ключевых проблем не только электроэнергетики, но и топливно-энергетического комплекса страны в целом. Масштабность этой проблемы иллюстрируется рис. 3.28, где линия 4 показывает потенциальную динамику снижения мощности существующих ТЭС при снятии с эксплуатации их оборудования по мере достижения ими паркового ресурса. Сравнение потребности в генерирующих мощностях (линии 1 и 2 на рис. 3.28) с этой динамикой показывает, что при базовом уровне электропотребления уже к 2005 г. необходимо ввести около 60 млн кВт (разность между линиями 1 и 4), а в период 2006–2010 гг. еще дополнительно

42 млн кВт новых генерирующих мощностей. Очевидно, что такая потенциальная динамика роста мощности новых генерирующих источников при этом уровне электропотребления практически нереализуема в период до 2010 г., в первую очередь, из-за ограниченности инвестиций, а также из-за неблагоприятного состояния отечественного энергомашиностроения и строительной базы. Поэтому при разработке Энергетической стратегии за основу принята иная динамика снижения суммарной мощности действующих электростанций (линия 3 на рис. 3.28), ориентированная на вынужденное продление на 10 лет срока эксплуатации оборудования ТЭС и КЭС, достигающего паркового ресурса в период до 2005 г. с последующей заменой оборудования этих ТЭС новым, более экономичным. Однако, как видно из анализа рис. 3.29, даже в этом случае масштабы развития новых мощностей велики.

Выбор наиболее предпочтительной структуры новых мощностей в сильной степени зависит от эффективности разных способов технического перевооружения ТЭС по сравнению с сооружением новых электростанций.

В настоящее время рассматриваются два принципиально различных подхода к техническому перевооружению существующих ТЭС.

1. *Модернизация* действующих ТЭС, при которой сроки эксплуатации продлеваются в среднем на 30 лет, при этом заменяются конструктивно измененными наиболее важные базовые узлы основного и вспомогательного оборудования и совершенствуется тепловая схема ТЭС.

2. *Полная замена оборудования* новым аналогичным или технически более прогрессивным. При такой замене срок эксплуатации, как и у вновь сооружаемых ТЭС, принимается равным в среднем 40 лет.

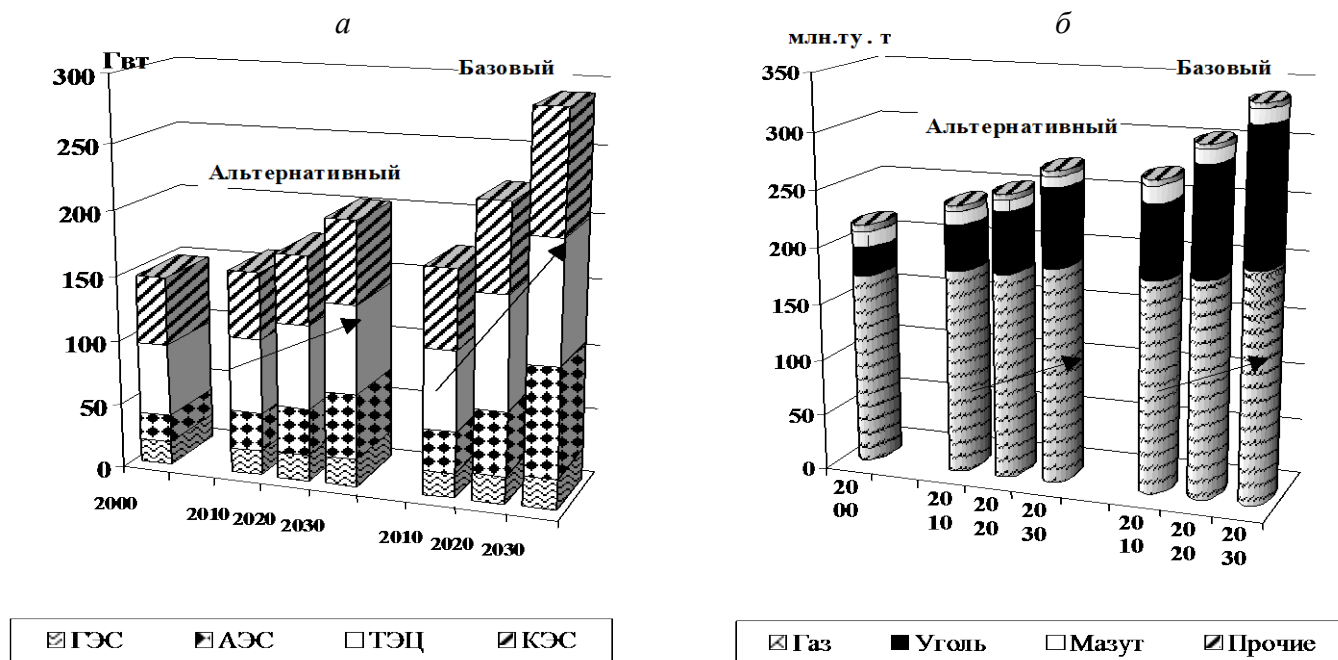


Рис. 3.29. Развитие электроэнергетики в Европейской секции ЕЭС при двух сценариях энергопотребления. а – установленная мощность электростанций; б – потребление топлива.

Развитие новых мощностей как на существующих, так и на вновь вводимых тепловых электростанциях должно осуществляться преимущественно за счет использования новых технологий. Для электростанций, работающих на газе, такими технологиями являются:

бинарный парогазовый цикл, газотурбинные надстройки паросиловых блоков и мелкие газотурбинные теплофикационные установки;

на электростанциях, работающих на твердом топливе, – экологически чистые технологии его сжигания в паротурбинном цикле, а позже – в парогазовых установках с газификацией угля. Переход от паротурбинных к парогазовым ТЭС на газе, а позже – и на угле обеспечит постепенное повышение КПД установок до 54 и даже 58 %, что позволит существенно снизить прирост потребности ТЭС в топливе.

Формирование эффективной структуры генерирующих мощностей при базовом и альтернативном уровне электропотребления осуществлено с учетом:

сравнительной эффективности атомных, гидроэлектростанций, а также наиболее эффективных типов тепловых электростанций;

изменения условий формирования энергетического баланса страны и регионов (включая необходимость повышения диверсификации энергоресурсов и изменения цен топлива);

проявления новых тенденций в развитии атомной энергетики (снятие запрета на строительство новых АЭС) и теплофикации (возможности и эффективности расширения зоны теплофикации за счет тепловых нагрузок менее 500 Гкал/ч);

роста экологических требований к городским ТЭЦ, ограничивающих использование угля на них.

Как и в настоящее время, особенности территориального размещения энергетических ресурсов определили целесообразность развития нетопливных электростанций (ГЭС и АЭС) в европейских и восточных районах страны.

Гидроэнергетика будет развиваться в основном в ОЭС Сибири и на Дальнем Востоке, обеспечивая практически базисный режим работы тепловым электростанциям этих районов. В европейских же районах продолжится сооружение некрупных пиковых ГЭС (преимущественно в районах Северного Кавказа) и ГАЭС.

В период до 2010 г. по атомным электростанциям предусматривается завершение сооружения энергоблоков, находящихся в высокой степени строительной готовности (на Ростовской, Калининской и Курской АЭС), а также ввод новых энергоблоков суммарной мощностью 2–3 млн кВт (на Смоленской, Кольской и Нововоронежской АЭС). В период 2011–2030 гг. новые АЭС целесообразно сооружать практически во всех ОЭС европейской части (включая Урал) и на Дальнем Востоке, причем все эти АЭС оптимально использовать в чисто базисном режиме.

Основная же часть новых генерирующих мощностей по-прежнему должна обеспечиваться тепловыми электростанциями, причем не только новыми, но и реконструируемыми действующими.

Поскольку проблема технического перевооружения действующих ТЭС наиболее остра в Европейской секции ЕЭС, где в настоящее время сосредоточено более 70 % производства и потребления электроэнергии и отчетливо проявляется доминирование одного ресурса (природного газа) в топливоснабжении тепловых электростанций, то особое внимание уделено анализу развития генерирующих мощностей в Европейской секции ЕЭС России.

Необходимость радикального изменения условий топливообеспечения тепловых электростанций в европейских районах страны и ужесточение экологических требований обуславливают существенные изменения структуры мощности ТЭС по типам электростанций и видам используемого топлива. Рекомендуемые для Европейской секции ЕЭС такие изменения структуры мощности ТЭС при продлении эксплуатации устаревшего оборудования ТЭС, отработавшего свой парковый ресурс в период до 2005 г., представлены на рис. 3.29 и 3.30. Как видно из рис. 3.30, при базовом уровне потребности предполагается значительно более интенсивное внедрение новых технологий на всех типах электростанций, и в первую очередь на газомазутных ТЭЦ.

При подобной структурной перестройке газ как экологически чистый вид топлива может сохраняться лишь на ТЭЦ крупных городов, но постепенно (по мере их технического перевооружения и установки экологически чистого оборудования) он должен вытесняться с промышленных ТЭЦ на твердом топливе.

Вместе с тем по возможности более интенсивно газ должен вытесняться с крупных конденсационных электростанций, которые постепенно должны переводиться на переменный режим использования. Базисное же производство электроэнергии в европейских районах должно быть переориентировано на использование угля и ядерной энергии.

Соответствующая этим изменениям рациональная структура генерирующих мощностей в целом по стране, в Европейской секции ЕЭС и в ОЭС Сибири представлена в табл. 3.26. Анализ этих данных показывает, что наибольшие структурные изменения генерирующих мощностей характерны для базового уровня потребности, где от 20 до 14,6 % сокращается доля ГЭС, от 70 до 63,5 % – доля ТЭС и наиболее существенно (почти на 12 %) увеличивается доля АЭС. При этом в европейской секции ЕЭС России доля АЭС возрастет до 22–29 % (против 14,1 % в настоящее время), а в ОЭС Сибири доля ГЭС снизится до 35–33 % (против 50 % в настоящее время).

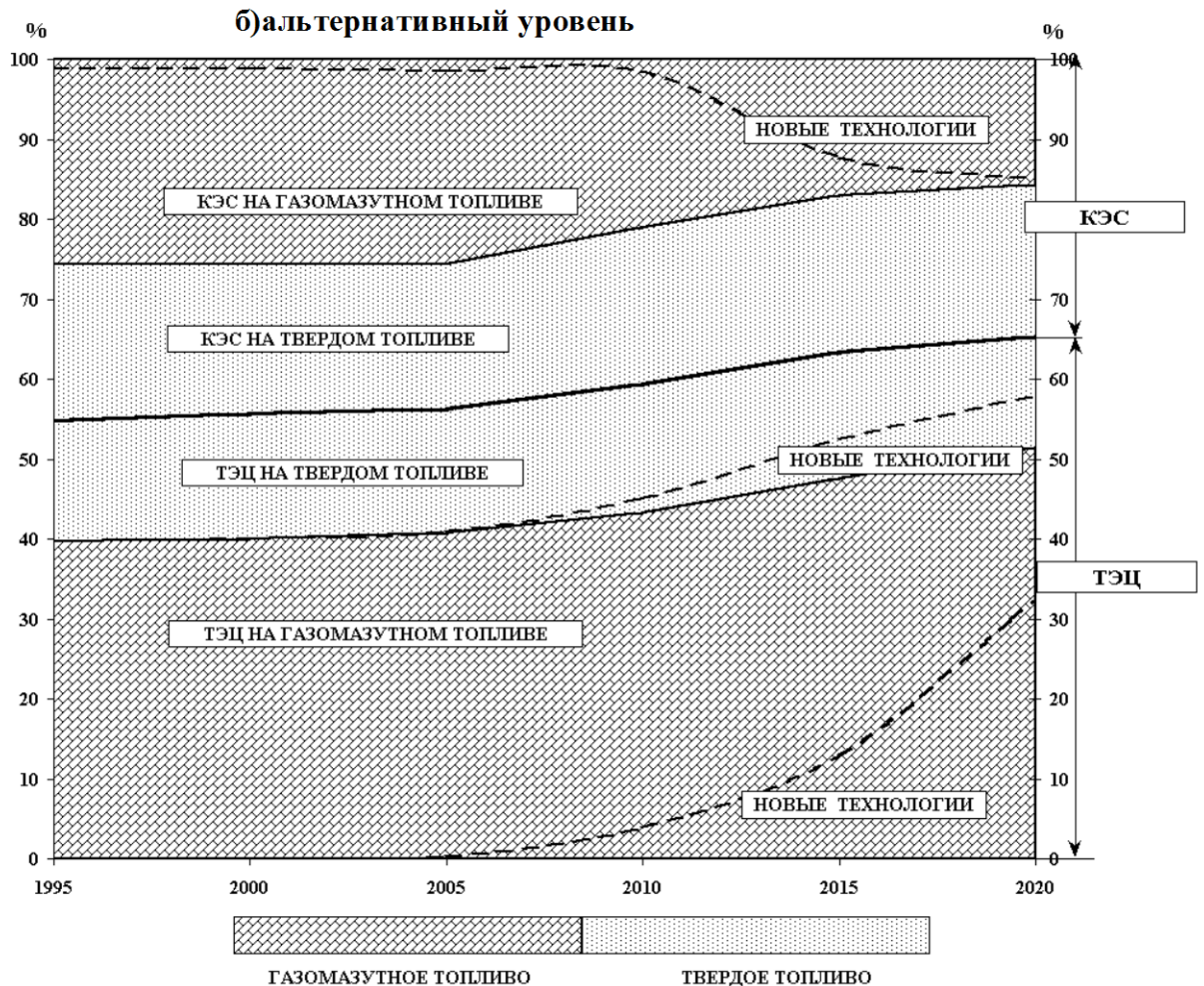
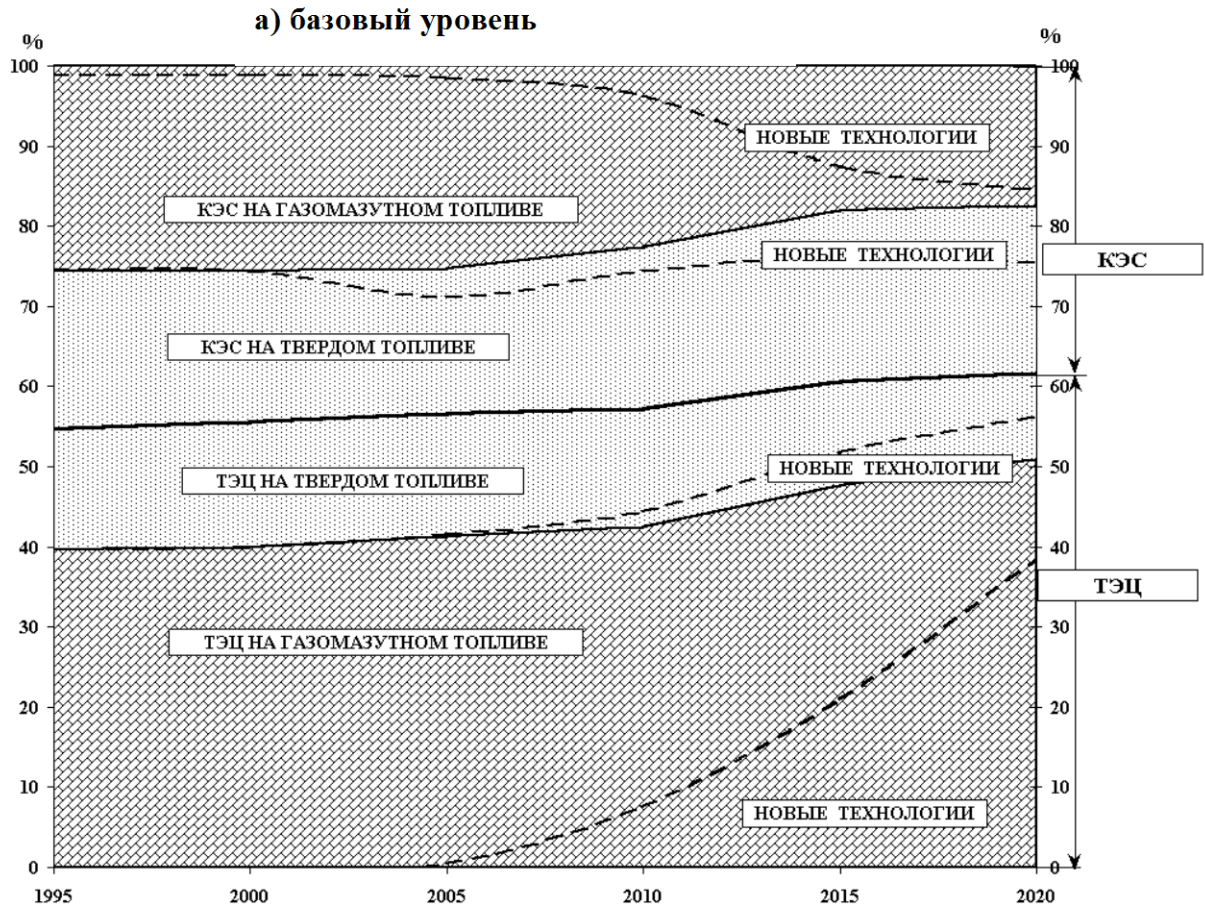


Рис. 3.30. Структура мощности ТЭС в европейских районах.

В табл. 3.27 приведена рациональная структура производства электроэнергии по стране в целом, по Европейской секции ЕЭС и ОЭС Сибири. В соответствии с требованиями Энергетической стратегии о необходимости экономии органического топлива и повышения эффективности его использования (особенно газа) производство электроэнергии на АЭС увеличивается заметно интенсивнее (в 1,9–4,3 раза) при росте суммарного производства электроэнергии к концу периода в 1,4–2,4 раза. Но даже при быстром росте выработки АЭС объем производства электроэнергии на ТЭС требуется увеличить в 1,4–2,2 раза, т.е. почти пропорционально росту суммарного производства электроэнергии. Для изменения структуры потребления топлива на ТЭС необходимо по возможности снизить продолжительность использования мощности ТЭС на газе. В соответствии с этим ТЭЦ на газе должны работать преимущественно по наиболее экономичному (с К.П.Д. выше 70 %) тепловому графику, а менее экономичные КЭС – с максимальным использованием их маневренных возможностей. При таком использовании мощностей газовых электростанций наиболее экономичная выработка ТЭЦ на газе относительно существующего уровня возрастет к 2030 г. в 1,5–1,8 раза, причем этот рост будет обеспечен в основном за счет наиболее экономичных ПГ-ТЭЦ и ГТ-ТЭЦ. Выработка КЭС на газе возрастет не более чем на 3–5 % в период до 2010 г., а в последующие 10 лет в зависимости от уровня потребности она должна будет снизиться до современного уровня или даже на 10–15 % ниже него.

Необходимые для реализации рациональной структуры генерирующих мощностей вводы мощности показаны в табл. 3.28. В период до 2010 г. они учитывают ограничивающее действие таких факторов, как жесткий дефицит инвестиций и недостаточный для массового производства высокоэффективных энергоустановок потенциал российского энергомашиностроения.

Т а б л и ц а 3.27

Структура производства электроэнергии (2000–2030 гг.), млрд кВт·ч

Наименование	2000 г.	Альтернативный уровень					Базовый уровень				
		Год					Год				
<i>Россия</i>											
		2005	2010	2015	2020	2030	2005	2010	2015	2020	2030
ГЭС	165	167	174	181	191	204	169	177	189	205	60
АЭС	129	154	190	210	234	338	174	204	261	340	88
ТЭЦ	330	354	369	397	425	456	354	404	482	576	130
КЭС	254	290	312	342	384	492	324	386	412	474	131
В с е г о	878	965	1045	1130	1235	1490	1020	1170	1345	1595	2085
<i>Европейская секция ЕЭС</i>											
ГЭС	61	58	60	60	61	62	59	60	61	63	67
АЭС	128	154	190	210	227	323	174	204	257	323	536
ТЭЦ	239	255	266	284	305	326	256	299	368	452	482
КЭС	214	238	252	280	312	369	258	299	308	331	445
В с е г о	642	705	768	834	905	1080	746	862	994	1169	1530

ОЭС Сибири											
ГЭС	89	93	96	99	105	114	95	96	102	114	118
АЭС											
ТЭС	59	64	65	71	80	85	64	71	77	83	89
КЭС	31	41	49	53	65	106	51	71	90	130	217
Всего	179	198	210	223	250	305	210	238	269	327	424

Т а б л и ц а 3.28

Вводы мощности по России, млн кВт

Наименование	Альтернативный уровень					Базовый уровень				
	Год					Год				
	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2030	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2030
ГЭС	0,8	3,1	3,0	1,1	2,4	1,2	3,5	3,2	2,3	6,0
АЭС	3,0	5,8	6,1	6,9	16,0	5,0	5,8	12,0	13,0	38,0
ТЭС	5,4	23,8	60,9	38,6	28,2	13,7	33,4	69,6	64,4	61,2
В том числе:										
ТЭС, в том числе	2,2	12,3	27,6	27,5	9,2	4,5	14,2	33,5	41,1	17,8
ПГУ+ГТУ	1,1	2,9	8,0	10,0	5,1	0,6	7,4	23,7	31,5	6,2
КЭС, в том числе	3,3	11,5	33,3	11,1	19,0	9,2	19,2	36,1	23,3	43,4
ПГУ+ГТУ	0,5	5,8	13,5	2,2	6,6	0,5	3,4	16,9	5,3	9,1
на угле	2,0	7,3	15,2	7,5	12,4	8,8	12,0	18,4	17,9	34,4
Всего	9,3	32,7	70,0	46,6	46,7	19,9	42,7	84,8	79,6	105,2

Как видно из табл. 3.28, уже в период 2001–2010 гг. ежегодные вводы мощности (включая замену устаревшего оборудования действующих ТЭС) должны кратно вырасти и составить 3,5–5,5 млн. кВт в год (против примерно 1 млн. кВт в настоящее время). В последующие 20 лет для обеспечения прогнозируемых уровней производства электроэнергии ежегодные вводы мощности должны достигать 11–15 млн. кВт в год.

Рекомендуемые объемы и структура потребления топлива на электростанциях страны и Европейской секции ЕЭС при каждом уровне энергопотребления (альтернативном и базовом) показаны в табл. 3.31 и на рис. 3.29. Из анализа этих данных видно, что сформулированная как одна из целевых установок Энергетической стратегии необходимость заметного повышения степени диверсификации структуры топливоснабжения электростанций обеспечивается лишь при *базовом* уровне энергопотребления: использование газа на ТЭС в целом по стране сокращается от 63,7 % в 1999 г. до 51,0 % в 2010 г., 46,1 % в 2020 г. и 42,5 % в 2030 г., а по Европейской секции ЕЭС – от 79,1 % в 1999 г. до 56,9 % в 2030 г. При этом доля угля в целом по стране возрастет почти в два раза (от 26,7 % в 1999 г. до 50,6 % в 2020 г.), а по Европейской секции ЕЭС – более чем в 3 раза (от 10,2 % в 1999 г. до 35,1 % в 2030 г.). Следует обратить внимание на значительное увеличение расхода угля на КЭС европейской зоны, которое приведет к необходимости кратного экономически обоснованного увеличения объемов транспорта угля (кузнецкого и канско-ачинского) из восточных районов. Это делает целесообразным углубленное исследование эффек-

тивности транспорта электроэнергии от угольных КЭС Сибири как альтернативы транспорту сибирского угля до КЭС Европейской секции ЕЭС.

Т а б л и ц а 3.29

Объемы и структура топливоснабжения ТЭС, млн т у.т.

Наименование	Годы					
	2000	2005	2010	2015	2020	2030
	<i>Россия</i>					
Газ	179,4	<u>188</u> 188	<u>190</u> 197	<u>191</u> 198	<u>194</u> 205	<u>205</u> 218
Мазут	15,6	<u>15</u> 19	<u>15</u> 18	<u>13</u> 16	<u>12</u> 15	<u>12</u> 15
Прочие виды	7,9	7	7	6	6	6
Уголь	80,3	<u>94</u> 107	<u>104</u> 139	<u>114</u> 157	<u>122</u> 186	<u>151</u> 241
В с е г о ...	283,2	<u>305</u> 321	<u>316</u> 361	<u>324</u> 378	<u>334</u> 412	<u>374</u> 480
<i>Европейская секция ЕЭС</i>						
Газ	170,5	<u>179</u> 181	<u>181</u> 187	<u>181</u> 187	<u>182</u> 191	<u>191</u> 202
Мазут	13,7	<u>12</u> 16	<u>12</u> 15	<u>10</u> 13	<u>9</u> 12	<u>9</u> 12
Прочие виды	6,2	6	5	5	5	5
Уголь	25,6	<u>35</u> 45	<u>41</u> 65	<u>49</u> 76	<u>55</u> 96	<u>69</u> 120
В с е г о ...	216,0	<u>232</u> 249	<u>239</u> 273	<u>244</u> 282	<u>251</u> 305	<u>274</u> 340

Примечание. В числителе для альтернативного, в знаменателе – для базового уровня энергопотребления.

При *альтернативном* уровне энергопотребления поставленная цель достигается лишь частично: сокращение доли газа на ТЭС происходит значительно более медленными темпами – в целом по стране от 63,7 % в 1999 г. до 50,3 % в 2030 г., а по Европейской секции ЕЭС – от 79,1 % в 1999 г. до 64 % в 2020 г. Но и в этом случае предъявляются достаточно жесткие требования к изменению условий снабжения ТЭС европейских районов топливом: поставки газа требуется стабилизировать на уровне примерно 168 млн т у.т. (146 млрд м³). Доля угля на ТЭС должна увеличиваться достаточно быстрыми темпами: в целом по стране от 26,7 % в 1999 г. до 42,2 % в 2030 г., а по европейским районам – от 10,2 % в 1999 г. до 27,2 % в 2030 г.

Таким образом, требования Энергетической стратегии по перестройке территориально-производственной структуры ТЭК и центральная роль электроэнергетики в решении этой задачи накладывают жесткие ограничения на технологическую структуру и территориальное размещение генерирующих мощностей в России в период до 2030 г.

Экстраполяция условий развития электроэнергетики, заложенных в Энергетической стратегии до 2050 г., дает следующие прогнозы ее развития [36].

В период до 2020 г. Энергетической стратегией предусматривается рост потребления электроэнергии со среднегодовыми темпами порядка 1,9–3,1 % в год до 2010 г. и 1,6–2,8 % к 2020 г. (для разных сценариев развития экономики России). В более отдаленной перспективе, с учетом ужесточения экологических ограничений на развитие электроэнергетики, структурной перестройки народного хозяйства с массовым переходом на энергосберегающие технологии, предполагается, что темпы роста электропотребления к 2050 г. в обоих сценариях снизятся до 1 % в год. В этой случае электропотребление России к 2050 г. составит 1700–2150 млрд кВт·ч, т.е. превысит уровень 2000 г. в 2–2,5 раза.

В соответствии с этим ростом установленная мощность электростанций России достигнет к концу рассматриваемого периода 350–450 млн кВт при ее уровне 205,8 млн кВт·ч в 2000 г.

Перспективные изменения условий развития электроэнергетики России (снижение конкурентоспособности систем централизованного теплоснабжения, рост экономической эффективности атомных электростанций относительно станций на органическом топливе, истощение экономически эффективного потенциала гидростроительства и др.) приведут к изменениям технологической структуры генерирующих мощностей.

К 2050 г. можно ожидать существенного роста доли атомных электростанций в структуре мощностей – до 19–21 %. Установленная мощность АЭС в 2050 г. может составить 75–95 млн кВт при 21 млн кВт в 2000 г. Суммарная мощность ГЭС вырастет примерно в 1,5 раза к современному уровню и составит порядка 62–63 млн кВт, однако их доля снизится с 22 % до 14–18 % к 2050 г. Возможно некоторое снижение доли ТЭЦ с 37 % в 2000 г. до 32–34 % к 2050 г. при росте абсолютных значений мощностей с 76,1 млн кВт до 115–145 млн кВт в 2050 г. Доля конденсационных электростанций в структуре мощностей мало изменится и составит 28–32 % в 2050 г. при 31 % в настоящее время.

Удорожание в перспективе органического топлива, научно-технический прогресс в создании и совершенствовании нетрадиционных технологий производства электроэнергии приведут к концу периода к существенному росту мощностей электростанций на НВИЭ. Однако, по-видимому, их доля в структуре генерирующих мощностей к 2050 г. не превысит нескольких процентов.

Можно ожидать также (при соответствующей протекционистской государственной политике) роста доли малых ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ, которая к 2050 г. может оставить до 10–15 % от суммарной мощности ТЭЦ, т.е. 11,0–21,0 млн кВт.

С учетом изменения структуры электростанций России потребление топлива на электростанциях к 2050 г. вырастет в 1,3–1,5 раза. К концу периода ежегодное потребление органического топлива на электростанциях может составить 370–435 млн т у.т. (при 289 млн т у.т. в 2000 г.). Серьезные изменения в соотношениях стоимостей газа и угля для электростанций, исчерпание дешевых запасов природного газа приведут к двукратному (к 2050 г.) росту доли производства электроэнергии на твердом топливе (с 30 % до 56–59 %) на тепловых электростанциях на органическом топливе. Доля газа снизится с 61 % до 35–40 % к 2050 г.

3.6.2. Оптимальный и умеренный сценарии

Для обеспечения прогнозируемых уровней электропотребления и предполагаемых поставок на экспорт, производство электроэнергии по стране должны увеличиться за рассматриваемый период в оптимистическом сценарии в 2,8 раза, в умеренном – в 2,4 раза. Эти сценарии основываются на аналогичных сценариях развития электроэнергетики, представленных в гл.3.3.

Основной прирост производства электроэнергии (63–73 %) будет осуществляться за счет роста выработки на тепловых электростанциях на органическом топливе (22–32 % на атомных электростанциях и только 5 % на гидроэлектростанциях). При этом, если производство электроэнергии на ТЭС за рассматриваемый 50-летний период должно увеличиться в 2,7 раза, то на АЭС за тот же период почти что в 5 раз в оптимистическом сценарии и в 3 – в умеренном (со 131 млрд кВт·ч в 2000 г. до 400–640 млрд кВт·ч к 2050 г.) – табл. 3.30. За счет АЭС в европейской части страны будет покрываться 35–48 % прироста потребности региона в электроэнергии, а их доля в структуре производства электроэнергии в регионе приблизится к 30–40 % против 22 % в настоящее время (см. табл. 3.30). При этом доля АЭС в структуре производства электроэнергии по России в целом должна возрасти с 15 % в 2000 г. до 19–26 % к 2050 г.

Для обеспечения требуемых приростов производства электроэнергии необходимо будет к 2050 г. ввести 525 ГВт новых мощностей в оптимистическом сценарии и 445 ГВт – в умеренном, из них: 70–111 ГВт (15–21 %) на АЭС, 60–64 ГВт (12–13 %) на ГЭС и 315–350 ГВт (67–70 %) на ТЭС (см. табл. 3.30). При этом почти 60–65 % вводимых мощностей пойдет на компенсацию выбывающих. За этот же период необходимо будет демонтировать (и модернизировать) 290–313 ГВт мощностей (из них 25–33 на АЭС, 50 на ГЭС и 215–230 ГВт на ТЭС). Установленная мощность электростанций России к 2050 г. должна будет увеличиться по сравнению с 2000 г. в 1,7–2 раза и составить 360–420 ГВт (см. табл. 3.30).

За рассматриваемый период наиболее заметных изменений можно ожидать в топливоснабжении электростанций, и прежде всего в европейской части России. В настоящее время в топливном балансе электростанций региона газ составляет примерно 81 %, уголь и прочие – 13 %. Расчеты показали, что к 2050 г. доля газа может снизиться до 44–50 %, а доля угля и прочих видов топлива наоборот увеличиться до 48–54 % (см. табл. 3.31). При увеличении расхода топлива на электростанциях региона в 1,8 раза потребление угля должно возрасти в 8–9 раз и составить 170–190 млн т у.т.

На электростанциях азиатской части России в настоящее время расходуется 43 % котельно-печного топлива, потребляемого в этом регионе. В топливном балансе электростанций на уголь и прочие приходится 73 %, на газ – 23 % (табл. 3.32). В рассматриваемой перспективе суммарный расход топлива на электростанциях возрастет с 86 млн т у.т. в 2000 г. до 165–175 в 2030 г. и до 230–260 млн т у.т. к 2050 г. При этом потребление газа на электростанциях может вначале увеличиться (с 20 млн т у.т. в 2000 г. до 40–55 млн т у.т. в 2030 г.) в основном за счет роста его потребления в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а затем начнет постепенно снижаться за счет замещения углем природного газа на электростанциях Западной Сибири. В то же время прирост расхода угля на ТЭС азиатской части в этот период должен быть очень масштабным: в 4,2 раза в оптимистическом сценарии и в 3,5 раза – в умеренном. В 2050 г. на долю угля будет приходиться 84–87 % потребляемого топлива на электростанциях региона против 73 % в настоящее время.

Предполагаемое изменение условий топливоснабжения тепловых электростанций в европейских районах страны (с постепенной переориентацией на использование угля) и ужесточение экологических требований обуславливают существенные изменения в структуре мощностей ТЭС по типам электростанций. На рис. 3.29 приведена динамика изменения в структуре мощностей ТЭС в оптимистическом сценарии развития электроэнергетики.

Т а б л и ц а 3.30

Прогноз развития электроэнергетики России

Показатель	2000	Оптимистический сценарий				Умеренный сценарий			
		Год				Год			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Производство электроэнергии, ТВт·ч	878	1470	1795	2105	2450	1310	1575	18450	2135
АЭС	131	300	390	500	640	210	260	350	400
ГЭС	165	210	230	240	240	208	225	230	230
ТЭС	582	960	1175	1365	1570	892	1090	1265	1505
Установленная мощность, ГВт	212,8	264	354	393	420	235	300	333	360
АЭС	21,3	47	61	77	100	33	40	55	64
ГЭС	44,7	53	58	59	59	52	56	57	55
ТЭС	146,8	164	236	257	261	150	204	221	241
Ввод мощностей, ГВт	–	149	296	396	525	119	242	338	445
АЭС	–	34	54	77	111	20	35	55	70
ГЭС	–	8	28	43	64	8	27	43	60
ТЭС	–	107	214	276	350	91	180	240	315
Демонтаж, ГВт	–	95	152	214	313	94	152	212	290
АЭС	–	8	15	21	33	8	15	20	25
ГЭС	–	-	15	30	50	-	15	30	50
ТЭС	–	87	122	163	230	86	122	162	215

Таблица 3.31

Прогноз развития электроэнергетики европейской части России

Показатель	2000	Оптимистический сценарий				Умеренный сценарий			
		Год				Год			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
<i>Производство электроэнергии,</i> ТВт·ч:	595	970	1190	1375	1585	867	1035	1196	1385
АЭС	131	300	390	490	620	210	260	350	400
ГЭС	62	73	78	78	78	72	78	78	78
ТЭС	402	597	722	807	887	585	697	768	907
%:	100	100	100	100	100	100	100	100	100
АЭС	22	31	33	36	39	24	25	29	29
ГЭС	10	8	7	6	5	8	8	7	6
ТЭС	68	62	61	59	56	67	67	64	65
<i>Расход КПТ,</i> млн т у.т.:	192	267	280	313	350	260	270	300	350
Газ	156	180	190	190	175	180	190	165	155
Мазут	12	12	10	8	5	12	10	8	5
Уголь и прочие	24	75	80	115	170	68	70	127	190
%:	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Газ	81	67	68	61	50	69	70	55	44
Мазут	6	5	3	2	1	5	4	3	2
Уголь и прочие	13	28	29	37	49	26	26	42	54

Таблица 3.32

Расход котельно-печного топлива на электростанциях азиатской части России

Показатель	2000	Оптимистический сценарий				Умеренный сценарий			
		Год				Год			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Расход КПТ, млн т у.т.:	86	158	175	217	260	140	165	190	230
Газ	20	50	65	30	30	37	50	35	35
Мазут	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Уголь и пр.	63	105	107	184	227	100	112	152	192
%:	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Газ	23	32	37	14	12	26	30	18	15
Мазут	3	2	2	1	1	2	2	2	1
Уголь и пр.	73	66	61	85	87	72	68	80	84

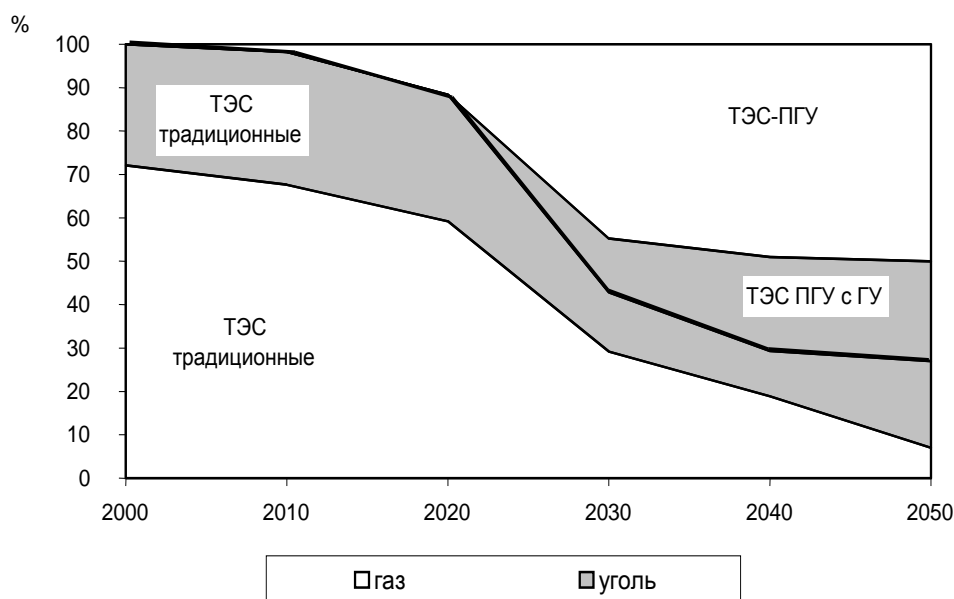


Рис. 3.31. Структура мощностей тепловых электростанций в европейской части России. Оптимистический сценарий развития.

Инерционный характер внедрения новых технологий, увеличенный срок службы электростанций за счет продления эксплуатации физически изношенного оборудования, дефицит инвестиций препятствуют в ближайшие два десятилетия широкомасштабному изменению структуры мощностей ТЭС. В последующие десятилетия основным направлением должно стать техническое перевооружение существующих и сооружение новых тепловых электростанций за счет использования новых технологий.

Для электростанций, работающих на газе, в качестве технологий рассматривались парогазовые установки (ТЭС-ПГУ), для электростанций, работающих на твердом топливе – экологически чистые паротурбинные установки (котлы с кипящим слоем, с кольцевой топкой и т.д.), а за 2020 г. – парогазовые установки с газификацией угля. Переход на новые технологии позволит не только улучшить экологические показатели электростанций, но и обеспечить постепенное повышение КПД электростанций, что приведет к существенному снижению прироста потребности ТЭС в топливе.

По выполненным оценкам, общая сумма требуемых инвестиций на развитие электро- и теплоэнергетики в рассматриваемой перспективе составит свыше 1,1 трлн дол. по оптимистическому сценарию и примерно 870 млрд дол. – по умеренному. Динамика их распределения по регионам приведена в табл. 3.33. Из нее видно, что примерно 66–67 % общего объема инвестиций будет приходиться на европейскую часть, 14 % – на Западную Сибирь, 13–14 % – на Восточную Сибирь и 6 % – на Дальний Восток. При этом уже в первое десятилетие среднегодовые размеры капиталовложений в этот сектор энергетики должны составлять 3–4 млрд дол., а в следующее десятилетие возрасти до 13–14 млрд дол. по оптимистическому сценарию и до 9–10 млрд дол. – по умеренному. В последующие десятилетия размеры капиталовложений должны быть значительно выше.

Таблица 3.33

Прогноз капиталовложений в электро- и теплоэнергетику России (млрд дол.)

Регион	Оптимистический сценарий						Умеренный сценарий					
	Год						Год					
	2001-2010	2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	Всего	2001-2010	2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	Всего
Европейская часть	27,7	93,5	177	213	233	744	20,5	66,7	126	169	191	573
Западная Сибирь	5,7	16,5	35	47	49	154	2,4	11,3	26	42	44	126
Восточная Сибирь	6,6	18,5	26	39	52	142	4,3	13,4	23	34	44	118
Дальний Восток	4,1	7,8	14	19	23	68	3,5	6,2	10	15	15	50
Всего	44	136	252	318	357	1107	31	98	185	260	294	867
Тоже, в %												
Европейская часть	63	69	70	67	65	67	67	68	68	65	65	66
Западная Сибирь	13	12	14	15	14	14	8	12	14	16	15	14
Восточная Сибирь	15	14	10	12	15	13	14	14	12	13	15	14
Дальний Восток	9	6	5	6	6	6	11	6	6	6	5	6
Россия, всего	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изложенные в данной книге материалы дают представление о внешних условиях развития энергетики мира и России в XXI веке, а также о возможных направлениях развития энергетических технологий. С учетом этого выполнены прогнозы развития мировой энергетики, энергетики России и некоторых ее секторов до 2050 г. На основе анализа указанных условий и прогнозов можно сделать ряд принципиальных выводов.

Первый вывод состоит в том, что как условия, так и прогнозы развития энергетических технологий, энергетики и ее составляющих связаны в настоящее время с существенной неопределенностью. Эта неопределенность обусловлена прежде всего глобализацией и либерализацией мировой экономики в целом и энергетики в ее составе. Неопределенность условий и прогнозов развития энергетики безусловно увеличивает многовариантность рассматриваемых сценариев и тем самым существенно затрудняет обоснование и принятие решений по развитию энергетики и ее секторов.

Другой момент, который необходимо отметить и который также вносит усложнения в прогнозные исследования энергетики, связан с определенной противоречивостью внешних условий ее развития. В самом деле, наряду с условиями глобализации и либерализации экономики и энергетики в мире, существенное влияние на развитие энергетических технологий, энергетики и ее составляющих оказывают требования устойчивого развития человеческой цивилизации, энергетической безопасности стран и регионов, проблемы глобального изменения климата и ряд других факторов. Вопросы рационального соотношения таких влияющих факторов остаются до сих пор открытыми и как правило не имеют объективного обоснования.

В таких существенно неопределенных и противоречивых условиях роль энергетических прогнозов возрастает. Возрастает она при разработке энергетической политики государств, когда государства должны определить общественно значимые приоритеты в энергетических технологиях и в развитии секторов энергетики, поскольку под эти приоритеты государство должно разрабатывать необходимые экономические и институционные механизмы, а также предусматривать необходимые финансовые средства для реализации принятых приоритетов и механизмов. Возрастает роль энергетических прогнозов и для энергетических компаний, поскольку на этой основе компании могут строить свою долговременную политику, а рассматриваемые прогнозы снижают неопределенность внешних условий развития энергетики и тем самым повышают стабильность развития энергетических компаний.

Иногда приходится слышать горячие словесные баталии о том, что прогноз лучше и обоснованнее. Представляется, что безусловную истину в таких спорах искать бессмысленно и бесполезно. Конечно, достоверность любого прогноза зависит от адекватного учета влияющих факторов, что определяет точность прогностической модели и доверие к ней. Однако специалисты отчетливо понимают значимость субъективных неформализуемых факторов в

прогностических исследованиях. Поэтому доверие к прогнозам, в том числе и энергетическим, напрямую определяется доверием к специалистам и коллективам, которые эти прогнозы выполняют, их авторитетом и т.п. И тем не менее, прогнозы в энергетике, как и в других областях нашей жизни и деятельности необходимы и востребованы.

Авторы данной книги надеются, что приведенные в ней результаты исследований долгосрочных условий и тенденций развития энергетики, прогнозы развития энергетических технологий, энергетики в целом и ее составляющих не только дадут читателю информацию в соответствующих энергетических областях (а ценность этой информации очевидна в связи с комплексностью рассмотрения проблем), но и будут способствовать формулировке новых идей и подходов к исследованию и обоснованию развития энергетики и ее составляющих, что не менее важно, чем конкретная информация.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

к разделу 1

1. **Бушуев В.В., Голубев В.С.** Вектор социо-природного развития России// Техничко-экономическая динамика России. – М.: ГЕО-Планета, 2000. – С. 195–213.
2. **Данилов-Данильян В.И.** Охрана окружающей среды и устойчивое развитие. – М.: Гидрометеиздат, 2000. – 366 с.
3. **Мировая экономика в XXI веке: потрясающие достижения и серьезные проблемы** (гл. V докл. МВФ "Обзор мировой экономики", май 2000 г.) // МЭ и МО. – 2001. – № 1. – С. 3–15.
4. **Илларионов А.** Экономическая свобода и благосостояние народов// Вопр. экономики. – 2000. – № 4. – С. 83–101.
5. **Ясин Е.** Перспективы российской экономики: проблемы и факторы роста // Вопр. экономики. – 2002. – № 5. – С. 4–25.
6. **Роль государства в экономике США.** Науч. конф. в Ин-те США и Канады РАН (выступление в дискуссии А.Д. Никипелова) // США. – 2002. – № 6. – С. 61–79.
7. **Мартынов В.** Вызовы, реалии и шансы России // МЭ и МО. – 2001. – № 10. – С. 3–9.
8. **Гольденберг И.А.** Проблемы институциональной реформы и регулирование естественной монополии // Проблемы прогнозирования. – 2002. – № 2. – С. 98–118.
9. **Тимофеев С.** СУЭК зарегистрировала филиал в Иркутске // Известия. – 2002. – 8 авг.
10. **Энергетика XXI века. Системы энергетики и управление ими** / Под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 2004. – 384 с.
11. **Шамис Ю.Л.** Основные результаты и перспективы реформирования мировой электроэнергетики // Энергетика за рубежом. – 2002. – Вып. 2. – С. 3–11.
12. **Газовая промышленность и электроэнергетика: меры регулирования и реформы** (Экономические обзоры ОЭСР. 2001–2002. Российская Федерация. Гл. III) // Вопр. экономики. – 2002. – № 6. – С. 32–91.
13. **Бек У.** Что такое глобализация? – М.: Прогресс-Традиция, 2001. – 403 с.
14. **Наука и власть: Воспоминания ученых – гуманитариев и обществоведов** / Отв. ред. Г.Б. Старушенко. – М.: Наука, 2001. – 319 с.
15. **Мицек С.** Следует ли России опасаться глобализации? // Вопр. экономики. – 2002. – № 8. – С. 21–30.
16. **Сенчагов В.К.** Глобализация: позиция России // ЭКО. – 2002. – № 2. – С. 21–36.
17. **Шишков Ю.** Внешнеэкономические связи в XX веке – от упадка к глобализации // МЭ и МО. – 2001. – № 8. – С. 14–21.

18. **Рудакова И.** О применении языка экономической теории и базовых экономических моделей для анализа российской экономики // *Вопр. экономики.* – 2001. – № 12. – С. 32–45.
19. **Шишков Ю.** Глобализация и антиглобалисты // *Наука и жизнь.* – 2002. – № 9. – С. 2–7.
20. **Пороховский А.А.** Рыночная основа глобализации // *США.* – 2002. – № 8. – С. 3–20.
21. **Иноземцев В.** Новая книга на старую тему // *Свободная мысль–XXI.* – 2002. – № 4. – С. 23–26.
22. **Макаров А.А.** *Мировая энергетика и Евразийское энергетическое пространство.* – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 280 с.
23. **Кучеров Ю.Н.** Развитие электроэнергетики России // *Перспективы энергетики.* – 2002. – Т. 6, № 2. – С. 105–117.
24. **Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию** / Л.С. Беляев, О.В. Марченко, С.П. Филиппов и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 2000. – 269 с.
25. **Семенов В.А.** Глобализация крупных энергетических компаний в США // *Энергетика за рубежом.* – 2002. – Вып. 3. – С. 14–15.
26. **Вартазарова Л.С.** *Международный обмен энергетическими ресурсами. Основные тенденции.* – М.: Наука, 1983. – 152 с.
27. **Внешний вектор энергетической безопасности России** / Е.А. Телегина, М.А. Румянцева, С.В. Покровский и др. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 352 с.
28. **В.Р.** *Statistical review of world energy.* – 2001. – 382 p.
29. **Special report on emission scenarios.** – Cambridge University Press, 2000. – 228 p.
30. **World energy outlook: Assessing today's supply for fuel tomorrow's growth.** – IEA/OECD. – Paris. – 2001. – 420 p.
31. **World energy organisation** // <http://www.worldenergy.org/wecgeis/publication/reports/ser/oil/oil.asp>
32. **Global energy perspectives to 2050 and beyond.** WEC/IIASA. – 1995. – 112 p.
33. **World energy assessment. Energy and the challenge of sustainability.** UNDP. UNDE SA, WEC. – N.Y, 2000. – 508 p.
34. **International energy workshop: Proceedings.** – IIASA: Laxenburg, Austria, 2001. – 366 p.
35. **BP Statistical history.** – L. 2001. – 168 p.
36. **Кононов Ю.Д.** *Энергетика и экономика (проблемы перехода к новым источникам энергии).* – М.: Наука, 1981. – 192 с.
37. **Energy in a finite world. A global systems analysis. Report by the Energy systems program group of the IIASA/ W. Hafele. Program leader.** – Cambridge, 1981. – 69 p.
38. **Н.-Н. Rogner.** *An assessment of world hydrocarbon resources* // *Ann. Rev. of Energy and Environment.* – 1997. – Vol. 22. – P. 217–262.

39. **Высоцкий В.** Сколько в мире нефти // *Мировая энергет. политика.* – 2002. – № 2.
40. **Мировая энергетическая политика.** – М., 2003. – № 2. – 162 с.
41. **Конопляник А.А.** Мировой рынок нефти: возврат эпохи низких цен? (последствия для России) // *ИНП РАН.* – М., 2000. – 130 с.
42. **Нефтяная вертикаль.** – 2000. – № 6. – 44 с.
43. **BP Statistical review of world energy.** – 2002. – 3 90 p.
44. **International energy outlook.** 2002. – DOE/EIA. Washington, DC. March 2003. – 252 p.
45. **World energy outlook.** 2000.– Paris: Intern. Energy Agency, 2001. – 457 p.
46. **Претро Г.А., Федоров М.П.** Использование гидроэнергетическими установками потенциальных водных ресурсов мира // *Гидротехн. стр-во.* – 1993. – N 8. – С. 1–8.
47. **Алексеев В.А.** Новое в мировой гидроэнергетике // *Электрические станции.* – 1997. – N 11. – С. 62–69.
48. **Савельев В.А.** Современные проблемы и будущее гидроэнергетики Сибири. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 2000. – 200 с.
49. **Filippov S.P.** Cost analysis of world's hydropower resources and technologies. Working paper. – Laxenburg, Austria: Intern. Institute for Applied Systems Analysis, 1994. – 74 p.
50. **Лебедев Б.П., Файбисович Д.Л.** Электроэнергетика мира в 1995 г. // *Электр. станции.* – 1998. – N 8. – С. 65–71.
51. **International energy agency.** Monthly electricity survey, May 2001// <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ioe/hydro.html>
52. **Воронин В.П.** Научно-техническая политика РАО "ЕЭС России"// *Гидротехн. стр-во.* – 2001. – N 11. – С. 6–12.
53. **Furtaneto M.** Brazilians after lifestyle to address energy crisis// *IEEE SPECTRUM.* – 2001. – № 8. – P. 24–26.
54. **Федеральная целевая программа "Энергоэффективная экономика" на 2002-2005 гг. и на перспективу до 2010 г.:** Постановление Правительства РФ N 796 от 17.11.01// *Собр. законодательства РФ.* – 2001. – N 49.
55. **Энергетика России в первой половине XXI века: прогнозы, тенденции, проблемы/** Б.Г. Санеев, А.В. Лагерев, В.Н. Ханаева, А.В. Чемезов// *Энергет. стратегия.* – 2002. – N 4. – С. 16–25.
56. http://www.wto.org/English/res_e/statis_e/its2000/section4/iv22.xls
57. **Российский статистический ежегодник.** 2002: Стат. сб./ *Госкомстат России.* – М, 2002. – 690 с.
58. **БИКИ.** 13. VII. 2000 В.Н. (прогноз до 2030 г.). – 160 с.
59. **Рогинский С.** Спрос и предложение газа в Европе // *Нефтегазовая вертикаль.* – 2002. – № 18. – С. 36–45.
60. **Системные исследования проблем энергетики /**Под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука, 2000. – 558 с.
61. **Попов С.П.** Существующее состояние и тенденции развития нефтяной и газовой промышленности стран Восточной Азии. – Иркутск, 2002. – 64 с. – (Препринт/ИСЭМ СО РАН; № 2).

62. **Energy prices and taxes**, IEA statistics. – Paris, 1997–2002. – 396 p.
63. **Мировые** и внутренние цены в январе 2002 г.: Справоч.-инф. сб. "Цены и рынок". Кн. 4. – М., 2002. – 220 с.
64. **US energy outlook**. Spring/summer 2001. DRI-WEFA. – Lexington, 2001. – 188 p.
65. **Energy in Europe, 1999: Annual energy review** – European Commission, Directorate – General for Energy. – Paris: OECD, 1999. – 360 p.
66. **European energy to 2020: A scenario approach** – European Commission, Directorate General for Energy – Paris: OECD, 1996. – 226 p.
67. **Annual energy outlook 2001** – Washington: DOE/EIA, 2001. – 320 p.
68. **Short-term energy outlook for the European Union**, – European Commission, Directorate General for Europe. – Paris: OECD, 2000. – 268 p.
69. **BP Amoco statistical review of world energy, 2001**. – L. Brit. House, 2001. – 322 p.
70. **Придл Р.** Перспективы мировой энергетики до 2020 г. // Энергет. политика. – 1998. – Вып. 4-5. – С. 4–8.
71. **Основные** положения энергетической стратегии России на период до 2020 г. – М.: ГУ ИЭС, 2001. – 119 с.
72. **International energy outlook. 2000**. – Paris: EIA, 2001. – 252 p.
73. **Российский** статистический ежегодник: Стат. сб./ Госкомстат России. – М., 2001. – 679 с.
74. **Мастепанов А.М.** Топливо-энергетический комплекс России на рубеже века: состояние, проблемы и перспективы развития. – М., 2001. – 622 с.
75. **Волконский в.А., Кузовкин А.И.** Ценовые проблемы топливно-энергетического комплекса // Материалы открытого семинара "Экономические проблемы энергетического комплекса". – М.: ИЭП РАН, 2002. – 44 с.
76. **Волконский В.А., Кузовкин А.И.** Сколько должны стоить нефть, газ и уголь // Политэкономия. – 2000. – № 16 (57). – С. 37–54.
77. **Современные** проблемы топливообеспечения и топливоиспользования на ТЭС / Под ред. В.И. Эдельмана. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 367 с.
78. **О возможных** путях демографического развития России в первой половине XXI в. (по материалам Госкомстата России) // Вопр. статистики. – 2002. – № 3. – С. 3–9.
79. **Предположительная** численность населения Российской Федерации до 2016 г. (Статистический бюллетень). – М.: Госкомстат, 2002. – 149 с.
80. **Зацепина З.Л., Миськевич Н.И.** Характеристика действующей системы железнодорожных тарифов на перевозки энергетического угля и ее реформирование в перспективный период // Вопр. регулирования ТЭК: регионы и Федерация. – 2001. – № 2. – С. 40–45.
81. **Макарова Т.Е., Шевчук Л.М., Подгребной П.И.** Экономическая оценка перспектив развития газовой промышленности в новой редакции "Энергетическая стратегия России" // Изв. РАН. Энергетика. – 2000. - № 4. – С. 3–10.
82. **Макаров А.А., Макарова Т.Е., Шевчук Л.М.** Газовая промышленность в энергетической стратегии России до 2020 г. // Энергет. политика. – 2000. – Вып. 4. – С. 11–18.

83. **Ремизов В.В.** Перспективы развития добычи газа в России // Энергетическая политика. – 2000. – Вып. 4. – С 3–10.
84. **Неелов Ю.В., Левинзон И.Л., Брехунцов А.М., Шестаков А.В.** Развитие нефтегазового комплекса Ямало-Ненецкого автономного округа // Энергет. политика. – 2000. – Вып. 3. – С. 3–19.
85. **Рабчук В.И.** Оценка возможностей газовой отрасли в обеспечение энергетической безопасности России в период с 2000 по 2020 г. – Иркутск, 2001. – 54 с. – (Препринт/ ИСЭМ СО РАН: № 5).
86. **Криворуцкий Л.Д., Лузин Г.П., Рабчук В.И.** Оценка необходимых и возможных уровней добычи газа в России в период до 2020 г. // Изв. РАН. Энергетика. – 2001. – № 3. – С. 39–44.
87. **Кузовкин А.И.** О соотношении российских и мировых цен на ТЭР за годы реформы // Энергетическая политика. – 1997. – Вып. 4. – С. 207.
88. **Цены в России. 2002.** Стат. сб. Госкомстата России. – М.: Госкомстат, 2002. – 171 с.
89. **Сергеев П.А.** ТЭК России в III квартале 1999 г. // ТЭК. – 2000. – № 1. – С. 6–11.
90. **Цены и рынок.** Книга 17 за 2001 г. – М., 2001. – 144 с.
91. **Непомнящий В.А.** Цены на энергоресурсы и развитие национальной экономики // Материалы открытого семинара "Экономические проблемы энергетического комплекса". – М.: ИЭП РАН, 2002. – 44 с.
92. **Кононов Ю.Д.** Влияние конъюнктуры мировых энергетических рынков на рациональный экспорт российского газа // Проблемы прогнозирования. – 2001. – № 2. – С. 159–172.
93. **Walker I., Birol F.** Analysis the cost of an OECD environmental tax to the developing countries // Energy Policy. – 1992. – Vol. 20, N 6. – P. 559–567.
94. **Dahl C.** Energy and production demand elasticities for the developing world. – Colorado School of Mines, 1992. – 86 p.
95. **European Energy to 2020: A Scenario Approach** – European Commission, Directorate for Energy – Paris: OECD, 1996. – 366 p.
96. **Annual Energy Outlook. 2002.** – Washington: DOE/EIA, 2002. – 274 p.
97. **Mensik P.** Emulating a long-term energy scenario with MERGE 2 model. – Laxenburg: IIASA, IR – 00-029, 2000. – 188 p.
98. **Crigi P.** World Energy Projection to 2030 // Global Energy Issues. – 2000. – Vol. 14, N 1-4. – P. 137–147.
99. **Кононов Ю.Д., Гальперова Е.В.** Развитие методов долгосрочного прогнозирования энергопотребления // Системные исследования проблем энергетики. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 2000. – С. 351–353.
100. **Система** статистических показателей энергетики мира / Под ред. Ю.Н. Руденко. – М.: ИНЭИ РАН, 1993. – 137 с.
101. **Медведева Е.А.** Технологические уклады и энергопотребление. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1994. – 250 с.
102. **Борисова И.Н., Воронина С.А., Кретинина Ю.С. и др.** Энергоемкость российской экономики // Проблемы прогнозирования. – 1997. – № 6. – С. 32–39.

103. **Коптюг В.А.** Конференция ООН по окружающей среде и развитию (Рио-де-Жанейро, июнь 1992 г.). Информ. обзор. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1993. – 62 с.
104. **Башмаков И.** Сколько стоит смягчение антропогенного воздействия на изменение климата // *Вопр. экономики.* – 2003. – № 1. – С. 104–116.
105. **Climate change.** The scientific basis. Contribution of Working group to the Third Assessment Report of the IPCC. Summary for policymakers and technical summary. – WMO/UNEP, 2001. – 120 p.
106. **Груза Г.В., Ранькова Э.Я.** Климат России: потепление продолжается // *Наука и жизнь.* – 2003. – № 11. – С. 56–61.
107. **Клименко В.В.** Глобальное потепление и энергетика: мифы и реальность // *Энергия: экономика, техника, экология.* – 2001. – № 5. – С. 16–25.
108. **Израэль Ю.А., Назаров И.М., Нахутин А.И. и др.** Вклад России в изменение концентрации парниковых газов в атмосфере // *Метеорология и гидрология.* – 2002. – № 5. – С. 17–26.
109. **Израэль Ю.А.** Какую погоду ждать на Земле? // *Наука и жизнь.* – 2003. – № 1. – С. 2–8.
110. **Абасов Н.В., Бережных Т.В., Резников А.П.** Долгосрочный прогноз природообусловленных факторов энергетике в информационно-прогностической системе ГИПСАР // *Изв. РАН. Энергетика.* – 2000. – № 6. – С. 22–30.
111. **Виноградова Г.М., Завалишин Н.Н., Кузин В.И.** Внутривековые изменения климата Восточной Сибири // *Оптика атмосферы и океана.* – 2002. Т.15, № 5 – 6. – С. 408–411.
112. **Шимараев М.Н., Куимова Л.Н., Синюкович В.Н., Цехановский В.В.** Климат и гидрологические процессы в бассейне оз. Байкал в XX столетии // *Метеорология и гидрология.* – 2002. – № 3. – С. 71–78.
113. **Бережных Т.В., Резников А.П.** Фоновое прогнозирование речного стока на основе пространственно–временных закономерностей // *География и природные ресурсы.* – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1996. – № 4. – С. 17–24.
114. **Резников А.П., Бережных Т.В., Васильева Э.Н., Мутина Т.Б.** Будущая природная обстановка в Приангарье и экологическая устойчивость (прогностическая экспресс-информация с комментарием). – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1994. – 50 с.
115. **Зубаков В.А.** История и причины колебаний уровня Каспия: мио-плиоцен, 7.1-1.95 млн лет назад // *Водные ресурсы и режим водных объектов.* – 2001. – Т. 28, № 3. – С. 280–287.
116. **Варущенко С.И., Варущенко А.Н., Клиге Р.К.** Изменение режима Каспийского моря и бессточных водоемов в палеовремени.– М.: Наука, 1987. – 239 с.
117. **Карабаева Г.** Каспий наступает? // *Энергия: экономика, техника, экология.* – 2002. – № 1. – С. 48–50.

118. **Борисенков Е.П.** Основные тенденции естественных и антропогенных изменений климата // Физические основы изменения современного климата. Всесоюз. симп., 1979, Сб. 2, ч. I. – М.: Наука, 1981. – С. 4–41.
119. **Чичагов В.П.** Маундеровский минимум солнечной активности в эволюции природной среды Восточной Монголии // География и природные ресурсы. – 1997. – № 1 – С. 181–190.
120. **Казанцев Ю.В.** Причины различия климатов Земли, Марса и Венеры. – С-Пб.: Гидрометеиздат, 2001. – 126 с.
121. **Клименко В.В., Микушина О.В.** Изменение природно-климатической обстановки на севере России в первой половине XXI столетия // Энергетическая политика. – 2001. – С. 35–42.
122. **Россия – Европа: Стратегия энергетической безопасности: Материалы Междунар. конс. совещ.** – М, 1995.
123. **Энергетическая безопасность Содружества Независимых Государств: Материалы Междунар. конс. совещ.** – М, 1996. – 214 с.
124. **Российский статистический ежегодник. Стат. сб.** – М.: Госкомстат России, 2000. – 642 с.
125. **Райская Н., Сергиенко Я., Френкель А.** Исследование неплатежей// Экономист. – 2000. – № 10. – С. 37–41.
126. **Мастепанов А.М.** Аспекты энергетической стратегии России// ТЭК – 2001. – № 2. – С. 30–34.
127. **Энергетическая безопасность России/ В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов и др.** – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1998. – 302 с.
128. **Воропай Н.И., Рабчук В.И., Славин Г.Б.** Возможности энергосбережения в России в период до 2020 г. // Энергет. политика. – 2000. – № 5. – С. 6–8.
129. **Корнеев А.В.** Энергетическая стратегия США на пороге XXI века // США – Канада – ИПК. – 2000. – № 7. – С. 40–61.
130. **Мастепанов А.М., Жизнин С.З.** Внешнеполитические аспекты энергетической безопасности России // Энергет. политика. – 1995. – Вып. 2. – С. 11–15.
131. **Мастепанов А.М.** Региональные и внешнеэкономические аспекты энергетической политики России. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – 136 с.
132. **Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (Нефтяной комплекс России).** – М.: МГФ "Знание", 2000. – 230 с.
133. **Жизнин С.З.** Энергетическая дипломатия. – М., 1999. – 188 с.
134. **The history of the IEA. V.II. Major policies and actions.** – Paris: OECD, 1995. – 130 p.
135. **Energy policies of the IEA countries. 1997 Review.** – OECD/IEA, 1997. – 174 p.
136. **Energy policies of the IEA countries. 2002 Review.** – OECD/IEA, 2002. – 194 p.

137. **Энергетическая** стратегия России на период до 2020 года. – М.: ГУ ИЭС, 2003. – 128 с.
138. **Мастепанов А.М.** Энергетическая дипломатия // Энергет. политика. – 1996. – Вып. 6. – С. 31–37.
139. **Мастепанов А.М.** Об актуальных проблемах внешней энергетической политики России // ТЭК. – 1996. – № 1-2. – С. 22–25.
140. **Новая** энергетическая политика России / Под ред. Ю.К. Шафраника. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 366 с.
141. **Green Paper.** Towards a European strategy for the security of energy supply. – ЕС, 2001. – 68 p.

к разделу 2

1. **Ольховский Г.Г.** Технологии для тепловых электростанций // Газотурбин. технологии. – 1999. – № 2. – С. 14–20.
2. **Прутковский Е.Н, Варварский В.С., Гриценко В.И. и др.** Экологические и энергетические аспекты внедрения в энергетику ПГУ с ВЦГ третьего поколения // Теплоэнергетика. – 1993. – №11. – С.18–22.
3. **Muramatsu K.** Current Situation and Prospect of High Efficiency Coal Utilization Technology in Japan // Intern. Symp. on High Temperature Air Combustion and Gasification, Kaohsiuhg, Taiwan, January 20 – 22, 1999.
4. **Yoshikawa K.** High Efficiency Power Generation from Coal and Wastes Utilizing High Temperature Air Combustion Technology // Intern. Symp. on Advanced Energy Technologies, Sapporo, Japan. February 2–4, 2000.
5. **Kobayashi K., Yoshikawa K., Tsuji K., Shioda S.** Analysis of Power Generation System on Gasification of Coal and Solid Wastes Using High Temperature Air // Intern. Conf. on MHD Power Generation and High Temperature Technologies, Beijing, PRC, Oct. 12–15, 1999.
6. **Зауэр А.** Новые тенденции развития международного рынка электростанций – новые решения в области техники производства электроэнергии, предлагаемые фирмой "Сименс" // Сб. докл. Всерос. конф. "Энергетика России в 21 веке: Проблемы и научные основы устойчивого и безопасного развития", Иркутск, Россия, 14–17 сентября 2000 г. – С.139–154.
7. **Complex metallurgy and intricate cooling** // Modern Power Systems, 2003. – N 5. – P. 27.
8. **Коровин Н.В.** Электрохимическая энергетика. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 264 с.
9. **Потанина Ю.М.** Техничко-экономические исследования установок с топливными элементами // Системные исследования в энергетике. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2001. – С. 120–127.

10. **Мировая** энергетика и переход к устойчивому развитию / Беляев Л.С., Марченко О.В., Филиппов С.П. и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 2000. – 270 с.
11. **Стратегия** развития атомной энергетики России в первой половине XXI века. – М.: Мин-во РФ по атомной энергии, 2000. – 36 с.
12. **Орлов В.В.** Инициатива Президента и Стратегия Минатома // Журн. ядерн. общ-ва России. – 2001. – № 5. – С. 27–34.
13. **Велихов Е.П.** Ядерная и термоядерная энергетика в XXI веке // Энергия. – 2001. – № 10. – С. 10–12.
14. **Filippov S.P.** Cost analysis of world's hydropower resources and technologies. Working paper. – Laxenburg, Austria: International Institute for Applied Systems Analysis, 1994. – 74 p.
15. **Савельев В.А.** Современные проблемы и будущее гидроэнергетики Сибири. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 2000. – 200 с.
16. **Алексеев В.А.** Новое в мировой гидроэнергетике // Электр. станции. – 1997. – N 11. – С. 62–69.
17. **Воронин В.П.** Научно-техническая политика РАО "ЕЭС России" // Гидротехн. стр-во. – 2001. – № 11. – С. 6–12.
18. **Лебедев Б.П., Файбисович Д.Л.** Электроэнергетика мира в 1995 г. // Электр. станции. – 1998. – № 8. – С. 65–71.
19. **World energy outlook 2000.** Sec. edition. – Paris: International Energy Agency, 2001. – 457 p.
20. **World Energy Assessment: Energy and Challenge of Sustainability.** – N. Y.: United Nations Development Programme, Bureau for Development Policy, 2000. – 326 p.
21. **Филиппов С.П.** Энергетические ресурсы мира: стоимостной анализ. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1994. – 61 с.
22. **Energy in a finite world: a global systems analysis / W. Häfele,** Program Leader. – Cambridge, Massachusetts: Ballinger Publ. Comp., 1981. – 174 p.
23. **Survey of energy resources: 1992.** – World Energy Council, 1993. – 432 p.
24. **Bioenergy / Ed. A.V. Desai.** – New Delhi: Wiley Eastern Ltd, 1990. – 378 p.
25. **Антропогенное** перераспределение органического вещества в биосфере/Под ред. И. С. Коплан–Дикс, Е. А. Стравинской. – СПб.: Наука, 1993. – 206 с.
26. **Renewable energy. Sources for fuel and electricity / Ed. T.B. Johansson et al.** – Washington: Island Press, 1993. – 338 p.
27. **Energy for tomorrow's world – the realities, the real options and the agenda for achievement.** – N. Y.: St. Martin's Press, 1993. – 124 p.
28. **Dessus B., Devin B., Pharabod F.** World potential of renewable energies actually accessible in the nineties and environmental impacts analysis. – Paris: Extraits de la Houille Blanche, 1992. – 224 p.
29. **Renewable energy resources: opportunities and constraints 1990 – 2020:** Proc. of the 15th Congr. World Energy Council. – Madrid, 1992. – 336 p.

30. **Нетрадиционная** возобновляемая энергетика в СССР – состояние, проблемы, перспективы. – Ашхабад: НИИ НТИ и ТЭИ, 1991. – 47 с.
31. **Панцхава Е.С., Кошкин Н.Л., Пожарнов В.А.** Биомасса – реальный источник коммерческих топлив и энергии. Ч.1. Мировой опыт // Теплоэнергетика. – 2001. – № 2. – С. 21–25.
32. **Безруких П.П., Стребков Д.С.** Нетрадиционная возобновляемая энергетика в мире и России. Состояние, проблемы, перспективы // Энергет. политика. – 2001. – № 3. – С. 3–13.
33. **Твайделл Дж., Уэйр А.** Возобновляемые источники энергии. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 392 с.
34. **Kassler P.** Energy for development. – London: Shell Company, 1994. – 226 p.
35. **WEC (World Energy Council).** Energy for tomorrow's World. – London, 1994. – 330 p.
36. **Lazarus M.L., Greber J., Hall C.** et al. Towards a fossil free energy future, The next energy transitions: a technical analysis for Greenpeace International. – Stockholm Environmental Institute and Boston Center, 1993. – 186 p.
37. **Climate change 1995:** Impacts, Adaptations and mitigation of climate change: Scientific–technical analyses. – Cambridge: Cambridge University Press, 1996. – 224 p.
38. **Dessus B., Devin B., Pharabod F.** World potential of renewable energies actually accessible in the nineties and environmental impacts analysis. – Paris: Extraits de la Houille Blanche, 1992. – 288 p.
39. **Meyer N.I., Grubb M.J.** Wind power technologies and potentials // Proc. of the Intern. Symp. on Environmentally Sound Energy Technologies. – Milan, Italy, 1991. – P.3–39.
40. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Экономическая эффективность ветроэнергетических установок в системах электро- и теплоснабжения. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996. – 28 с.
41. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Вероятностный анализ экономической эффективности ветроэнергетических установок // Изв. РАН. Энергетика. – 1997. – № 3. – С. 52–60.
42. **Перминов Э.М.** Состояние и перспективы развития мировой ветроэнергетики // Вести в электроэнергетике. – 2002. – № 1. – С. 67–70.
43. **Neij L.** Cost dynamics of wind power // Energy – The Int. J. – 1999. – Vol. 24 – P. 375–389.
44. **Доброхотов В.И., Шпильрайн Э.Э.** Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. Проблемы и перспективы // Теплоэнергетика. – 1996. – № 5. – С. 2–9.
45. **Tall tower** in big country // Modern Power Systems, 2003. – № 8. – P. 7.
46. **Proceedings** of the 9th Photovoltaic Solar Energy Conf. – Bonn, 1989. – 330 p.
47. **Benner J.P., Kazmewski L.** Photovoltaics. Gaining greater visibility // IEEE Spectrum. – 1999. – Vol. 36, № 9. – P. 34–42.

48. **Notton G., Muselli M., Poggi P.** Costing a stand alone photovoltaic system // *Energy – The Int. J.* – 1998. – Vol. 23, № 4. – P. 289–308.
49. **Photovoltaic technologies and their future potential.** – Berlin: EAB–OPET, 1993. – 280 p.
50. **Wrixon G.T., Rooney A.–M.E., Palz W.** Renewable energy–2000. – Berlin: Springer-Verlag, 1993. – 388 p.
51. **Стребков Д.С.** О развитии фотоэлектрической энергетики в России // *Теплоэнергетика.* – 1996. – № 5. – С. 23–26.
52. **Global energy perspectives to 2050 and beyond.** – WEC, IASA, 1995. – 112 p.
53. **Дядькин Ю.** Проблемы и перспективы использования геотермальных ресурсов // *Энерг. стро-во.* – 1991. – № 4. – С. 12–21.
54. **Dessus B., Pharabod F.** Energy development and environment: what about solar energy in a long term perspective? // *Proc. of the SPS'91 Conf. Power from Space.* – Paris, 1991. – P. 99–108.
55. **Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С.** Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 432 с.
56. **Сичкарев В.И., Акуличев В.А.** Волновые энергетические станции в океане. – М.: Наука, 1989. – 132 с.
57. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Анализ области экономической эффективности ветродизельных электростанций // *Пром. энергетика.* – 1999. – № 2. – С. 49–53.
58. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Оценка экономической и экологической эффективности солнечного теплоснабжения в России // *Теплоэнергетика.* – 2001. – № 11. – С. 46–49.
59. **Системные исследования проблем энергетики /** Под ред. Н.И. Воропая.– Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 2000. – 558 с.
60. **Топливо-энергетический комплекс России: Современное состояние и взгляд в будущее/** Г.В. Агафонов, Е.Д. Волкова, Н.И. Воропай и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1999. – 312 с.
61. **Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Попов С.П., Петров Н.А.** Малая энергетика Севера: Проблемы и пути развития. – Новосибирск: Наука, 2002. – 188 с.
62. **Безруких П.П.** Нетрадиционные возобновляемые источники энергии // *Энергетическая безопасность и малая энергетика XXI век. ЭбиМВ-2002: Сб. докл. Всерос. науч.-техн. конф.* – СПб., 2002. – С. 22–36.
63. **Михайлов А.К.** Малая энергетика, энергетическая безопасность и задачи конференции // *Там же, где и 5.* – С. 6–12.
64. **Об использовании** ветроэнергетических установок для перекачки газа по магистральным газопроводам. – М.: РНЦ «Курчатов. ин-т», 2000. – 34 с.
65. **Кошелев А.А.** Перспективы использования возобновляемых природных ресурсов в энергетике России // *В сб. Энергетика России в XXI веке: проблемы и научные основы устойчивого и безопасного развития.* – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2001. – С. 226–238.

66. **Пракин В.Н.** Перспективы развития незаслуженно забытых технологий/ Энергосбережение. – 2001. – №5 – С. 51.
67. **Осадчий Г.Б.** Альтернативные источники малых производств// Пром. энергетика. – 2001. – №11 – С. 56 – 58.
68. **Экологические** проблемы энергетики/Под ред. А.А. Папина. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. – 322 с.
69. **Атласы** ветрового и солнечного климатов России. – СПб., 1997. – 174 с.
70. **Оборудование** нетрадиционной и малой энергетики: Справочник-каталог. – М.: АО «Новые и возобновляемые источники энергии», 2000. – 167 с.
71. **Уилсон К.Л.** Уголь – "мост в будущее". – М.: Недра, 1985. – 282 с.
72. **Липович В.Г., Калабин Г.А., Калечиц И.В. и др.** Химия и переработка угля. – М.: Химия, 1988. – 336 с.
73. **Хоффман Е.** Энерготехнологическое использование угля: Пер. с англ. / Под ред. Э.Э.Шпильрайна. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 328 с.
74. **Уайтхерст Д.Д., Мишель Т.О., Фаркаши М.** Ожижение угля: Пер. с англ. / Под ред. В.Г. Липовича. – М.: Химия, 1986. – 336 с.
75. **Переработка** бурого угля в жидкие продукты на опытном заводе СТ-5. / Гаркуша А.А., Кричко А.А. и др. / Химия твердого топлива. – 1990. – № 4. – С. 84–90.
76. **Синтетическое** топливо из углей: Сб. науч. тр. Ин-та горючих ископаемых. – М. – Вып.1983, 1984 и 1986 гг.
77. **Юлин М.К.** Синтетическое жидкое топливо из бурых углей Канско-Ачинского бассейна // Химия твердого топлива. – 1990. – № 6. – С. 55–63.
78. **Печуро Н.С., Капкин В.Д., Песин О.Ю.** Химия и технология синтетического жидкого топлива и газа. – М.: Химия, 1986. – 352 с.
79. **Grainger L. and Gibson J.** Coal utilisation. Technology, Economics and Policy. – London, 1981. – 503 p.
80. **Химическая** технология твердых горючих ископаемых/ Под ред. Г.Н. Макарова, Г.Д. Харламповича – М.: Химия, 1986. – 496 с.
81. **Волков Э.П.** Проблемы использования низкосортных топлив в работах энергетического института им. Г.М. Кржижановского // Электр. станции. – 1989. – № 8. – С. 46–52.
82. **Малышев Ю.Н., Зыков В.М.** Будущее угольной промышленности // Уголь. – 1977. – № 11. – С. 5–14.
83. **Шиллинг Г. Д., Бонн Б., Краус У.** Газификация угля: Горное дело – сырье – энергия.: Пер. с нем. – М.: Недра, 1986. – 175 с.
84. **Катализ** в C₁ химии / Под ред. В. Кайма; пер. с англ. под ред. И.И. Моисеева. – Л.: Химия, 1987. – С. 46–90.
85. **Шпильрайн Э.Э., Липович В.Г., Асланян Г.С.** Современное состояние и перспективы развития методов переработки низкосортных углей в СССР// Экологически приемлемое использование низкосортных топлив: Тр.

Международ. семинара ЮНЕП. В 4 ч./ Под ред. Г.С. Асланяна. – М.: ИВТАН, 1990. – Ч. 2. – С.156–182.

86. **Шелдон Р.А.** Химические продукты на основе синтез-газа: Пер. с англ. / Под ред. С.М. Локтева. – М.: Химия, 1987. – 248 с.

87. **Фальбе Ю.** Химические вещества из угля: Пер. с нем./ Под ред. И.В. Калечица – М.: Химия, 1980. – 616 с.

88. **Караваев М.М., Мастеров А.П.** Производство метанола. – М.: Химия, 1973. – 160 с.

89. **Караваев М.М., Леонов В.Е., Попов И.Г. и др.** Технология синтетического метанола – М.: Химия, 1984. – 240 с.

90. **Klosek J., Sorenson J.C.** Flexibility for CGCC power generation – LPM energy storage // Proc. Amer. Power Conf.. Vol.53. Pt 1.53rd Annu. Meet., Chicago, Ill., Apr. 29–May 1, 1991. – Chicago, Ill, 1991. – С. 720–725.

91. **A. Schmoee Lee, S. S. Tam, B. A. Walters, W. Weber.** Enhancement of IGCC through clean by-product fuel coproduction // Proc. Amer. Power Conf. Vol.53. Pt 1. 53rd Annu. Meet., Chicago, Ill, Apr. 29–May 1, 1991. – Chicago (Ill), 1991. – С. 726–731.

92. **Клер А.М., Тюрина Э.А.** Математическое моделирование и технико-экономические исследования энерготехнологических установок синтеза метанола. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1998. – 116 с.

93. **Крылов О.В.** Ограниченность ресурсов как причина предстоящего кризиса // Вест. РАН. – 2002. – Т. 70, № 2. – С. 136–146.

94. **Постановление** Мэрии Москвы «О Городской целевой программе использования альтернативных видов моторного топлива на автомобильном транспорте города на 2002–2004 гг.» от 12 марта 2002 г. №170 – ПП.

95. **Кессель И. Б., Шурупов С. В., Гриценко А. И. и др.** На диметиловом эфире. Новая технология превращения природного газа в дизельное топливо (по материалам доклада CITOGIC'2000) // Нефтегазовая вертикаль. – 2002. – № 9. – Р. 41–50.

96. **Kler A.M., Tyurina E.A.** Comparison of the Efficiency of Technologies for Combined Production of SLF and Electricity from Natural Gas // Proc. of Intern. Conf. «Energy Cooperation in Northeast Asia: Prerequisites, Condition, Ways» (September 9–13, 2002, Irkutsk, Russia) – Irkutsk: Energy Systems Institute, 2002. – Р. 260–266.

97. **Ackermann T., Andersson G., Soeder L.** Distributed generation: a definition // Electric power systems research, 2001, 57, 195–204.

98. **Bacher P.** Meeting the energy challenges of the 21st century // Int. J. Energy Technology and Policy 2002, 1(1/2), P. 1–26.

99. **World energy, technology and climate policy outlook 2030.** EC Rep. EUR 20366/ Ed. by P. Busquin. – Brussels, 2003. – 148 p.

100. **World survey of decentralized energy 2004: Rep. of WADE.** Edinburgh, 2004. – 36 p.

101. **Hansen C.J., Bower J.** An economic evaluation of small-scale distributed electricity generation technologies. Rep. no. EL 05. Oxford Inst. for Energy Studies. – Oxford, 2003. – 59 p.
102. **Guide** to decentralized energy technologies. Rep. of WADE. – Edinburgh, 2003. – 41 p.
103. **Status** of gasification in countries participating in the IEA Bioenergy gasification activity: Rep. of IEA. Netherlands, 2001. – 62 p.
104. **Nakicenovic N., Riahi K.** An assessment of technological change across selected energy scenarios: IASA Rep. No. RR-02-005. 2002. – 142 p.
105. **The future** of CHP in the European market – The European cogeneration study. Rep. of the Future Cogen Project (no. 4.1031/P/99-169). – Brussels, 2001. – 88 p.
106. **Decentralised** generation: development of EU policy: Rep. no. ECN-C-02-075, DECENT Project. Netherlands, 2002. – 86 p.
107. **Дубинин В.С., Лаврухин К.М.** Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в котельных // Новости теплоснабжения. – 2002. Т. 6. – 28–30.
108. **Jedermanns** Kleinkraftwerk // Motorist. – 2002. – 17(3). – P. 14–19.
109. **Minikraftwerk** versorgt Gebaeude // VDI-Nachr. – 2002. – P. 10–44.
110. **Voiglaender P., Gattnger M., Lenk U.** Wettbewerb der Technologien zur Stromerzeugung // 33. Kraftwerktechnisches Kolloquium "Zuverlaessigkeit von Kraftwerkanlagen im liberalisierten Strommarkt". Dresden, 23-24 Oct. 2001. – Dresden: Techn. Univ. Dresden, 2001. – P. 49–64.
111. **Паровые** турбины и турбогенераторы/Номенклатурный перечень №1/ОАО "Калужский турбин. з-д". – Калуга, 2003. – 39 с.
112. **Гейвандов И.А., Стоянов Н.И.** Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии на автономных малых электростанциях // Научные школы и научные направления СевКавГТУ. – Ставрополь: Изд-во СевКавГТУ, 2001. – С. 241–243.
113. **Лихтер Ю.М.** Автономные источники энергоснабжения // Тр. междунар. конф. "Проблемы энергосбережения и экологии при использовании углеводородных топлив", Ростов-на-Дону, 2001. - Ч.1. - Ростов н/Д: Изд-во Рост. гос. стоит. ун-та, 2001. – С. 87–90.
114. **Моисеев Л.Л., Сливной В.Н.** Направления совершенствования малой энергетики Кузбасса // Горн. машины и автоматы. – 2002. – 9. – С. 35–36.
115. **Electric** power 2002 specification // Gas Turbine World. – 2002. – 32(1). – P. 16–25.
116. **Ramgen** Power 500-kW powered demo genset unit // Gas Turbine World. – 2002. – 32(2). – P. 37.
117. **Betriebserfahrungen** mit der Mikrogasturbine T100 // Dietze Uwe. Euroheat and Power: Fernwarme int. – 2002. – 31(9). – P. 18–23.
118. **Spectaculaer** teuer // Sonne Wind und Waerme. – 2002. – 9. – P. 73.

119. **DOE** \$3 million contract spurs microturbine CHP // *Gas Turbine World*, 2001, 31(5), 43 p.
120. **Zheng J.** The current status and future development of distributed generations // *Proc. of JCEE, Xi'an, July 22–26, 2001. Vol. 1.* – P. 88–91.
121. **Geiger S., Cropper M.** Fuel cell market survey: small stationary applications // *Fuel Cell Today*, 30 June 2003. 19 p.
122. **Cropper M.** Fuel cell market survey: large stationary applications // *Fuel Cell Today*, 17 September 2003. – 17 p.
123. **Varley J.** Solid basis for cell growth // *Modern Power Systems.* – 2003. – 10. – P. 11.
124. **Low** revolutions in Greece // *Modern Power Systems.* – 2003. – 10. – P. 45.
125. **Wood J.** Micro CHP, major issues // *Modern Power Systems.* – 2003. – 7. – P. 36–37.
126. **Ramakumar R., Bzura J.J., Eyer J. et al.** Renewable technologies and distribution systems // *IEEE Power Eng. Rev.* – 1999. – 11. – P. 5–14.
127. **World Energy Outlook: Assessing today's supplies to fuel tomorrow's growth.** OECD IEA, Paris, 2001. – 425 p.
128. **Vastas** forecasts a fair wind // *Modern Power Systems.* – 2003. – 3. – P. 7.
129. **Russian** renewables: a hidden treasure trove // *Power Economics.* – 2003. – Vol. 7(8). P. 10.
130. **Klimstra J.** Gasification and gas engines // *Proc. of Workshop "Cooling, Tri-generation & Component Integration", 28 & 29th of January 2004.* – Vasteras, Sweden, 2004.
131. **Reed T.B., Gaur S.** A survey of biomass gasification 2001: Rep. of NREL. Golden, CO, 2001. 168 p.
132. **Зысин Л.В., Кошкин Н.Л., Орлов Е.И. и др.** Исследования совместной работы дизеля и газогенератора, перерабатывающего растительную биомассу // *Теплоэнергетика.* – 2002. – № 1. – 14–18.
133. **Cormacchione N.A.C., Facchini B.** Multiple shafts gas turbine comparison using low BTU fuel (bio-fuel) and part load control systems // *Proc. Conf. "Power-Gen Europe", Brussels, 29-31 May 2001.* – Upshire: PenWell, 2001. – P. 278–281.
134. **Wood** plant aims high // *Modern Power Systems.* – 2003. – № 3. – P. 27.
135. **Гуков А.И.** Совместный сбор и транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1973. – 280 с.
136. **Asante B., Stanislav J.F., Pan L.** Multiphase transport of gas and low loads in pipelines // *Pipeline simulation interest group, 31st annual meeting.* – 1999. – 14 p.
137. **Scott S., Shippen M.** Multiphase pumping as an alternative to conventional separation, pumping and compression // *Proc. of PSIG, 34th annual meeting.* – 2002. – 16 p.
138. **Математическое моделирование и технико-экономические исследования энерготехнологических установок синтеза метанола.** Клер А.М., Прусова Н.М., Тюрина Э.А. и др. // *Изв. РАН. Энергетика.* 1994. – №3. – С.129–137.

139. **Тарифная** политика российских железных дорог на перевозки грузов в международном сообщении на 1999 фрахтовый год. – М.: МПС РФ, 1998. – 187 с.
140. **Таблица** действующих в 1999 году индексов и коэффициентов к ставкам «Тарифной политики российских железных дорог на 1999 фрахтовый год». – М.: РЖД – Партнер. 1999. - №4 (8). – С.29–32.
141. **Справочник** по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
142. **Belyaev L.S., Marchenko O.V., Filippov S.P.** Space-based Power Systems with wireless power transmission in the 21 st century // Millennium Conf. on Antennas and Propagation. – Davos, Switzerland. 9–14 April, 2000. – P. 88–97.
143. **A study of DC Submarine Cable.** Information of TEPSCO. September 1998. – 13 p.
144. **Воропай Н.И., Ершевич В.В., Руденко Ю.Н.** Развитие международных энергообъединений – путь к созданию мировой электроэнергетической системы. – Иркутск, 1995. – 29 с. – (Препринт /СЭИ СО РАН; № 10).
145. **Тиходеев Н.Н.** Передача электрической энергии / Под ред. В.И. Попкова. – Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 248 с.
146. **Александров Г.Н.** Передача электрической энергии переменным током. – М.: Знак, 1998. – 272 с.
147. **Соколов Н.И.** Возможности передачи электроэнергии на большие расстояния // Изв. РАН. Энергетика. – 1998. – № 3. – С. 81–86.
148. **Glaser P.** Solar power from satellites // Physics Today.–1977.–№2.–P. 30–38.
149. **Criswell D. R., Waldron R. D.** Lunar system to supply solar electric power to Earth// Proc. of the 25th Intersociety Energy Conversion Engineering Conf. – Reno, NV. – 1990. – Vol.1. – P. 61–70.
150. **Kulcinski G.L.** Fusion energy from the Moon for the 21 st century // Proc. of the 2nd Lunar Base Conf., Houston, TX. – 1988. – P. 88–97.
151. **Бурдаков В.П.** Электроэнергия из Космоса. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 152 с.
152. **Power** from space: Proc. of the 2nd Intern. Symp. SPS 91. – Paris, 1991. – 642 p.
153. **Criswell D.K., Waldron R.D.** Lunar Solar Power System: options and beaming characteristics (IAF-93-R.2.430)// Proc. of the Intern. Astronautical Federation Congress. – Paris: Intern. Astron. Federation. – 1993. – P. 138–149.
154. **Беляев Л.С., Коротеев А.С., Руденко Ю.Н.** Энергия из космоса: Возможная роль и влияние на развитие энергетических систем // Изв. РАН. Энергетика. – 1994. – № 6. – С. 15–23.
155. **Belyaev L.S., Filippov S.P., Kavelin I.Ya.** Evaluation of the economic efficiency of the Lunar Power System // Proc. of 3rd Int. Symp.on the World Energy System, Uzhgorod, Ukraine, 4–7 Nov., 1993, – Budapest: Syst. Int. Foundation, 1994. – P. 281–291.

156. **Belyaev L.S., Filippov S.P., Rudenko Yu. N.** Space system concepts: Modes of power supply to Earth // Proc. of the Conf. on Alternative Power from Space (APFS). Albuquerque, New Mexico, Jan. 8-12, 1995, – American Institute of Physics, 1995. – P. 945–949.
157. **Belyaev L.S., Filippov S.P., Marchenko O.V.** Possible role of power from Space in the 21st century // Proc. of SPS'97 Conference, Montreal, Canada, August 1997. – P. 35–40.
158. **Yeskov Yu.M., Akimov V.N., Arkhangelski I.A.** Lunar station for electricity supply to Earth by use of microwave beams of GW power // Perspectives in Energy. – 1994–1995. – Vol. 3. – P. 307–313.
159. **Lunar Energy Enterprise Case Study Task Force (TM-101652).** NASA, 1989. – 166 p.
160. **Criswell D.R., Waldron R.D.** International Lunar base and Lunar-based power system to supply Earth with electric power // 42nd Congr. of the Intern. Astronautical Federation, Oct. 5-11, 1991, Montreal, Canada. – 171 p.
161. **Space Power Systems: Energy and Space for Humanity.** Proc. of SPS'97 Conference. – Montreal, Canada, August 1997. – 342 p.
162. **Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д.** Экономика формирования электроэнергетических систем. – М.: Энергия, 1981. – 320 с.

к разделу 3

1. **Energy in a Finite World: A Global Systems Analysis** / W. Häfele, Program Leader. – Cambridge, Massachusetts: Ballinger Publ. Comp., 1981. – 336 p.
2. **Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond.** – World Energy Council; International Institute for Applied Systems Analysis. – Laxenburg: IIASA, 1995. – 138 p.
3. **Global Energy Perspectives** / Ed. N. Nakicenovic, A. Grübler, A. McDonald. – Cambridge University Press, 1998. – 288 p.
4. **Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию** / Л.С. Беляев, О.В. Марченко, С.П. Филиппов. и др. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 2000. – 269 с.
5. **Special Report on Emissions Scenarios.** A special report of working group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change / N. Nakicenovic, J. Alcamo, G. Davis et al. – Cambridge University Press, 2000. – 118 p.
6. **World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability** / Ed. J. Goldemberg. – N.Y.: United Nations Development Programme, United Nations Department of Economic and Social Affairs, World Energy Council, 2000. – 312 p.
7. **World Development Indicators 1998.** – Washington: World Bank, 1998. – 360 p.

8. **International Energy Outlook 2002.** – Washington: Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, 2002. – 330 p.

9. **Надежность** и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Методы анализа: Европейское измерение / Ю.Н. Кучеров, О.М. Кучерова, Л. Капойи, Ю.Н. Руденко. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1996. – 380 с.

10. **Belyaev L.S., Kovalev G.F., Podkovalnikov S.V.** Interstate Electric Ties in the Northern Pacific Region. // Int. J. of Global Energy Issues. – 1998 – Vol. 10, – № 2–4. – P. 220–227.

11. **Воропай Н.И., Ершевич В.В., Руденко Ю.Н.** Развитие международных энергообъединений – путь к созданию мировой электроэнергетической системы. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1995. – 29 с. – (Препринт/ СЭИ СО РАН; № 10).

12. **Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М.** Модель оценки надежности электроэнергетических систем при долгосрочном планировании их работы // Электричество. – 2000. – № 11. – С. 17–24.

13. **International Energy Outlook 2000.** Energy Information Administration. March 2000. U.S. Department of Energy Washington. (www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html).

14. **World Energy Outlook, 2000.** – Paris, OECD/IEA, 2001. – 457 p.

15. **Oil & Gas Journal.** – 1999. – Vol. 97. – № 51.

16. **Нефть** и газ России в XXI веке: прогноз добычи и развития сырьевой базы / А.И. Гриценко, Н.А. Крылов, В.В. Аленин, В.П. Ступаков // <http://www.geoinform.ru/mrr.files/issues/articles/gric3-01.html>.

17. **Основные** положения энергетической стратегии России до 2020 г. – М.: ГУ ИЭС, 2000. – 64 с.

18. **Топливо-энергетический комплекс** России: современное состояние и взгляд в будущее / Г.В. Агафонов, Е.Д. Волкова, Н.И. Воропай и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1999. – 312 с.

19. **Стратегия** развития газовой промышленности России – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 342 с.

20. **Энергетическая** стратегия России в XXI веке / А.Э. Конторович, Н.Л. Добрецов, Н.П. Лаверов и др. // Вестн. РАН. – 1999, – Т. 69, № 9 – С. 771–784.

21. **Нигматулин Б.И.** Стратегия и основные направления развития атомной энергетики России в первой половине XXI в. // Теплоэнергетика. – 2001. – № 1. – С. 2–9.

22. **Саламатин А.Г.** Угольная промышленность России на пороге нового тысячелетия // Угольная пром-сть. – 2000. – № 1. – С. 3–5.

23. **Малая** энергетика Севера: проблемы и пути развития / И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова, С.П. Попов, Н.А. Петров; Под ред. Б.Г. Санеева. – Новосибирск. Наука. Сиб. отд-ние, 2002. – 187 с.

24. **Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф.** Проблемы энергетики Севера и пути их решения // Энергет. политика. – 2000. – Вып. 4. – С. 54–61.
25. **Проблемные регионы** ресурсного типа: программы, проекты и транспортные коридоры / Под ред. М.К.Бандмана и В.Ю.Малова.-Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 2000. – 264 с.
26. **Возобновляемые** природные источники энергии: предпосылки и эффективность использования / А.А. Кошелев, С.П. Попов, И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова // Топливо-энергетический комплекс России: современное состояние и взгляд в будущее; Под. ред. А.П. Меренкова, Н.И. Воропая, Ю.Д. Кононова, Б.Г. Санеева. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1999. – С. 279–298.
27. **Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф.** Роль возобновляемых источников энергии в энергоснабжении восточных районов России // Регион: экономика и социология. – 2002. – № 1. – С. 136–147.
28. **Малая** энергетика: итоги, проекты, перспективы – М.: ОАО "Малая энергетика", 2002. – 47 с.
29. **Тезисы** докладов Международной научно-практической конференции "Малая энергетика-2002" – М.: ОАО "Малая энергетика", 2002. – 217 с.
30. **Макаров А.А.** Энергетическая стратегия РФ – взгляд в будущее // Энергетика Тюм. региона. – 2001. – №3 (13). – С. 2–3.
31. **Энергетическая** стратегия России на период до 2020 года – М.:ГУ ИЭС, 2003. – 544 с.
32. **Федяев А.В., Федяева О.Н.** Комплексные проблемы развития тепло-снабжающих систем. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 2000. – 256 с.
33. **Федяев А.В., Хрилев Л.С.** Комплексные схемы энергоснабжения на базе высокотемпературных ядерных реакторов с дальним транспортом теплоты// Комплексные проблемы развития энергетики СССР. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1988. – С.128–132.
34. **Методические** рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). Офиц. изд. – М.: Экономика, 2000. – 423 с.
35. **Макаров А.А.** Системный анализ перспектив развития энергетики // Изв. РАН. Энергетика. – 2003. – № 1. – С. 42–49.
36. **Долгосрочные тенденции** развития электроэнергетики мира и России / Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, Л.А. Кощеев и др. // Изв. РАН. Энергетика. – 2004. – № 1. – С. 3–13.