

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

**ЭНЕРГЕТИКА XXI ВЕКА:
СИСТЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ И УПРАВЛЕНИЕ ИМИ**

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

Новосибирск
"Наука"
Сибирская издательская фирма РАН
2004

УДК 621.311.1

ББК 65.304.14

Э 65

Энергетика XXI века: системы энергетики и управление ими / С.В. Подковальников, С.М. Сендеров, В.А. Стенников и др.; Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2004. – 364 с.

ISBN 5-02-032426-4

В книге рассматриваются технико-экономические вопросы и основные тенденции развития систем энергетики в первой половине XXI века. Эти проблемы излагаются в отношении систем газо- и нефтеснабжения, угольной промышленности, теплового хозяйства и электроэнергетики. Сформулирована концепция создания единой системы добычи и транспорта газа в Северо-Восточной Азии, а также направления формирования Евразийского суперэнергообъединения и требования к развитию ЕЭС России. Рассматриваются вопросы технологического и экономического управления системами энергетики в условиях их либерализации. Эти вопросы анализируются с учетом мирового опыта и специфики условий России. Формулируются рекомендации по развитию принципов систем технологического и экономического управления системами энергетики в рыночных условиях.

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

Табл. 70. Ил. 67. Библиогр.: 259 назв.

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 5-02-032246-4

© С.В. Подковальников, С.М. Сендеров,
В.А. Стенников и др., 2004

© Российская академия наук, 2004

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1. СИСТЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ: ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ТЕНДЕНЦИИ	10
1.1. Развитие систем газоснабжения России в первой половине XXI века на фоне мировых тенденций	10
1.2. Целесообразность и проблемы диверсификации способов транспортировки российского газа на экспорт в условиях либерализации мировых газовых рынков	22
1.3. Долгосрочные тенденции развития нефтяной промышленности мира и России	32
1.3.1. Современное состояние и перспективы развития мирового нефтяного комплекса	32
1.3.2. Основные направления развития нефтяной промышленности России	40
1.4. Концепция создания единой системы добычи и транспорта нефти и газа в Северо-Восточной Азии	48
1.4.1. Смена геостратегических приоритетов России	48
1.4.2. Роль энергетики восточных регионов России в реализации ее геостратегических интересов	48
1.4.3. Топливо-энергетический потенциал Восточной Сибири и Дальнего Востока: современное состояние использования и перспективы развития ..	50
1.4.4. Стратегия энергетической кооперации России и стран СВА: основные положения	52
1.4.5. Развитие нефтяной и газовой промышленности и нефте-, газотранспортной системы на востоке России	57
1.4.6. Инвестиционные затраты в нефтегазовый комплекс	65
1.4.7. Эффективность формирования нефте-, газодобывающей промышленности на Востоке России и экспорта природного газа и нефти в страны СВА	69
1.5. Долгосрочные тенденции развития угольной промышленности мира и России	73
1.5.1. Роль угля в мировой энергетике	73
1.5.2. Ресурсы и запасы угля	74
1.5.3. Добыча и обогащение угля	76
1.5.4. Потребление углей и продуктов их переработки. Тенденции потребления ..	79
1.5.5. Мировая торговля углем	82
1.5.6. Тенденции добычи и прогноз возможных уровней	84
1.5.6.1. Тенденции и прогнозы угледобычи в мире	84

1.5.6.2.	<i>Тенденции и прогнозы угледобычи в России</i>	87
1.5.7.	<i>Основные проблемы развития угольной промышленности России</i>	90
1.6.	Направления преобразования теплового хозяйства страны на основе энергоэффективных технологий и оборудования	92
1.6.1.	<i>Уровни теплопотребления зданий</i>	92
1.6.2.	<i>Структура тепловых потерь в теплоснабжающих системах</i>	94
1.6.3.	<i>Проблема преобразования теплоснабжающих систем</i>	95
1.6.4.	<i>Пути преобразования теплоснабжающих систем</i>	96
1.6.5.	<i>Подготовка топлива</i>	98
1.6.6.	<i>Развитие централизованных источников тепла</i>	99
1.6.7.	<i>Перспективы децентрализованных источников</i>	101
1.6.8.	<i>Возобновляемые источники энергии</i>	102
1.6.9.	<i>Повышение технического уровня тепловых сетей</i>	104
1.6.10.	<i>Современные технологии систем теплопотребления</i>	108
1.6.11.	<i>Методические принципы и подходы к выбору энергосберегающих мер</i>	114
1.6.12.	<i>Укрупненная схема реализации решений</i>	119
1.6.13.	<i>Основные рекомендации</i>	121
1.7.	Долгосрочные тенденции развития электроэнергетики мира	122
1.7.1.	<i>Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики мира</i>	122
1.7.2.	<i>Электроэнергетика основных стран мира</i>	129
1.7.3.	<i>Состояние электроэнергетики России</i>	137
1.7.4.	<i>Условия и направления развития генерирующих мощностей в России</i>	140
1.8.	Формирование Евразийского суперэнергообъединения и требования к развитию ЕЭС России	143
1.8.1.	<i>Развитие межгосударственных энергообъединений</i>	143
1.8.2.	<i>Предпосылки и условия интеграции ЭЭС</i>	150
1.8.3.	<i>Структура и принципы формирования Евразийского суперэнергообъединения</i>	154
1.8.4.	<i>Требования к развитию ЕЭС России как составляющей Евразийского суперэнергообъединения</i>	163
2.	УПРАВЛЕНИЕ СИСТЕМАМИ ЭНЕРГЕТИКИ: СОСТОЯНИЕ, ТЕНДЕНЦИИ	165
2.1.	Либерализация и проблемы управления в электроэнергетике: мировой опыт и возможные тенденции на перспективу	165
2.1.1.	<i>Исходные положения</i>	165
2.1.2.	<i>Зарубежный опыт и тенденции функционирования и развития либерализованной электроэнергетики</i>	168
2.1.3.	<i>Проблемы функционирования и развития электроэнергетики в условиях либерализации</i>	172
2.1.4.	<i>Программа реформирования электроэнергетики в России</i>	174
2.1.5.	<i>Анализ программы реформирования отечественной электроэнергетики</i>	176

2.2.	Анализ инвестиционных рисков в развитии электроэнергетики в рыночной среде	178
2.2.1.	<i>Нерегулируемые рынки электроэнергии и инвестиции</i>	178
2.2.2.	<i>Снижение инвестиционных рисков</i>	179
2.3.	Общие условия и принципы инвестиционной политики и привлечения инвестиций в электроэнергетику	183
2.3.1.	<i>Государственное регулирование в электроэнергетике и инвестиционная политика</i>	183
2.3.2.	<i>Принципы инвестиционной политики в электроэнергетике России</i>	187
2.3.3.	<i>Создание условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику России</i>	194
2.4.	Развитие генерирующих мощностей в рыночных условиях: постановка проблемы и предварительные исследования	208
2.4.1.	<i>Исходные положения</i>	208
2.4.2.	<i>Проблемы развития генерирующих мощностей</i>	209
2.4.3.	<i>Механизм рыночного развития генерирующих мощностей</i>	211
2.4.4.	<i>Цена на электроэнергию, необходимая для развития генерирующих мощностей в условиях рынка</i>	217
2.4.5.	<i>Итоговые замечания</i>	221
2.5.	Принципы и направления совершенствования систем диспетчерского управления электроэнергетическими системами с учетом тенденций развития электроэнергетики	223
2.5.1.	<i>Основные факторы и цели</i>	223
2.5.2.	<i>Примеры автоматизированных систем диспетчерского управления</i>	225
2.5.3.	<i>Характеристика ЕЭС России и ее АСДУ</i>	230
2.5.4.	<i>Новая структура диспетчерского управления</i>	232
2.5.5.	<i>Новые задачи АСДУ</i>	233
2.5.6.	<i>Управление нагрузкой</i>	235
2.5.7.	<i>Новые методы решения традиционных задач</i>	236
2.5.8.	<i>Прогресс информационно-технических средств, с помощью которых реализуется АСДУ</i>	237
2.6.	Направления развития систем противоаварийного управления с учетом тенденций изменения динамических свойств электроэнергетических систем	241
2.6.1.	<i>Актуальность проблемы</i>	241
2.6.2.	<i>Структурные и функциональные изменения в ЭЭС и их влияние на динамические свойства системы</i>	245
2.6.3.	<i>Направления развития принципов и систем противоаварийного управления ЭЭС</i>	248
2.7.	Особенности управления теплоснабжением в условиях либерализации экономики страны	249
2.7.1.	<i>Краткая характеристика проблемы</i>	249

2.7.2.	<i>Зарубежный опыт управления теплоснабжением</i>	251
2.7.3.	<i>Развитие отношений собственности в российском теплоснабжении</i>	258
2.7.4.	<i>Организация и развитие рынка тепловой энергии</i>	262
2.7.5.	<i>О конкуренции в сфере теплоснабжения</i>	264
2.7.6.	<i>Направления развития системы тарифообразования</i>	268
2.7.7.	<i>Уровни управления тепловым хозяйством России и их функции</i>	270
2.8.	<i>Состояние и перспективы развития принципов и систем технологического управления трубопроводными системами энергетики</i>	274
2.8.1.	<i>Трубопроводные системы (ТПС) энергетики, уровень их автоматизации и принципы управления</i>	274
2.8.2.	<i>Имеющаяся методическая база</i>	275
2.8.3.	<i>Краткая характеристика современных условий</i>	277
2.8.4.	<i>Актуальные проблемы совершенствования технологического управления ТПС</i>	278
2.8.5.	<i>Направления развития методической базы для анализа и управления ТПС</i>	280
2.9.	<i>Эволюция организации рынков газа</i>	282
2.10.	<i>Проблемы реструктуризации газовой промышленности</i>	294
2.10.1.	<i>Анализ мирового опыта либерализации и государственного регулирования газового рынка</i>	294
2.10.2.	<i>Анализ возможных направлений реформирования газовой отрасли в РФ</i>	297
2.10.3.	<i>Предложения по концепции развития газового рынка</i>	300
2.11.	<i>Основные особенности либерализации нефтяной промышленности в России на фоне мировых тенденций</i>	304
2.12.	<i>Либерализация в угольной отрасли: мировой опыт, состояние в России, возможные тенденции на перспективу</i>	314
2.12.1.	<i>Объективная необходимость реформирования угольной отрасли</i>	314
2.12.2.	<i>Реструктуризация угольной отрасли в странах, наращивающих объемы угледобычи</i>	317
2.12.3.	<i>Реструктуризация угольной промышленности в развитых странах, снижающих объемы угледобычи</i>	320
2.12.4.	<i>Реструктуризация угольной промышленности в странах, с переходной экономикой</i>	327
2.12.5.	<i>Общие закономерности реструктуризации в мировом опыте</i>	335
2.12.6.	<i>Реструктуризация угольной промышленности в России</i>	335
2.12.7.	<i>Проблемы российской угледобывающей промышленности и пути их решения</i>	342
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	346
	Библиографический список к разделу 1	348
	Библиографический список к разделу 2	351

ВВЕДЕНИЕ

К концу XX и началу XXI в. энергетика и системы энергоснабжения стран и регионов мира сформировались как определенная энергетическая инфраструктура, основанная на различных энергетических технологиях, энергетических источниках и территориально распределенных системах энергетике, добывающих, производящих, транспортирующих и распределяющих широкий спектр топливно-энергетических ресурсов и видов конечной энергии, обеспечивающих эффективность, надежность и качество энергоснабжения отраслей экономики и населения.

В то же время возник ряд тенденций и особенностей в развитии энергетике и систем энергоснабжения. В последние десятилетия активно ведется либерализация различных отраслей энергетике, связанная с усилением дерегулирования и конкуренции, развитием региональных, межрегиональных и межгосударственных рынков топлива и электроэнергии, а на уровне городов и городских агломераций – рынков тепловой энергии. Возрастает интеграция электроэнергетических, газо- и нефтеснабжающих и других систем энергетике в экономическом (энергетические рынки, инвестиции), технологическом (энерготехнологические комплексы, взаимовлияние секторов энергетике), межгосударственном и межконтинентальном (межгосударственные и межконтинентальные энергообъединения) аспектах. Существенно повышается эффективность традиционных энергетических технологий, а также появились и активно разрабатываются новые энергетические технологии.

С учетом сказанного приобретают важное значение прогнозные исследования направлений и пропорций развития энергетике и энергетических отраслей. Анализу глобальных тенденций и проблем развития энергетике в различных странах и регионах мира, их проявления в энергетике России посвящена книга "Энергетика России: условия развития, технологии, прогнозы" (Новосибирск: Наука, 2004), издаваемая одновременно с данной монографией. В упомянутой книге рассмотрены условия развития энергетике мира и России с учетом глобализации и либерализации мировой экономики и энергетике, а также требований устойчивого развития, тенденции освоения и использования топливно-энергетических ресурсов, развития энергопотребления и рынков топлива и энергии, влияние глобальных изменений климата, требований энергетической безопасности и внешней энергетической политики на развитие энергетике. Выполнен анализ направлений развития и совершенствования традиционных энергетических технологий, а также даны оценки возможных масштабов развития новых энергетических технологий, в том числе на основе использования нетрадиционных возобновляемых энергетических ресурсов. Сделаны долгосрочные прогнозы (до 2050 г.) формирования мировой энергетике, предусмотрены возможные сценарии развития топливно-энергетического комплекса России до

2050 г., а также условия, тенденции и перспективные направления развития теплоснабжения и электроэнергетики России в первой половине XXI в.

Настоящая книга в определенном смысле развивает и детализирует анализ перспектив развития энергетики мира и России в первой половине XXI в. применительно к системам энергетики, формирующим топливно-энергетический комплекс, а также представляет оценки состояния и тенденций развития принципов и систем технологического и организационно-экономического управления системами энергетики с учетом происходящих процессов дерегулирования и либерализации.

Книга состоит из двух разделов. В *первом разделе* рассмотрены технико-экономические аспекты и тенденции развития систем энергетики. Анализируются условия и направления развития систем газоснабжения России в первой половине XXI в. на фоне мировых тенденций. Обоснована целесообразность и сформулированы проблемы диверсификации способов транспортировки российского газа на экспорт в условиях либерализации мировых газовых рынков. Рассмотрены долгосрочные тенденции развития нефтяной промышленности мира и России. Представлена концепция создания интегрированной системы добычи и транспортировки нефти и газа в Северо-Восточной Азии как наиболее перспективном регионе в плане межгосударственной энергетической кооперации. Исследованы долгосрочные тенденции развития угольной промышленности мира и России. Рассмотрены направления преобразования теплового хозяйства России на основе энергоэффективных технологий и оборудования. Проанализированы долгосрочные тенденции развития электроэнергетики мира и России. На основе этого анализа сформулированы и обоснованы принципы и направления формирования Евразийского суперэнергообъединения, а также требования развитию Единой энергосистемы (ЕЭС) России как составляющей такого суперэнергообъединения.

Второй раздел посвящен рассмотрению вопросов управления системами энергетики. Выполнен анализ мирового опыта и сформулированы возможные тенденции на перспективу в части либерализации электроэнергетики, выявлены возникающие при этом проблемы управления функционированием и развитием электроэнергетических систем (ЭЭС). В связи с исключительной важностью обеспечения инвестирования и развития электроэнергетики в рыночных условиях проанализированы инвестиционные риски, сформулированы общие условия и принципы инвестиционной политики и привлечения инвестиций в электроэнергетику, приведены результаты предварительных исследований развития генерирующих мощностей в рыночных условиях. Рассмотрены принципы и направления совершенствования системы диспетчерского и противоаварийного управления ЭЭС с учетом тенденций развития электроэнергетики. Выполнен анализ особенностей управления теплоснабжением в условиях либерализации экономики России, состояния и перспектив развития принципов и систем технологического управления трубопроводными системами энергетики. Изложена эволюция организации рынков газа в различных странах мира, сформулированы направления и проблемы реструктуризации газовой промышленности страны.

Даны основные особенности либерализации нефтяной промышленности России на фоне мировых тенденций. Проанализирован мировой опыт либерализации в угольной отрасли, рассмотрены особенности этих процессов в России, сформулированы возможные тенденции на перспективу.

В *Заключении* приведены основополагающие выводы по результатам рассмотрения особенностей и перспектив развития систем энергетики мира и России, состояния и тенденций развития принципов и систем организационно-экономического и технологического управления системами энергетики.

Книга подготовлена авторским коллективом в следующем составе: Агафонов Г.В. (гл. 1.5), Беляев Л.С. (гл. 1.7, 1.8, 2.4), Воропай Н.И. (Введение, гл. 1.7, 1.8, 2.1, 2.2, 2.3, 2.6, Заключение), Гамм А.З. (гл. 2.1, 2.5), Гришин Ю.А. (гл. 2.5), Дмитриев А.С. (гл. 2.7), Ефимов Д.Н. (гл. 2.6), Илькевич Н.И. (гл. 1.1, 2.10), Клер А.М. (гл. 1.4), Клименко С.М. (гл. 1.3, 2.11), Кононов Ю.Д. (гл. 1.4), Кошечев Л.А. (гл. 1.7, 1.8), Мандельбаум М.М. (гл. 1.4), Митрова Т.А. (гл. 2.9), Новицкий Н.Н. (гл. 2.8), Паламарчук С.И. (гл. 2.1), Платонов Л.А. (гл. 1.4), Подковальников С.В. (гл. 1.7, 1.8, 2.1, 2.4), Попов С.П. (гл. 1.4), Пяткова Н.И. (гл. 1.2), Рабчук В.И. (гл. 1.1, 1.2), Санеев Б.Г. (гл. 1.4), Сендеров С.М. (гл. 1.1, 1.3, 2.11), Сеннова Е.В. (гл. 1.6, 2.7), Соколов А.Д. (гл. 1.4, 1.5, 2.12), Стенников В.А. (гл. 1.6, 2.7), Такайшвили Л.Н. (гл. 2.12), Труфанов В.В. (гл. 1.7, 1.8, 2.3), Федотова Г.А. (гл. 1.7, 1.8), Шевелева Г.И. (гл. 2.3), Чельцов М.Б. (гл. 1.2).

1. СИСТЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ: ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ТЕНДЕНЦИИ

1.1. Развитие систем газоснабжения России в первой половине XXI в. на фоне мировых тенденций

Природный газ добывается и используется сегодня на всех материках планеты, за исключением Антарктиды. Доказанные мировые запасы газа оцениваются примерно в 150 трлн м³. Их распределение по регионам мира крайне неравномерно (табл. 1.1). Наиболее значимые для планеты запасы газа – на Ближнем и Среднем Востоке [1].

Т а б л и ц а 1.1

Доказанные запасы природного газа по регионам мира, 1981–2001 гг., трлн м³ [2]

Регион	1981	1991	2000	2001
Северная Америка	10,3	9,6	7,3	7,6
Латинская Америка	2,9	4,7	7,0	7,2
Центральная Европа	4,6	5,5	5,2	4,9
Бывший СССР	32,9	49,6	56,7	56,1
в том числе Россия	-	-	48,1	47,6
Африка	6,0	8,8	11,2	11,2
Ближний и Средний Восток	21,6	37,4	52,5	55,9
Азиатско-Тихоокеанский регион	4,3	8,5	10,3	12,3
В с е г о	82,6	124,1	150,2	155,2
В том числе на шельфе, трлн м ³	4,4	нет свед.	37,1	39,5
% запасов на шельфе от общих запасов	5,3	нет свед.	24,7	25,5

В отношении динамики изменения доказанных запасов по регионам мира можно отметить следующее. Во-первых, почти все газодобывающие регионы в последние годы держат эти запасы либо на одном уровне, либо с очень небольшим приращением. Во-вторых, нарастает доля разведанных запасов на морском шельфе (за 30 лет эта доля выросла с 11 до 30 %). В-третьих, увеличение разведанных запасов происходит, за счет запасов либо очень трудного освоения (шельф северных морей), либо легкого освоения (Ближний и Средний Восток), причем прирост запасов очень трудного освоения преобладает. В 1998 г. запасы газа по энергетическому эквиваленту обогнали разведанные запасы нефти.

Объемы добычи газа в мире показаны в табл. 1.2. Суммарное производство газа на нашей планете выросло за 10 лет на 17 % причем на суше – всего на 8 %, а на морском шельфе – на 52 %.

Т а б л и ц а 1.2

Объемы производства газа в мире в 1990–2001 гг., млрд м³, [2]

Регион	1990	1999	2000	2001
Северная Америка,	<u>640</u> 157*	<u>742</u> 168	<u>750</u> 170	<u>762</u> 172
Южная Америка,	<u>58</u> 28	<u>90</u> 51	<u>97</u> 54	<u>100</u> 57
Европейские страны,	<u>217</u> 114	<u>281</u> 192	<u>289</u> 195	<u>293</u> 197
Бывшие республики Союза,	<u>760</u> 11	<u>656</u> 5	<u>675</u> 5	<u>677</u> 6
Средний Восток,	<u>101</u> 19	<u>195</u> 45	<u>214</u> 47	<u>228</u> 49
Африка,	<u>67</u> 4	<u>118</u> 10	<u>125</u> 11	<u>124</u> 11
Азиатско-Тихоокеанский регион,	<u>150</u> 59	<u>257</u> 121	<u>274</u> 124	<u>280</u> 127
И т о г о	<u>1994</u> 392	<u>2397</u> 597	<u>2422</u> 615	<u>2464</u> 642

* В знаменателе – в том числе на шельфе.

Данные по потреблению газа в мире представлены в табл. 1.3.

Т а б л и ц а 1.3

Потребление газа по регионам мира в 1990–2001 гг., млрд м³ [2]

Регион	1990	1999	2000	2001
Северная Америка	620	728	760	722
Южная Америка	58	88	93	97
Европейские страны	330	444	459	470
СНГ и страны Балтии	662	534	547	549
Африка	40	50	56	60
Ближний и Средний Восток	95	182	193	202
Азиатско-Тихоокеанский регион	154	273	291	305
В с е г о	1959	2299	2399	2405

Основные мировые тенденции в добыче и потреблении газа:

- в целом по миру и по всем его регионам (кроме стран СНГ) в последние 10 лет объемы потребления газа росли;
- доля газа в приходной части мирового баланса первичных ТЭР за последние 20 лет выросла с 18 до 24 %;
- росла доля газа, добываемого на морском шельфе (с 20 % от общего объема добычи в 1990 г. до 26 % – в 1999 г.);
- росли объемы закачки попутного газа нефтяных месторождений в пласт и снижались объемы газа, сжигаемого в факелах (в 1998 г. в пласт было закачено 12 % добытого газа, а в 1980 г. – только 6 %);

- снижалось потребление газа в промышленном секторе (например, в 1996 г. здесь было использовано 550 млн т н.э.*, а в 1997 – только 493 млн т н.э.*);

- росло потребление газа для производства электроэнергии и в коммунально-бытовой сфере.

К настоящему времени кроме множества относительно небольших газоснабжающих систем на планете сформировались три крупнейших системы: северо-американская, европейская и система газоснабжения юго-восточной Азии и Океании. Значимость каждой из них, кроме объемов потребляемого газа в данном регионе, определяется протяженностью газотранспортных коммуникаций, технологически связанных воедино.

В северо-американской системе газоснабжения (рис. 1.1) общая протяженность магистральных (с отводами) газопроводов к 2003 г. составляла более 430 тыс. км. Эти газопроводы объединяют более 1500 газоперерабатывающих заводов и установок, а также более 400 единиц объектов хранения газа с возможностями по активному объему около 110 млрд м³.

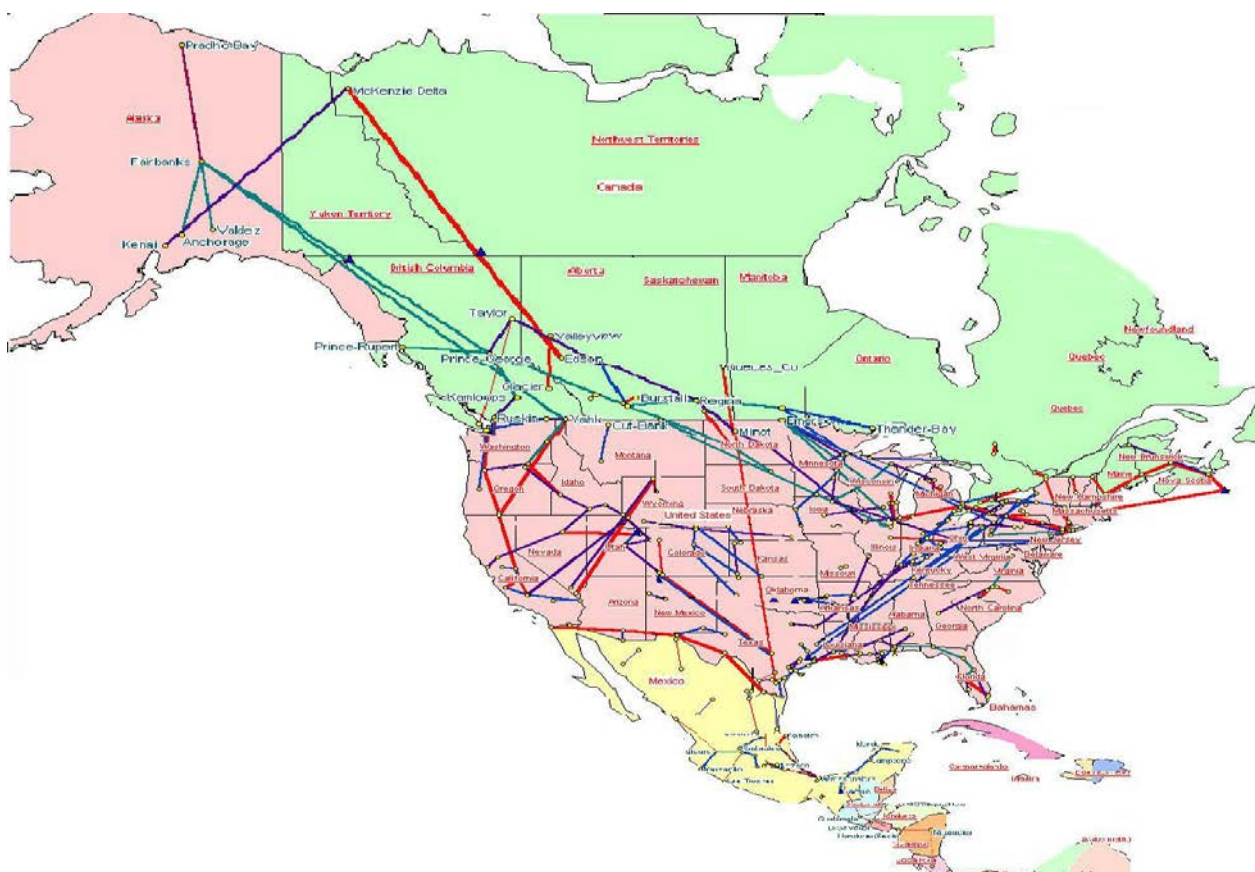


Рис. 1.1. Северо-американская система газоснабжения.

Сеть газоснабжения Азии – Океании (рис. 1.2) в силу географических особенностей региона функционирует как единая система в основном за счет транспортировки газа внутри системы в сжиженном виде. Правда и здесь от-

* т н.э. – тонны нефтяного эквивалента.

дельные страны (Австралия, Япония и Пакистан) обладают довольно развитыми газопроводными сетями.

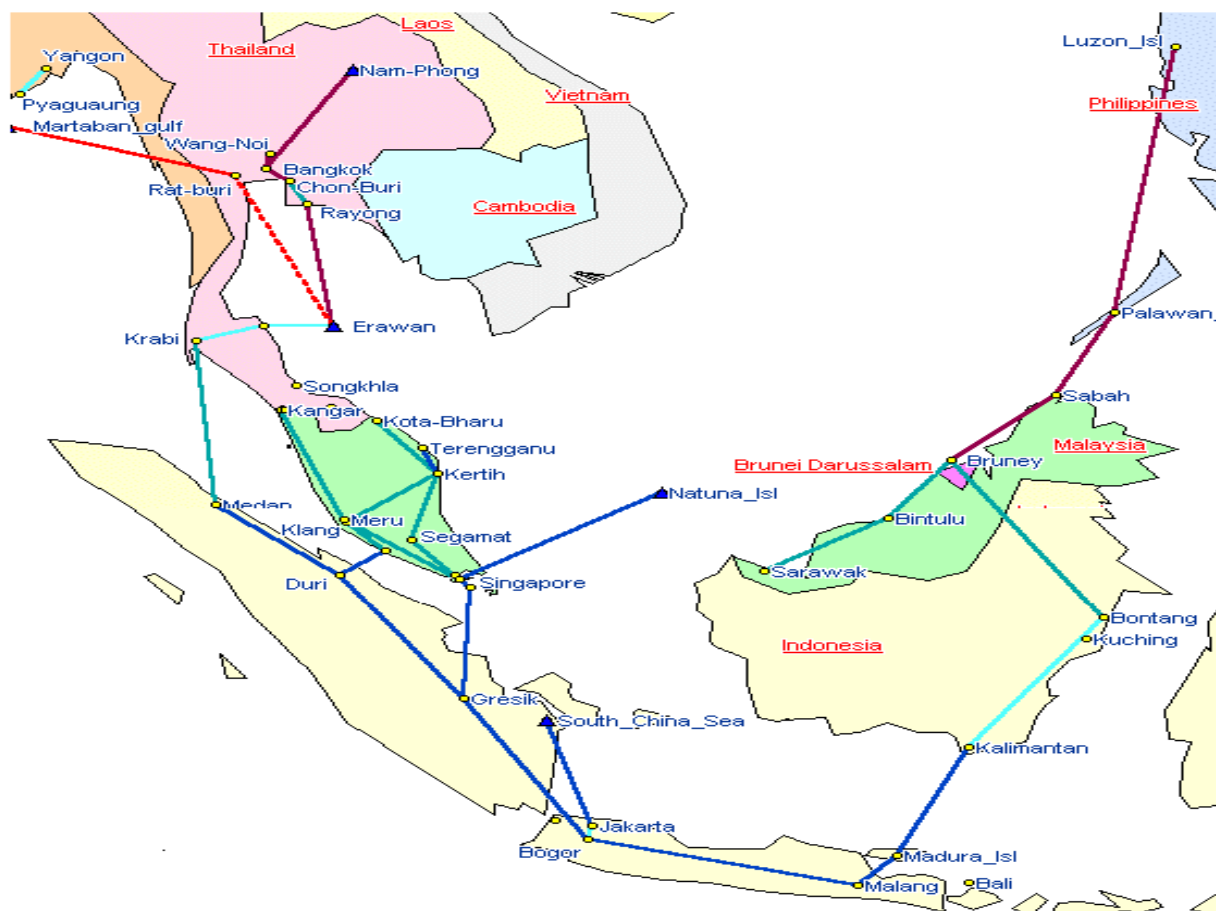


Рис.1. 2. Система газоснабжения Азии – Океании.

Наибольший интерес для России представляет европейская система газоснабжения (рис. 1.3). Европейская газотранспортная сеть – это сложная интегрированная система многочисленных взаимосвязанных газопроводов, которые соединяют месторождения на побережье Англии (запад), Норвегии (север), России (восток) и Алжира (юг) с потребителями газа европейских стран (включая страны СНГ и Россию). Общая протяженность газопроводов всех видов в указанной системе примерно 2,3 млн км.

Мировой оборот торговли газом в последние годы составляет примерно 550 млрд. м³, причем четверть этого объема составляет торговля сжиженным природным газом (СПГ).

Главные торговые потоки газа показаны на рис.1.4, а показатели экспорта-импорта газа по основным торгующим газом странам представлены в табл. 1.4.

Традиционными потребителями российского природного газа являются страны Восточной и Западной Европы. Однако на обозримую перспективу можно предполагать "насыщенность" газом западного геополитического направления. Кроме того, существуют известные ограничения на дальнейший рост экспорта российского газа в этом направлении из-за конкуренции со

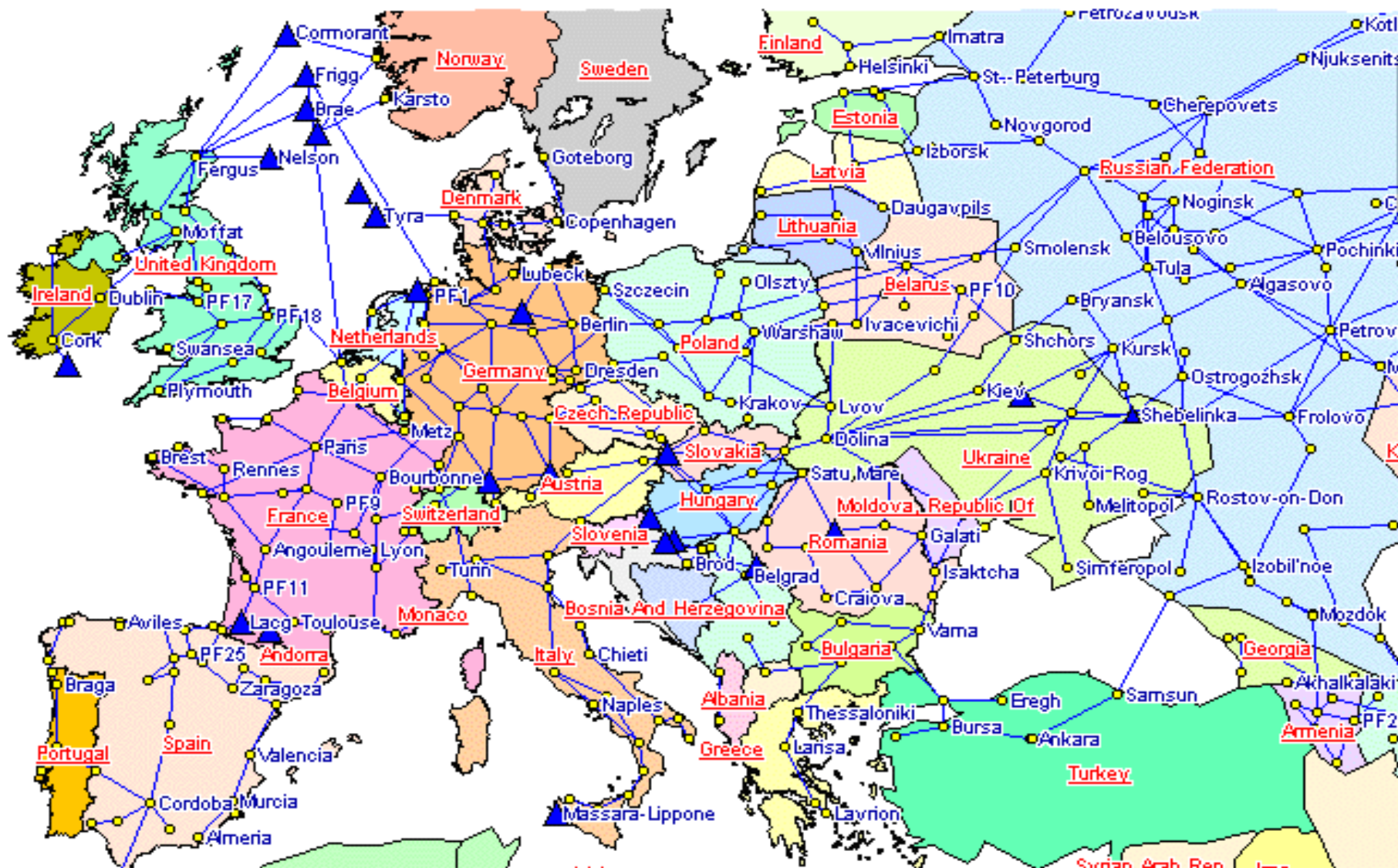


Рис. 1.3. Европейская система газоснабжения.

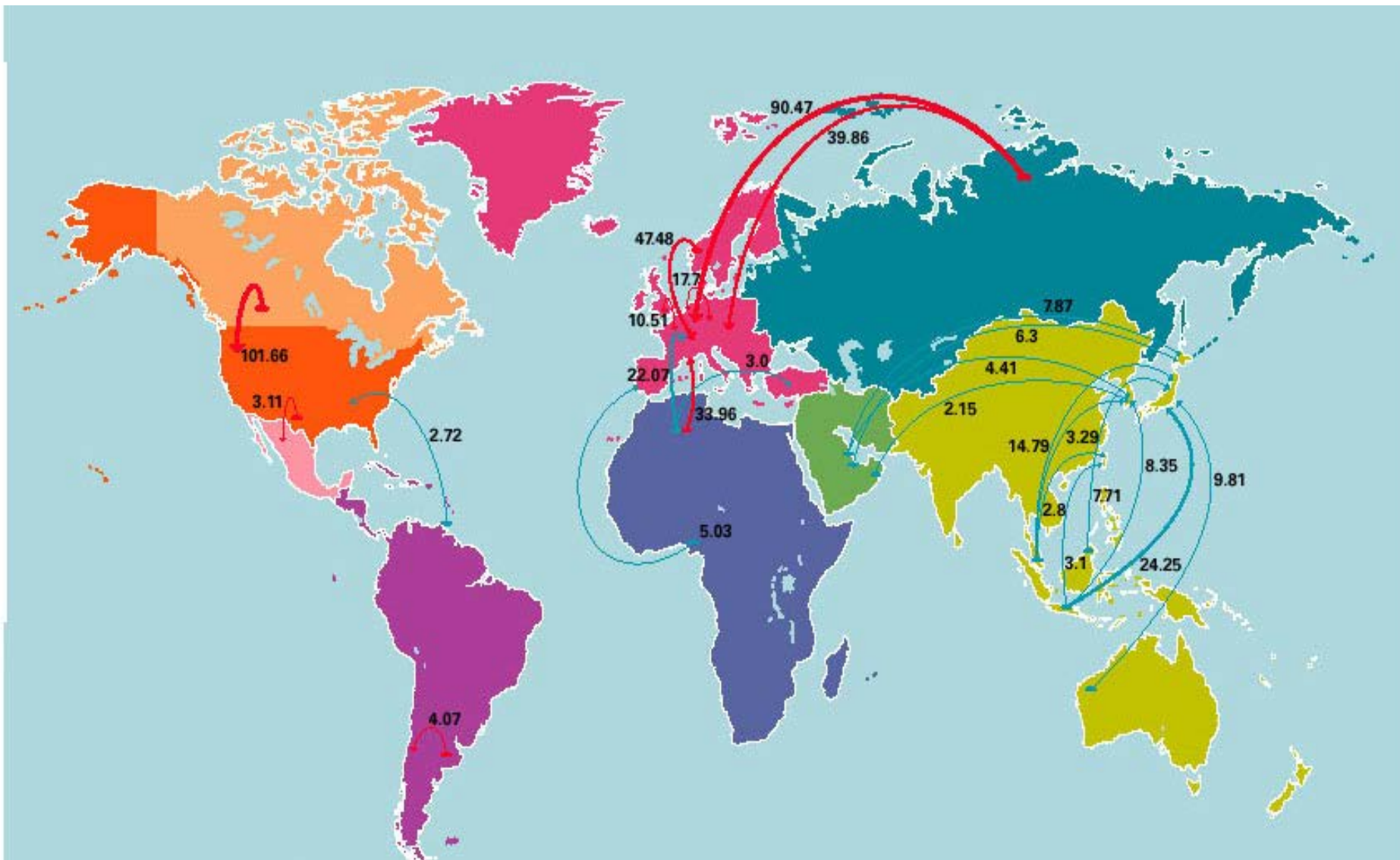


Рис. 1.4. Основные торговые потоки газа в мире, млрд м³.

стороны Алжира, Ирана, Нидерландов, Великобритании и Норвегии, а также из-за законодательных актов, блокирующих чрезмерную зависимость отдельных стран в топливо- и энергоснабжении из одного источника. В то же время имеется высокая степень заинтересованности стран Северо-Восточной Азии (СВА) в импорте газа из России. Потребности стран СВА в природном газе, в условиях конкуренции с угольной и атомной энергетикой, а также жидким топливом, будут неуклонно возрастать. Особенно бурно будут расти энергетические рынки Китая, Японии и Южной Кореи, которые смогут потреблять (в случае своевременных проектных решений и строительства газотранспортных магистралей с российской стороны) многие десятки миллиардов кубических метров газа в год.

Т а б л и ц а 1.4

Основные страны – экспортеры и страны – импортеры газа, млрд м³

Страны – экспортеры	2000 г.	2001 г.	Страны – импортеры	2000 г.	2001 г.
Россия	190,0	190,0	США	118,0	116,4
Канада	101,7	109,1	Германия	76,8	78,8
Алжир	61,6	57,6	Япония	72,5	74,1
Норвегия	49,0	50,5	Украина	62,4	64,8
Нидерланды	36,6	42,2	Италия	57,6	54,9
Индонезия	35,7	32,8	Франция	43,6	41,6
Малайзия	22,5	22,4	Ю. Корея	19,7	21,8
Австралия	10,1	10,2	Белоруссия	17,0	16,8
			Бельгия	16,0	15,6
			Испания	17,0	17,7
			Турция	14,0	15,8

В Европейской части России в последние годы уменьшается потребление газа отраслями промышленности и энергетики. Коммунально-бытовой сектор имеет некоторую тенденцию к увеличению потребления газа в перспективе. Объективно в данном регионе существует относительно высокая "насыщенность" потребителей природным газом.

В Сибири и на Дальнем Востоке сложилась крайне нерациональная по экономическим и экологическим показателям структура топливо- и энергоснабжения, что является одной из главных причин высокого уровня загрязнения окружающей среды, технологического несовершенства многих энергоемких производств и в итоге (в совокупности с другими факторами) – более низкого (по сравнению со среднероссийскими данными) уровня жизни населения. Все это обуславливает целесообразность скорейшей газификации Сибири и Дальнего Востока.

В странах ближнего зарубежья российский газ используется главным образом на Украине, в Белоруссии, Прибалтике и Молдавии. Средняя Азия и Казахстан обеспечиваются туркменским и узбекским газом, который идет и в южные районы России и в Закавказье.

Глубокий и затяжной экономический кризис, охвативший страны ближнего зарубежья, привел к падению спроса на энергоресурсы, в том числе и на природный газ. В настоящее время здесь осуществляется структурная перестройка экономики. Однако более благоприятные экологические и энергетические характеристики природного газа по сравнению с другими видами топлив, наличие уже имеющихся систем магистральных и распределительных газопроводов и потребителей, приспособленных только к использованию газа, отсутствие собственных сколько-нибудь значительных ресурсов природного газа будут существенно сказываться на объемах экспорта российского газа в эти государства.

На первый взгляд, система газоснабжения России на мировом фоне выглядит неплохо:

- разведанные запасы газа составляют здесь одну треть от мировых;
- Россия, будучи основным поставщиком газа в страны Европы, входит в европейскую систему газоснабжения;
- внутри России доля газа в приходной части баланса первичных ТЭР составляет около 50 %.

В России имеются уникальные запасы природного газа. Разведанные его запасы превышают 47 трлн м³ (свыше 34 % от мировых), а потенциальные составляют около 230 трлн м³. В главном газоносном регионе – Западной Сибири – сосредоточено около 85 % разведанных запасов, вторыми по значению являются месторождения Восточной Сибири и Якутии (5–10 %), степень разведанности которых не превышает нескольких процентов. Основные запасы газа в России сконцентрированы на десятке уникальных месторождений, расположенных в Надым-Пур-Тазовском районе (НПТР), на Ямале и на шельфе Арктических морей. Эти запасы имеют общемировое значение.

Однако в ближайшие два десятилетия при управлении развитием газовой отрасли России придется столкнуться с большим числом следующих проблем. Сегодня в стране около 90 % всего газа добывается в Надым-Пур-Тазовском районе, причем почти весь этот газ идет с двух месторождений – Уренгоя и Ямбурга. Уренгой уже работает в режиме падающей добычи, Ямбург сегодня выходит на этот режим. Хотя здесь идет освоение и других месторождений (например, обустроивается Заполярное), добыча газа в целом по региону через 5–6 лет пойдет на спад. По имеющимся оценкам ОАО "Газпром" [3 и др.] к 2020 г. на ныне действующих газовых промыслах будет добываться всего 140–180 млрд м³/год. С учетом возможностей других отраслей ТЭК и необходимости экспорта ТЭР к концу рассматриваемого периода для варианта развития экономики страны до 2020 г. со среднегодовым приростом ВВП в 2,5 % необходимые объемы добычи газа могут составить 600–700 млрд м³/год (табл. 1.5).

Требуемые объемы добычи газа в России (для среднегодового прироста ВВП до 2020 г. в 2,5 %), млрд м³

Показатель	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Наиболее вероятные значения	650	630	650	690
При реализации максимальных возможностей других отраслей ТЭК	590	550	580	620

Из всего сказанного следует, что нужны новые газовые промыслы для суммарной добычи газа на них к концу 2020 г. в объемах 450–550 млрд м³/год. В последние 7 лет новых мощностей по добыче газа в стране фактически не вводилось. В предстоящие 20 лет прирост добывных мощностей в среднем за год должен составить (для предельно осторожного сценария развития экономики страны) 25–30 млрд м³/год. Отсюда **первая проблема: необходимость обеспечения** этого прироста при очень малых возможностях такого обеспечения. Почему эти возможности малы?

При резком улучшении инвестиционного климата в стране (пока признаков такого улучшения, по крайней мере, для отраслей ТЭК нет) возможности всех новых промыслов в старых районах газодобычи и в новых районах (исключая Ямал и шельф северных морей) не превысят 250–300 млрд м³/год. Чтобы избежать дефицита по ТЭР, надо выходить на Ямал и указанный шельф, где довести добычу газа до 200–250 млрд м³/год за предстоящие 20 лет. И вот здесь кроме *проблемы инвестиций*, есть другая проблема: **громадный экономический риск освоения газа на Ямале и на шельфе российских северных морей.**

В табл. 1.6 представлены полученные авторами результаты сопоставления ожидаемых цен на газ в европейских странах и вероятной себестоимости здесь же газа месторождений Ямала и российского шельфа. Надо отметить, что в табл. 1.6 ожидаемые мировые цены заметно завышены по сравнению с теми же показателями, которые даны в проекте Энергетической Стратегии России до 2020 г. [4] (там ожидаемые цены не превышают 110 долл./1000 м³). Конечно, здесь спрятана еще одна проблема – **проблема неопределенности**, как в отношении удельных показателей, по которым считалась себестоимость, так и в отношении ожидаемых цен. Тем не менее почти совпадение оценочных показателей по себестоимости и ожидаемых цен указывает, что экономический риск освоения указанных месторождений чрезвычайно велик (по крайней мере, до 2020 г.).

Все более трудным становится решение еще одной проблемы в создавшейся ситуации: **проблемы объективного и справедливого «соединения» воедино интересов Федерального Центра, регионов и хозяйствующих субъектов.** Например, в ближайшие 15–20 лет очень остро будет стоять вопрос с тарифами на газ внутри страны. В табл. 1.7 показана средняя цена реализации газа у потребителей Германии и России в 1999 г.

Т а б л и ц а 1.6

Сопоставление себестоимости газа основных месторождений Ямала (Харасавэйское, Бованенковское) и шельфа Баренцева моря (Штокмановское) в странах Центральной Европы с ожидаемой рыночной ценой газа в этих странах, дол./1000 м³

Месторождение	Диапазоны возможных значений		Наиболее вероятные значения (средние по диапазонам)			
	Себестоимость	Ожидаемые цены		Себестоимость	Ожидаемые цены	
		2010 г.	2020 г.		2010 г.	2020 г.
Освоение по варианту "СПГ"						
Харасавэйское	100-120	120-160	130-170	110	140	150
Штокмановское	110-140			125		
Освоение по "трубопроводному" варианту						
Харасавэйское	130-160	120-160	130-170	145	140	150
Бованенковское	120-160			140		
Штокмановское	130-170			150		

Т а б л и ц а 1.7

Средняя цена реализации газа в мире, дол./1000 м³ (1999 г.) [5]

Потребитель газа	Страна	
	Германия	Россия
Промышленность	163,0	10,2
Электроэнергетика	138,0	10,2
Население	376,0	7,2

Из данных таблицы можно видеть, что для населения России цена газа в 50 раз меньше, чем для населения Германии, куда мы продаем свой газ.

В настоящее время в мировой практике широко применяются свои уровни цен для каждой категории потребителей. Это объясняется особенностями спроса на газ в различных секторах экономики. В США, например, уровень цен отличается еще и по штатам и отдельным городам, что также определяется спецификой спроса и предложения, транспортными издержками и степенью обеспеченности того или иного штата газом. Кроме того, эти цены существенно различаются и по сезонам года. Так, если усредненная по потребителям цена на газ в первом квартале 2001 г. составляла 291 дол./тыс. м³, то во втором – эта цена была уже 252 дол./1000 м³. Еще больший уровень снижения цены наблюдался в третьем квартале, со значительным ее повышением в четвертом [6]. Соотношение усредненных по территории и по году цен на газ на рынке США для различных категорий потребителей демонстрируют данные табл. 1.8.

Т а б л и ц а 1.8.

Цены на газ в США, дол./1000 м³ [6]

Категория потребителей	1999 г.	2000 г.
Торговые Центры	104	135
Промышленность	105	136
Электроэнергетика	84	122
Сфера услуг	184	197
Коммунальный сектор	227	248

Естественно, интересы различных субъектов отношений на газовом рынке прежде всего следующие:

- поставщик газа (хозяйствующий субъект) – *довести внутренние цены, хотя бы до цен самофинансирования* в месте расположения потребителя;
- потребители газа (регионы) – *цена на газ не должна расти;*
- федеральный центр (правительство) – *и чтобы цены росли* (нельзя же допускать развала отрасли и уменьшения налоговой базы для отрасли), *и чтобы не было социальных взрывов.*

Конечно, здравый смысл требует увеличить цены хотя бы до цен самофинансирования, но как это сделать в условиях очень низкой платежеспособности населения и дальнейшего роста цен самофинансирования (из-за выхода на все более дорогие запасы газа)?

Здесь мы коснулись лишь одного примера в отношении разницы интересов федерального центра, регионов и хозяйствующих субъектов. Стоит указать еще один пример. Интересы государства и северных территорий таковы, что без освоения Ямала и шельфа обойтись нельзя, а для хозяйствующих субъектов такое освоение сегодня – слишком большой экономический риск.

Тем не менее рано или поздно запасы газа в арктической зоне надо осваивать. Тогда здесь появится еще одна проблема для газовой отрасли – необходимость освоения новых (для России) технологий: сооружение и эксплуатация морских платформ в северных морях, заводов по сжижению метана, изотермических хранилищ метана и т.д.

Освоение новых технологий порождает для газовой отрасли России дополнительные проблемы, среди которых наиболее серьезны **проблемы промышленной безопасности**. В первые 5–10 лет их освоения будут обнаруживаться, во-первых, ошибки в строительстве, во-вторых, ошибки персонала, что будет вызывать чрезвычайные ситуации (ЧС).

Время нарастания числа ЧС в отрасли в связи с освоением новых технологий фактически совпадает со временем увеличения числа ЧС и по причине резкого отставания темпов замены основных производственных фондов в отрасли от темпов их физического старения. Это особенно неприемлемо для пожаро-взрывоопасных объектов, к которым относится большинство объектов газовой промышленности.

В последние 2–3 года появилась еще одна проблема – возникновение ЧС из-за преднамеренных воздействий (террористические акты). В 1999 и 2000 гг. из общего числа заметных аварий в отрасли примерно 10 % имели именно эту природу.

С учетом всего сказанного среди направлений исследований, которые необходимы хотя бы для частичного разрешения проблем развития системы газоснабжения России в период до 2020 г., стоит отметить следующие:

- сужение зоны неопределенности в отношении прогнозных удельных стоимостных показателей, на основе которых оценивается эффективность освоения новых районов газодобычи и новых технологий, в отношении цен на газ внутри страны и на мировых газовых рынках;

- разработка методологических принципов определения экономически целесообразной доли газа в приходной части баланса первичных ТЭР России для долгосрочной перспективы с учетом ожидаемых возможностей всех отраслей ТЭК страны;

- определение обязательного (минимально необходимого) уровня экспорта российского газа в европейские страны и в страны АТР на перспективу 20 лет с позиций экономических и политических интересов России;

- отслеживание возможностей участия газовой отрасли в обеспечении энергетической безопасности России в плане долгосрочной перспективы;

- организация эффективного управления промышленной безопасностью в системе газоснабжения России с учетом перспектив развития этой системы на ближайшие 20 лет.

При определении развития систем газоснабжения России на долгосрочную перспективу проблема неопределенности технико-экономической информации не позволяет с каким-либо доверием говорить о конкретных численных показателях. Можно оценить только возможные направления развития газовой промышленности с учетом развития научно-технического прогресса в отрасли.

После 2020 г. в Западной Сибири следует ожидать существенного прироста добычи газа только в Ямальской и Гыданской газонефтеносных, а также Южно- и Северо-Карской перспективных нефтегазоносных областях. Возникает ряд новых центров добычи углеводородов:

1. Шельф Баренцева моря (Южно-Баренцевская, Центрально-Баренцевская и Западно-Баренцевская нефтегазоносные области).

2. Восточная Сибирь (Лено-Тунгусская, Лено-Вилуйская и Енисейско-Анабарская газонефтяные провинции).

3. Шельф Охотского моря (Охотская нефтегазоносная провинция).

4. Шельф Восточно-Сибирского и Чукотского морей (Восточно-Арктическая перспективная нефтегазоносная провинция).

К 2020 г. основная часть действующих магистральных газопроводов вырабатывает установленный технический ресурс. Для поддержания газоснабжающей системы в нормальном техническом состоянии потребуются реконструкция и модернизация линейной части газопроводов и компрессорных станций (будут применяться газопроводные трубы с заводской трехслойной антикоррозийной изоляцией и внутренним гладкостным покрытием, а также оснащаться компрессорные станции газотурбинными агрегатами нового поколения). Планируется освоение конструкции скважин, исключая растепление многолетнемерзлых пород при бурении и эксплуатации, в том числе наклонных и горизонтальных; будут применяться методы интенсивного воздействия на истощенную залежь для извлечения остаточных запасов углеводородов и т.д. В области добычи, сбора и подготовки газа к дальнему транспорту будут внедрены технологии с максимальным извлечением пропан-бутана и тяжелых фракций и другие меры, обеспечивающие эффективную, надежную и экологически безопасную эксплуатацию месторождений. В области освоения ресурсов континентального шельфа будут созданы технологии и технические средства для бурения, обустройства, проведения подводно-технических работ в сложных ледовых усло-

виях для различных глубин моря. В области подземного хранения газа будут созданы комплексы хранилищ в пористых средах и соляных кавернах с высокопродуктивными скважинами большого диаметра.

К мировым проблемам долгосрочного плана в отношении развития систем газоснабжения следует отнести организацию добычи газа на месторождениях газогидратов. Самым распространенным гидратом на таких месторождениях является гидрат метана – $\text{CH}_4 \cdot 7 \text{H}_2\text{O}$. Это физико-химическое соединение, которое очень легко образуется при резком изменении температуры и давления в газовой среде, где есть молекулы метана и водяного пара, но трудно делимо на свои составные части. Газогидраты сегодня – это бич газовиков, с которым они ведут неравную борьбу. Что будет завтра? Многие исследователи, особенно в Японии, серьезно настроены к 2020–2030 гг. найти и освоить экономически приемлемые технологии добычи газа на месторождениях газогидратов. Для России вопрос освоения таких месторождений будет актуальным через 40–50 лет.

Ввиду особой значимости проблем развития газовой отрасли России до 2015–2020 гг. есть смысл еще раз напомнить именно об этих проблемах.

1. Добыча газа в НПТР через 5–6 лет пойдет на спад. В последние семь лет новых мощностей по добыче газа в стране практически не вводилось. Уже сейчас необходимы реальные усилия по вводу и обустройству разведанных месторождений углеводородов. В предстоящие 20 лет прирост добывных мощностей в среднем за год должен составить (для предельно осторожного сценария развития экономики страны) 30–35 млрд м^3 в год, что весьма маловероятно.

2. В развитие систем газоснабжения в предстоящие 20 лет необходимо ежегодно вкладывать примерно по 8 млрд дол. Такие инвестиции возможны только в том случае, если увеличить существующую среднюю цену отпуска газа потребителям примерно в 5 раз.

3. В период до 2020 г. освоение запасов газа на Ямале, на шельфе Баренцева и Карского морей, на Гыдане экономически рискованно: ожидаемые суммарные затраты на создание и функционирование здесь производственной инфраструктуры, на добычу и подготовку газа, на транспорт газа до потребителя могут составить 110–170 дол./1000 м^3 при ожидаемой цене на газ в европейских странах до 110–120 дол./1000 м^3 .

1.2. Целесообразность и проблемы диверсификации способов транспортировки российского газа на экспорт в условиях либерализации мировых газовых рынков

Происходящая глобализация мировой экономики сопровождается ускоренным развитием международного хозяйственного сотрудничества, при котором значительно возрастает экспорт товаров и капитала. Оборот мировой торговли растет примерно вдвое быстрее промышленного производства. Все большее значение приобретают мировые и региональные рынки энергоресурсов. В конце 1990-х гг. через них перераспределялось около 55 % производимой в мире нефти и 33 % добываемого газа [7].

В глобализацию мирового энергетического хозяйства активно вписался энергоресурсный сектор российской экономики. В настоящее время более 35 % добываемого в стране природного газа и около 45 % нефти уходят за пределы России. Только в 1990-х гг. доля экспортируемого газа от общей его добычи увеличилась в 1,5 раза, а за последние 30 лет прошлого века – более чем в 10 раз (рис.1.5). Экспортная ориентация энергоресурсного сектора делает экономику России крайне зависимой от конъюнктуры на внешних рынках. Положение усугубляет происходящая либерализация экономики, когда свободное передвижение товаров через национальные границы сопровождается увеличением конкуренции и практически неуправляемым установлением рыночных цен. Возрастают трудности в прогнозировании изменения цен, что ведет, в частности, в газовой промышленности, к повышению рисков в осуществлении средне- и долгосрочной инвестиционной политики, в значительной степени основанной на ожидаемых ценах на внешних и внутренних рынках природного газа.

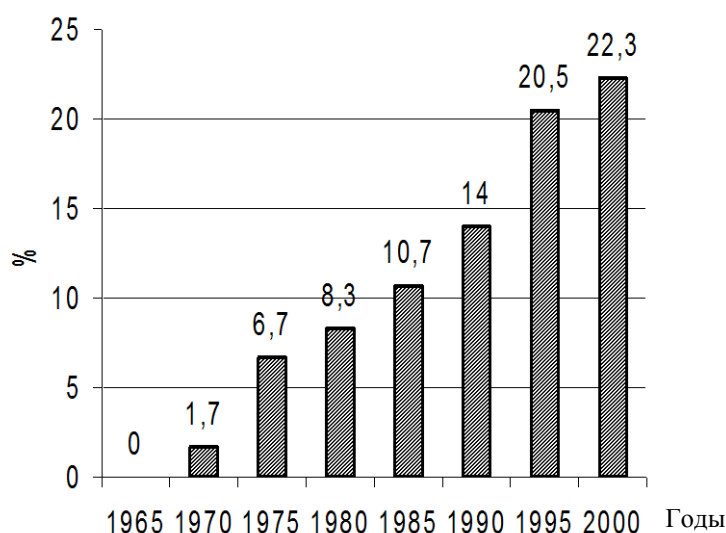


Рис.1.5. Изменение доли российского газа, экспортируемого в страны дальнего зарубежья, от его добычи.

Европейской газовой директивой (принята Европейским парламентом в 1998 г.) и последующими дополнениями к ней определен процесс объединения и либерализации рынков природного газа стран Европейского Союза. Происходящие в соответствии с этим изменения, такие, как осуществление свободного доступа третьей стороны к газопроводным сетям и подземным хранилищам газа (ПХГ), обеспечение прямого выбора потребителями поставщиков газа, переход от долгосрочных контрактов к краткосрочным, вплоть до спотовых сделок, осложняют заключение и реализацию договоров на длительную перспективу. В частности, в 1990-х гг. наблюдался заметный рост краткосрочных контрактов по поставкам сжиженного природного газа (СПГ), рис. 1.6 [8]. По имеющимся оценкам можно ожидать к 2010 г. увеличения их доли в несколько раз (до трети общих поставок).

Экспортная политика ОАО "Газпром" до сих пор основывается на подписании долгосрочных контрактов на условиях "бери или плати", в которых регламентируются не только сроки поставок, но и количество газа, которое должно быть оплачено, независимо от того, взято оно покупателем или нет. Это позволяет достаточно достоверно прогнозировать на длительный период объемы поступающих денежных средств, часть которых можно направить на создание дополнительных газодобывающих мощностей и развитие транспортной инфраструктуры.

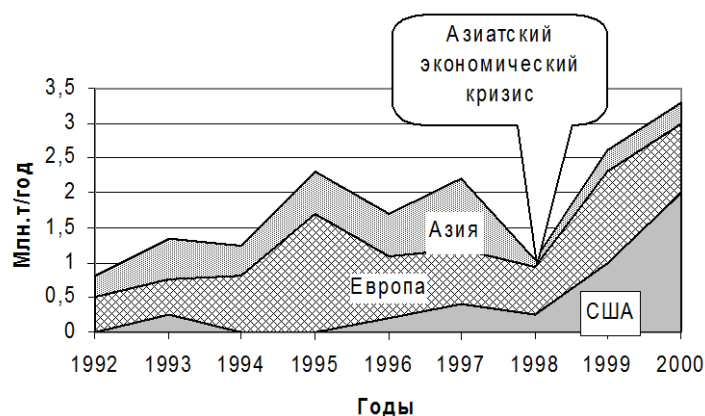


Рис. 1.6. Динамика изменения объема заключенных краткосрочных контрактов (до двух лет) на поставки СПГ.

При переходе к краткосрочным контрактам (что более отвечает условиям либерализованного рынка) увеличивается риск сооружения крупных газотранспортных магистралей экспортного назначения из-за возрастающей неуверенности в наличии в будущем необходимых финансовых средств и устойчивого спроса. Менее стабильными становятся требуемые условия (режимы) поставок газа, что снижает экономическую эффективность экспортных газопроводов большой протяженности. В то же время новые экономические условия делают привлекательным развитие экспорта природного газа в сжиженном виде (танкерами), как вида транспорта, обладающего большей маневренностью по сравнению с трубопроводным, который надолго привязывает покупателя к определенным поставщикам.

Транспорт СПГ, таким образом, имеет определенные преимущества в части гибкости, приспособляемости поставок газа к меняющемуся спросу на внешних рынках как по объемам спроса, так и его географии. В связи с тем, что в первой четверти XXI в. добыча газа из континентальных районов Западной Сибири смещается к северу, с выходом на шельфы Баренцева и Карского морей, открываются перспективы для организации экспорта газа из России морским транспортом в сжиженном виде. Это может стать следующим шагом после строительства завода СПГ на о. Сахалин и приобретения опыта в подготовке и транспортировке газа танкерами. Поставки СПГ танкерами на большие расстояния более экономичны, чем природного газа по трубопроводам. К тому же строительство газопроводов в северных условиях трудно и дорого.

Согласно существующим прогнозам, добыча природного газа в России в XXI в. будет характеризоваться постоянным повышением доли добытого на шельфе газа в общей его добыче. К середине века на шельфе будет добываться около трети всего природного газа, а в конце века – почти 50 % (рис. 1.7). При этом в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке на шельфах сопредельных акваторий предполагается в середине века добывать уже около половины всей добычи газа в этих регионах и более 60 % в конце века [9]. Таким образом, открываются возможности организации экспорта природного газа в жидком виде (танкерами). Насколько это целесообразно и реально?

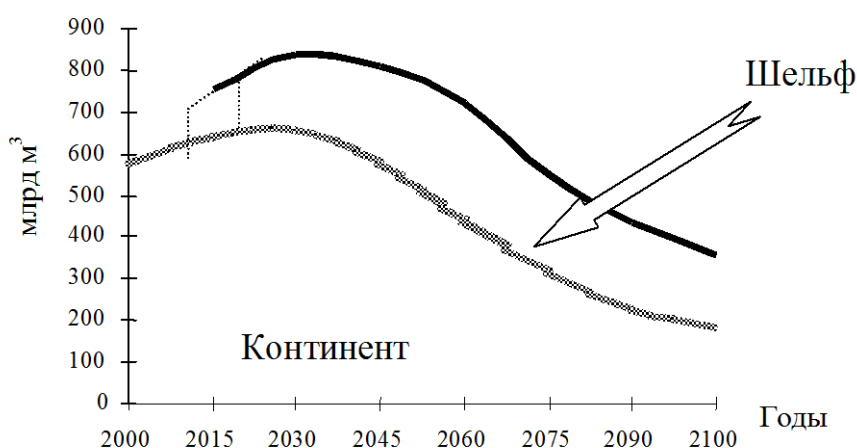


Рис. 1.7. Прогнозные уровни добычи газа в России (оптимистический сценарий ОАО "Газпром" и ОАО "ВНИИГаз").

Начало международной торговле сжиженным природным газом следует отнести к 1964 г., когда были выполнены первые поставки СПГ из Алжира в Великобританию. Поставки СПГ осуществлялись специально построенными впервые в мире двумя танкерами "Метановая принцесса" и "Метановый прогресс" водоизмещением 27,5 тыс. м³ каждый. Они обеспечивали поставки СПГ в Великобританию в объеме 700 тыс. т/г., что составляло около 10 % его спроса [8].

В 2000 г. мировая торговля СПГ возросла до 101,8 млн т, (около 140 млрд м³), что составляет примерно 26% всей мировой торговли природным газом. Наиболее высокими темпами увеличивался спрос на СПГ в странах АТР – Японии, Корее и Тайване (рис. 1.8) [10, 11]. В настоящее время эти страны потребляют около 72 % всего мирового производства СПГ, в том числе Япония – 52,9 %, Корея – 14,4 % и Тайвань – 4,3 %.

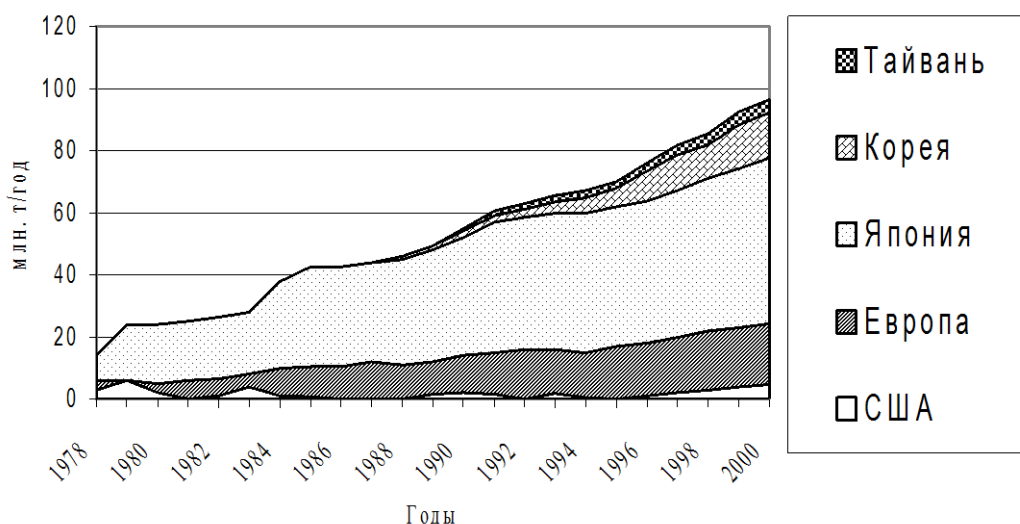


Рис. 1.8. Рост мирового потребления СПГ.

Более половины общего количества СПГ в 2000 г. было получено в странах АТР (55,3 %), около четверти в Африке (24,0 %), а остальная часть – на заводах СПГ, расположенных на ближнем Востоке (17,0 %) и в Америке (3,7 %). Основными экспортерами были Индонезия (26,7 млн т), Алжир (19,8 млн т), Малайзия (15,0 млн т) и Катар (10,2 млн т), на долю которых пришлось около 70 % всех выполненных поставок СПГ (табл. 1.9) [10]. Основные грузопотоки между странами-поставщиками и странами-потребителями СПГ приведены на схеме (рис. 1.9). В 2001 г. потребление сжиженного природного газа при сохранении территориальной структуры его производства и межрегиональных связей возросло на 4,5 % [12].

Т а б л и ц а 1.9

География торговли СПГ, млрд м³

Экспорт *	АТР		Ближний Восток		Африка		Америка	
	1994 г.	2000 г.	1994 г.	2000 г.	1994 г.	2000 г.	1994 г.	2000 г.
Импорт **								
АТР	62,3	75,5	4,3	21,1	-	-	1,6	1,65
Европа	-	0,15	-	0,84	18,2	30,9	-	0,79
Америка	-	0,23	-	1,4	1,5	1,9	-	2,7

*Страны-экспортеры (2000 г.): АТР (Австралия, Бруней, Индонезия, Малайзия), Ближний Восток (Катар, ОАЭ, Оман), Африка (Алжир, Ливия, Нигерия), Америка (США, Тринидад и Тобаго)

**Страны-импортеры (2000 г.): АТР (Корея, Тайвань, Япония), Европа (Бельгия, Греция, Испания, Италия, Турция, Франция), Америка (США).

За почти 40-летний период исторически сформировались два рынка СПГ – Азиатский и Атлантический – со своими покупателями и продавцами. Азиатский рынок СПГ в настоящее время ограничивается рамками АТР и до середины 1990-х гг. практически полностью обеспечивался сжиженным природным газом за счет расположенных в регионе заводов СПГ. Во второй половине 1990-х гг. произошло значительное увеличение (в 5 раз) поставок СПГ с Ближнего Востока (табл.1.9). Потребности европейских стран в СПГ на 90 % обеспе-

чивают страны Африки – Алжир, Ливия, Нигерия. Оба рынка СПГ, особенно Азиатский, находятся в стадии восходящего развития.

По одному из последних прогнозов спрос на СПГ на Азиатском рынке в 2001–2010 гг. может возрасти в 1,4–2,0 раза [13]. По основному варианту прогноза (табл. 1.10) ожидается увеличение спроса в 2001–2005 гг. на 16 млн т/год и в 2006–2020 гг. на 30 млн т/год. Наибольший среднегодовой темп роста в 2006–2010 гг. предполагается в Индии – 19,1 %. Здесь будет формироваться новый субрегиональный рынок СПГ, который превзойдет Тайваньский. На Азиатском рынке в целом увеличение спроса на СПГ будет происходить со среднегодовым темпом в 4,2 % в 2001–2005 гг. и 6,3 % в 2006–2010 гг. Таким образом, в ближайшем будущем следует ожидать увеличение спроса на СПГ, сопровождаемое расширением круга покупателей и диверсификацией источников его продажи.

Наряду с повышением спроса на СПГ на Азиатском рынке растет его потребление в странах Европы. В 2000 г. по сравнению с 1999 г. потребление СПГ возросло в Турции на 47 %, Италии – на 27 %, в Испании – на 26 %, а в целом по европейским странам – на 24 %. Высказываются предположения, что в перспективе будет существовать не обеспеченный полностью спрос на газ в средиземноморских странах Европы, а также в США и, возможно, в Бразилии [13]. Расширяются и создаются новые предприятия по производству сжиженного газа. В стадии строительства находятся установки по сжижению газа общей мощностью 26,9 млн т, намечены к строительству мощности с суммарной величиной около 60 млн т. Среди них первый в России завод по сжижению природного газа на о. Сахалин, включающий две технологические линии мощностью 4,8 млн т/год каждая. Поставка СПГ с сахалинского завода, который станет одним из крупнейших в мире, предполагается в конце 2006 г.

Т а б л и ц а 1.10

Прогноз спроса на СПГ в странах Азии, млн т/год

Страна	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2005 г.			2010 г.		
							Спрос					
							низкий	ос-нов-ной	вы-со-кий	низкий	ос-нов-ной	вы-со-кий
Япония	45,9	47,2	49,1	51,3	53,3	54,1	55,0	55,9	60,2	56,5	60,9	66,7
Южная Корея	9,6	11,6	10,6	13,0	14,6	16,2	16,9	18,2	19,9	18,2	25,7	27,7
Тайвань	2,6	3,1	3,8	4,2	4,3	4,8	6,0	7,0	8,0	9,5	10,8	13,5
Индия	-	-	-	-	-	-	5,0	7,5	10,5	13,0	18,0	25,6
Китай	-	-	-	-	-	-	-	-	3,0	3,0	5,0	8,0
Всего	58,1	61,9	63,5	68,5	72,2	75,1	82,9	88,6	101,6	100,2	120,4	141,5

Бельгия, Франция

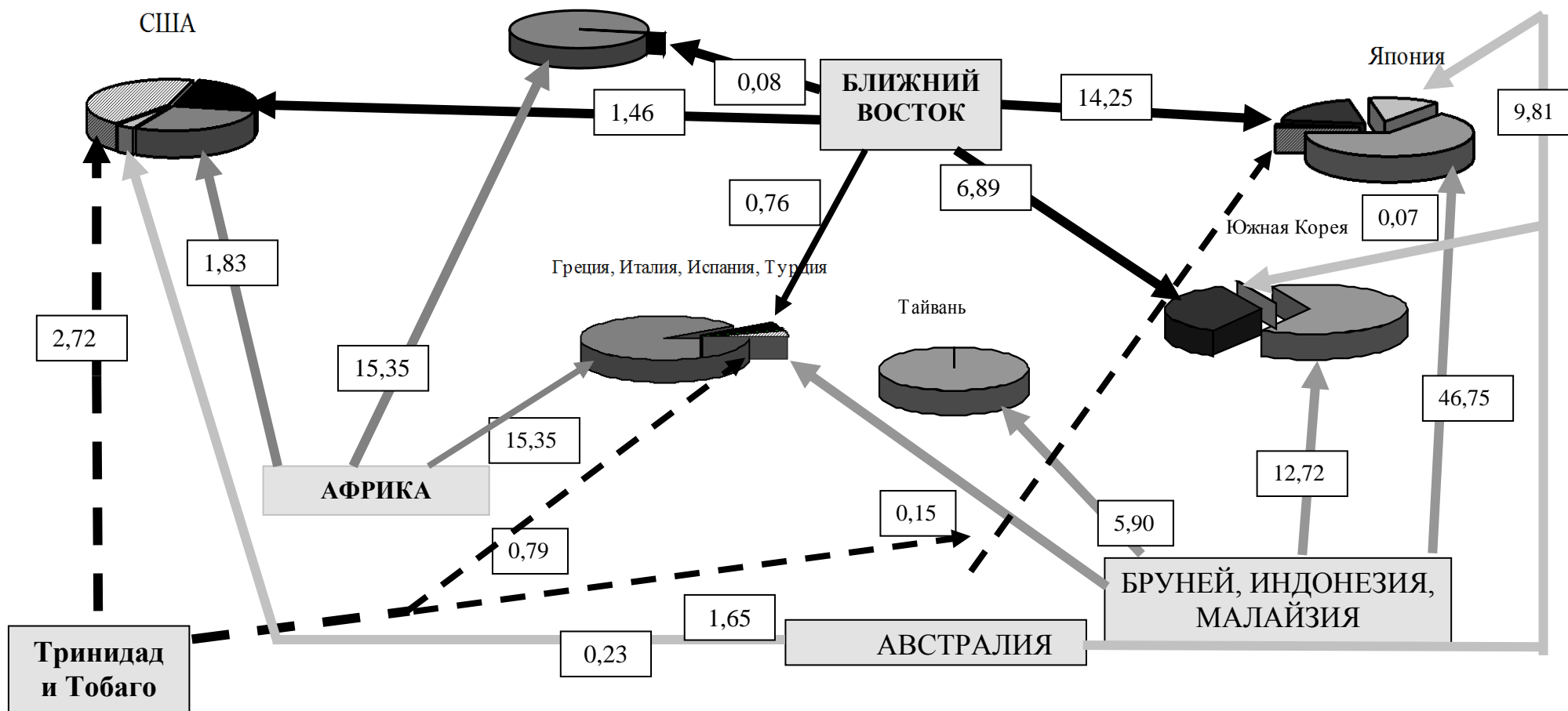


Рис. 1.9. Транспортные потоки СПГ (2000 г.), млрд м³.

Развитие промышленности по производству СПГ сопровождалось постоянным усовершенствованием технологических процессов и увеличением единичной мощности используемого оборудования и сооружаемых заводов. Введение технологических новшеств привело за двадцатилетний период к 50 %-ному снижению капитальных затрат (рис.1.10) [8]. Последний проект компании Shell, основанный на использовании двойного смешанного хладагента и воздушного охлаждения, будет реализован на сахалинском заводе СПГ. Применение этого проекта уменьшает общий объем заводского оборудования на 30 % по сравнению со схемой использования обычного пропанового смешанного охладителя. Удельные капитальные затраты на этом заводе будут ниже, чем на лучшем из существующих двухпроцессорных заводов (Оман, 200 дол./т) и на лучшем из класса однопроцессорных заводов (Тринидад, 235 дол./т).

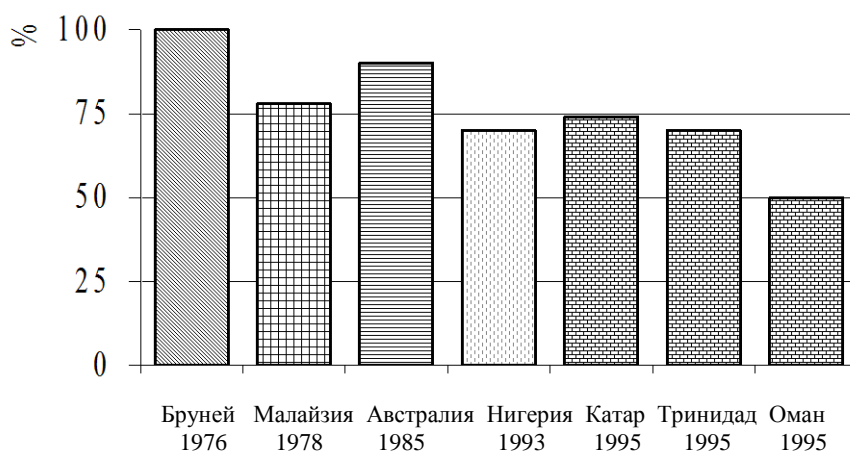


Рис. 1.10. Динамика изменения относительных удельных капиталовложений в заводы СПГ (в сопоставимых ценах).

Одновременно снижаются затраты на перевозку СПГ вследствие значительного увеличения грузоподъемности танкеров. Десять из 14 поставленных в 2000 г. танкеров имели грузоподъемность 138 тыс. м³ (при среднем водоизмещении находящихся в эксплуатации 112 тыс. м³). Транспорт СПГ, имея повышенные затраты на сжижение газа, становится более экономичным по сравнению с трубопроводным при доставке газа на расстояния, превышающие 3–3,5 тыс. км (рис. 1.11) [14].

В табл. 1.11 приведена в качестве иллюстрации стоимость на одном из терминалов США природного сжиженного газа, поставленного из различных стран [12].

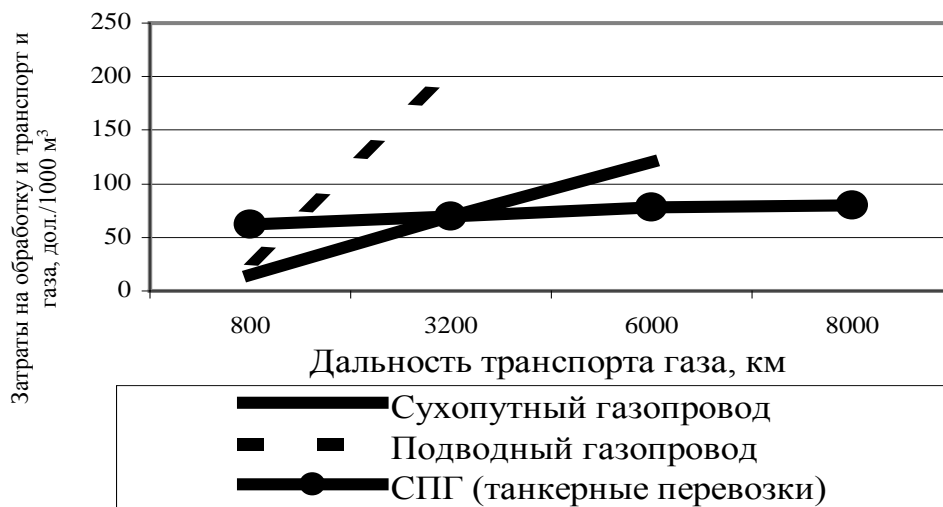


Рис. 1.11. Сравнительная экономичность транспортирования природного газа газопроводами и танкерами СПГ (применительно к месторождениям в Северном море).

Т а б л и ц а 1.11

Стоимость СПГ на терминале Cove Point (США), поставляемого с новых заводов различных стран

Страна	Дол./ 1000 м ³
Тринидад	70
Нигерия	79
Алжир	79
Ангола	106
Египет	111
Норвегия	111

Доля СПГ в международной торговле газом постоянно увеличивалась и в 2000 г. составила около 26 % (рис. 1.12). В связи с интенсивным экономическим развитием в XXI в. Азиатско-Тихоокеанского региона и Южной Азии с их большими акваториями есть все основания считать, что доля СПГ в мировой торговле газом будет увеличиваться.

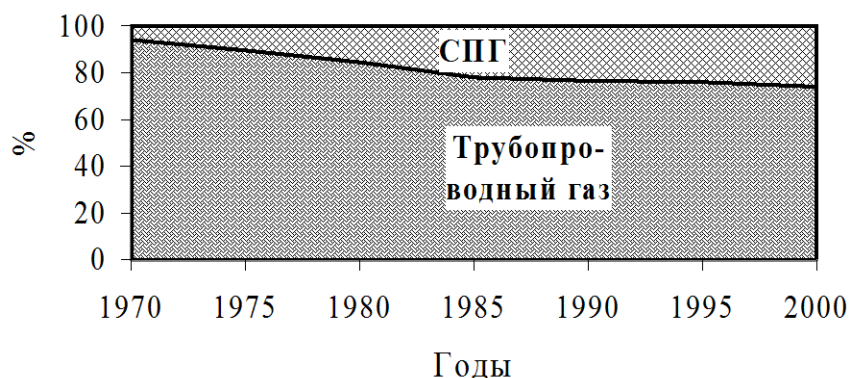


Рис.1.12. Структура международной торговли природным газом (до 1995 г. без учета продаж внутри СНГ).

Россия, учитывая предстоящее развитие добычи газа в акваториальной части страны, не должна игнорировать происходящие изменения объемов производства и торговли СПГ. Следует попытаться оценить относительную эффективность экспортных поставок российского природного газа морским транспортом в виде СПГ по сравнению с трубопроводным транспортом.

Расчеты [15] экономической эффективности вариантов освоения месторождений в Западно-Арктической зоне с последующим экспортом газа на Европейский рынок выявили преимущества освоения Харасавэйского и Штокмановского месторождений (по стоимости экспортируемого газа в странах Центральной Европы) по варианту "СПГ" (табл. 1.12). Следует также учитывать уже отмеченную большую гибкость выполнения поставок газа в виде СПГ, при которой они могут быть осуществлены не только в разные пункты Европейского газового рынка, но и на Американский и Азиатский (по Северному морскому пути) газовые рынки.

Т а б л и ц а 1.12

Стоимость газа основных месторождений Западно-Арктической зоны в странах Центральной Европы, дол./1000 м³ транспортируемого газа

Месторождение	Составляющие стоимости			Стоимость	
	Освоение	Добыча и подготовка	Транспорт вместе с платой за транзит	Диапазон возможных значений	Наиболее вероятное значение
Освоение по варианту "СПГ"					
Харасавэйское	15-20	75-90	10-12	100-120	110
Штокмановское	25-30	80-100	8-10	110-140	125
Освоение по "трубопроводному" варианту					
Харасавэйское	15-20	25-30	86-109	130-160	145
Бованенковское	15-20	25-30	82-106	120-160	140
Штокмановское	25-30	35-45	71-94	130-170	150
Русановское	20-25	35-45	92-118	150-190	170
Ленинградское	20-25	35-45	90-115	140-190	165

В связи с изложенным проблема возможной диверсификации экспорта российского газа за счет создания и развития инфраструктуры СПГ заслуживает внимания и тщательного изучения в следующих основных направлениях:

- Прогноз спроса на СПГ в отдельных регионах мира в первой половине XXI в.
- Прогноз развития в мире мощностей по производству СПГ в региональном разрезе.
- Прогноз цен на СПГ на региональных газовых рынках мира.
- Прогноз возможностей региональных газовых рынков по закупкам СПГ из России.
- Динамика изменения удельных капитальных затрат и эксплуатационных издержек на предприятиях СПГ и средствах его транспорта.

- Экономическая эффективность строительства завода СПГ в Западно-Арктической зоне и развития на Дальнем Востоке инфраструктуры СПГ экспортного назначения.

- Целесообразные масштабы развития в России экспорта СПГ (в дополнение к трубопроводному транспорту природного газа).

1.3. Долгосрочные тенденции развития нефтяной промышленности мира и России

В течение первой четверти XXI в. нефть и продукты ее переработки будут играть важную роль в энергетическом балансе мира. В первую очередь это обусловлено отсутствием у человечества альтернативного экономичного источника энергии для мобильной энергетики. Несмотря на значительные усилия, предпринимаемые во всех странах, по созданию заменителей нефтепродуктов, мощных аккумуляторных батарей и т.п., продукты переработки нефти еще долго останутся основным видом топлива для транспорта, сельскохозяйственных машин, военной техники, эффективным сырьем для отраслей нефтехимического синтеза. Стабильное снабжение нефтью еще долгое время будет оставаться одной из важнейших предпосылок экономического развития и социального благополучия индустриально развитых государств. Поэтому в своей политике они будут вынуждены по-прежнему активно контролировать (экономическим, политическим и военным путем) рынки сбыта нефти и нефтепродуктов [16].

1.3.1. Современное состояние и перспективы развития мирового нефтяного комплекса.

Ведущим направлением развития нефтяного комплекса мира является его глобализация, которая выражается в росте интеграции различных стран в формировании единого мирового рынка жидких углеводородов. Ситуацию можно проиллюстрировать на примере табл. 1.13, в которой представлены данные о формировании ресурсного потенциала и потребления нефти. В ней выделены три группы стран. В первую вошли 29 наиболее промышленно развитых стран-членов ОЭСР, образующих так называемый "золотой миллиард", во вторую – все остальные государства, в третью – государства, ранее составлявшие СССР.

Первое, что следует отметить, это явное превалирование в потреблении нефти государств первой группы. При величине запасов нефти чуть более 10 %, они добывают менее 30 %, а потребляют свыше 60 % нефти. Страны второй группы, обладая примерно 84 % запасов, добывают около 59 % нефти, потребляют 32 %. Государства, ранее входившие в СССР, в настоящее время добывают 11 %, а потребляют менее 8 % нефти.

Общее мировое потребление нефти к настоящему времени составляет 75–77 млн барр/сут (3,3–3,4 млрд тонн в год). На рис. 1.13 показана динамика потребления нефти по основным регионам за последние 25 лет XX в. Видно, что наиболее динамичный рост потребления нефти происходит в странах АТР.

Менее высокими темпами увеличивается потребление нефти в Северной Америке. Еще более низкими темпами растет спрос на нефть в Европе. И лишь страны СНГ снизили потребление нефти за последнее десятилетие почти в 2 раза.

Т а б л и ц а 1.13

Запасы, добыча и потребление нефти по регионам мира в 2001 г. [17], %

Страны	Запасы	Добыча	Потребление
Страны – члены ОЭСР	10,4	29,5	60,3
Северная Америка	8,8	19,7	30,4
Европа	1,4	8,9	20,3
Тихоокеанский регион	0,2	0,9	9,6
Страны – не члены ОЭСР	83,8	59,2	32,2
Латинская Америка	7,2	8,5	5,6
Европа	0,2	0,4	2,0
Африка	7,0	10,3	2,9
Ближний и Средний Восток	65,3	30,2	6,1
Азия	6,7	5,2	11,1
КНР	2,4	4,6	4,5
Бывший СССР	5,8	11,3	7,5
Мир в целом	100,0	100,0	100,0

Потребление
нефти, млн. т

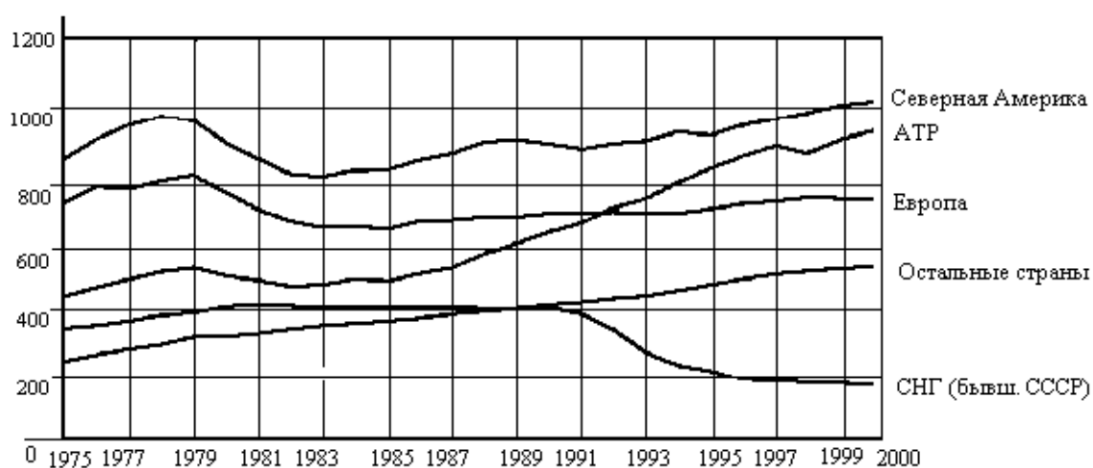


Рис. 1.13. Динамика потребления нефти по регионам мира.

И если ранее в республиках СССР потребление нефти на душу населения составляло столько же, сколько и в Европе – около 1,5 т/чел, то теперь оно сократилось до 0,7 т/чел. Это примерно в 4 раза ниже, чем в Северной Америке (рис. 1.14) [2].

В 2000 г. в каналы межрегиональной торговли поступило 46 % добытой нефти. Остальные 54 % были переработаны на местных НПЗ. В 1995 г. эти соотношения составляли соответственно 43 и 57 %, т.е. за 5 лет объем межрегиональных торговых операций с сырой нефтью немного вырос.

Торговля нефтепродуктами производится в значительно меньших объемах: 87 % произведенной продукции потребляется в регионах переработки и только 13 % вовлечено в международный торговый оборот. Таким образом, в качестве товара нефть выступает в основном в непереработанном виде, что как будто бы противоречит экономическим преимуществам продажи продукции по сравнению с исходным сырьем. Отсюда возникает естественный вопрос – почему такое положение все еще сохраняется? Ответ на него, скорее всего, следует искать в более сложной и более затратной схеме торговли нефтепродуктами по сравнению с нефтью. Как известно, в процессе переработки из сырой нефти получают более десятка разнообразных продуктов, для транспортировки которых на рынки потребления, условно говоря, вместо одной цистерны и одного танкера потребуется десять.

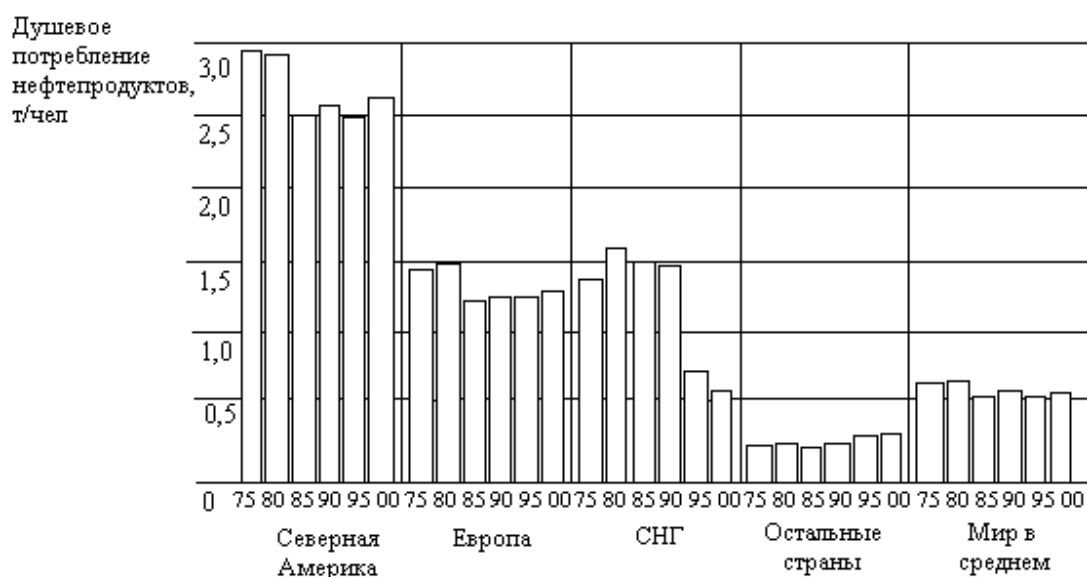


Рис. 1.14. Душевое потребление нефти по регионам мира.

Проблема же увеличения доли нефтепродуктов в суммарной реализации добытой нефти решается путем приобретения перерабатывающих мощностей в регионах потребления.

Из табл. 1.13 [17], где показано участие отдельных стран в мировой торговле нефтью и нефтепродуктами, видно, что наиболее крупными импортерами нефти выступают США (446 млн т), Западная Европа (403 млн т), Япония (215 млн т). Эти же страны являются и наиболее значимыми импортерами нефтепродуктов.

Уровень сбалансированности основных регионов мира по добыче сырой нефти и мощностей предприятий по ее переработке показан на рис. 1.15 [2]. Видно, что выше линии баланса на рисунке находятся всего три региона-экспортера нефти – Ближний Восток, Африка и Южная Америка.

Таблица 1.13

Импорт и экспорт нефти и нефтепродуктов в 2000 г., млн т.

Регион, страна	Импорт		Экспорт	
	нефти	нефтепродуктов	нефти	нефтепродуктов
США	446,0	103,6	3,2	39,6
Канада	45,4	7,7	64,4	19,8
Мексика	-	17,5	86,7	3,7
Южная и Центральная Америка	44,6	10,5	104,3	47,5
Западная Европа	402,7	96,0	63,7	40,0
СНГ и Балтия	0,3	5,6	142,9	67,7
Центральная Европа	50,7	12,1	0,1	5,7
Ближний Восток	4,2	4,6	835,9	105,7
Северная Африка	7,9	5,1	100,3	34,7
Западная Африка	2,8	7,9	161,5	2,8
Восточная и Центральная Африка	22,3	4,8	6,0	0,3
Австралия	24,3	4,6	17,2	5,0
Китай	70,3	18,0	10,4	6,9
Япония	215,0	49,0	0,1	3,8
Другие страны АТР	-	20,0	15,8	20,0
Неопределенный источник	-	20,0	15,8	20,0
Мир	1660,7	451,2	1660,7	451,2

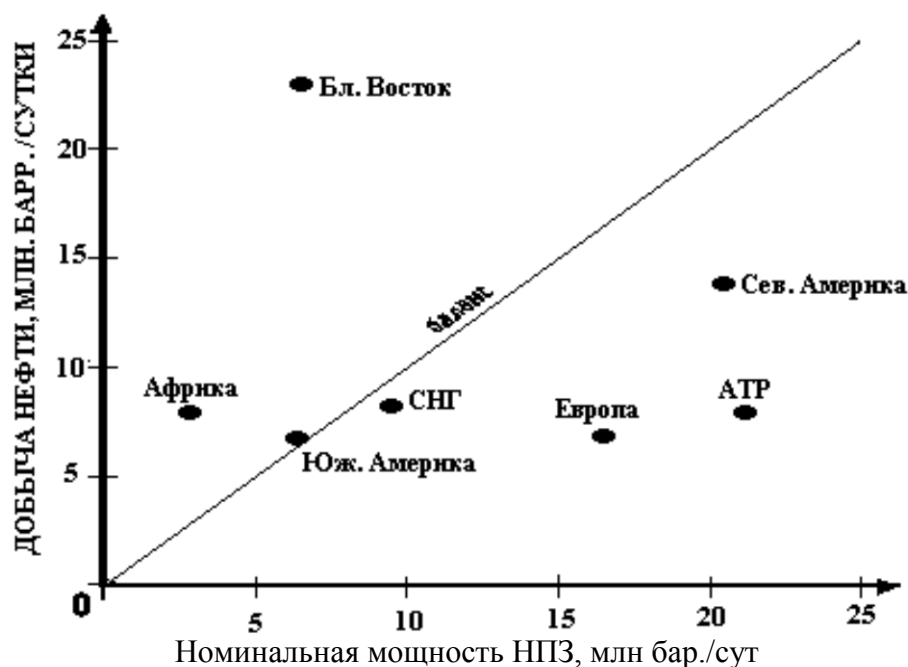


Рис. 1.15. Соотношение добычи нефти и мощности НПЗ по регионам.

Нефтяной дефицит США, Канады, Европы, Японии и Кореи составляет сейчас около 25 млн барр./сут. Экспорт из аравийских стран и Ирака составляет 14 млн барр./сут, а все страны ОПЕК, с учетом Ирака, экспортируют

26 млн барр./сут, т.е. экспорт ОПЕК теоретически покрывает дефицит нефти стран ОЭСР (Запада) [2].

Номинальная мощность мировой нефтепереработки на 1 января 2001 года составляла 81,9 млн барр./день. Это почти на 10 % больше добытой в 2000 г. нефти – рекордного объема за всю историю нефтяной промышленности. В мире в целом превышение мощностей переработки над добычей – состояние обычное, но со временем этот разрыв сокращается: добыча растет быстрее (см. рис. 1.16) [2].

На начало 2002 г. в мире числилось 742 нефтеперерабатывающих завода. Из них 284 находятся в трех странах – США (152), Китае (97) и Японии (35).

В региональном отношении мощности нефтепереработки существенно уступают объему добычи только в двух регионах – в Африке и на Ближнем Востоке. В Азии, Европе и США они значительно преобладают над добычей, в Южной Америке близки к балансу (см. рис. 1.15).

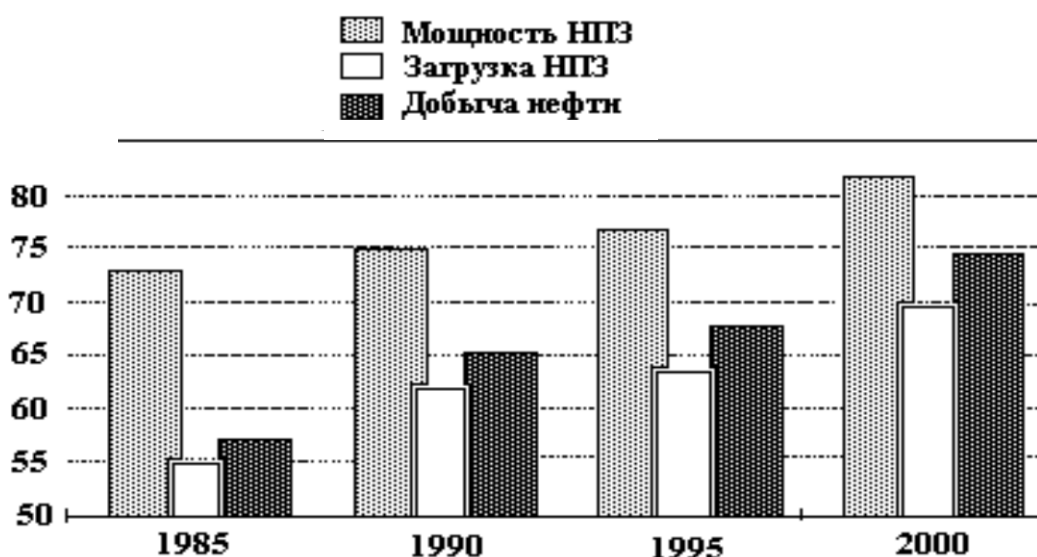


Рис. 1.16. Соотношение мировой добычи нефти, мощности и загрузки НПЗ.

Для роста эффективности работы нефтяного комплекса во всех странах мира много внимания уделялось проблеме увеличения глубины переработки нефти. Это позволяло при меньшем спросе на сырую нефть производить большее количество светлых нефтепродуктов, повышая товарную ценность всей корзины товарных нефтепродуктов. Глубина переработки в среднем по миру составляла 85 %; по регионам она была максимальна на Ближнем Востоке, в США и Европе – более 90 %, и минимальна в странах бывшего СССР и Китае (см. табл. 1.14).

В структуре мирового энергопотребления в ближайшие 20–25 лет нефть сохранит свое доминирующее значение, хотя темпы роста спроса на нее и не будут столь высокими, как на энергоресурсы в целом. В основе этой оценки ситуации лежат прогнозы перспектив добычи нефти, учитывающие, как правило, целый ряд геологических, технических и экономических (включая ценовые) па-

раметров. При этом учитываются также оценки традиционных нефтяных запасов и возможности их разработки для каждого региона мира.

Т а б л и ц а 1.14

Глубина переработки нефти на НПЗ в 2000 г. [17]

Страна	Глубина переработки, %
США	90,9
Европа	90,8
СНГ и Балтия	50,7
Ближний Восток	91,3
Африка	82,5
Китай	77,8
Япония	82,4
Мир, в среднем	84,8

Общее мировое потребление нефти с нынешних 75–77 млн барр./сут к 2010 г. должно возрасти до 93–97 млн. барр./сут. К 2020 г. ее потребление может составить до 115 млн. барр./сут [2]. Вполне возможно, что спрос на сырую нефть окажется и меньше. Вместо ожидаемых примерно 93–97 млн барр./сут потребление нефти в 2010 г. может составить 90 млн барр./сут при условии ускоренного роста, по сравнению с прогнозами, потребления природного газа, особенно сжиженного, и переходе более 20 % автотранспорта в развитых странах на газ. Свою 5 %-ную долю в транспортных мощностях развитых стран уже могут иметь и топливные элементы. Важно то, что эти изменения коснутся прежде всего развитых стран, усилив именно их энергетическую независимость.

Важным фактором, играющим ключевую роль в формировании цен на нефть на длительную перспективу, является положение дел с общепланетарными запасами нефти.

Ожидается, что мировая нефтедобыча из традиционных источников в период между 2010 и 2020 гг. достигнет своего пика, а затем начнет снижаться.

Так, в МЭА, осуществляющей расчеты по установлению начала пика добычи нефти, полагают, что в мире осталось около 2,3 трлн. баррелей так называемой "традиционной нефти" [19, 20] (см. табл. 1.15), а значит, пик ее добычи придется на период 2010–2015 гг. Прогнозы оптимистов относят его наступление на более поздний срок – в этом случае расчеты учитывают сохранившиеся резервы, оцениваемые в 3 трлн баррелей. Пессимисты же снижают "планку перелома", оценивая нефтересурсы лишь в 2 трлн баррелей.

Во всяком случае при любых оценках возможностей нефтедобычи можно допустить, что вследствие угрозы нехватки нефти из так называемых традиционных источников в период 2010–2020 гг. начнут усиленно осваиваться, даже при значительных издержках (табл. 1.16), "нетрадиционные". Естественно, это отразится на росте себестоимости добычи в неизменном исчислении с 17 до 25 долларов за баррель.

Т а б л и ц а 1.15

Потенциальные и доказанные извлекаемые ресурсы традиционной нефти и конденсата в мире, млрд т н.э. в целом, по регионам в %

Потенциально извлекаемые ресурсы	200
Доказанные извлекаемые ресурсы (резервы)	150
Северная Америка	2,7
Центральная и Южная Америка	12,8
Западная Европа	1,5
Ближний и Средний Восток	65,5
Азия и Океания	4,4
Африка	7,3
Восточная Европа и страны СНГ	5,9

Сформировавшийся в настоящее время механизм квотирования нефтедобычи с целью регулирования цен позволил в течение последних лет удерживать мировые цены в пределах коридора 22–28 долларов за баррель. Этот же механизм позволяет поддерживать коммерческие запасы нефти в нефтеимпортирующих странах на низком уровне, что уменьшает возможность некоторых потребителей играть на понижение цен на нефть в ущерб нефтеэкспортирующим странам.

Т а б л и ц а 1.16

Оценка издержек (в долларах за баррель), возникающих при разработке некоторых крупных проектов нефтедобычи из нетрадиционных источников, по данным [4]

Проект	Операционные издержки	Капитальные затраты	Всего издержки добычи	Извлекаемые резервы, млрд баррелей
Канада (провинция Альберта) - битуминозные пески	9-10	3-5	12-15	300
Венесуэла (Ориноко) – тяжелая нефть	8-10	5-7	15-17	300
Жидкое топливо из природного газа			больше 18	150

Существенные коррективы может принести политический фактор. На рис. 1.17 показан характер изменения цен на нефть. Видно, что наиболее серьезные катаклизмы на мировых рынках жидких углеводородов имели место в результате политических потрясений.

Реальные возможности увеличения экспорта и, самое главное, потребности в нефтедолларах заметно увеличатся в Индонезии, Венесуэле, Нигерии, а также в Иране, Ливии и в Алжире, закончивших свои социальные эксперименты и все более "страдающих" без инвестиций.

По данным [2 и др.] к концу десятилетия вышеназванные страны ОПЕК готовы будут увеличить свой нефтяной экспорт на 4–5 млн барр./сут, а в тече-

ние 3–4 лет в совокупности на 8–10 млн барр./сут, т.е. почти вдвое. Их уже не будет пугать сокращение цен в 1,4–1,5 раза, их будет интересовать не цена, а валовой доход.



Рис. 1.17. Динамика цен на сырую нефть в XX в (в долларах за баррель) по данным [17].

Многие аналитики [19; и др.] считают, что в первом десятилетии наступившего века одним из крупнейших мировых центров нефтяного экспорта может стать Каспийский регион. Его экспорт в 2010 г. превысит 7 млн барр./сут. Другие центры нефтяного экспорта в своей совокупности также нарастят экспорт на 7 млн барр./сут. Немного вырастет добыча нефти в США и Великобритании (на 0,7–1,0 млн барр./сут).

Это значит, что практически все повышение потребления нефти в первом десятилетии XXI в. (всего 14–16 млн барр./сут по сравнению с ожидаемым 18–22 млн барр./сут) будет покрыто ростом импорта из стран, не входящих в ОПЕК, и увеличением добычи нефти в основных странах-потребителях.

Развитые страны, решая проблему диверсификации источников нефти, возможно, сократят закупки арабской нефти, переориентировавшись на каспийскую и другую "неОПЕКовскую" нефть. Арабский экспорт в значительной мере ориентируется на Китай, Индию, Африку, арабские нефтеимпортирующие страны.

Перспективы развития нефтяного комплекса мира неминуемо влекут за собой развитие нефтепроводной сети. Основные сооружаемые и планируемые к строительству нефтепроводы по регионам мира приведены в табл. 1.17.

Нефтепроводы в стадии сооружения и планируемые к строительству до 2005 г.
по данным [20], тыс. км

Регион	Нефтепровод	
	В настоящее время	В будущем
Европа	0,65	8,4
<i>в т.ч. СНГ</i>	<i>0,59</i>	<i>6,7</i>
Средний Восток	-	4,6
Африка	0,28	4,0
Южная зона Тихого океана	-	1,7
Дальний Восток	-	4,5
Мексика / Центральная Америка	-	0,4
Северная Америка	0,7	1,1
Южная Америка	0,26	4,6
В с е г о	1,89	29,3

Наибольшая доля строящихся в настоящее время и планируемых к строительству в ближайшем будущем магистральных нефтепроводов приходится на страны СНГ. Это связано, прежде всего, с потенциальным выходом каспийской нефти на рынки центральной и западной Европы и дополнительными выходами российской нефти (Балтийская трубопроводная система). Отчасти этим объясняется и оживление деятельности по планированию и подготовке к строительству магистральных нефтепроводов в таких странах, как Румыния, Германия, Италия и т.д. Наиболее крупным проектом является строительство магистрального нефтепровода диаметром 1000 мм и длиной 1375 км от румынского порта Констанца на Черном море через территории Румынии, Венгрии, Словении до итальянского порта Триесте на Адриатике (см. рис. 1.18). По нему каспийская нефть будет поставляться в Венгрию, Словению, Словакию и Чехию, а после присоединения ныне действующих линий к новому трубопроводу – в Австрию и Германию.

1.3.2. Основные направления развития нефтяной промышленности России

В ходе начавшейся в 1990-х годах экономической реформы в России произошла ломка отраслевых форм управления нефтяным комплексом. Организация в его составе крупных вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), охватывающих весь производственный цикл от добычи нефти до реализации нефтепродуктов, позволила увеличить маневренность комплекса и его способность адаптироваться к возмущающим воздействиям различного происхождения. В рамках ВИНК появилась возможность многие негативные процессы в отдельных элементах технологической цепочки преодолевать или устранять с минимальными затратами. К тому же в ВИНК усиливается интерес к взаимовыгодному сотрудничеству при реализации крупных инвестиционных проектов.

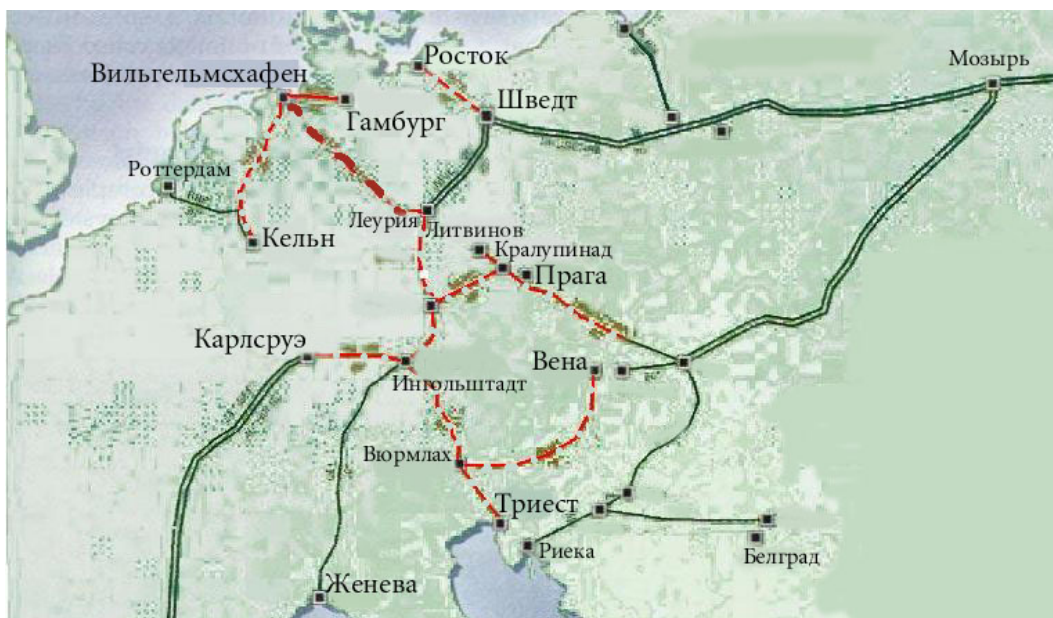


Рис. 1.18. Основные магистральные нефтепроводы центральной Европы.

Основными экономическими целями развития нефтяного комплекса (НК) с позиции государства являются:

- стабильное, бесперебойное и экономически эффективное обеспечение внутреннего и внешнего платежеспособного спроса нефтью и нефтепродуктами;
- обеспечение стабильных поступлений налогов в бюджет;
- генерирование платежеспособного спроса на продукцию сопряженных отраслей российской экономики – обрабатывающих отраслей, сферы услуг и т. п.

Структура управления комплексом со стороны государства должна быть достаточно гибкой, оставляющей этим компаниям необходимый простор для маневра в зависимости от быстро меняющейся общеэкономической конъюнктуры и состояния мировых товарных и инвестиционных рынков. Сам комплекс и его хозяйствующие субъекты должны быть конкурентоспособны на внутреннем и внешнем рынках инвестиций по сравнению с другими потенциальными объектами приложения капитала как в отраслевом, так и в государственном разрезе.

Российский (а ранее советский) нефтегазовый комплекс (НГК) на протяжении всей своей истории придерживался стратегии поступательного движения от уже освоенных территорий к новым, более богатым, с неуклонным значительным ростом производства продукции.

В недавнем прошлом каждая из вновь вводимых доминирующих добывающих провинций была крупнее предыдущей по запасам и включалась в эксплуатацию в тот период, когда предшествующая доминирующая провинция находилась в зрелой фазе своего развития. Сегодня налицо явные признаки поздней стадии для главной нефтедобывающей провинции страны – Западной Сибири и приближения к ней России в целом. Тимано-Печорская, Восточно-

Сибирская и другие провинции ни по объему предполагаемых запасов, ни по условиям освоения не смогут переломить ситуацию в старении сырьевой базы нефтяного комплекса России в силу фундаментальных геологических и природно-климатических причин. Таким образом, дальнейшее развитие НГК России будет происходить с падающей долей горной ренты в цене добываемого сырья.

Основной упор на более поздних стадиях развития нефтедобычи должен делаться не на усиление фискального давления на производителей, а на расширение налогооблагаемой базы за счет приведения в соответствие динамики налоговой нагрузки (в широком смысле слова) на НГК и "естественной динамики" воспроизводства минерально-сырьевой базы комплекса на поздних ее стадиях.

Относительно большая сегодняшняя успешность функционирования НК по сравнению с другими отраслями создает иллюзию его долгосрочного и устойчивого благополучия и делает комплекс постоянным и основным донором бюджета. Однако влияние предыдущих затрат уже заканчивается и существует опасность обвального выбытия старых фондов и закрытия большого числа скважин в связи с их уменьшающейся рентабельностью.

Для нефтяного комплекса России актуальной задачей является создание условий, при которых достигается баланс противоречивых интересов государства, нефтяных компаний, инвесторов, поставщиков товаров и услуг, представителей финансово-банковского сообщества.

В процессе разработки основных концептуальных положений долгосрочного развития нефтяного комплекса очень важно правильно учесть новые геополитические и экономические реалии.

Во-первых, нужно исходить из того, что период "дешевой" нефти для нашей страны уже пройден, лучшие запасы в ведущих нефтедобывающих регионах в значительной мере отработаны. Опережающая выработка наиболее высокопродуктивных залежей привела к накоплению на балансе низкодебитных объектов и сложных для освоения запасов. Причем негативные тенденции изменения качества разведанных запасов присущи не только остаточным (текущим) промышленным запасам, но и новым приростам, здесь также непрерывно возрастает доля низкопродуктивных запасов. В будущем возможны открытия новых крупных и даже уникальных месторождений, однако они будут либо еще дальше расположены от основных нефтепотребляющих регионов России, либо нефтеносные залежи будут находиться на больших глубинах. В любом случае взять эти ресурсы будет сложнее и дороже. Сырьевые факторы формируют объективные границы конкурентоспособности нефтяного комплекса России, которые могут быть раздвинуты лишь с помощью новейших технологий.

Во-вторых, распад СССР привел к оттеснению России от ее традиционных европейских рынков, а также утрате важнейших портов на Черном и Балтийском морях и прямых выходов экспортных трубопроводов к потребителям. Эти проблемы постепенно решаются за счет создания собственных нефтяных терминалов на Балтике и Черном море, что создает определенные гарантии того,

что при обострении противоречий с транзитными государствами доступ России на европейские рынки не будет перекрыт.

В формировании нефтяного рынка Европы участвуют много нефтедобывающих стран, которые в силу определенных причин (геологических, климатических, транспортных, финансовых и др.) имеют значительные преимущества перед нефтяными компаниями России. Они готовы рентабельно функционировать и развиваться при относительно низком уровне цен. У них идет динамичное уменьшение издержек, в основном за счет реализации достижений НТП. В этих странах происходит активное снижение рисков инвестиционной деятельности благодаря совершенствованию внутреннего законодательства, подписанию международных соглашений о защите инвестиций и т.д. В таких условиях нефтяные компании готовы работать с меньшей нормой прибыли.

В создавшейся ситуации новым решением может стать формирование *восточного направления* нефтяной экспортной политики. Во-первых, Восточная Сибирь и Дальний Восток уже располагают достаточным сырьевым потенциалом в форме крупных перспективных месторождений, на базе которых можно начинать планировать развитие нефтедобывающих предприятий [21]. Во-вторых, это благоприятный спросовый фактор. В странах Восточной Азии быстрыми темпами развивается экономика, что определяет и быстрый рост потребности в моторном топливе. К странам этого региона Россия имеет прямой выход, что означает отсутствие тех транзитных ограничений, которые мы имеем на европейском направлении. В случае выхода нефтяного комплекса России на новые восточные рынки его экспортная политика получит свою вторую точку опоры. Так, в настоящее время активно разрабатываются проекты по транспортировке сибирской и дальневосточной (Республика Саха (Якутия)) нефти в восточном направлении, уже сейчас обсуждается проект "Иркутск – Китай" для транспорта 20 млн т, а в перспективе до 30 млн т нефти ежегодно. Обсуждаются предложения "Транснефти" по проектированию и строительству магистрального нефтепровода с потенциальным объемом транспорта нефти 45 млн т в год из Восточной Сибири (Иркутская обл.) до побережья в Приморье.

Промышленная нефтегазоносность установлена во всех основных регионах Восточной Сибири, Республики Саха (Якутия) и на шельфе о. Сахалин. Оценка потенциальных ресурсов нефти и газа, проведенная в конце 1980-х гг., подтвердила гипотезу о наличии надежной сырьевой базы для нефтедобычи в восточных регионах России. Однако до начала 1990-х гг. развитие нефтедобычи сдерживалось из-за слабой геологической изученности этих районов. В настоящее время запасы (категории А+В+С₁+С₂) на Сибирской платформе оцениваются по нефти в 1303 млн т, на сахалинском шельфе – 263 млн т) [22]. Общий обзор состояния сырьевой базы свидетельствует о наличии достаточно крупных месторождений, обладающих хорошими перспективами наращивания их запасов и способных стать базой для реализации перспективных проектов создания нефтедобывающих предприятий (см. табл. 1.18).

Т а б л и ц а 1.18

Перспективные уровни добычи нефти (желательный сценарий), млн т

Территория	Год			
	2005	2010	2015	2020
Красноярский край, всего	0,5 – 1,95	9-11	15-18	17-18
В том числе Юрубчено-Тохомское	0,35-1,65	6-7	9-11	9-10
Ванкорский проект	0,15-0,3	3-4	6-7	7—8
Иркутская область	0-0,05	5 – 6	10– 12	10 – 12
В том числе Верхнечонское	0-0,05	5-6	9-10	9-10
Другие	0	0	1-2	1-2
Республика Саха (Якутия)	0,5 – 0,6	2-3	3-4	3-4
Сахалинская область, всего	5,5-6,4	13-15	25-30	28-30
В том числе Сахалинморнефтегаз	0,7-0,8	0,5-0,6	0,3-0,4	0,1-0,2
Сахалин-1	1-1,5	5,0-6,4	14-15	14-14,5
Сахалин-2	3,8-4,1	7,5-8,0	9-10	8-9
Другие проекты	0	0	1,7-4,6	5,9-6,3
В с е г о	6,5-9,0	29-35	53-64	58-64

Суммарная мощность по сырью существующих, строящихся и планируемых к строительству НПЗ на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока на уровне 2015–2020 гг. может составить до 35–40 млн т [23] (см. табл. 1.19), что на 5–10 млн т превышает внутренний спрос.

Т а б л и ц а 1.19

Объемы переработки нефти на Востоке РФ, млн т (желательный сценарий)

Регион	Год			
	2005	2010	2015	2020
Красноярский край	5,7	5,7	5,8	5,8
Иркутская обл.	10	10	13	13
И т о г о по Восточной Сибири	15,7	15,7	18,8	18,8
Хабаровский край	6	8	8	9
Республика Саха (Якутия)	0,6	1,1	1,2	1,3
Сахалинская обл.	0,1	1,1	1,1	1,1
Магаданская обл.			0,8	0,8
И т о г о по Дальнему Востоку	6,7	10,2	11,1	12,2
И т о г о по региону	22,4	25,9	29,9	31,0

Площадь континентального шельфа России соответствует примерно территории Западно-Сибирской низменности. Сейсмические исследования свидетельствуют о наличии в недрах Баренцева, Карского и Охотского морей крупных структур, перспективных на углеводородное сырье. По проработкам акционерного общества "Росшельф" в Баренцевом море и в Арктике уже до 2010 г. может быть организована добыча до 10 млн т нефти. Достаточно перспективен для освоения и российский шельф Каспия, где уже выявлен целый ряд крупных месторождений.

На севере Европейской части за счет освоения месторождений в Архангельской области добычу можно увеличить по сравнению с современным уров-

нем в 3–4 раза. Общая стоимость освоения запасов Тимано-Печорской зоны оценивается в 50 млрд долларов. В Урало-Поволжье и на Северном Кавказе будет происходить дальнейшее снижение добычи нефти за счет естественного истощения недр в процессе отработки запасов. Здесь главное внимание должно быть уделено вопросам повышения нефтеотдачи и максимально возможного замедления темпов снижения добычи нефти.

Сложившиеся тенденции активизации экспортной политики в нефтяной промышленности России предполагают увеличение нефтедобычи примерно на 7 % ежегодно до 2010 г. и на 1,5–2 % в следующем десятилетии.

Все нефтяные месторождения России можно разделить на две группы. Первая – это месторождения, добыча нефти на которых рентабельна при существующей налоговой и таможенной политике государства (здесь и далее по тексту под добычей нефти подразумевается добыча нефти и газового конденсата). Другая группа – те месторождения, где есть смысл добывать нефть только при каких-то налоговых или таможенных льготах для соответствующих нефтяных компаний (вплоть до полной отмены налогов и таможенных пошлин). К числу месторождений второй группы можно отнести, в частности, месторождения, которые предполагается разрабатывать в соответствии с соглашениями о разделе продукции (СРП).

Возможные уровни по добыче нефти на месторождениях первой группы показаны в табл. 1.20, а на месторождениях второй группы – в табл.1.21. Эти данные – "суммирование" точки зрения авторов и результатов разного рода прогнозов по добыче жидких углеводородов в стране [4, 22].

Т а б л и ц а 1.20

Возможные уровни добычи нефти в России на рентабельных (с позиций сегодняшнего дня) месторождениях, млн т

Регион	Г о д				
	2000	2005	2010	2015	2020
Россия в целом*	315	240-270	220-260	190-240	180-220
В том числе					
Западная Сибирь	210	170-185	155-170	130-150	120-140
Восточная Сибирь	0,1	0,2-0,8	3-4	3-5	3-5
Север (европейский)	12	10-13	10-15	10-15	10-15
Урал	40	30-35	25-30	20-30	20-25
Поволжье	45	25-30	20-30	20-30	20-25
Северный Кавказ	3	2-3	2-3	1-2	1-2
Дальний Восток	4	2-2,5	2-5	2-5	2-5
Калининградская обл.	0,5	0,5-1	0,5-1	0,5-1	0,5-1

* С округлением.

По оценке авторов, около половины нефти месторождений второй группы может добываться на условиях СРП. Нефть, добытая без использования СРП, полностью является собственностью России. Что касается нефти, добываемой в "режиме СРП", то в собственность России ее переходит немного: для проекта Сахалин 2 – это 6 %, для Самотлора – около 14 %, на Харьгинском месторож-

дении – тоже 6 %. Поскольку "режим СРП" для страны должен меняться в лучшую сторону, в перспективе возможно считать в целом для России эту долю, равной 15 %.

Т а б л и ц а 1.21

Возможные уровни добычи нефти в России на месторождениях рентабельных при наличии льгот, млн т

Регион	Г о д			
	2005	2010	2015	2020
Россия в целом*	70-90	130-170	150-190	140-190
В том числе:				
Западная Сибирь	45-55	70-85	70-90	60-80
Восточная Сибирь	1-3	12-20	20-35	20-40
Север (европейский)	10-15	25-35	25-35	25-35
Поволжье	5-10	10-15	5-10	5-10
Дальний Восток	4-5	13-15	25-30	25-30

* С округлением.

Основная нефтепроводная сеть России (рис. 1.19) формировалась в 1950 – 1960-е гг., оператор этой сети в настоящее время – акционерная компания (АК) "Транснефть", правопреемник советской Главтранснефти.

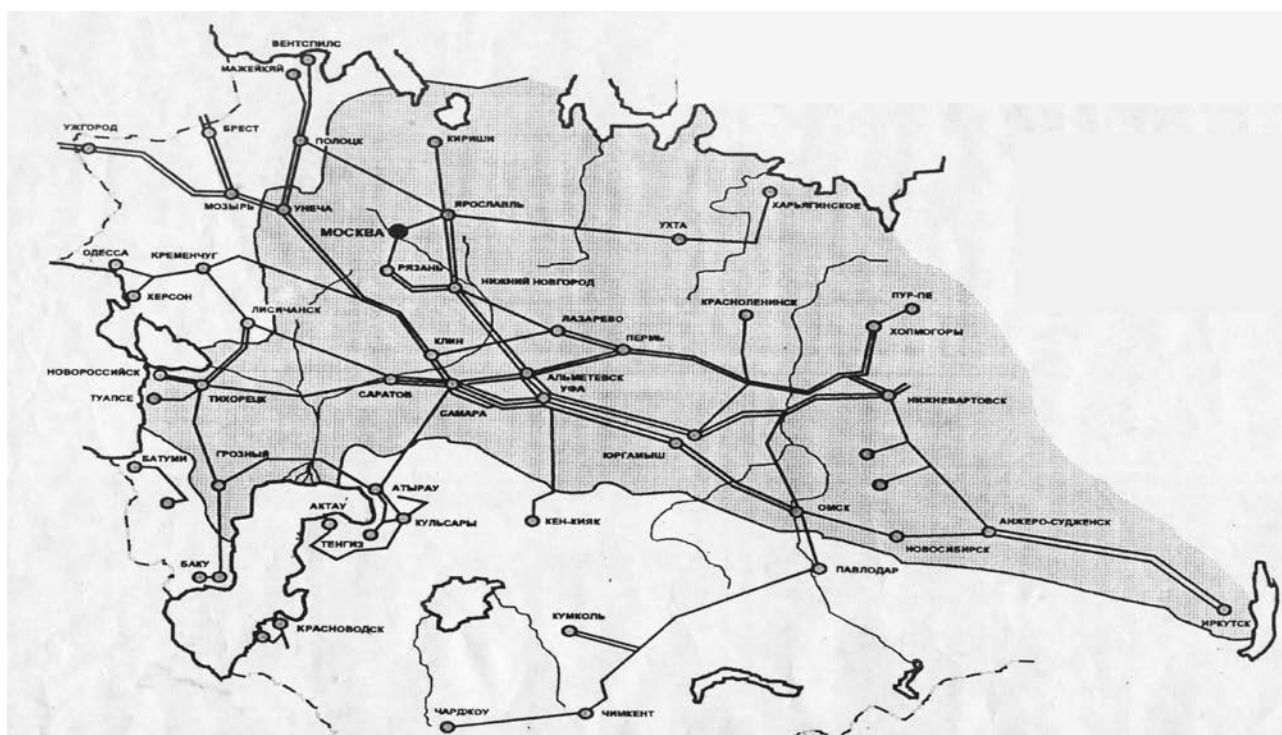


Рис. 1.19. Схема магистральных нефтепроводов АК "Транснефть".

В европейской части России главные нефтепроводные проекты связаны со строительством Балтийской трубопроводной системы. В результате строительства морских терминалов Россия получит самостоятельный выход на нефтяные рынки Европы. Кроме того, в рамках участия России в Каспийском трубопроводном консорциуме сейчас идут активные работы по строительству линии

длиной 1580 км от Тенгизского месторождения до морского терминала в Новороссийске.

Кроме трубопроводного транспорта нефти, значительные перспективы и у танкерных перевозок. Наиболее крупный владелец нефтяных танкеров в России на сегодняшний день – компания ЛУКОЙЛ. В настоящее время ею построены пять судов ледового класса с Петербургской верфи, еще пять судов ледового класса, но меньшей грузоподъемности, строятся на верфях компании MTW в Германии. Кроме того, десять танкеров типа "река – море" сооружаются в Волгограде. В результате ввода собственных судов ЛУКОЙЛу удалось сократить стоимость транспортировки тимано-печорской нефти на треть – с 30 до 20 долларов за тонну [23].

Кроме ЛУКОЙЛа, большие планы по созданию танкерного флота у компании Транснефть, ее программа рассчитана на два этапа. Первый предполагает строительство сопутствующего флота, малых и средних танкеров дедвейтом 3–5 тыс. т, а также четырех танкеров-ледоколов дедвейтом 20 тыс. т. Предполагается, что все суда, построенные в рамках первого этапа, будут использоваться на Дальнем Востоке. На втором этапе будут строиться танкеры дедвейтом 40–100 тыс. т для работы на Черном море.

Свой танкерный флот необходим как нефтяным компаниям, так и стране в целом, чтобы самостоятельно доставлять нефть как внутренним потребителям, так и на экспорт. Существенным толчком в этом плане послужило открытие Балтийской трубопроводной системы, танкеры здесь необходимы для транспортировки нефти, поступающей через порт Приморск. Кроме нефтяных компаний, транспортная морская компания "Совкомфлот" планирует построить 16 танкеров усиленного ледового класса.

Из вышесказанного можно сделать следующие выводы:

- анализ тенденций развития нефтяной промышленности в мире показывает, что в ближайшие 15–20 лет спрос на ее продукцию будет расти. Это требует освоения новых нефтегазоносных провинций, создания сетей по доставке нефти потребителям и дальнейшего совершенствования технологий добычи и переработки нефти. Стратегия промышленно развитых стран будет направлена на диверсификацию источников нефтеснабжения с целью повышения надежности поставок и активного контроля за мировыми рынками нефти;

- Россия как крупная нефтедобывающая и экспортирующая страна к настоящему времени завершила период "дешевой" нефти и вступает в новый этап с падающей долей горной ренты в цене добываемого сырья. В связи с этим необходимо усиление внимания к формированию нефтедобывающей промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, что, кроме улучшения ситуации с нефтеснабжением собственно для России, позволит создать предпосылки прямого выхода на нефтяные рынки Азиатско-Тихоокеанского региона;

- помимо трубопроводного транспорта для России становится все более актуальным развитие танкерного флота.

1.4. Концепция создания единой системы добычи и транспорта нефти и газа в Северо-Восточной Азии

1.4.1. Смена геостратегических приоритетов России

Особенности развития экономики страны в новых условиях вызывают необходимость пересмотра прежних приоритетов в экономической и энергетической политике России.

Распад СССР и потеря портов на Балтийском и Черном морях, политические и экономические проблемы транспорта при экспорте российских топливно-энергетических ресурсов в страны Восточной и Западной Европы через территорию республик бывшего СССР (см. п. 1.3), с одной стороны, и общемировое значение Азиатско-Тихоокеанского региона, с другой – обуславливают стратегическую значимость для России восточного геополитического направления ее внешнеэкономических связей.

Россия в настоящее время по ряду внутренних и международных причин оказалась вне магистральных процессов развития экономического сотрудничества в АТР. Внешнеэкономические связи России с АТР неизмеримо малы по сравнению с европейскими странами. Так, внешнеторговый оборот России со странами АТР в последние годы составляет 19–20 % от общего товарооборота России с государствами Дальнего Зарубежья (по сравнению с 68–69 % с Европой). Топливо-энергетические связи России со странами АТР носят в основном, монохарактер и по объему и структуре значительно уступают топливно-энергетическим связям России с Восточной и Западной Европой.

Новое геополитическое положение России в качестве самостоятельного государства сделало ее в большей степени азиатско-тихоокеанской страной, чем бывший Советский Союз.

Национальные интересы России требуют активизации ее взаимовыгодного сотрудничества со странами АТР и особенно – Северо-Восточной Азии, выходящими в лидеры мирового развития.

1.4.2. Роль энергетики восточных регионов России в реализации ее геостратегических интересов

На востоке России расположены 22 из 89 субъектов федерации, входящие в два экономических района – Восточно-Сибирский и Дальневосточный. На их территории проживает более 16 млн человек, или 11 % населения России. Здесь производится около 13 % валового внутреннего продукта России.

В настоящее время экономика восточных регионов России выходит из кризисного состояния. Однако ясно, что в рамках умеренно-инерционной динамики и пассивной экономической политики невозможно добиться коренного изменения сложившейся здесь неблагоприятной социально-экономической ситуации. Необходима стратегия экономического и геополитического прорыва России на Востоке страны.

Эта стратегия должна быть адаптирована к новой геополитической ситуации, в которой оказалась Россия после распада СССР, и одновременно нацелена на решение приоритетных долгосрочных задач.

Приоритетными долгосрочными направлениями развития восточных регионов, отвечающими национальным интересам России, являются следующие:

1. Создание условий для скорейшей стабилизации, а затем ускоренного социально-экономического развития восточных регионов.

2. Сохранение в переходный период производственного, научно-технического и иного потенциала.

3. Расширение транзитных функций по обслуживанию внутрироссийских и международных хозяйственно-экономических связей.

4. Создание условий для привлечения в Россию через восточные регионы иностранных капиталов и передовых технологий.

Реализовать приоритетные направления социально-экономического развития Восточной Сибири и Дальнего Востока можно лишь на современной топливно-энергетической базе, что требует коренной перестройки территориально-производственной структуры энергетики этих регионов.

Формирование в восточных регионах страны новых топливно-энергетических баз будет способствовать усилению энергетической безопасности России, восстановлению и усилению нарушенных топливно-энергетических связей между регионами.

Восточная энергетическая политика России, являясь частью восточной экономической политики, – не самоцель, а инструмент для решения многих принципиально важных задач федерального, межрегионального и регионального уровней, а именно:

1. Общие задачи:

1.1. *Социальные* – повышение качества, стиля, комфортности жизни населения восточных регионов России.

1.2. *Политические* – консолидация и интеграция субъектов РФ, укрепление единства экономического и энергетического пространства РФ.

1.3. *Геополитические* – укрепление позиций России в мирохозяйственной системе, в сообществе государств АТР, Центральной и Северо-Восточной Азии.

1.4. *Экономические* – повышение эффективности функционирования и конкурентоспособности хозяйственного комплекса Востока России, уровня ресурсообеспеченности страны и доступности глубинных территорий, расширение активного экономического пространства России, создание условий для усиления экономической кооперации России и стран СВА.

2. Энергетические задачи:

2.1. Повышение адаптивности и надежности энерго-, топливообеспечения потребителей.

2.2. Повышение энергетической безопасности страны и регионов.

2.3. Совершенствование территориально-производственной структуры ТЭК страны и особенно ее восточных регионов.

2.4. Повышение экологической безопасности энергетики.

2.5. Формирование транспортно-энергетической инфраструктуры на Востоке России – систем нефте-, газопроводов, ЛЭП – и создание в России единого транспортно-энергетического пространства.

Быстрое и масштабное развитие энергетики в восточных регионах России и выход на энергетические рынки стран АТР, особенно на энергетические рынки Японии, Китая, Кореи, необходимо рассматривать в качестве главного инструмента своевременного обеспечения должных позиций России в этом стратегически важном для нее регионе мира.

Создание на Востоке России и в Северо-Восточной Азии развитой энергетической инфраструктуры в виде межгосударственных газо-, нефтепроводов, ЛЭП позволит снизить стоимость энергоносителей, повысить надежность энерго-, топливоснабжения потребителей разных стран, облегчить решение экологических проблем.

1.4.3. Топливо-энергетический потенциал Восточной Сибири и Дальнего Востока: современное состояние использования и перспективы развития

Восточные регионы России – Восточная Сибирь и Дальний Восток являются форпостами в реализации национальных интересов России в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке создана крупная топливно-энергетическая база страны. Здесь добывается около 40 % всего получаемого в России угля, производится более 20 % электроэнергии, около 14 % централизованного тепла (табл. 1.22).

Т а б л и ц а 1.22

Роль энергетики Восточной Сибири и Дальнего Востока в России (состояние 2000 г.)

Показатели	Россия	Восточная Сибирь	Дальний Восток	В целом Восточная Сибирь и Дальний Восток
Территория, млн км ²	17,1	4,1 (24,0)*	6,2 (36,2)	10,3 (60,2)
Население, млн чел	147,1	9,0 (6,1)	7,3 (4,9)	16,3 (11,0)
Валовой внутренний продукт, трлн руб.	2402,3	158,6 (6,6)	145,1 (6,0)	303,7 (12,6)
Добыча, производство:				
электроэнергия, млрд. кВт·ч	875,6	141,2 (16,1)	38,7 (4,4)	180,0 (20,5)
теплоэнергия, млн Гкал	1525	135,8 (8,9)	71,4 (4,7)	207,2 (13,6)
уголь, млн т	257,9	73,6 (28,5)	26,6 (10,3)	100,2 (38,8)
нефть, млн т	323,4	0,15 (0,05)	2,7 (0,8)	2,85 (0,85)
природный газ, млрд. м ³	584	4,2 (0,7)	3,8 (0,65)	8,0 (1,35)
переработка нефти, млн т	173	12,9 (7,5)	6,2 (3,6)	19,1 (11,1)

* В скобках – доля от России в процентах. Рассчитано по [25, 26].

Хотя эти регионы обладают уникальными запасами углеводородных ресурсов, в них в настоящее время не ведется крупномасштабной добычи нефти и природного газа.

В Восточной Сибири природный газ традиционно добывается на севере Красноярского края – в Норильском промышленном узле (в последние годы ежегодно 4,0–4,5 млрд м³).

На Дальнем Востоке добыча газа осуществляется в незначительных количествах в Республике Саха (Якутия) и на севере Сахалинской области (суммарная ежегодная добыча в последние годы составляет 3,0–3,2 млрд м³). В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке промышленная добыча нефти ведется только на севере Сахалинской области, где в последнее время ежегодно добывается 1,4–1,5 млн т.

Ориентация в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке на преимущественное развитие угольной промышленности привела к тому, что в этих регионах сформировался крайне нерациональный баланс котельно-печного топлива.

Так, если в европейских регионах России высококачественные виды топлива (природный газ, мазут) составляют основу топливоснабжения электростанций и котельных, то баланс котельно-печного топлива Восточной Сибири и Дальнего Востока является преимущественно угольным.

В результате этого во многих городах и промышленных центрах этих регионов сложилась тяжелая экологическая обстановка: загрязнение воздушного бассейна в ряде городов превышает гигиенически допустимые нормы по пыли в 4–10 раз, по оксидам серы – в 3–4 раза, оксидам азота – в 6–7 раз. При этом доля тепловых электростанций и котельных в загрязнении воздушного бассейна городов достигает 60–70 %. Тяжелая экологическая обстановка во многих городах и промышленных центрах обуславливает высокий уровень неотложной ежегодной потребности восточных регионов в природном газе – 17–22 млрд м³ на уровне 2010–2015 гг.

Газификация потребителей является одним из стратегических приоритетов дальнейшего развития экономики этих регионов.

Восточная Сибирь и Дальний Восток – весьма крупные потенциальные потребители сырой нефти и нефтепродуктов. Так, только созданные мощности по переработке сырой (в основном западносибирской) нефти четырех НПЗ в регионе (Ачинский, Ангарский, Хабаровский и Комсомольский-на-Амуре) составляют 40 млн т в год.

Источником надежного удовлетворения потребностей этих регионов в углеводородном сырье и продуктах его переработки могут стать ресурсы углеводородов Сибирской платформы, находящейся в пределах большей части Красноярского края, Иркутской области и западной части Республики Саха (Якутия), и Сахалинского шельфа. По имеющимся оценкам потенциальные ресурсы углеводородного сырья очень высоки: начальные извлекаемые запасы на Сибирской платформе оцениваются в настоящее время по природному газу более чем в 5600 млрд м³ и по нефти – более 1300 млн т. По Сахалинскому шельфу – соответственно более 1300 млрд м³ и более 800 млн т.

Широкомасштабное вовлечение в хозяйственный оборот углеводородных ресурсов Сибирской платформы и Сахалинского шельфа позволит не только полностью удовлетворить внутреннюю потребность регионов в сырой нефти и природном газе, но и поставлять ежегодно на экспорт в страны СВА 30–40 млн т сырой нефти и 70–80 млрд м³ природного газа.

1.4.4. Стратегия энергетической кооперации России и стран СВА: основные положения

В настоящее время хозяйствующими субъектами, проектными и научно-исследовательскими организациями России разработаны и широко обсуждаются, в том числе и на международных уровнях, разные варианты экспорта природного газа, нефти, электроэнергии из восточных регионов России в страны Северо-Восточной Азии.

Важно отметить, что эти варианты, как правило, не согласованы между собой ни по ценам, ни по объемам, ни по срокам освоения топливно-энергетических ресурсов и их поставок в страны Северо-Восточной Азии. Особенно ярко такая расстыковка обнаруживается при анализе существующих многочисленных проектов экспорта российского природного газа из восточных регионов в Китай, Корею, Японию.

В результате этого российская сторона несет колоссальные моральные издержки и теряет авторитет и инициативу в международных переговорных процессах.

Вместе с тем понятно, что эти процессы должны быть объективно управляемыми – в рамках субъектов федерации, скоординированы на федеральном и межрегиональном уровнях и носить комплексный характер в части оценки последствий для страны, региона, субъекта федерации от такого сотрудничества. Очевидно, что в ближайшие 15–20 лет Россия не в состоянии осуществить фронтальное наступление на неосвоенные пространства Сибири и Дальнего Востока. Поэтому главное состоит в том, чтобы сохранить и упрочить базу будущего развития.

Это можно обеспечить, реализовав так называемый стратегический сценарий развития экономики этих регионов [4, 27]. По этому сценарию предполагается, что:

а) после 2005 г. экономика будет развиваться в соответствии с оптимистическим прогнозом, предусматривающим среднегодовые темпы валового внутреннего продукта (ВВП) 6,5–6,7 %/год;

б) уровень производства товаров и услуг, достигнутый в России в 1990 г., будет восстановлен к 2010–2012 гг. (с учетом прогрессивных изменений в структуре промышленного производства), а уровень конечного (непроизводственного) потребления – к 2008–2010 гг.;

в) к 2020 г. экономика России в качественном и количественном отношении должна приблизиться к среднему уровню развитых стран мира как по объ-

емам и структуре производства ВВП, так и по уровню развития техники и технологии.

Стратегический сценарий развития энергетики и экономики Восточной Сибири и Дальнего Востока предполагает, что к 2020 г. экономика России и восточных регионов в качественном и количественном отношении должна приблизиться к современному среднеевропейскому уровню. При этом темпы экономического роста в рассматриваемых регионах должны быть выше, чем в среднем по России. Предусматривается также увеличение доли этих регионов в общей численности населения страны.

Основные макропоказатели стратегического сценария развития экономики восточных регионов России приведены в табл. 1.23, динамика спроса на основные энергоносители – в табл. 1.24. К 2020 г. в Восточной Сибири увеличатся темпы начнет рост потребления моторного топлива – в 2 раза относительно 2000 г. (или на 5 % в год), потребление электроэнергии – на 62 % (или более 3 % в год) и непосредственное потребление котельно-печного топлива – на 63 % (или более 3 % в год). Теплопотребление за это время вырастет на 36 % (или около 2 % в год). Расход моторного топлива на Дальнем Востоке вырастет в 2,2 раза относительно 2000 г. (или на 6 % в год), электропотребление – на 78 % (или около 4 % в год), непосредственное потребление котельно-печного топлива – на 57 % (или около 3 % в год). Теплопотребление вырастет на 33 % (или около 2 % в год).

Т а б л и ц а 1.23

Экономические характеристики стратегического сценария развития экономики Восточной Сибири и Дальнего Востока

Страна, регион	Г о д				
	1995	2000	2005	2010	2020
Доля в населении России, %					
Восточная сибирь	6,20	6,16	6,15	6,18	6,20
Дальний Восток	5,10	4,90	4,90	5,0	5,10
Среднегодовые темпы прироста ВВП, %					
Россия		5,4	6,4	6,2	
Восточная Сибирь		5,9	6,7	6,4	
Дальний Восток		5,9	6,7	6,5	
Доля в общероссийском ВВП, %					
Восточная Сибирь	7,3	6,8	7,0	7,1	7,3
Дальний Восток	5,8	6,0	6,2	6,4	6,8

В стратегическом сценарии потребность в первичных энергоресурсах будет расти в предстоящие 20 лет со среднегодовыми темпами около 2 %, отставая от роста экономики более чем в 3 раза. Соответственно значительно снизится энергоёмкость ВВП (табл. 1.25). При этом (из-за производственной структуры, климатических и других особенностей) потребление энергоресурсов на единицу ВВП в Восточной Сибири будет оставаться существенно выше, а на Дальнем Востоке несколько ниже, чем в среднем по России.

Т а б л и ц а 1.24

Динамика потребностей в энергоносителях Восточной Сибири и Дальнего Востока

Показатель	Г о д				
	1990	1995	2000	2010	2020
Восточная Сибирь					
Электроэнергия, млрд кВт·ч	131	117	123	149-154	184-200
Теплоэнергия, млн Гкал	170	145	136	153-155	170-186
Котельно-печное топливо, млн т у.т.	20	15	11	13-15	16-18
Моторное топливо, млн т	10	5	5	6-7	8-10
Дальний Восток					
Электроэнергия, млрд кВт·ч	46	38	42	52-54	71-75
Теплоэнергия, млн Гкал	110	82	71	80-83	91-95
Котельно-печное топливо, млн т у.т.	13	9	7	8-9	9-11
Моторное топливо, млн т	14	6	6	8-9	11-13

Т а б л и ц а 1.25

Динамика энергоемкости

Страна, регионы	Г о д			
	1995	2000	2010	2020
<i>Первичная энергия, т у.т./1000 дол.</i>				
Россия	1,43	1,40	0,95	0,65
Восточная Сибирь	1,89	1,73	1,17	0,79
Дальний Восток	1,23	1,12	0,77	0,54
<i>Электроэнергия, кВт·ч/дол.</i>				
Россия	1,36	1,37	1,06	0,77
Восточная Сибирь	2,59	2,56	1,80	1,35
Дальний Восток	1,02	1,05	0,76	0,58

Одним из основных приоритетов энергетической стратегии развития восточных регионов России является газификация, темпы и масштабы которой будут определяться социально-экономическими и экологическими факторами.

Потенциальный спрос на природный газ в Восточной Сибири оценивается в 40–50 млрд м³ в год, а на Дальнем Востоке – в 25–30 млрд м³ в год. При этом основными потребителями природного газа являются электростанции, котельные, промышленность и коммунально-бытовой сектор. Однако необходимо учитывать, что в регионе имеются относительно дешевые виды энергоресурсов – бурый уголь и электроэнергия, вырабатываемая на ГЭС. Поэтому рациональные объемы потребления газа будут определяться уровнем цен на энергоресурсы и эффективностью, получаемой потребителем от использования различных видов энергоресурсов, а также по социальным и экономическим условиям.

Для прогнозируемых уровней цен на энергоресурсы, потребительского эффекта, платы за выбросы и ущербов от выбросов основным приоритетом газификации (по условиям экономической целесообразности) является использование газа в качестве сырья для нефтехимической промышленности и топлива – на новых электростанциях и котельных, а также замена мазутного топлива газовым для всех категорий потребителей. Экологически эффективным, бесспорно, станет перевод малых

и средних котельных с угля на газ. По социальным условиям особенно важна газификация коммунально-бытового сектора.

Учитывая перечисленные выше факторы, рациональную потребность в газе к 2020 г. в Восточной Сибири можно оценивать в 15–17 млрд м³ в год, а на Дальнем Востоке – в 18–20 млрд м³ в год (табл. 1.26, 1.27).

Т а б л и ц а 1.26

Территориальная структура потребления природного газа в Восточной Сибири, млрд м³/год

Субъект РФ	Г о д		
	2005	2010	2020
Красноярский край	4,4	7,3	10,2
В том числе:			
норильский промузел	4,4	5,3	5,3
южные районы	-	2,0	4,9
Иркутская область	-	1,4	4,2
Республика Бурятия	-	0,3	1,1
Читинская область	-	-	0,7
Восточная Сибирь, всего	4,4	9,0	16,2

Т а б л и ц а 1.27

Территориальная структура потребления природного газа на Дальнем Востоке, млрд м³/год

Субъект РФ	Г о д				
	2000	2005	2010	2015	2020
Сахалинская область	0,7	1,2	2,3	2,5	7,5
Хабаровский край	1,1	1,8	2,5	3,0	4,7
Приморский край	-	-	-	-	1,9
Амурская область	-	-	-	-	0,4
Республика Саха (Якутия)	1,9	2,1	2,3	2,6	2,8
Камчатская область	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9
Дальний Восток, в с е г о	3,7	5,6	7,8	8,9	18,2

Необходимое развитие ТЭК, обеспечивающее внутренние потребности (табл. 1.24), потребности экспорта (табл. 1.28, 1.29) и реализацию намеченных приоритетов для стратегического сценария развития экономики регионов, приведено в табл. 1.30, 1.31.

Т а б л и ц а 1.28

Экспорт топливно-энергетических ресурсов из Восточной Сибири

Показатель	Г о д			
	2000	2005	2010	2020
Экспорт, всего, млн т у.т.	0,6	1,5	34,6	73,1
В том числе:				
уголь, млн т	1,0	2,2	3,2	4,7
газ, млрд м ³	-	-	23,1	31,0
нефть, млн т	-	-	5,6	19,6
электроэнергия, млрд кВт·ч	0,1	1,0	1,0	19,0

Т а б л и ц а 1.29

Экспорт топливно-энергетических ресурсов из Дальнего Востока

Показатель	Г о д			
	2000	2005	2010	2020
Экспорт, всего, млн т у.т.	1,8	5,2	33,6	91,0
В том числе:				
уголь, млн т	3,2	3,8	4,5	4,5
газ, млрд м ³	-	-	13,8	33,6
нефть, млн т	-	2,2	9,7	26,5
электроэнергия, млрд кВт·ч	-	-	4,6	25,2

Т а б л и ц а 1.30

Добыча (производство) топливно-энергетических ресурсов в Восточной Сибири

Показатель	Г о д				
	1995	2000	2005	2010	2020
Производство первичных энергоресурсов, всего, млн т у.т.	78,0	80,3	93,4	152,6	214,7
Добыча угля, млн т	71,6	73,6	87,3	105,2	141,9
Добыча природного газа, млрд м ³	4,5	4,2	4,4	30,1	47,2
Добыча нефти, млн т	-	0,2	3,2	22,3	39,3
Производство прочих видов топлива, млн т у.т.	3,7	4,9	5,8	5,7	6,0
Производство электроэнергии, всего, млрд кВт·ч	142,8	141,2	158,3	201,4	248,4
В том числе: гидроэнергия, млрд кВт·ч	104,8	93,6	97,7	103,3	112,2
Производство теплоэнергии, млн Гкал	143,7	135,8	141,6	152,9	185,4

Т а б л и ц а 1.31

Добыча (производство) топливно-энергетических ресурсов на Дальнем Востоке

Показатель	Г о д				
	1995	2000	2005	2010	2020
Производство первичных энергоресурсов, всего, млн т у.т.	30,5	31,2	42,9	82,2	148,5
Добыча угля, млн т	33,5	26,6	34,3	38,1	43,7
Добыча природного газа, млрд м ³	3,5	3,7	5,6	21,5	51,8
Добыча нефти, млн т	1,6	2,7	7,0	18,5	38,8
Производство прочих видов топлива, млн т у.т.	2,5	2,8	2,8	3,1	3,5
Производство электроэнергии, всего, млрд кВт·ч	38,5	38,8	46,3	56,4	95,9
в том числе: гидроэнергия, млрд кВт·ч	10,1	9,9	12,6	19,0	22,2
атомная энергия, млрд кВт·ч	0,3	0,2	0,2	0,3	8,0
Производство теплоэнергии, млн Гкал	81,3	71,4	77,0	82,2	93,8

1.4.5. Развитие нефтяной и газовой промышленности и нефте-, газотранспортной системы на востоке России

1. Нефтяная промышленность. Добыча нефти

Оптимизированные объемы добычи нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в соответствии со стратегическим сценарием развития экономики этих регионов приведены в табл. 1.32.

Суммарный объем переработки сырой нефти на существующих, строящихся и планируемых к строительству НПЗ на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока на уровне 2015–2020 гг. оценивается в объеме более 32 млн т (табл. 1.33).

Балансы нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке приведены в табл. 1.34 и 1.35.

Принципиальная схема формирования нефтепроводной сети на Востоке России показана на рис. 1.20. Как из него следует, суммарный поток нефти формируется из нефти, поступающей в нефтепровод Омск – Ангарск из Западной Сибири по нефтепроводу Самотлор – Александровское – Анжеро-Судженск, и дополнительных объемов нефти, которые поступают от месторождений Юрубчено-Тохомское, Верхнечонское, Талаканское по новым нефтепроводам.

Т а б л и ц а 1.32

Добыча нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, млн т/год

Субъект РФ, месторождение	Год			
	2005	2010	2015	2020
Восточная Сибирь				
Красноярский край	3,15	16,1	22,1	27,1
В том числе:				
Юрубчено-Тохомское	3,15	12,1	16,1	20,1
Ванкорское	-	4,0	6,0	7,0
Иркутская область	0,05	6,2	10,2	12,2
В том числе:				
Верхнечонское	0,05	6,2	10,2	12,2
И т о г о	3,2	22,3	32,3	39,3
Дальний Восток				
Республика Саха (Якутия)	0,6	3,5	6,0	8,0
В том числе:				
Талаканское	0,6	3,5	6,0	8,0
Сахалинская область, всего,	6,4	15,0	30,0	30,0
В том числе:				
суша	0,8	0,6	0,4	0,3
шельф	5,6	14,4	29,6	29,7
Магаданская область	-	-	-	0,8
И т о г о	7,0	18,5	36,0	38,8
И т о г о Восточная Сибирь и Дальний Восток	10,2	40,8	68,3	78,1

Т а б л и ц а 1.33

Переработка нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, млн т/год

Регион, субъект РФ	Г о д			
	2005	2010	2015	2020
Красноярский край, всего	6,7	6,7	6,7	6,7
В том числе миниНПЗ	0,15	0,15	0,15	0,15
Иркутская область, всего	10,0	10,0	12,0	13,0
В том числе миниНПЗ	0,05	0,15	0,15	0,15
И т о г о Восточная Сибирь	16,7	16,7	18,7	19,7
Хабаровский край	7,0	8,9	9,0	9,0
Республика Саха (Якутия)	0,6	1,3	1,3	1,3
Сахалинская область	0,2	1,1	1,5	1,5
Магаданская область				0,8
И т о г о Дальний Восток	7,8	11,3	11,8	12,6
И т о г о Восточная Сибирь и Дальний Восток	24,5	28,0	30,5	32,3

Т а б л и ц а 1.34

Баланс нефти в Восточной Сибири, млн т/год

Статьи баланса	Г о д			
	2000	2005	2010	2020
1. Ресурсы нефти, всего	12,9	42,5	63,3	89,2
В том числе:				
добыча, всего	0,2	3,2	22,3	39,3
Из них:				
Красноярский край	0,2	3,2	16,1	27,1
Иркутская область	-	-	6,2	12,2
Ввоз	12,7	39,3	41,0	49,9
В том числе:				
из Западной Сибири	12,7	39,3	39,9	43,2
из Республики Саха (Якутия)	-	-	1,1	6,7
2, Внутреннее потребление, всего	12,9	16,7	16,7	19,7
В том числе:				
переработка нефти	12,9	16,7	16,7	19,7
Из них:				
Красноярский край	5,2	6,7	6,7	6,7
Иркутская область	7,7	10,0	10,0	13,0
3. Вывоз нефти, всего	-	25,8	46,6	69,5
В том числе:				
на экспорт	-	23,0	30,0	30,0
на Дальний Восток	-	2,8	12,6	32,5
в западные районы РФ	-	-	4,0	7,0

Баланс нефти на Дальнем Востоке, млн т/год

Статьи баланса	Год			
	2000	2005	2010	2020
1. Ресурсы нефти, всего	6.34	9.8	31.1	71.3
В том числе: добыча, всего,	2.05	7.0	18.5	38.8
Из них:				
Республика Саха (Якутия)	0.15	0.6	3.5	8.0
Магаданская область	-	-	-	0.8
Сахалинская область	1.9	6.4	15.0	30.0
ввоз из Восточной Сибири	4.29	2.8	12.6	32.5
2. Внутреннее потребление, всего	6.34	7.8	11.3	12.6
В том числе: переработка нефти	6.34	7.8	11.3	12.6
Из них				
Республика Саха (Якутия)	0.15	0.6	1.3	1.3
Магаданская область	-	-	-	0.8
Сахалинская область	0.07	0.2	1.1	1.5
Хабаровский край	7.0	8.9	9.0	9.0
3. Вывоз нефти, всего	-	2.0	19.8	58.7
В том числе:				
на экспорт	-	2.0	18.7	52.0
в Восточную Сибирь	-	-	1.1	6.7

Для перекачки необходимого объема нефти действующий нефтепровод Омск–Ангарск на участке Ачинск – Ангарск должен быть существенно реконструирован путем ввода в эксплуатацию всех ранее законсервированных НПС, строительства новых НПС на месте ранее ликвидированных (в соответствии с Программой оптимизации производственных мощностей АК "Транснефть") и достраивания новых НПС (в соответствии с существующим проектом реконструкции нефтепровода Омск – Ангарск).

Выход нефти с Юрубчено-Тохомского месторождения предусматривается по новому нефтепроводу на НПС Ачинск.

По каждому маршруту транспортировки рассмотрены варианты технических решений для двух уровней объемов перекачки нефти при соблюдении следующих условий.

Несмотря на то, что после 2010 г. прогнозируемый уровень добычи нефти на месторождениях Восточной Сибири превышает предполагаемые здесь объемы переработки нефти, на Ачинском и Ангарском НПЗ в качестве сырья целесообразно оставить западно-сибирскую нефть, так как восточно-сибирские нефти по фракционному и химическому составу значительно отличаются от западносибирских. Поэтому переработка на этих заводах восточносибирских нефтей потребует серьезной реконструкции установок.

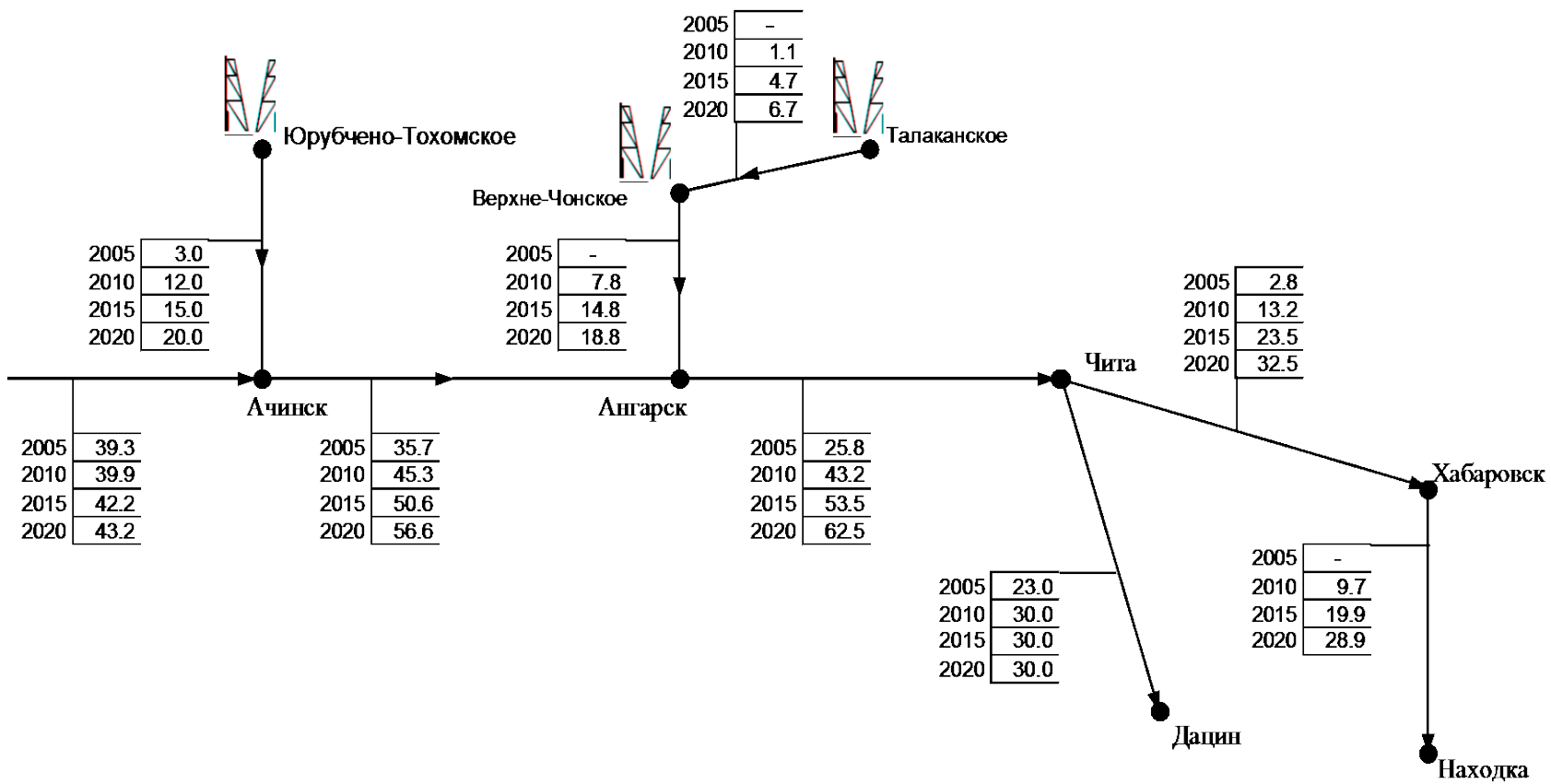


Рис. 1.20. Схема потоков нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, млн т/год.

Западно-сибирская нефть рассматривается как сырье и для Хабаровского НПЗ с доставкой ее по железной дороге до 2010 г. из наливного пункта пос. Мегет Иркутской области, а с 2010 г. – по трубопроводу Ангарск – Чита – Хабаровск.

В районе Ангарска размещается конечный пункт системы магистральных нефтепроводов АК "Транснефть". Далее для выхода нефти в восточном направлении к порту Находка, а также в Китай необходимо создание новой системы магистральных нефтепроводов как развитие системы нефтепроводов АК "Транснефть".

Для выбора оптимального направления транспортировки нефти рассмотрены следующие маршруты прохождения нефтепроводов:

1) Ангарск – Чита – Хабаровск – Находка, протяженность – 4045 км, проходит по территории Иркутской области, Республики Бурятия, Читинской области, Амурской области, Еврейской автономной области, Хабаровского и Приморского краев.

2) Ангарск – Чита – Хабаровск – Ванино, протяженность – 3958 км, проходит по территории Иркутской области, Республики Бурятия, Читинской области, Амурской области, Еврейской автономной области, Хабаровского края.

3) Ангарск – Улан-Батор – Эрен-Хото – Пекин, протяженность 2310 км, проходит 572 км по территории России, 1020 км – по территории Монголии, 718 км – по территории Китая.

4) Ангарск – Чита – Дацин, протяженность – 2437 км, проходит 1642 км – по территории России, 795 км – по территории Китая.

Исходя из перспективной емкости внешнего рынка, балансов нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, предусматривающих загрузку нефтеперерабатывающих заводов западно-сибирской нефтью в течение всего рассматриваемого периода и поставки в Китай 20 млн т западно-сибирской нефти ежегодно, предлагается следующая этапность создания нефтепроводной сети на Востоке России – рис. 1.21.

Этап 1 (2004–2010 гг.). Реконструкция трубопроводов на трассе Анжеро-Судженск – Ангарск, расконсервация и восстановление нефтеналивающих станций и резервуарных парков. Строительство нефтепровода Ангарск – Чита – Дацин. Строительство нефтепровода Юрубчено-Тохомское месторождение – Ачинск. Строительство нефтепровода Талаканское месторождение – Верхняя Чона. Строительство нефтепровода Верхняя Чона – Ангарск.

Этап 2 (2010–2015 гг.). Строительство экспортного нефтепровода Чита – Хабаровск – Находка.

Этап 3 (2015–2020 гг.). Строительство второй нитки нефтепровода Ангарск – Чита.

Предлагаемая стратегия формирования на Востоке России нефтепроводной системы учитывает условия подписанного соглашения между РФ и Китаем об ежегодной поставке в Китай российской нефти в объеме 20 млн т, которая, с увеличением добычи нефти в Восточной Сибири, сможет обеспечить подачу нефти в страны СВА в объеме 75–80 млн т/год.

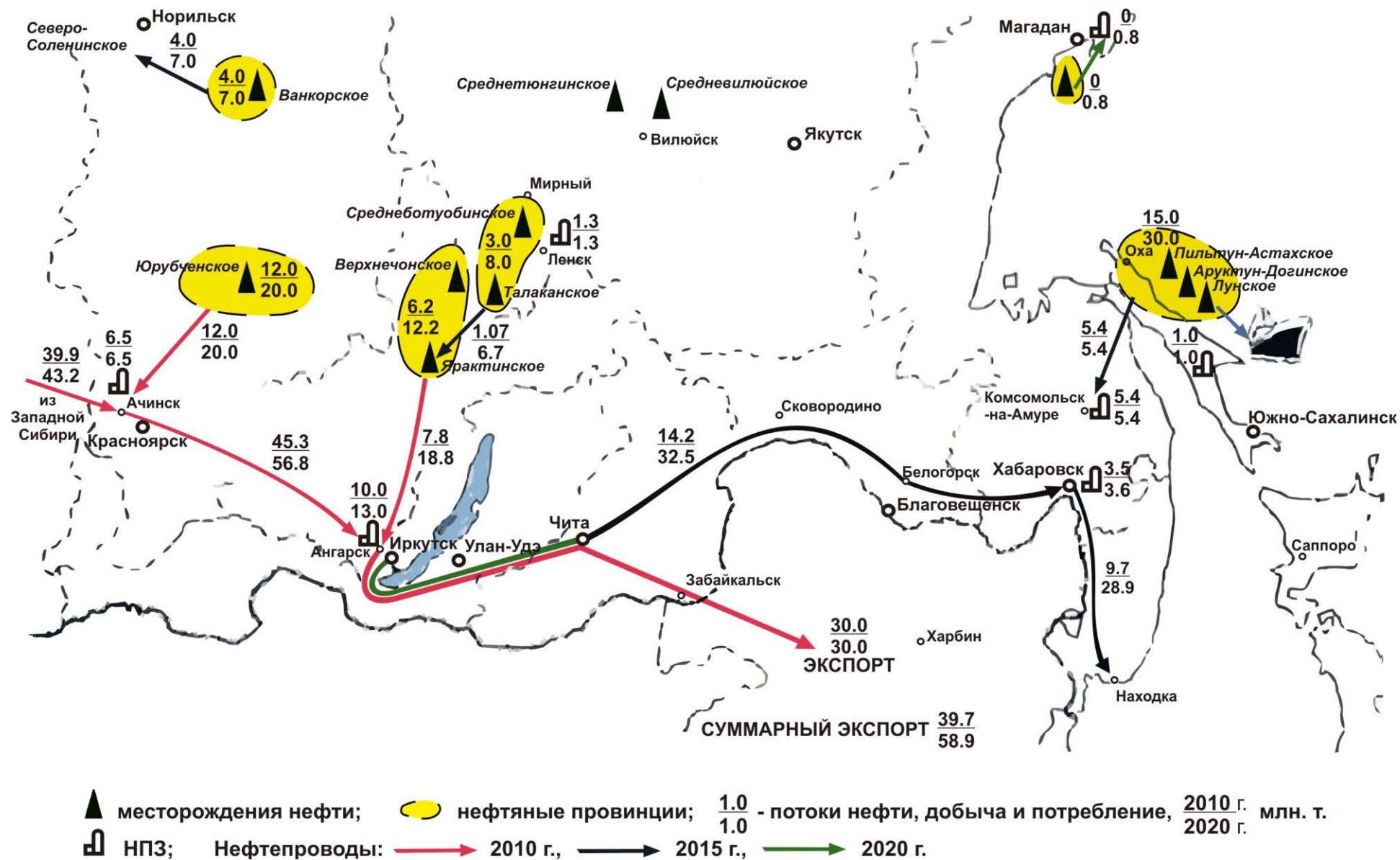


Рис. 1.21. Формирование нефтепроводной системы "Восточная Сибирь – Дальний Восток – страны СВА".

2. Газовая промышленность. Добыча природного газа.

Динамика добычи газа (как и нефти) в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке определяется внутренней потребностью регионов (табл. 1.16) и обеспечением нужд экспорта.

Т а б л и ц а 1.36

Добыча природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, млрд м³/год

Регион, субъект РФ	Г о д			
	2000	2005	2010	2020
Восточная Сибирь, всего	4,2	4,4	30,2	47,2
В том числе:				
Красноярский край	4,2	4,4	5,3	15,0
Из них:				
Юрубчено-Тохомское	-	-	-	8,0
Собинское	-	-	1,5	3,0
Иркутская область	-	-	24,9	32,2
Ковыктинское	-	-	24,9	32,2
Дальний Восток, всего	3,8	5,6	21,4	51,7
В том числе:				
Республика Саха (Якутия)	1,9	2,1	9,2	23,2
Чаяндинское	-	-	7,1	18,0
Среднеботуобинское	0,5	0,5	0,5	0,5
Средневиллюйское	1,4	1,6	1,6	1,6
Прочие	-	-	-	2,0
Сахалинская область	1,8	3,0	11,5	27,6
В том числе:				
суша	1,8	2,0	2,0	2,0
шельф	-	1,0	9,5	25,6
Камчатская область	0,1	0,5	0,7	0,9
И т о г о Восточная Сибирь и Дальний Восток	8,0	10,0	51,6	98,9

Как следует из таблицы, ежегодная добыча природного газа в Восточной Сибири к 2020 г. составит 47–48 млрд м³, а на Дальнем Востоке – 51–52 млрд м³.

Укрупненные балансы природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке приведены в табл. 1.37 и 1.38.

Т а б л и ц а 1.37

Баланс природного газа в Восточной Сибири, млрд м³/год

Статья баланса	Г о д				
	2000	2005	2010	2015	2020
1. Добыча	4,2	4,4	30,2	45,2	47,2
2. Ввоз			8,9	27,8	29,0
В том числе:					
из Западной Сибири	-	-	2,0	19,8	19,0
из Республики Саха (Якутии)	-	-	6,9	8,0	10,0
3. Потребление	4,2	4,4	9,0	13,0	16,2
4. Поставки за пределы региона, всего	-	-	30,0	60,0	60,0
В том числе: на экспорт	-	-	30,0	60,0	60,0

Баланс природного газа на Дальнем Востоке, млрд м³/год

Статья баланса	Год				
	2000	2005	2010	2015	2020
1. Добыча	3.8	5.6	21.5	30.5	51.7
2. Потребление	3.8	5.6	7.8	8.9	18.2
3. Поставки за пределы региона, в с е г о	-	-	13.7	21.6	33.5
В том числе:					
на экспорт	-	-	6.8	13.6	23.5
в Восточную Сибирь			6.9	8.0	10.0

Формирование газопроводной сети и системы экспортных газопроводов

В настоящее время хозяйствующими субъектами, проектными и научно-исследовательскими организациями России разработаны и широко обсуждаются, в том числе и на международных уровнях, несколько принципиально разных вариантов экспорта природного газа из восточных регионов России в страны Северо-Восточной Азии.

Важно отметить, что эти варианты не согласованы между собой ни по ценам, ни по объемам, ни по срокам освоения ресурсов природного газа и их поставок в страны Северо-Восточной Азии.

Формирование энергетической стратегии России на длительную перспективу требует разработки согласованной государственной политики освоения ресурсов природного газа и его экспорта в страны Северо-Восточной Азии.

Системная оценка различных вариантов экспорта природного газа из восточных регионов России в страны Северо-Восточной Азии показывает, что рациональной является следующая этапность формирования газотранспортной сети на Востоке России и сети экспортных газопроводов:

Этап 1 (2004–2010 гг.): формирование региональной газотранспортной системы в Восточной Сибири и сооружение экспортного магистрального газопровода Иркутская область – страны Северо-Восточной Азии (Китай, Корея). Строительство первой очереди завода СПГ на юге о. Сахалин.

Ресурсная база: Ковыктинское (Иркутская область) и Чаяндинское (Республика Саха (Якутия)) (газоконденсатные месторождения). Поставки природного газа на экспорт – 30 млрд м³/год.

Этап 2 (2010–2015 гг.): формирование региональной газотранспортной системы в Западной Сибири и сооружение второго экспортного магистрального газопровода Западная Сибирь – Восточная Сибирь – Китай.

Ресурсная база: месторождения природного газа Восточной и Западной Сибири. Поставки природного газа на экспорт – 30 млрд м³/год.

Этап 3 (2015–2020 гг.): сооружение экспортного газопровода Западная Якутия – Амурская область – Китай.

Ресурсная база: месторождения природного газа Западной и Центральной Якутии. Поставки природного газа на экспорт – 10 млрд м³/год.

Формирование региональной газотранспортной системы на Дальнем Востоке.

Ресурсная база: месторождения природного газа Сахалинского шельфа.

В итоге на Востоке России и в Северо-Восточной Азии будет создана газотранспортная система, основные контуры которой показаны на рис. 1.22.

Реализация этой схемы предполагает, что к 2010 г. начнется широкомасштабное освоение углеводородов на Сибирской платформе и Сахалинском шельфе и будет сооружен экспортный газопровод из Иркутской области в северо-восточные провинции Китая и далее в Корею по маршруту Иркутск – Улан-Удэ – Чита – Шеньян – Пхеньян – Сеул. К этому времени будет завершено строительство первой очереди завода СПГ.

Для обеспечения потребностей Восточной Сибири и Дальнего Востока в природном газе, а также требуемых уровней подачи природного газа на экспорт в страны СВА к 2015 г. необходимо обеспечить добычу следующих объемов природного газа:

- в Западной Сибири (для выдачи в восточном направлении) 19–20 млрд м³;
- в Центральных районах Красноярского края – 13 млрд м³;
- в Иркутской области – 32–33 млрд м³;
- в Западной и Центральной Якутии – 10–11 млрд м³.

К этому времени должна быть сооружена газотранспортная магистраль Сургут – Юрга – Красноярск – Иркутск – Улан-Батор – Пекин.

Потребители Сахалинской области и Хабаровского края будут снабжаться природным газом сахалинского шельфа. Завод СПГ на юге о. Сахалин доводится до проектной мощности 9,6 млн т.

В 2020 г. на месторождениях Красноярского края необходимо добыть более 15 млрд м³, в Иркутской области 32–35 млрд м³, а на месторождениях Республики Саха (Якутия) – 23–25 млрд м³. В результате реализации проектов Сахалин-1 и Сахалин-2, кроме обязательной поставки природного газа на экспорт (13,6 млрд м³ сжиженного газа), необходимо добыть 14 млрд м³ газа для нужд потребителей Дальнего Востока России.

К этому периоду времени должна быть сооружена газотранспортная система Вал – Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск – Владивосток.

Оптимизированные потоки природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в период 2010, 2015, 2020 гг. приведены на рис. 1.23..

1.4.6. Инвестиционные затраты в нефтегазовый комплекс

Требуемые объемы инвестиций в развитие добычи нефти и природного газа и создание сети магистральных нефте- и газопроводов на Востоке России приведены в табл. 1.39–1.41.

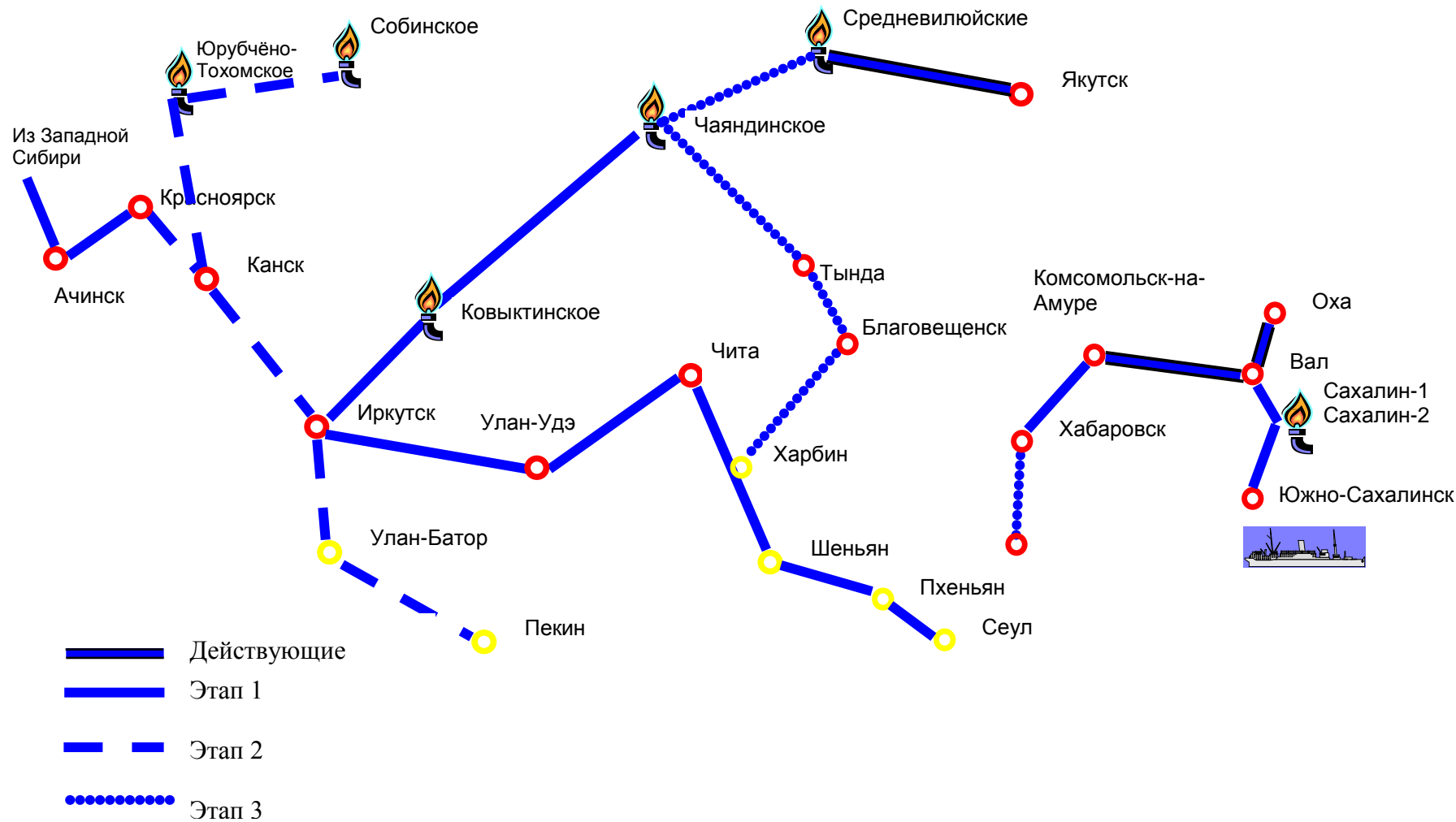
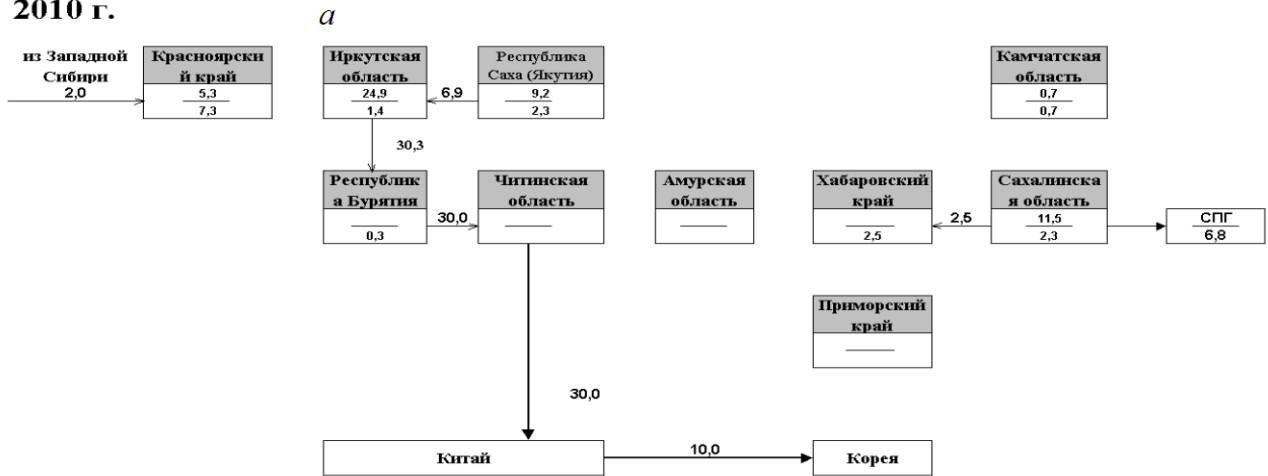
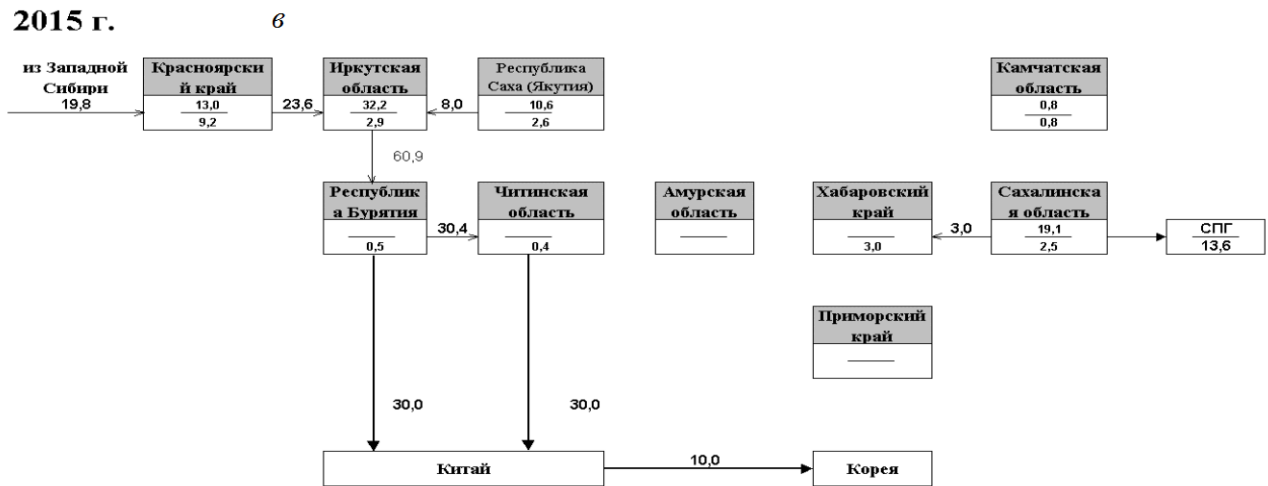


Рис. 1.22. Схема газопроводной сети на Востоке России, включая экспортные направления (состояние 2020 г.).

2010 г.



2015 г.



2020 г.

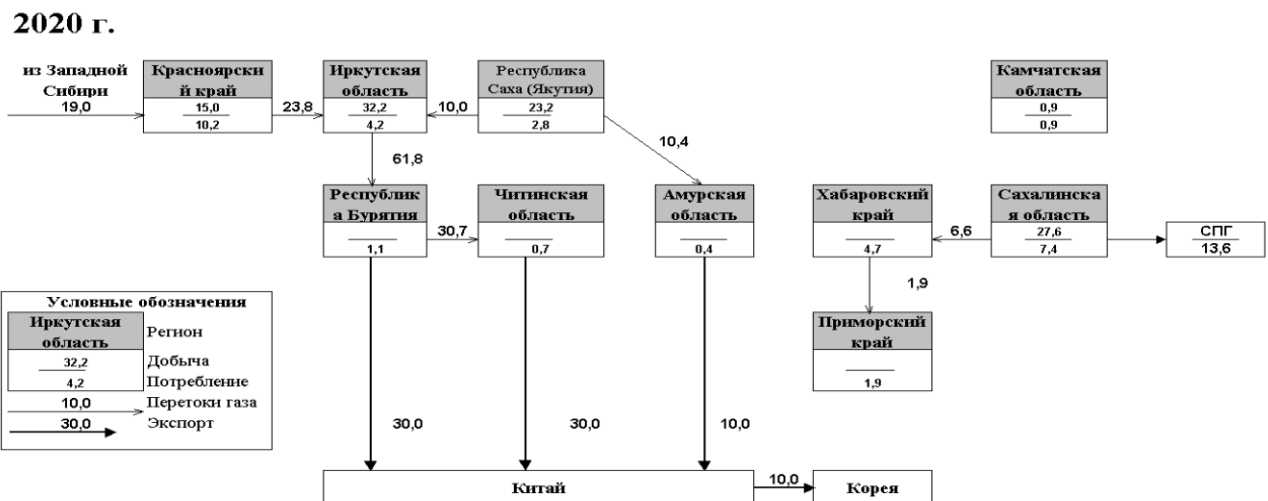


Рис. 1.23. Схема потоков природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, млрд м³/год.

Т а б л и ц а 1.39

Требуемый объем инвестиций в нефтяной комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока,
млрд дол.

Субъект РФ, проекты	Период			Итого 2006-2020
	2006-2010	2011-2015	2016-2020	
Нефтедобывающая промышленность				
Красноярский край	3,8	2,5	1,7	8,0
Иркутская область	2,0	0,4	0,3	2,7
Республика Саха (Якутия)	0,55	0,15	0,1	0,8
Сахалинская область, всего	11,3-12,4	8,5-10,1	5,3-6,7	25,1-29,2
И т о г о	17,65-18,75	11,6-13,4	7,9-8,8	37,6-41,7
Магистральный нефтепровод				
Юрубчено-Тохомское - Ачинск	0,43	-	-	0,43
Ачинск – Ангарск	0,29	-	-	0,29
Талакан – Верхняя Чона	0,08	-	-	0,08
Верхняя Чона – Ангарск	0,64	-	-	0,64
Ангарск – Чита - Дацин	2,15	-	-	2,15
Ангарск – Чита	-	-	1,2	1,2
Чита – Хабаровск – Находка	6,08	-	-	2,49
И т о г о	0,25	-	1,2	7,28
Реконструкция порта Находка	0,25	-	-	0,25
В с е г о нефтяной комплекс	23,9-25,08	12,05-13,65	9,1-10,4	45,13-49,13

Т а б л и ц а 1.40

Требуемый объем инвестиций в газовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока,
млрд дол.

Субъект РФ, проект	Период			ИТОГО 2006-2020
	2006-2010	2011-2015	2016-2020	
1	2	3	4	5
Газодобывающая промышленность				
Красноярский край	0,99	0,84	0,91	2,74
Иркутская область	3,7	1,60	0,49	5,8
Республика Саха (Якутия)	1,3	0,3	0,3	1,9
Сахалинская область	3,4-3,72	2,55-3,03	1,59-2,01	7,54-8,76
И т о г о	9,4-9,71	5,29-5,77	3,29-3,71	17,98-19,2
Магистральные газопроводы				
Просоково-Ачинск	0,53			0,53
Ачинск-Красноярск	0,3			0,30
Ковыктинское – Иркутск	0,68	0,68		1,36
Чаяндинское – Ковыктин- ское	0,82			0,82
Иркутск – Улан-Удэ – Чита – Шеньян	4,61			4,61
Шеньян - Пхеньян	0,74			0,74
Пхеньян – Сеул	0,23			0,23
Вал – Южно-Сахалинск	0,56			0,56
Красноярск – Канск		0,39		0,39

Окончание табл. 1.40

1	2	3	4	5
Собинское – Юрубчено-Тохомское		0,77		0,77
Юрубчено-Тохомское – Канск		1,29		1,29
Канск – Иркутск		1,51		1,51
Иркутск – Улан-Батор – Пекин		4,17		4,17
Центральная Якутия – Чаяндинское			0,77	0,77
Чаяндинское – Тында			1,24	1,24
Тында – Благовещенск			0,61	0,61
Благовещенск – Харбин			0,52	0,52
Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск			0,34	0,34
Вал – Комсомольск-на-Амуре			0,49	0,49
Хабаровск–Владивосток			0,67	0,67
И т о г о	8,47	8,81	4,64	21,92
В с е г о газовый комплекс	17,87-18,19	14,1-14,58	7,93-8,35	39,9-41,12

Т а б л и ц а 1.41

Инвестиции в развитие нефтяной и газовой промышленности Восточной Сибири и Дальнего Востока, млрд дол.

Субъект РФ, проект	Период			ИТОГО 2006- 2020
	2006-2010	2011-2015	2016-2020	
Нефтедобывающая промышленность	17,6-18,7	12,0-13,6	7,9-9,3	37,5-41,6
Магистральные нефтепроводы	6,1	-	1,2	7,3
Газодобывающая промышленность	9,4-9,7	5,3-5,8	3,3-3,7	18,0-19,2
Магистральные газопроводы	8,5	8,8	4,7	22,0
В с е г о	41,6-43,0	26,1-28,2	17,1-18,9	84,8-90,1

Как из них следует, всего в развитие нефтяной и газовой промышленности на Востоке России в период 2006–2020 гг. потребуется инвестировать 85–90 млрд дол., в том числе 29–30 млрд дол. – в нефтегазовую инфраструктуру.

1.4.7. Эффективность формирования нефте-, газодобывающей промышленности на Востоке России и экспорта природного газа и нефти в страны СВА

Процесс формирования нефтегазового комплекса на востоке страны требует стратегического управления со стороны государства, в первую очередь, с позиций необходимости координации деятельности различных субъектов РФ и компаний, что вызвано объективной необходимостью оптимизации процессов

реализации и функционирования различных энергетических проектов в долгосрочном плане.

Освоение углеводородных ресурсов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке позволит повысить долю высококачественных видов топлива в балансе КПП этих регионов и тем самым решить следующие основные задачи:

- 1) улучшить экологическую обстановку в городах и крупных промышленных центрах этих регионов за счет замены угля природным газом;
- 2) повысить надежность и эффективность функционирования существующих в регионах НПЗ и предприятий нефтехимического комплекса;
- 3) улучшить качество и надежность топливоснабжения потребителей.

Эффективность освоения углеводородных ресурсов в регионах может быть дополнительно повышена путем использования не только основных, но и сопутствующих компонентов: гелия, этана, других углеводородов, газового конденсата.

Освоение ресурсов нефти и природного газа даст новый толчок развитию производительных сил в регионе, увеличит денежные поступления в местные бюджеты.

Оценки, полученные применительно к отдельным регионам, показывают, что экспортная ориентация развития энергетики регионов смогла бы обеспечить дополнительные ежегодные поступления в их бюджеты в объеме 10–15 % и вывести в ближайшие 6–7 лет большинство экономических показателей на уровень 1990 г.

Эффективность поставки в страны СВА больших объемов нефти и природного газа из восточных регионов России зависит от многих факторов, при этом необходимо иметь в виду, что существует более десятка новых проектов данной поставки.

В связи с этим для завоевания своего сегмента нефтяного и газового регионального рынка и закрепления на нем проекты поставки нефти и природного газа в страны СВА из Восточной Сибири и Дальнего Востока должны превосходить потенциальные зарубежные проекты по экономическим показателям.

Оценки экономической эффективности поставки российской нефти на рынки стран СВА показывают, что при прогнозируемых ценах на нефть наиболее эффективным оказывается ее экспорт в северные и прибрежные провинции Китая, экспорт в Японию и Республику Корея также имеет значительный экономический эффект (табл. 1.42).

Приведенные в табл. 1.42 цены на нефть на месте ее добычи включают в себя затраты на разведку, освоение и добычу, возврат кредитов, налоги и сборы, чистую прибыль. Цена смеси нефти в узлах нефтетранспортной системы складывается из цены нефти на месте добычи и транспортного тарифа от места добычи нефти до указанного узла. Транспортный тариф включают в себя затраты на проектирование и строительство новых трубопроводов, возврат кредитов, эксплуатационные затраты, налоги и сборы, чистую прибыль транспортной компании (включая железнодорожный транспорт). Прогнозные цены на нефть в портах стран СВА рассчитаны на основе цен на импортируемую ближневосточную нефть в портах Японии и уменьшены на величину транспортного тарифа от порта потребителя до портов Японии.

Таблица 1.42

Оценка эффективности экспорта российской нефти в страны СВА, дол./т

Узлы газотранспортной системы	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Цена нефти в узлах нефтетранспортной системы			
Западно-сибирская нефть в Ачинске	65-75	66-76	67-77
Юрубчёно-Тохомское месторождение	63-65	54-66	65-67
Талаканское месторождение	49-51	50-52	51-53
Верхнечонское месторождение	67-70	68-71	69-72
Цена смеси нефти:			
в Ачинске	65-75	66-76	67-77
в Ангарске	80-90	81-91	82-92
в Чите	96-106	97-107	98-108
в Находке	126-141	127-142	128-143
Транспортный тариф			
Нефтепровод Ачинск-Ангарск	11-12	12-13	13-14
Нефтепровод Ангарск-Чита-Дацин	23-25	24-26	25-27
Нефтепровод Чита-Находка	30-35	31-36	32-37
Морской транспорт:			
Находка-Инчон	9-10	10-11	11-12
Находка-Тояма	8-10	9-11	10-12
Находка-Шанхай	12-15	13-16	14-17
Находка-Каошанг	17-19	18-20	19-21
Цена российской нефти у потребителя			
Дацин (Китай)	103-115	105-117	107-119
Инчон (Корея)	135-151	137-153	139-155
Тояма (Япония)	134-151	136-153	138-155
Шанхай (Китай)	138-156	140-158	142-160
Каошанг (Тайвань)	143-160	145-162	147-164
Цена на нефти у потребителя			
Дацин (Китай)	150-170	155-175	160-180
Инчон (Корея)	170-180	175-185	180-190
Тояма (Япония)	170-180	175-185	180-190
Шанхай (Китай)	165-175	170-180	175-185
Каошанг (Тайвань)	160-170	165-175	170-180
Эффективность экспорта российской нефти			
Дацин (Китай)	47-55	50-58	53-61
Инчон (Корея)	35-29	38-32	41-35
Тояма (Япония)	36-29	39-32	42-35
Шанхай (Китай)	27-19	30-22	33-25
Каошанг (Тайвань)	17-10	20-13	23-16

Оценки экономической эффективности экспорта природного газа на рынки стран СВА показывают, что наиболее эффективным является рынок Китая (табл. 1.43).

Цены на природный газ на месте добычи включают в себя затраты на разведку, освоение и добычу, возврат кредитов, налоги и сборы, чистую прибыль. В цену смеси газа в Иркутске входят цена западно-сибирского, красноярского, якутского газа и транспортный тариф от места добычи газа до точки смешения. Транспортный тариф включает в себя затраты на проектирование и строитель-

ство новых трубопроводов, возврат кредитов, эксплуатационные затраты, налоги и сборы, чистую прибыль газотранспортной компании. Прогнозные цены на природный газ у потенциальных потребителей в странах СВА рассчитаны на основе цен на импортируемый сжиженный природный газ в основных портах и увеличены на транспортный тариф от порта до потребителей.

Расчеты показывают, что суммарная экспортная выручка за рассматриваемый период может превысить 300 млрд дол. вложений в нефтегазовый комплекс на Востоке России при инвестициях в объеме 100 млрд дол. При этом суммарные доходы в бюджет России оцениваются в 110–140 млрд дол. Доходы в бюджет определены, исходя из 45–55 % суммарных налоговых отчислений от цены нефти и 30–40 % суммарных налоговых отчислений от цены природного газа в пунктах экспорта углеводородов из России.

Т а б л и ц а 1.43

Оценка эффективности экспортных газопроводов восточные регионы Россия – страны СВА,
дол./1000м³

Узлы газотранспортной системы	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Цена природного газа в узлах газотранспортной системы			
Чаяндинское месторождение	34-36	35-37	36-38
Ковыктинское месторождение	29-31	30-32	31-33
Цена смеси газа в Иркутске	48-50	55-57	60-63
Месторождения Западной Якутии			45-47
Транспортный тариф			
Газопровод:	59-61	60-62	61-63
Иркутск-Шеньян			
Шеньян-Сеул	31-33	32-34	33-35
Иркутск-Пекин		60-62	61-63
Западная Якутия-Харбин			98-102
Цена российского газа у потребителя			
Шеньян	107-111	115-119	121-126
Сеул	138-144	147-153	154-161
Пекин		115-119	121-126
Харбин			146-149
Цена природного газа у потребителя			
Шеньян	170-200	175-205	180-210
Сеул	150-180	155-185	160-190
Пекин		165-195	170-200
Харбин			190-220
Эффективность экспорта российского газа			
Шеньян	63-89	60-86	59-84
Сеул	12-36	8-32	6-29
Пекин		50-76	49-74
Харбин			47-71

1.5. Долгосрочные тенденции развития угольной промышленности мира и России

1.5.1. Роль угля в мировой энергетике

Согласно имеющимся прогнозам в наступившем XXI в. ископаемые виды топлива – нефть, уголь и газ останутся основными источниками первичной энергии и будут обеспечивать около 80 % мирового энергопотребления [28]. Уголь – второй после нефти по важности источник первичной энергии, его доля в суммарном потреблении энергоресурсов всегда была значительна: в настоящее время за счет угольного топлива покрывается около четверти мировой потребности в энергоресурсах.

Значение угля в качестве одного из важнейших видов энергоносителей обусловлено действием целого ряда факторов:

- Стабильная и обширная ресурсная база.
- Удобство и простота хранения запасов у поставщиков и потребителей.
- Относительная дешевизна угля по сравнению со стоимостью прямых заменителей этого энергоресурса и стабильность цен на уголь.
- Низкая в сравнении с другими энергоносителями степень монополизации предложения. Возможность для экспортеров угля выходить на различные рынки сбыта.

Однако роль угля как важнейшего энергоресурса в течение прошлого века, особенно в последние его десятилетия, претерпела существенные изменения. Так, если в начале XX в. на долю угля приходилось свыше 60 % мирового потребления первичных энергоресурсов, то уже в 1980-е гг. его доля снизилась до минимальной величины – 23 %. В последнее десятилетие за счет бурного экономического роста развивающихся стран доля угольного топлива в мировом энергопотреблении поднялась до 25 % и стабилизировалась. Ожидается, что в ближайшей перспективе эта доля будет оставаться такой же.

В балансах первичных энергоресурсов различных стран удельный вес угля далеко не одинаков (табл. 1.44) и колеблется от 1–2 до 76 %. Как правило, в балансах наиболее развитых стран уголь составляет намного меньшую долю, чем в энергобалансах слаборазвитых и развивающихся стран [17]. Так, если в среднем по странам Азиатско-Тихоокеанского Экономического Сотрудничества (АРЕС) доля угля в 1997 г. составляла 30 %, а в Китае и Австралии достигала соответственно 75 и 45 %, то в таких странах, как США, Япония и Канада она равнялась соответственно 25, 18 и 12 %. Как следует из данных табл. 1.44, доля угля в балансе первичных энергоресурсов России чрезвычайно низка – около 20 % и продолжает падать, в результате к 2000 г. она составила 17,8 %.

Основные направления использования угля – энергетическое (около 70 %) и технологическое (около 30 %). Уголь служит основой для выработки электроэнергии и тепла, для производства кокса, используется как топливо в транспортных средствах и в химической промышленности, однако наибольшее значение уголь как энергоресурс приобрел в электроэнергетике.

1.5.2. Ресурсы и запасы угля

Угольные месторождения имеются на всех континентах Земли и фактически в большинстве стран мира. В соответствии с классификацией МИРЭК по глубине залегания угольных пластов и их мощности, к экономически и технически извлекаемым запасам относятся месторождения каменного угля с мощностью угольных пластов свыше 0,6 м и глубиной залегания – до 1500 м, а бурого угля с мощностью угольных пластов свыше 2 м и глубиной залегания – до 600 м. Объем таких запасов составляет около 1600 млрд т, что более чем в 300 раз превышает годовой объем мировой добычи угля.

Т а б л и ц а 1.44

Динамика изменения доли угля в потреблении первичных энергоресурсов, % [17]

Страна	Год			
	1990	1997	1999	2000
В целом в мире	28,8	27,2	25,2	25,0
В том числе страны ОЭСР	24,5	21,8	21,1	21,4
По странам и континентам мира:				
США	25,0	25,1	24,6	24,8
Канада	12,1	11,8	12,4	12,6
Северная Америка	22,8	22,9	22,6	22,7
Бразилия	10,6	9,4	9,2	9,2
Чили	21,2	21,3	20,8	15,8
Южная и Центр. Америка	6,4	5,8	5,5	5,4
Чехия	66,7	52,7	46,6	50,0
Франция	8,6	5,5	5,6	5,4
Германия	36,8	25,5	24,3	25,1
Польша	76,2	71,5	67,4	64,9
Великобритания	30,5	17,9	15,9	16,7
Европа, всего	27,8	20,8	19,0	19,1
Казахстан	54,6	56,3	58,9	62,4
Российская Федерация	21,2	18,4	18,0	17,8
Украина	27,4	27,1	28,5	29,5
Страны бывшего СССР	22,0	19,5	19,0	19,1
Страны ближнего Востока	1,3	1,8	1,8	1,9
Южная Африка	78,8	77,3	76,2	75,6
Африка	37,4	36,6	34,3	33,3
Австралия	44,4	44,8	44,3	44,1
Китай	79,9	74,5	67,5	63,8
Индия	58,1	58,6	54,9	55,5
Индонезия	7,6	10,0	12,7	13,0
Япония	17,7	17,8	18,1	19,3
Южная Корея	26,8	19,3	21,0	22,3
Тайвань	22,9	30,1	30,7	33,8
Юго-Восточная Азия	48,9	45,4	41,3	40,3

По данным Мирового энергетического конгресса 1998 г. разведанные запасы ископаемого топлива в мире составляют в пересчете на условное топливо 1172 млрд т и распределяются таким образом: уголь составляет 800 млрд т у.т., нефть – 199 и газ – 173 млрд т у.т. Таким образом, в мировом балансе запасов горючих полезных ископаемых на долю твердого топлива приходится около 70 %. Для Европы эти показатели смещены в сторону твердого топлива в еще большей степени: всего запасов 83 млрд т у.т., а по видам 72, 4 и 7 млрд т у.т. соответственно. При современном уровне их потребления разведанных запасов угля хватит на 260 лет по сравнению с 60 годами для газа и около 40 лет для нефти.

Разведанные запасы угля находятся на территории более 50 стран мира. Распределение их по странам мира с разделением на два типа углей приводится в табл. 1.45. Из всех мировых запасов угля только 7 % пригодны для открытой разработки, из которых большая часть (около 70 %) приходится на бурые угли.

Т а б л и ц а 1.45

Распределение запасов угля по странам мира, млрд т [17]

Страна	Антрациты и каменные	Бурые и лигниты	Всего	Доля в мировых, %	Обеспеченность, лет
В целом в мире	509,5	474,7	984,2	100,0	227
В том числе страны ОЭСР	206,5	240,6	447,1	45,4	223
По странам мира:					
США	111,3	135,3	246,6	25,1	253
Российская Федерация	49,1	107,9	157,0	15,9	>500
Китай	62,2	52,3	114,5	11,6	116
Австралия	47,3	43,1	90,4	9,2	297
Индия	72,7	2,0	74,7	7,6	223
Германия	24,0	43,0	67,0	6,8	333
Южная Африка	55,3	-	55,3	5,6	247
Казахстан	31,0	3,0	34,0	3,5	455
Украина	16,4	18,0	34,4	3,5	423
Польша	12,1	2,2	14,3	1,4	88
Бразилия	-	12,0	12,0	1,2	>500
Канада	4,5	4,1	8,6	0,9	125
Колумбия	6,4	0,4	6,7	0,7	177
Греция	2,6	3,6	6,2	0,6	95
Индонезия	0,8	4,5	5,2	0,5	68
Венгрия	0,6	3,9	4,5	0,4	322
Остальные страны	13,1	39,6	52,7	5,5%	

Россия занимает второе место в мире по запасам и прогнозным ресурсам угля в недрах. Прогнозные ресурсы углей в России оцениваются в 4,5 трлн т, или 32 % всех мировых, а балансовые запасы составляют 279,6 млрд т, или 12 % мировых, в том числе по категориям А+В+С1 – 200,6 млрд т (табл. 1.46).

Из всех балансовых запасов благоприятными для освоения считаются 184,7 млрд т, или 65 % от всех балансовых.

Балансовые запасы углей России отличаются разнообразием состава и качества. Запасы коксующихся углей составляют 20 % от общего количества разведанных, в том числе особо ценных марок – 20,5 млрд т. При современном уровне потребления углей в России разведанных запасов хватит на 500 лет.

Однако необходимо отметить, по территории запасы распределены крайне неравномерно: около 90 % приходится на слабо освоенные восточные районы России. При этом большая часть их (82 %) расположена на территории Сибири, где, в свою очередь, свыше 80 % запасов этого региона сосредоточено в Канско-Ачинском бассейне.

Т а б л и ц а 1.46

Балансовые запасы и прогнозные ресурсы углей Российской Федерации, млрд т [29]

Угли	Запасы и прогнозные ресурсы				
	Всего	Запасы, учтенные Госбалансом РФ			Прогнозные ресурсы
		Всего	в том числе		
			A+B+C1	C2	
Всего	4778	279,6	200,6	79	4498
В том числе:					
бурые	1475	148,1	103,1	45	1327
каменные	3268	122,4	90,8	31,6	3146
В том числе:					
коксующиеся	446	50,5	41,4	9,2	396
антрациты	35	9,1	6,7	2,4	25
Пригодные для открытой отработки					
Всего	432	172,9	119,2	53,7	259
В том числе:					177
бурые	313	135,7	95	40,7	
каменные	118	36,3	23,7	12,6	82

В то же время весьма положительным для долгосрочного прогноза является тот факт, что запасы и ресурсы углей разведаны в районах, где нет значительных месторождений нефти и газа: на юге Западной Сибири, в Забайкалье, в Приамурье, Приморье и на Северо-Востоке страны. В этих районах имеются также значительные ресурсы углей для преобразования их в другие виды энергоресурсов и, в частности, для нужд углехимии.

1.5.3. Добыча и обогащение угля

Мировая добыча угля в 2000 г. составила 3,1 млрд т у.т., что лишь незначительно превышает энергетический эквивалент мировой добычи природного газа. В табл. 1.47 приведены данные о динамике добычи угля в период 1990–2000 гг., по основным угледобывающим странам.

Половина годового объема мировой добычи угля в 2000 г. приходилась на США и Китай, а около 25 % – на другие крупнейшие угледобывающие страны: Австралию, Индию, ЮАР и Россию.

Колебания в объемах добычи угля с 1990 г. по настоящее время и изменения в темпах роста добычи в 2000 г. отражают широкий спектр весьма разных тенденций спроса на уголь в развитых, менее развитых и в развивающихся странах. При этом страны-члены ОЭСР, располагающие крупнейшими запасами угля, и имеющие, следовательно, большой объем добычи (США, Австралия и Канада), быстро и гибко реагировали на снижение или увеличение спроса и соответственно подстраивали свою добычу. Среди развивающихся стран наиболее интенсивное развитие угледобычи за последнее десятилетие отмечалось в Индии и Индонезии.

Таблица 1.47

Добыча угля по странам мира, млн т у.т.[17]

Страна	Год					Изменение, 2000 г. к 1999 г., %	Доля в суммарных, % в 2000 г
	1990	1995	1997	1999	2000		
В целом в мире	3276	3225	3319	3066	3053	-0,4	100,0
В том числе: страны ОЭСР	1558	1432	1485	1448	1419	-2,0	46,5
По странам мира:							
США	802,0	786,7	829,0	834,2	815,3	-2,3	26,7
Китай	774,7	929,9	950,7	738,6	711,4	-3,7	23,3
Австралия	152,3	178,6	202,6	214,0	222,3	3,9	7,3
Индия	147,6	189,4	209,9	206,7	220,4	6,6	7,2
Южная Африка	132,3	156,1	166,4	169,1	169,7	0,3	5,5
Российская Федерация	251,7	169,3	156,1	160,0	165,4	3,4	5,4
Польша	134,9	125,4	125,7	104,7	97,3	-7,1	3,2
Германия	173,1	106,1	95,0	84,3	80,6	-4,3	2,6
Индонезия	9,4	37,0	48,3	64,7	67,6	4,4	2,2
Украина	119,9	63,1	56,9	60,9	60,1	-1,1	2,0
Казахстан	96,7	60,9	53,3	43,0	54,9	27,9	1,8
Канада	54,6	58,6	61,9	56,3	53,1	-5,5	1,7
Колумбия	21,1	26,6	33,3	33,7	39,3	16,5	1,3
Турция	25,0	28,6	31,1	34,6	35,3	2,4	1,2
Чехия	52,0	38,0	37,1	30,4	33,1	8,9	1,1
Великобритания	80,6	46,1	42,1	32,3	27,9	-13,8	0,9
Остальные страны	247,7	224,7	220,0	198,4	199,7	0,5	6,6

В табл. 1.48 представлена динамика добычи и переработки углей в России за это же последнее десятилетие. В этот период в России отмечался резкий спад добычи углей, вызванный в первую очередь экономическим кризисом в стране, а также рядом причин технического, технологического и организационного характера. В результате объемы добываемых углей к 1998 г. снизились более чем в 1,7 раза.

Т а б л и ц а 1.48

Добыча и переработка углей в России, млн т [31, 32]

Показатели	1990 г.	1995 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.
Объем добычи, всего	395	263	245	232	250	258	269
В том числе:							
подземный способ	176	111	93	83	89	91	96
открытый способ	220	152	152	149	161	167	173
% открытой добычи	56	58	62	64	64	64	64
Каменные угли, всего	257	177	160	153	166	173	187
В том числе:							
коксуемые	93,1	60,6	52,4	52	59,8	63,2	65,5
Бурые угли	138	86	85	79	84	85	82
Уд. вес каменных углей	65	67,3	65,2	66	66,5	67	69
Переработка угля	172	109	91,3	75,7	77,5	77,8	78
% переработки от добычи	44	41	37	33	31	30	29

Начатая в 1994 г. реструктуризация угольной отрасли позволила существенно улучшить эффективность работы большинства предприятий отрасли, в результате к 1999 г. остановилось падение угледобычи, наметился ее существенный рост, улучшился ряд структурных показателей работы угольной отрасли (см. табл. 1.48).

Во-первых, увеличение объемов добычи происходило в основном за счет опережающего развития наиболее эффективного открытого способа разработки. Поскольку выбор предпочтительного способа добычи углей - открытого или подземного – в основном зависит от горно-геологических характеристик месторождения и лишь отчасти – от научно-технического прогресса, то этого доля открытой добычи в разных странах весьма различна (табл. 1.49). Россия обладает благоприятными условиями для открытой добычи, поэтому доля этого способа постоянно росла и составила к 2000 г. 65 %, что соответствует пятому месту среди основных угледобывающих стран мира.

Т а б л и ц а 1.49

Доля открытой добычи и обогащаемых углей по отдельным угледобывающим странам, %

Страна	Открытая добыча	Обогащение
Канада	90	60
Германия	85	100
Австралия	75	75
Чехия	70	80
Российская Федерация	65	30
США	62	70
Индия	55	80
Южная Африка	36	н.д.
Польша	28	95
Великобритания	14	86
Китай	5	15

Улучшился качественный состав добываемых углей за счет увеличения доли каменных углей с 65 до 67 %. Существенно (более чем на 35 %) выросла производительность труда на угледобывающих предприятиях при снижении себестоимости и повышении качества поставляемых основным потребителям углей [30].

Однако по показателям концентрации производства в угольной промышленности России имеется существенное отставание. Так, по сравнению с ведущими угледобывающими странами в России очень низкая производительность труда на шахтах: в 2,5 раза ниже, чем в США, в 1,5 раза меньше, чем в Великобритании, и на 12 % меньше, чем в ФРГ [33]. Низка производительность труда также и на угольных разрезах: в 2 раза меньше, чем в США, и почти в 4 раза ниже, чем в ФРГ.

В настоящее время большая часть добываемых в мире углей подвергается переработке. Необходимость этой стадии обусловлена, во-первых, технико-экономическими требованиями потребителей углей, а во-вторых, объективными обстоятельствами – постоянным ухудшением качества добываемого угольного топлива: снижается спекаемость коксующихся углей, растет их зольность, влажность, сернистость и содержание породных включений. Поэтому доля обогащаемых углей по основным угледобывающим странам весьма значительна и в среднем превышает 50 % (см. табл. 1.49).

В России эта доля крайне низка: в 2000 г. из добытых в России 258 млн т рядовых углей на всех углеперерабатывающих предприятиях было подвергнуто переработке 77,8 млн т, что составило лишь 30 % от добычи.

Из всего объема добываемых в России углей полностью перерабатываются лишь угли для коксования, а доля обогащаемых каменных углей для энергетики составила в 2000 г. лишь 34 % от всего объема переработки. Наиболее низкокачественные сорта углей – бурые – практически не перерабатывались вообще или в очень ограниченном количестве (3,5 млн т на сортировке Березовского разреза).

1.5.4. Потребление углей и продуктов их переработки. Тенденции потребления

В табл. 1.50 представлены данные по потреблению углей в период 1990–2000 гг. по странам мира. Как уже отмечалось выше, основное направление использование углей в мире – энергетическое и, в частности, на производство электроэнергии. В целом в мире с использованием угольного топлива производится более 40 % всей электроэнергии, но по разным странам эта доля колеблется от 8 до 93 %. Так, например, за последние годы в странах Европы в среднем она была стабильна и составляла 42 %, а в странах АРЕС – 49 %.

По данным Комитета по энергетике ЕЭК в большинстве углепотребляющих стран производство электроэнергии в преобладающей степени связано с углем: в Польше на угле вырабатывается 96 % электроэнергии, Дании – 93,

ЮАР – 90, Австралии – 86, Чешской Республике – 75, Китае – 70, Германии – 58, США – 56%.

Т а б л и ц а 1.50

Динамика изменения потребления угля, млн. т у.т. [17]

Страна	Год					Измене- ние 2000 г. к 1999 г., %	Доля в суммар- ных, %, 2000 г
	1990	1995	1997	1999	2000		
В целом в мире	3243	3226	3324	3086	3123	1,2	100
В том числе:							
страны ОЭСР	1555	1491	1550	1529	1581	3,4	50,6
По странам мира:							
США	689,0	720,9	772,7	780,6	805,9	3,3	25,8
Китай	762,3	908,2	927,6	732,4	685,9	-6,4	22,0
Индия	151,7	200,3	224,9	220,7	233,4	5,8	7,5
Российская Федерация	258,0	170,6	156,7	156,3	157,7	0,8	5,0
Япония	108,6	123,1	128,3	130,7	141,3	8,1	4,5
Германия	185,1	129,4	124,0	114,6	118,1	3,1	3,8
Южная Африка	101,9	110,6	120,4	117,3	117,0	-0,3	3,8
Польша	114,6	102,4	100,1	87,1	81,6	-6,4	2,6
Австралия	56,4	58,9	64,9	65,0	66,7	2,6	2,1
Южная Корея	34,9	40,1	49,7	54,6	61,3	12,3	2,0
Украина	106,9	60,1	54,3	55,0	55,4	0,7	1,8
Великобритания	92,7	67,9	57,0	50,9	53,9	5,8	1,7
Канада	34,9	36,0	38,3	39,7	41,9	5,5	1,3
Турция	31,9	33,1	41,3	39,6	38,9	-1,8	1,3
Тайвань	16,0	24,4	31,3	35,6	41,3	15,8	1,3
Казахстан	57,4	39,3	32,0	28,3	33,1	16,9	1,1
Испания	27,1	26,4	25,3	29,3	30,9	5,3	1,0
Чехия	47,9	29,9	30,3	24,4	27,6	12,5	0,9
Франция	27,3	20,7	19,1	20,3	20,0	-1,0	0,6
Бразилия	13,6	15,3	16,3	16,7	17,4	3,9	0,6
Италия	20,1	17,9	15,7	16,6	16,7	0,9	0,5
Индонезия	5,7	7,6	11,9	15,0	16,4	9,5	0,5
Остальные страны	299,4	283,1	282,0	255,0	260,6	1,1	16,5

В России из общего объема потребляемых углей в последние годы на нужды энергетики расходуется 72 %, в том числе: тепловыми электростанциями – 43 %, промышленными и коммунальными котельными – 22 %, индивидуальными потребителями – 7 %. При этом в районах Восточной Сибири и Дальнего Востока, где ресурсы нефти и газа в балансе котельно-печного топлива практически не используются, доля угля для нужд отопления достигает 90 %. На технологические нужды, главным образом на коксование, расходуется 15 %, а на экспорт идет 13 % от суммарного потребления углей [30].

Основное влияние на объемы потребления угля в России всегда оказывали и продолжают оказывать уровни производства электро- и теплоэнергии. Если

по структуре добычи первичных энергоресурсов Россия сейчас близка к мировой, то по структуре их использования для производства электроэнергии страна имеет существенное расхождение с общемировыми тенденциями ввиду неоправданно высокой доли использования газа для этих целей. В развитых странах роль угля в электроэнергетике повышается, а в России, наоборот, в последние годы происходило снижение доли выработки электроэнергии на основе сжигания угля: с 25 % в 1987 г. эта доля снизилась до 18 % в настоящее время.

Вытеснение угля из топливного баланса ТЭС связано в первую очередь с неконкурентоспособностью угля по сравнению с природным газом и нефтью. В настоящее время в России соотношение цен на нефть, природный газ и уголь составляет 1: 0,2: 0,3. А до повышения цен на нефть и нефтепродукты до 1998 г. цена угля была выше, чем цены на мазут. В мировой же практике цены на газ, как правило, превышают цены на уголь на 30–40 % (в расчете на т у.т.) [34].

Высокие цены на уголь в России связаны с высокими тарифами на железнодорожный транспорт, с недостаточным уровнем государственных дотаций в угольную промышленность и большими издержками его добычи из-за недоиспользования производственных мощностей (67 %) и высокого процента износа основных фондов (60 %). В этих условиях перспектива использования угля в электроэнергетике России будет в значительной степени определяться ценовой стратегией в отношении газа и угля.

Огромные запасы углей в России и анализ складывающейся конъюнктуры ископаемых видов топлива на мировых и российских энергетических рынках позволяют говорить о том, что в перспективе целесообразно более широкое вовлечение в топливно-энергетический баланс России угольного топлива, особенно на ТЭС. Сложившийся ранее стереотип представления о безграничности и уникальности природного газа, низких производственных издержках на его добычу и транспортировку в России уходит в прошлое. В связи с этим, а также с учетом общемировых тенденций необходимо увеличение доли угольных ресурсов в структуре энергетического баланса страны, а главное – увеличение доли выработки электроэнергии на основе сжигания угля.

Расширение сфер использования угля в качестве источника первичной энергии потребует создания и внедрения экологически чистых технологий добычи, переработки и использования угля.

Глобальной тенденцией в мировом углепотреблении является снижение твердых и газообразных вредных выбросов при сжигании ископаемых углей за счет следующих направлений:

- 1) увеличения доли обогащаемых энергетических углей;
- 2) внедрения на действующих угольных электростанциях сероочистки уходящих дымовых газов;
- 3) использования новых прогрессивных технологий сжигания угля;
- 4) предварительной газификации углей.

Одним из путей повышения конкурентоспособности углей в России уже в ближайшей перспективе является доведение качества угольной продукции до уровня мировых стандартов – до 15 % по зольности и до 1 % по содержанию

серы за счет более полной их переработки на обогатительных фабриках (это обогащение и облагораживание углей по золе, влаге, сере и гранулированному составу), а также увеличение ресурсов сортового и окускованного угля.

Для повышения конкурентоспособности отрасли угольщики также должны оказывать всемерное содействие ТЭС в оснащении новыми прогрессивными технологиями сжигания углей, например:

- сжигания на электростанциях и в коммунально-бытовом секторе угля в виде водоугольных суспензий;

- сжигания низкосортных углей с большой зольностью в котлах с кипящим слоем в коммунальном секторе и на электростанциях.

Использование установок для производства электроэнергии при сжигании углей в кипящем слое позволяет сжигать угли любого качества: любой стадии метаморфизма, зольности и сернистости. Это очень важно для России, поскольку доля низкокачественных бурых углей, используемых на нужды энергетики, значительна (более 30 %) и в будущем ожидается ее возрастание. При этом в качестве перспективного направления следует рассматривать концепцию интеграции углеобогатительной фабрики с установками для сжигания угля, как в кипящем слое, так и в обычном пылевидном состоянии.

Кроме того, необходимо расширение и нетопливного использования органической и минеральной части угля, а именно – создание индустрии глубокой комплексной его переработки в ценные продукты на месте добычи. Уголь является энергетическим ресурсом со сложным химическим составом, и его потенциальные возможности при соответствующей переработке шире, чем у нефти и природного газа. На основе использования угля могут быть получены не только электро- и теплоэнергия, но и другие виды твердого, газообразного и жидкого топлива, сажа и углеграфитовые материалы, сплавы и металлы, редкие и рассеянные элементы, строительные материалы, гуминовые удобрения, сорбенты, а также многие другие химические продукты и сырье.

1.5.5. Мировая торговля углем

На мировой рынок поступает примерно 10 % добываемых каменных углей, остальная их часть потребляется в самих угледобывающих странах. Бурые угли и лигнит практически не являются объектом торговли и потребляются на месте производства.

При сравнении данных о потреблении углей по основным странам-потребителям (см. табл. 1.50) с представленными данными по добыче углей (см. табл. 1.47), нетрудно выделить целый ряд стран – экспортеров угля, ведущими среди которых являются Австралия, США, ЮАР, Колумбия, Венесуэла, Индонезия, Канада, Китай, Польша и Россия. Поставками из этих государств обеспечивается сейчас более 90 % мировых импортных потребностей. Подавляющая часть мирового экспорта угля осуществляется морским транспортом, в том числе специализированным.

Рынок угля на протяжении последних десятилетий традиционно остается рынком покупателя – предложение на нем всегда превышало спрос, поскольку у продуцентов и экспортеров имеются и будут сохраняться значительные резервные мощности. Емкость мирового рынка каменного угля приближается сейчас к 500 млн т. Основными импортерами выступают страны Западной Европы (около 160 млн т) и АТР (более 200 млн т, в том числе Япония – 130 млн т, Южная Корея – около 50 млн т и Тайвань – около 20 млн т).

Длительное время в мировой торговле углем преобладали рынки сбыта коксующихся углей, однако в последние два десятилетия получили бурное развитие и рынки сбыта энергетических углей. Ситуация в мировой черной металлургии в конце 1990-х гг. характеризовалась сокращением спроса и производства продукции. Основной прирост торговли коксующимися углями в последние годы был вызван развитием сталелитейной промышленности лишь в развивающихся странах Азии и Латинской Америки.

По оценкам Международного института чугуна и стали, в начале этого века возможны улучшение конъюнктуры мирового рынка черных металлов и постепенный рост производства в отраслях черной металлургии. В связи с этим ожидается, что спрос на коксующийся уголь в ближайшей перспективе может незначительно возрасти, но в дальнейшем стабилизируется.

Конъюнктура мирового рынка энергетических углей в значительной мере напрямую определяется тенденциями мирового экономического развития и развития мировой энергетики, ее динамикой и структурой потребления. Широкомасштабное внедрение энергосберегающих технологий привело к снижению энергоемкости ВВП (сейчас требуется меньше топлива для производства единицы ВВП, чем в недалеком прошлом). Тем не менее в абсолютном выражении суммарное потребление энергоресурсов растет [17], а на изменения конъюнктуры мирового рынка энергетических углей все в большей и большей степени оказывают влияние требования к качеству угольного топлива.

Наглядный тому пример – стремительное развитие в последние годы угольной промышленности Индонезии (см. табл. 1.47), ориентированной в значительной мере на экспорт энергетических углей с исключительно хорошими качественными характеристиками: 0,1 % содержания серы и 1 % – золы. Так, в 2000 г. из добытых 67,6 млн т у.т угля собственное потребление составило лишь 16,4 млн т у.т (табл. 1.50), а остальной объем примерно 50 млн т у.т так называемого экологического угля направлялся на экспорт.

В среднесрочной перспективе важнейшим фактором неопределенности является место ядерной энергетики в структуре потребления. Перспективы вывода из эксплуатации действующих АЭС в развитых странах (прежде всего западноевропейских) и перехода на ТЭС, работающих на природном газе, или на ТЭС со смешанным циклом (мазут/уголь) будут определяться не только политическими решениями руководства этих стран, но также и ролью атомной энергетики в энергобалансе той или иной страны. В случае интенсивного и одновременного вывода из эксплуатации большей части ТЭС и АЭС потребности в

угле у многих стран могут значительно возрасти, что приведет, прежде всего, к росту его импорта.

В электроэнергетике все более ощутимой становится конкуренция углю со стороны ТЭС на газе ввиду обострения проблемы выбросов CO₂ в атмосферу. Вместе с тем признается, что современные угольные электростанции стали не столь обременительными с точки зрения загрязнения окружающей среды, как раньше. Расход угля при среднем КПД ТЭС в 45 % составляет около 300 г кВт·ч, тогда как в 1950 г. он был вдвое выше, а сегодня работают станции и с КПД более 50 %.

Россия является экспортером как коксующихся, так и энергетических углей. В 2000 г. объемы экспорта составили 35,4 млн. т. Основные импортеры российских углей – Япония, Румыния, Словакия, Италия и Турция.

Из-за спада угледобычи в России и странах СНГ за последнее десятилетие рынок углей в Восточной Европе претерпел существенные изменения: увеличился экспорт угля из США, Канады и ЮАР в Финляндию, Венгрию и ряд других стран, ранее ориентировавшихся на уголь из СССР. В странах Западной Европы, несмотря на постоянный рост производительности труда в угольной промышленности и протекционистские меры, а также в связи с развитием общего рынка, увеличивается импорт дешевых энергетических и коксующихся углей, что приводит к снижению местной добычи и развитию экспортных возможностей Канады, США, Колумбии, Венесуэлы, Южной Африки – т.е. к развитию Атлантического регионального рынка угля.

Азиатские страны с динамично развивающейся экономикой и традиционно являющиеся импортерами коксующихся углей в последние годы становятся также активными импортерами и энергетических углей. Характерной чертой их современной импортной политики является диверсификация поставщиков во избежание диктата производителя и давления при формировании цен на уголь. Ожидающийся в перспективе рост потребности в энергоресурсах в странах Азиатско-Тихоокеанского региона позволяет рассматривать их в качестве потенциально первоочередных и наиболее перспективных партнеров для экспорта угольного топлива из восточных районов России.

По прогнозам Министерства энергетики США мировая торговля углем в предстоящие 20 лет увеличится примерно на 25 %, однако конкуренция на данном рынке будет сохраняться достаточно острой.

1.5.6. Тенденции добычи и прогноз возможных уровней

1.5.6.1. Тенденции и прогнозы угледобычи в мире

Выше уже отмечалось, что уголь и в дальнейшем будет играть решающую роль в обеспечении нашей планеты первичными энергоресурсами. Однако в настоящее время каких-либо серьезных прогнозных проработок по долгосрочным (не менее 50 лет) тенденциям развития угледобычи как в мировом масштабе, так и для России нет. В то же время имеется достаточно много прогнозов на

перспективу 20 лет, где проблемы добычи и потребления углей рассматриваются во взаимосвязи с развитием других отраслей ТЭК.

Среди использовавшихся авторами материалов для работы над прогнозом на период 2000–2050 гг. выделяются следующие [35–38]:

1. Прогноз Министерства энергетики США.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.
3. World Energy Outlook 2000.
4. Прогноз энергетической комиссии ЕС на период до 2020 г.
5. Национальная энергетическая стратегия США.

В некоторых из этих работ есть данные прогноза и до 2030 г., имеются также отдельные ссылки и на прогнозы до 2050 г. [28], однако без первоисточника такая информация для нас приобретала в основном чисто рекомендательный характер. Кроме того, в отдельных журнальных статьях имелись ссылки на некоторые другие прогнозные проработки, получить которые авторам, к сожалению, не удалось.

Анализ имеющихся материалов позволил выявить ряд наметившихся к началу XXI в. общих тенденций и направлений в развитии угольной промышленности стран и регионов мира, из которых следует выделить наиболее глобальные:

- 1) стабилизация доли угля в первичных энергоресурсах;
- 2) экологизация на всех стадиях от добычи углей до их конечного потребления;
- 3) интеграция угледобывающих и энергетических предприятий;
- 4) повышение качества и расширение рынка угольной продукции.

Первая тенденция проявляется лишь в среднем мировом потреблении, в конкретных же странах и регионах мира реализуется очень по-разному. Согласно прогнозу [35] в период 2000–2020 гг. потребление углей в мире возрастет в 1,1–1,5 раза, однако, доля его в общем потреблении первичных энергоресурсов будет иметь тенденцию к незначительному снижению с 25 % в настоящее время до 23–24 % [35].

В более отдаленной перспективе тенденция снижения доли углей по всей видимости сохранится и к 2050 г. доля угля стабилизируется на 20 % [28].

Вторая тенденция – экологизации на всех стадиях от добычи до конечного потребления углей – вносит наибольшую неопределенность в развитие мировой добычи угля даже в среднесрочной перспективе на 10–15 лет, не говоря уже о долгосрочном прогнозе. Признание угля в качестве экологически приемлемого источника энергии будет иметь решающее значение для сохранения и возможного повышения роли угля в энергетике вообще и в электроэнергетике в частности [39].

Судя по известным прогнозам мирового потребления энергоресурсов, доля углей, используемых на электростанциях, в целом не должна снижаться. Более того, за счет весьма вероятного сокращения потребления нефти и нефтепродуктов и пересмотра отношения к развитию атомной энергетики в большинстве стран ожидается повышение доли угля на электростанциях, а в перспективе –

вынесение экологически вредных и энергоемких производств (например, доменного) в развивающиеся страны и в страны СНГ.

Реализация третьей тенденции предполагает интеграцию предприятий угледобычи с предприятиями-потребителями и, в частности, создание интегрированных энергоугольных компаний на основе имеющихся в конкретном регионе угледобывающих предприятий и электростанций для реализации полного производственного цикла от добычи угля до выработки электрической и тепловой энергии. Анализ мирового и отечественного опыта показывает высокую эффективность таких интеграционных процессов, выражающуюся в усилении концентрации и кооперации производства, в результате чего на рынке угля появляются мощные консорциумы, обладающие высоким уровнем капитализации, разветвленной сетью сбыта и другими дополнительными ресурсами.

И, наконец, последняя тенденция имеет наиболее всеобщий, глобальный характер, как для угледобывающих, так и для углепотребляющих стран. Реализация этого направления обеспечивается за счет улучшения потребительских свойств угольной продукции. Этот процесс сопровождается усилением конкуренции на угольном рынке, где преимущество имеет поставщик, предлагающий более качественную и менее дорогую продукцию.

В табл. 1.51 представлено пять вариантов прогнозов мирового потребления угля на предстоящие 50 лет. Три из них основаны на данных прогноза Министерства энергетики США [35] до 2020 г. и пролонгированны нами до 2050 г. в соответствии с принятыми гипотезами о темпах дальнейшего роста углепотребления: повышенный, пониженный и средний (предпочтительный). Четвертый вариант рассматривается как оптимистический, но с более умеренными среднегодовыми темпами роста, чем в повышенном [35] (1,8 % вместо 2,1 %). И, наконец, пятый вариант – умеренный – мы считаем наиболее вероятным, или более реалистичным из всех известных нам вариантов.

Т а б л и ц а 1.51

Прогнозы мирового потребления угля на период до 2050 г., млрд т

Источник	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2050/2000, раз	Среднего- довые темпы, %
	[17]	[35]*		Прогноз ИСЭМ				
Вариант [35]:								
пониженный	4,91	5,19	48	5,8	6,1	6,5	1,32	0,55
повышенный	4,91	6,01	7,37	9	11,1	13,5	2,75	2,1
средний (предпочтительный)	4,91	5,7	6,61	7,7	8,9	10,3	2,04	1,5
Прогноз ИСЭМ:								
оптимистический	4,91	5,76	6,75	8	9,7	12,2	2,50	1,8
умеренный	4,91	5,54	6,27	7,1	8	9,1	1,86	1,25

* Прогноз [35] - только до 2020 г.

Согласно прогнозам [35] к 2020 г. доля угля в общем использовании первичных энергоносителей в мире снизится до 23 %. Ведущими потребителями угля в Азии и мире по-прежнему останутся Китай и Индия: на их долю будет

приходиться 33 % прироста мирового энергопотребления и 90 % увеличения использования угля в мире.

В США уголь останется конкурентоспособным по сравнению с другими видами топлива благодаря низким издержкам добычи и тарифам на его транспортировку. В Канаде ожидается увеличение потребления угля, связанное с намечаемым выводом из эксплуатации после 2010 г. значительной части мощностей АЭС, которые будут заменяться угольными ТЭС.

В Японии намечено ввести до 2020 г. не менее 10 ГВт мощностей угольных электростанций нового поколения. Ожидается также заметный прирост потребления в Бразилии и Южной Корее. В Европе ужесточение экологических нормативов, усиление конкуренции со стороны природного газа и вывод нерентабельных угледобывающих мощностей будут ограничивать потребление угля. Однако, по преобладающему мнению, ожидаемый спад потребления в Европе затронет прежде всего уголь национального производства.

1.5.6.2. Тенденции и прогнозы угледобычи в России

Имеющиеся ресурсы углей России позволяют обеспечить объемы добычи угля до 1,5 млрд т в год. Однако сырьевая база отрасли не может считаться благоприятной, во-первых, из-за крайней удаленности главных запасов от основного промышленного потенциала страны, потребляющего энергию, а во-вторых, более половины вовлеченных в обработку запасов не соответствует мировым кондициям по качеству угля, условиям залегания, газо- и взрывоопасности пластов, что существенно снижает возможный потенциал эффективного развития угледобычи.

В табл. 1.52 представлены потенциально возможные уровни добычи углей, полученные исходя из имеющегося ресурсного потенциала угольной промышленности России (с учетом развития новых и задельных объектов и корректировки сроков выбытия и реконструкции действующих предприятий), а также с учетом освоения новых угольных бассейнов и новых прогрессивных технологий добычи. Как следует из приведенных данных, возможные уровни добычи угля в 2020–2030–2050 гг. могут составить соответственно 780–1050–1400 млн т, в основном за счет вовлечения в хозяйственный оборот ресурсов Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов.

Т а б л и ц а 1.52

Потенциально возможные уровни добычи углей в России, млн т

Угли	Год				
	2005	2010	2020	2030	2050
Всего по России	350	540	780	1050	1400
Из них:					
<i>кузнецкие</i>	140	200	250	300	350
<i>Восточно-Сибирские</i>	130	220	340	510	730
В том числе:					
Канско-Ачинское	90	150	240	400	600
<i>дальневосточные</i>	35	50	80	100	130

Несмотря на то, что угольная промышленность России располагает достаточной сырьевой базой для полного удовлетворения потребностей экономики России, ее развитие осложняется рядом сопутствующих факторов. Во-первых, это ограничения экологические, а во-вторых, поскольку перевозка угля осуществляется железнодорожным транспортом, цены на угольное топливо зависят от тарифов на его перевозку [40].

Развитие угольной промышленности России на ближайшую перспективу (2010–2020 гг.) определено целым рядом основополагающих правительственных документов, среди которых выделяется Энергетическая стратегия России до 2020 г. [36]. В нем рассматривались два сценария развития производства первичных энергоресурсов и соответствующие им два варианта темпов роста угледобычи до 2020 г. – повышенный со среднегодовыми темпами в 2,6 % и пониженный с темпами чуть менее 1,5 %. При этом важно отметить, что эти варианты предусматривают возрастание доли угля в ТЭБе России к 2020 г до 18–22 % за счет снижения доли природного газа и нефти.

В своем прогнозе до 2050 г. мы также рассматривали два варианта углепотребления – максимальный и минимальный. При этом исходили из повышенных среднегодовых темпов – 2,6 % для максимального варианта, а в качестве минимального были приняты более оптимистичные, чем в "Энергетической стратегии...", среднегодовые темпы – 2 %. Эти темпы вполне корреспондируют с представленными в прогнозе до 2020 г. стран-членов ОЭСР [38] среднегодовыми темпами углепотребления: в целом мире средние темпы – 1,7 %, для стран членов ОЭСР – 0,3 %, а для группы стран, не членов ОЭСР, к таковым относится и Россия, темпы – 2,6 %.

Минимальный вариант предполагает более низкие темпы экономического развития в России и соответственно отставание в развитии угольных технологий и более замедленные темпы роста угледобычи.

Как следует из табл. 1.53, в среднесрочном периоде (2010–2015 гг.) объемы добычи углей по обоим вариантам совпадают, а в 2020 г. различаются лишь незначительно. В результате рост угледобычи к 2020 г. по сравнению с 2000 г. составит почти 70 %, что соответствует темпам роста, представленным в "Энергетической стратегии...". Однако, начиная с 2020 г., темпы роста в минимальном варианте падают (до 1,3 % среднегодовых по сравнению с 2,6 % в максимальном), и, в первую очередь, за счет снижения объемов добычи канско-ачинских и других восточно-сибирских углей. В результате предполагается, что объемы добычи к 2050 г. по минимальному варианту возрастут по сравнению с 2000 г. лишь в 2,7 раза.

Максимальный вариант предполагает более активный рост экономики России, широкое развитие угольных технологий и соответственно рост углепотребления. Как следует из табл. 1.53, для этого потребуются увеличение объемов добычи по сравнению с 2000 г. к 2030 г. в 2,3 раза, а к 2050 г. – в 3,7 раза, с доведением добычи углей до 950 млн т в год. Рост потребности в перспективе до 2050 г. ожидается в основном в связи с увеличением внутреннего потре-

ния. Доля экспорта прогнозируется незначительной и в перспективе будет снижаться.

Т а б л и ц а 1.53

Прогноз развития угольной промышленности России, млн т.

Регион, угли	Год, варианты углепотребления									
	2000	2005	2010	2015	2020		2030		2050	
					мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.
Российская Федерация	258	286	325	370	420	440	540	600	700	950
Европейская часть	38	45	50	54	57	60	60	65	60	80
Азиатская часть	220	241	275	316	363	380	480	535	640	740
В том числе:										
Сибирь, всего	193	210	240	276	316	330	420	455	580	790
Западная Сибирь	116	120	135	155	170	175	200	220	240	290
Восточная Сибирь	77	90	105	121	146	155	220	250	340	500
В том числе:										
канско- ачинские	39	50	60	71	90	95	150	170	260	400
дальневосточные	27	31	35	40	47	50	60	65	60	70

По тенденциям в способах угледобычи и по темпам вовлечения в добычу Кузнецкого бассейна эти два варианта разнятся не столь значительно, в основном – темпами освоения новых угольных баз России и, в первую очередь, Канско-Ачинского бассейна, а также отдаленных угольных бассейнов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Предполагается, что по минимальному варианту развития в период 2040–2050 гг. еще не получат широкого промышленного освоения и внедрения процессы углехимии, основанные на использовании бурых углей месторождений Восточной Сибири. В частности, не ожидается широкомасштабного развития производства жидких углеводородов на основе глубокой переработки канско-ачинских углей. Кроме того, в соответствии с минимальным вариантом угледобычи, и к 2050 г. еще не ожидается широкого вовлечения ресурсов таких угольных бассейнов, как Тунгусского и Ленского, расположенных в исключительно труднодоступных и малоосвоенных районах востока России.

Однако, по нашему мнению, использование угольных ресурсов этих двух бассейнов России в перспективе будет определяться не только экономическими соображениями, но и необходимостью топливоснабжения потребителей и обеспечения энергетической безопасности страны. Основное требование при этом – доля угля в энергетическом балансе не должна быть меньше 20 %, а верхняя граница в диапазоне 25–30 % определяется предельным уровнем его использования на электростанциях и экологическими ограничениями. Поэтому развитием угледобычи по максимальному варианту предусматривается учет всех вышеуказанных тенденций, например, как следует из табл. 1.53, основной прирост в период 2030–2050 гг. ожидается на новых угольных базах в восточной части Сибири.

1.5.7. Основные проблемы развития угольной промышленности России

1. Проведенный анализ показывает, что во всех странах мира четко прослеживается тенденция возврата к углю как основному и наиболее надежному энергоресурсу на ближайшее будущее. Это естественно, поскольку на долю угля приходится около 85 % мировых ресурсов ископаемого топлива, в то время как доля нефти и природного газа не превышает 15 %. В перспективе в структуре добываемых углей в мире отмечается преимущественный рост добычи наиболее качественных каменных углей при практической стабилизации объемов добычи бурых углей. В России же картина противоположная: основная часть приростов добычи будет происходить за счет низкокалорийных бурых углей при относительно снижающихся объемах добычи каменных углей.

По нашему мнению, с развитием угольной энергетики связаны энергетическая безопасность и социальная стабильность России. В связи с этим следует заново объективно оценить квоты на добычу каждого вида ТЭР в России, в том числе углей и продуктов их переработки. При этом необходимо учитывать не только их качественные и экологические характеристики, но и степень надежности энергообеспечения различных категорий потребителей в условиях жестких зимних морозов на обширной территории нашей страны, а также возможность получения валютных ресурсов за счет экспорта углепродуктов.

2. Отмечается тенденция ухудшения качества добываемых углей, в частности снижается спекаемость коксующихся углей, растут их зольность, влажность, сернистость и содержание породных включений. Поэтому для повышения потребительских свойств добываемых углей потребуются сделать акцент на предпочтительную добычу энергетически более ценных марок углей и постепенный переход на полное их обогащение; облагораживание низкосортных бурых и каменных углей, окускование угольной мелочи с целью перевода ее в высококалорийный и удобный для потребителя углепродукт, а также утилизацию вторичных угольных ресурсов (шлама, отсевов).

3. Экологический ущерб, обусловленный добычей и использованием угля, вряд ли устраним. Для этого потребуются перенос процесса его переработки под землю и превращение угля в более экологически чистый энергоноситель – газообразные и жидкие углеводороды [41].

Мировые тенденции свидетельствуют в пользу разработки и освоения новых нетрадиционных технологий добычи угля путем скважинных методов превращения его в иные энергоносители на месте залегания угольного пласта. Наиболее известным и распространенным методом является способ подземной газификации угля, широкое использование которого возможно в перспективе для глубоко залегающих угольных пластов со сложной нарушенной структурой или с углями низкого качества, а также для оставленных запасов на закрытых шахтах.

Наряду с этим весьма перспективной представляется технология утилизации шахтного метана, привлекающая все большее внимание специалистов как в России, так и за рубежом. Эта технология позволяет получить несколько суще-

ственных эффектов, а главное – наряду с повышением безопасности горных работ метан может использоваться как энергоресурс.

4. В связи со значительным ростом добычи бурых углей в Восточной Сибири возникает проблема расширения сферы использования этих углей, в частности, углей Канско-Ачинского бассейна. Здесь в качестве первоочередной стоит задача улучшения потребительских свойств этих углей путем процессов облагораживания и глубокой их переработки. Среди известных технологий как наиболее перспективные следует отметить такие процессы, как термическое облагораживание, окускование и брикетирование угля с целью повышения его теплотворной способности и транспортабельности. Потребность в таком топливе уже в настоящее время велика, а в перспективе будет возрастать. Поэтому очень важно дать оценку возможностей производства такого топлива, т.е. сроки промышленного освоения и масштабного производства.

Другое направление переработки канско-ачинских углей – получение искусственного жидкого топлива (ИЖТ). Известно множество различных технологий получения ИЖТ, но основная проблема при этом – высокая стоимость продуктов переработки угля. Тем не менее преимущества от улучшения экологических показателей, а также упрощение транспортировки, хранения и сжигания ИЖТ и газообразного топлива в недалеком будущем перевесят затраты на глубокую переработку. Поэтому в перспективе до 2050 г. и, скорее всего, в связи с отработкой нефтяных запасов к 2030-2035 гг. ожидается востребованность в освоении этих технологий и создание целой индустрии по производству ИЖТ из углей Канско-Ачинского бассейна, а также и других углей Сибири и Дальнего Востока.

5. Одной из актуальнейших проблем угольной промышленности России всегда была проблема дальнего транспорта углей, а в перспективе с ростом объемов угледобычи реально возникает необходимость ее радикального решения. Здесь возможно несколько путей, но в качестве наиболее перспективного следует выделить технологию приготовления, транспортировки и сжигания угля в виде водоугольной суспензии. В настоящее время этот вид экологического топлива и способ его транспортировки по трубопроводам получили достаточно широкое распространение во многих угледобывающих странах.

В России также накоплен большой опыт по этому направлению, поскольку вот уже второе десятилетие в Кузбассе эксплуатируется опытно-промышленный углепровод протяженностью 264 км и производительностью 3 млн т угля в год. Весьма перспективной в реализации этого направления до 2050 г. выглядит возможность сооружения нескольких протяженных магистральных углепроводов Кузбасс – Урал-Поволжье. В пользу этого свидетельствует богатый опыт и других углепотребляющих стран, например Китая (эксплуатируется углепровод протяженностью 1500 км), США (углепровод протяженностью до 500–600 км) и др..

6. Развитие энергетики в целом и углепользование, в частности, в перспективе будут все более соотноситься с состоянием окружающей среды. Рассредоточенность угольных электростанций по огромной территории России до сих пор позволяла избегать концентрированного воздействия твердых и кислотных

выбросов в окружающую среду. Однако с ожидаемым ростом углепотребления в большой энергетике проблема его экологически чистого сжигания становится не просто приоритетной, но и стратегически важной в части обеспечения экологической безопасности [30].

Мировые тенденции свидетельствуют в пользу разработки и освоения новых технологий сжигания углей, о которых вкратце уже было сказано выше в разделе потребления.

7. Важнейшим элементом новой угольной политики в рассматриваемой перспективе должно быть создание и развитие в регионах добычи угля на принципах межрегиональной и международной кооперации, на базе новейших технологий глубокой переработки углей на энерготехнологических комплексах, обеспечивающих не только потребности внутреннего рынка, но и экспорт электроэнергии и продуктов углехимии в страны Европы и Азии.

8. Острейшей проблемой для угольной промышленности России является проблема цен на угольное топливо. Здесь «сложилась парадоксальная ситуация, когда при достаточной сырьевой базе для полного удовлетворения потребителей в угольном топливе, в силу недальновидных конъюнктурных шагов со стороны энергетиков уголь уступает газу и нефтяному топливу по затратным и экологическим показателям» [42]. Отсутствие взвешенной энергетической стратегии со стороны государства в отношении сбалансированности топливно-энергетических ресурсов посредством ценовой и налоговой политики может сыграть негативную роль уже в ближайшей перспективе со всеми последствиями в будущем. В связи с этим крайне необходимо формирование как общероссийского, так и региональных рынков угля на основе проведения государственной политики, сочетающей общероссийские и региональные интересы.

1.6. Направления преобразования теплового хозяйства страны на основе энергоэффективных технологий и оборудования

Развитие теплоснабжающих систем (ТСС) нашей страны в предшествующие годы было ориентировано на упрощенные решения с минимальными затратами в ущерб их общей эффективности. Нерациональная структура построения систем, центральное качественное регулирование отпуска тепла, зависимые схемы присоединения потребителей, открытый водоразбор, ненадежные теплопроводы, запорно-регулирующая арматура, отсутствие автоматики, регуляторов, регулируемых насосов, приборов учета и измерений обернулись комплексом проблем, связанных с неудовлетворительным уровнем комфорта в зданиях, ненадежностью теплоснабжения, большими потерями тепловой энергии.

1.6.1. Уровни теплопотребления зданий

Теплопотребление зданий в РФ в 3 раза и более превышает достигнутый уровень в зарубежных странах. Это относится как к нагрузке отопления, так и горячего водоснабжения.

На рис. 1.24 представлены изменения удельного суммарного теплотребления (на отопление и горячее водоснабжение) зданий, отнесенного к градусо-суткам в России и некоторых зарубежных странах за последние 30 лет. Из него видно, что по данному показателю мы находимся на уровне начала 1980-х гг. европейских стран.

Наибольшей энергоэффективностью отличаются здания, возводимые в Японии. Они имеют самые лучшие характеристики теплотребления. Это обусловлено островным расположением государства, ограниченностью энергетических ресурсов и уровнем технологий.

Устойчивую тенденцию экономии теплоэнергии имеет Дания. Если в начале 1970-х гг., наряду с Францией, она имела один из самых высоких уровней теплотребления в Европе, то сейчас быстро приближается к наиболее энергоэффективным странам – Норвегии и Швеции.

Главной причиной, почему в Германии, Франции и Великобритании было наименьшее снижение удельного теплотребления зданий, является то, что в этих странах основные усилия направлялись на повышение эффективности производства и транспорта тепла посредством автоматизации и регулирования. Вопросам утепления зданий уделялось меньше внимания. Эти работы были отнесены на следующий этап.

Сравнение показателей, характеризующих теплозащиту зданий, показывает, что даже практическая реализация новых норм с 2000 г. не исключает наличия в России больших возможностей по энергосбережению, которые по отношению к скандинавским странам составляют от 40 до 50 %.

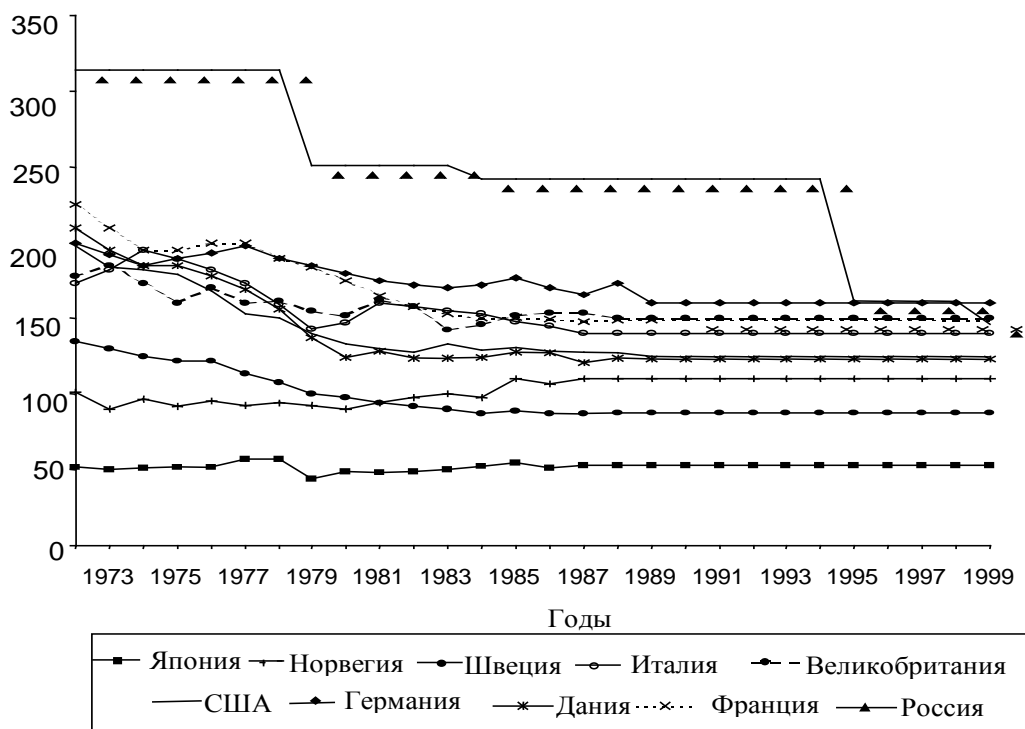


Рис. 1.24. Удельное теплотребление зданий в России и некоторых зарубежных странах.

Кроме теплозащитных свойств ограждающих конструкций зданий и климатических условий на объемы теплоснабжения большое влияние оказывает эффективность функционирования системы теплоснабжения в целом.

1.6.2. Структура тепловых потерь в теплоснабжающих системах

На рис.1.25 представлена структура тепловых потерь в системах централизованного теплоснабжения и их величины в процентах от количества тепла используемого топлива. В сумме они составляют не менее 60–70 %. Эти потери примерно одинаково распределены по отдельным элементам системы: источники, тепловые сети, тепловые вводы и местные системы теплоснабжения зданий. Большая доля сверхнормативных потерь тепловой энергии (12–14 %) обусловлена низкими теплотехническими характеристиками ограждающих конструкций зданий, которые в большей мере соответствуют нормативам, действовавшим до 1985 г., и не отвечают требованиям, предписанным к реализации, начиная с 2000 г. Все остальные потери связаны в основном с морально устаревшими технологиями, физическим износом оборудования и неудовлетворительным уровнем его эксплуатации.

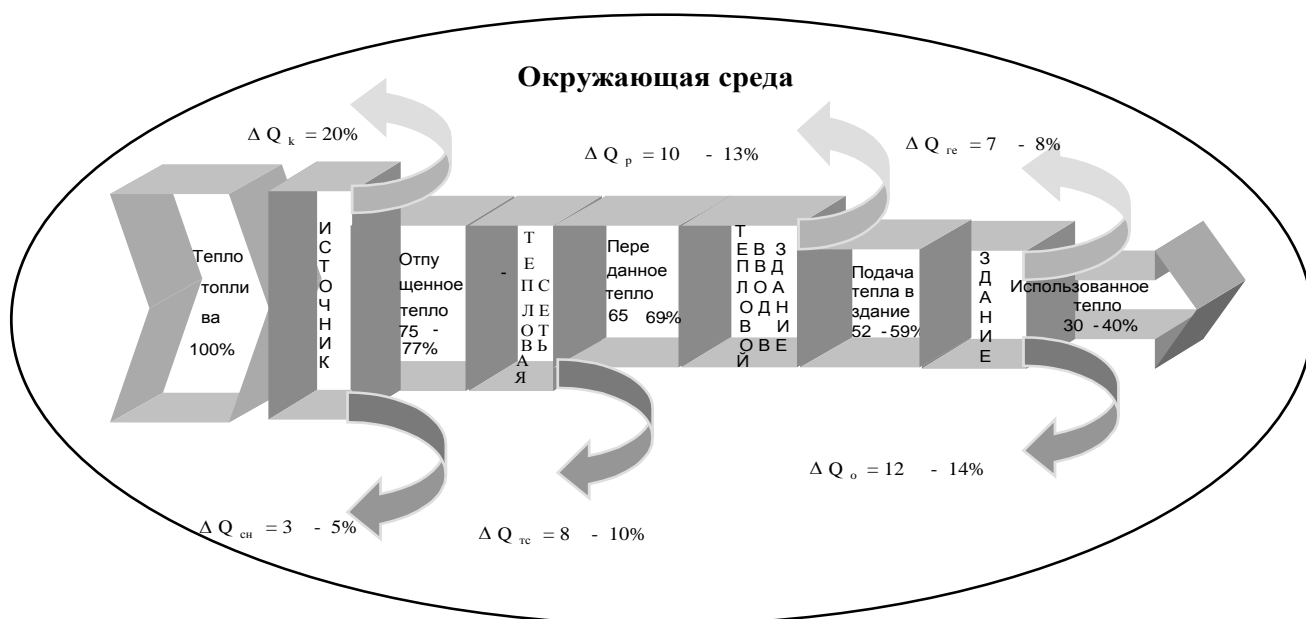


Рис. 1.25. Потери тепловой энергии в теплоснабжающих системах.

Наряду с потерями тепловой энергии в наших системах велики потери тепловой мощности, достигающие 35–40 % .

Имеющийся в системах теплоснабжения уровень потерь тепловой энергии фактически представляет тот потенциал энергосбережения, большая часть которого, как показала зарубежная практика, может быть реализована уже в настоящее время.

1.6.3. Проблема преобразования теплоснабжающих систем

Изменение социально-экономических условий в нашей стране предъявляет соответствующие требования к теплоснабжающим системам. Основная задача теплоснабжения должна состоять в обеспечении комфортных условий потребителей при минимальных затратах. Это обуславливает необходимость преобразования теплового хозяйства страны. **Определяющими принципами этого преобразования** должны стать:

- Удовлетворение требований надёжности теплоснабжения.
- Повышение экономичности систем.
- Создание автоматизированных систем управления.
- Применение современных энергоэффективных технологий и оборудования.
- Снижение экологической нагрузки на окружающую среду.
- Рациональное сочетание крупных, средних и мелких источников и систем.
- Увеличение масштабов использования вторичных энергоресурсов и возобновляемых источников энергии.
- Реализация потенциала энергосбережения путем сокращения непроизводительных потерь тепла.

Эти принципы должны соблюдаться для всех типов систем, независимо от их мощности, в том числе и для индивидуальных источников, не имеющих тепловых сетей. Их удовлетворение возможно лишь при условии перехода на новые высокоорганизованные автоматизированные технологии эксплуатации, обеспечивающие максимально эффективное использование всех элементов системы. Технически подготовленным и наиболее освоенным для этого способом производства тепловой энергии в настоящее время является централизованное теплоснабжение. Суровые климатические условия в нашей стране, высокая плотность застройки и концентрации тепловых нагрузок обуславливают его перспективность и в будущем.

Вообще, деление систем на централизованные и децентрализованные имеет чисто условный характер и в основном отражает ведомственные интересы. Фактически же их деление связано с наличием тепловых сетей. Системы, имеющие тепловые сети, по существу, являются системами централизованного теплоснабжения. Децентрализованное теплоснабжение осуществляется от домовых и индивидуальных установок.

Отличительной особенностью рынка тепловой энергии в России на современном этапе является отсутствие значительного роста тепловых нагрузок и наличие большого потенциала энергосбережения. Это создает благоприятные условия для решения проблемы повышения технического уровня теплоснабжающих систем, максимально эффективного использования существующего оборудования и энергосбережения, что позволит без ввода новых мощностей обеспечить прирост тепловых нагрузок, а также закрыть неэффективные мелкие котельные.

1.6.4. Пути преобразования теплоснабжающих систем

Проблема преобразования систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) включает два основных аспекта. Первый связан со структурными общесистемными вопросами построения систем, а второй – с выполнением технических проектов по отдельным её элементам или направлениям, реализующим общесистемные задачи. Вместе они должны обеспечить максимально эффективное использование преимуществ централизованного теплоснабжения, включая совместную работу источников тепла на единые тепловые сети.

Изменения основных принципов построения систем должны быть ориентированы на создание иерархической структуры формирования СЦТ, резервирование тепловых сетей, их оснащение системами автоматики и регулирования. Они должны включать формирование подсистем разных уровней: кольцевые магистральные сети, объединяющие ИТ, и разветвлённые распределительные сети, соединяющие всех потребителей. Между собой эти подсистемы разделяются автоматизированными узлами управления, обеспечивающими независимость гидравлических режимов их работы.

Наиболее радикальным и перспективным изменением принципов построения СЦТ является *создание двух-, трехконтурных систем* (рис. 1.26). В таких схемах контуры источников тепла, тепловых сетей и потребителей разделены между собой с помощью теплообменников. Управление каждым контуром осуществляется автоматикой, которая может объединяться в единую систему диспетчерского управления. Эта наиболее совершенная и эффективная схема построения СЦТ широко применяется за рубежом, хорошо зарекомендовала себя и начинает использоваться в России. Независимое, с помощью теплообменников, соединение элементов системы повышает надежность, эффективность и делает ее наиболее подготовленной к объединению ИТ для совместной работы на единые тепловые сети. Реализация этих принципов построения СЦТ отражает переход на качественно иной перспективный уровень их создания и эксплуатации.

На общесистемном уровне должны решаться *задачи схемно-структурной, схемно-параметрической оптимизации*, включающие обоснование целесообразного уровня централизации и децентрализации, выбор числа, мощности, типов ИТ в системе, радиусов теплоснабжения, удовлетворяющих требованиям надежности, экономичности и управляемости. Эти вопросы возникают как при новом строительстве, так и в процессе развития и преобразования систем. Для решения этих задач в ИСЭМ СО РАН разработаны и продолжают совершенствоваться методическая база и вычислительный инструмент. Их эффективность проверена практически на множестве реальных объектов теплоснабжения.

Перспективным техническим решением, благоприятным для системы в целом, является *снижение максимальной температуры сетевой воды*, подаваемой в тепловые сети, до 80 °С и ниже, а обратной, возвращаемой на источник, до 40 °С и менее. Уже в настоящее время большинство централизованных систем в Дании, Швеции, Финляндии работают с температурой теплоносителя, подаваемого в сеть, 80–90 °С, а возвращаемого – 35–40 °С. В Дании, например,

поставлена задача снижения максимальной температуры воды, отпускаемой в сеть, до 55 °С (минимально необходимой для горячего водоснабжения).

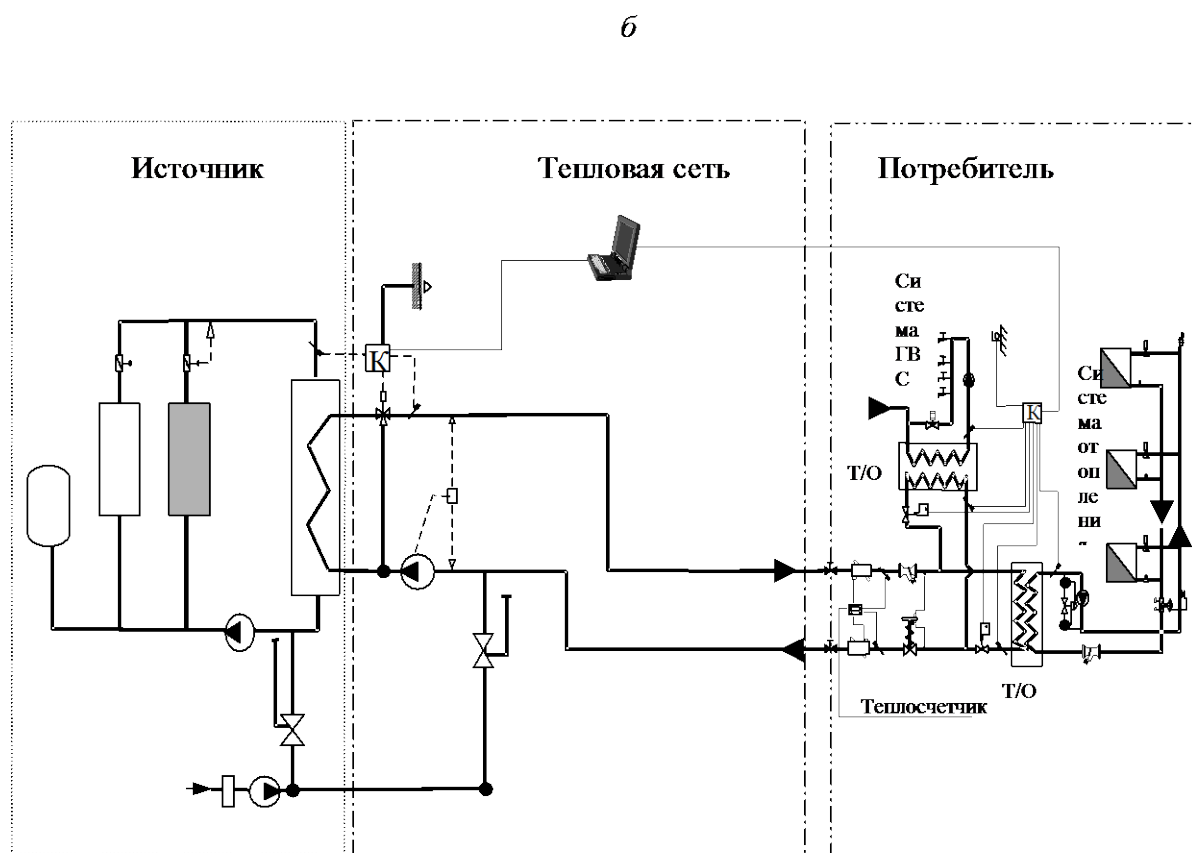
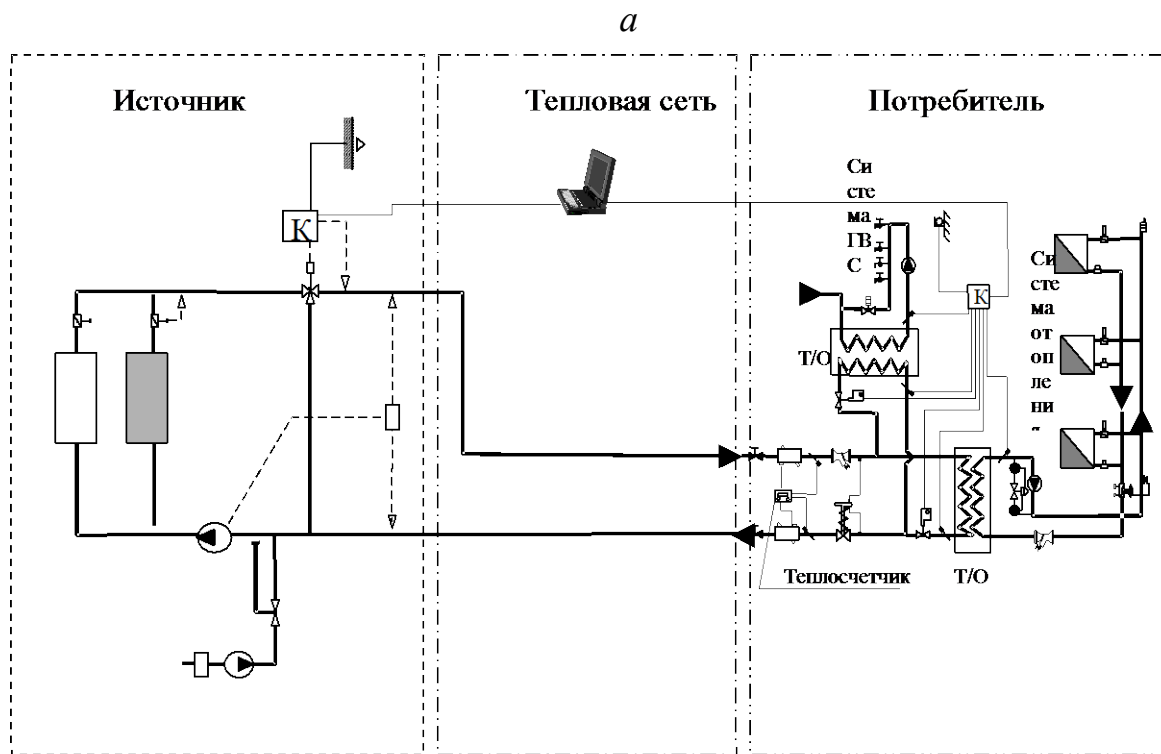


Рис. 1.26. Принципиальные схемы системы теплоснабжения: *a* – двухконтурная, *б* – трехконтурная.

Низкие температуры теплоносителя, как показал опыт скандинавских стран, позволяют снизить потери тепла при его транспорте, уменьшить физическое воздействие на теплопроводы, связанное с их тепловым расширением и сжатием, а также утилизировать низкопотенциальное, отработанное тепло промышленных производств. Температура теплоносителя в течение всего отопительного периода может поддерживаться постоянной, что фактически устраняет влияние температурных деформаций на трубопроводы и арматуру. Все оборудование системы работает в благоприятных тепловых режимах, поэтому значительно снижается риск его повреждения или разрушения.

Такое же положительное влияние на режимы работы и долговечность оборудования оказывает *снижение давления теплоносителя* в системе. Кроме этого, при низком давлении существенно сокращаются утечки теплоносителя через неплотности. В регулируемых системах с теплообменниками достаточно создать только циркуляционный напор, не ставя под высокое давление их оборудование.

Энергосберегающей мерой является переход к эксплуатации СЦТ от качественного регулирования отпуска тепла к *качественно-количественному и количественному регулированию с переменными расходами теплоносителя*. Такой переход обеспечивает более точное регулирование отпуска и потребления тепла и сокращает его потери. Уменьшение циркуляции теплоносителя при этом разгружает тепловые сети, увеличивая возможность подачи большего количества тепла, сокращает расход электроэнергии на перекачку воды и снижает тепловые потери через изоляцию трубопроводов.

Перспективные технологии и оборудование для теплоснабжающих систем, разрабатываемые в мире, и состояние их внедрения, с учетом особенностей систем нашей страны, могли бы послужить ориентиром для формирования технической политики в теплоснабжении России.

1.6.5. Подготовка топлива

Большое внимание в мире уделяется *подготовке и улучшению качества топлива*, что позволяет повысить КПД котлоагрегатов, уменьшить зашлаковывание поверхностей нагрева, снизить их износ и продлить срок службы котлов. Кроме того, обогащение угля существенно сокращает железнодорожные и внутригородские (автомобильные) перевозки. Среди специалистов существует мнение, что бороться с "выбросами вредных веществ в атмосферу" на уровне подготовки топлива эффективнее (в том числе и экономически), чем улавливать их в дымовых газах.

Несмотря на очевидные преимущества предварительной подготовки топлива, в энергетике нашей страны вопросам его обогащения, брикетирования угля и других твердых отходов не уделяется должного внимания.

1.6.6. Развитие централизованных источников тепла

В области развития источников тепловой энергии перспективной остается *технология комбинированной выработки тепловой и электрической энергии*. Высокий КПД (более 90 % по суммарной энергии), минимальное воздействие на окружающую среду (что становится определяющим фактором), возможность использования различных видов топлива, включая твёрдые бытовые отходы, широкий диапазон мощности (от нескольких киловатт до сотен мегаватт), большие возможности для внедрения передовых технологий обеспечивают теплофикации лидирующее положение в настоящее время и в будущем. Это подтверждают успехи, достигнутые в скандинавских странах.

Конкурирующими с традиционными паротурбинными установками ТЭЦ, фактически достигшими своего термодинамического совершенства, будут оставаться *газотурбинные (ГТУ) и парогазовые (ПГУ) установки*. Они обладают целым рядом неоспоримых преимуществ (в том числе экономических и экологических) по сравнению с другими энергогенерирующими установками. Перспективные газотурбинные установки должны обладать:

- Высокой надежностью.
- Сверхвысокой экономичностью (КПД, равный 60 %, при современных значения для ГТУ – 33–34 %, а ПГУ – 50–52 %).
- Экологической безопасностью.
- Возможностью использования различных видов топлива.
- Низкой стоимостью.

Газотурбинные установки, ввиду их универсальности, могут применяться не только для нового строительства, но и для реконструкции традиционных паротурбинных станций. При этом обычные котлы заменяются на ГТУ и котлы-утилизаторы с включением паровых турбин в парогазовый цикл. Эффективным представляется использование газотурбинной надстройки в существующих котельных. Возможность их поэтапного и относительно быстрого ввода значительно сокращает сроки окупаемости проекта. Например, строительство ПГУ-ТЭЦ может осуществляться с монтажа модульного газотурбинного блока простого цикла, который вводится менее чем за год и уже используется в качестве пикового (по экономическим соображениям) источника электроэнергии. Далее по мере готовности тепловых нагрузок и самой станции могут вводиться котлы-утилизаторы, паровые турбины и прочее оборудование, необходимое для превращения станции в полноценный эффективный источник тепловой и электрической энергии.

Компании по разработке и производству газовых турбин существуют в США, Великобритании, Японии и др. В настоящее время уже около 50 % вводимых новых электростанций (включая ТЭЦ) – это станции с ГТУ и ПГУ.

В России газотурбинные установки начали производиться в 1960-е гг. Сегодня их производством занимаются около десятка компаний. По своим характеристикам отечественные установки не уступают аналогичным американским турбинам (наиболее передовым в мире).

Альтернативой газовому топливу является уголь. На него приходится 90 % мировых запасов органического топлива. В мире определилось пять основных направлений создания экологически чистых *угольных технологий*:

- Пылеугольные энергоблоки с современными установками по очистке дымовых газов и контролем выбросов в атмосферу.
- Парогазовые циклы с топками с кипящим слоем при атмосферном давлении.
- Парогазовые циклы с топками с кипящим слоем под давлением (СКД).
- Парогазовые установки с газификацией угля (ПГУ ГУ).
- Гибридные циклы с газификацией и сжиганием.

Каждое из этих направлений имеет хорошие перспективы и свою область применения. Новые разработки направлены на повышение КПД до уровня, соответствующего ПГУ на газе, и на максимальное сокращение выбросов в окружающую среду. Интересной представляется *технология с гибридным циклом*, основная идея которой заключается в частичной газификации угля, сжигании топливного газа в газовой турбине, а полученного кокса – в котле, вырабатывающем пар для паросиловой установки. Блоки с современными ГТУ и паросиловым циклом докритического давления при такой интеграции технологического процесса способны достигать КПД, равного 47 %. Однако разрабатываемые ГТУ и паровые турбины с котлами СКД могут обеспечить КПД такой технологии до 52 %, что приблизит ее к перспективным ПГУ на природном газе.

Эффективным направлением может оказаться *концепция создания угольных заводов*, которые могут быть источником таких продуктов, как электроэнергия, горячая вода, низкотемпературный пар для централизованного теплоснабжения, сжатый воздух, метанол, шлак и другие строительные материалы. По некоторым оценкам коэффициент использования угля на таких заводах может достигать 100 %. При этом свободная энергия может "аккумулироваться" в виде сжатого воздуха, жидкого топлива для транспорта, химических продуктов и т.д.

Научные исследования и проектно-конструкторские разработки в области развития угольных технологий в России ведутся по всем основным направлениям, сформировавшимся в мире. По своей оригинальности и перспективности решений они не уступают зарубежным аналогам.

Большая доля тепловых нагрузок в перспективе будет покрываться от *малых ТЭЦ* мощностью от 1 МВт до нескольких десятков. Они могут выполняться на базе двигателей внутреннего сгорания, дизельных двигателей или на базе ГТУ. Установки изготавливаются в блочном исполнении в заводских условиях и готовыми к пуску в эксплуатацию. Они могут работать без обслуживающего персонала с периодическим осмотром 1 раз в 3–5 дней. Коэффициент использования топлива в них равен 80–90 %. Около 50 % (по мощности) блок-ТЭЦ работают на газообразном и жидком топливе. Доля мощности блок-ТЭЦ, использующих возобновляемые энергоресурсы, составляет 23 %. Использование угля и твердых отходов на этих станциях требует предварительной подготовки топ-

лива и более совершенных технологий его сжигания (например, топки с кипящим слоем).

Эти установки достаточно быстро завоёвывают тепловой рынок. Они начинают использоваться и в нашей стране. Их производство осваивается на ряде конверсионных заводов в г. Калуге, Самаре, Санкт-Петербурге, Екатеринбурге и др.

1.6.7. Перспективы децентрализованных источников

В сфере децентрализованного теплоснабжения повышенное внимание в последние годы уделяется созданию блочно-комплектных электростанций и котельных небольшой мощности. В европейских странах, США, Японии активно ведутся работы по разработке *теплофикационных микроустановок* (10–50 кВт тепловой мощности), удобно вписывающихся в интерьер домашней кухни. Вначале для этого использовались *поршневые двигатели*, а в последнее время все большим преимуществом пользуются *микротурбины, топливные элементы и двигатели Стирлинга*. Разработку и производство микротурбин ведет ряд компаний в США, Великобритании, Японии, Швеции и других странах. Их электрическая и тепловая мощность составляет от нескольких единиц до сотен киловатт. Перспективными представляются работы по созданию типового блока для комбинированного производства электроэнергии, тепла и холода. КПД микроустановок с регенерацией тепла может достигать 85 % и более, их габариты могут быть равными 0,9×1,2×1,2 м и менее.

В области теплогенерирующих установок малой мощности большое развитие за рубежом получили *конденсационные котлы* на газе и котлы с топками кипящего слоя для угля. Конденсационные котлы, которые называют теплогенераторами нового поколения, наиболее интенсивно внедряются во Франции, Нидерландах, США и других странах. Конденсационные котлы единичной мощностью от нескольких киловатт до 10 МВт могут применяться в системах квартирного отопления. КПД таких котлов на 5–8 % выше, а выбросы вредных веществ ниже: по окиси углерода в 2 раза, окиси азота – в 1,5–2,3 раза, твердых частиц – на 20–30 %, чем традиционных котельных.

Перспективным направлением совершенствования индивидуальных теплогенераторов является *оснащение их системами автоматики и регулирования*. При этом улучшается процесс горения топлива, повышается КПД котла на 10–15 %, снижаются на 15–20 % выбросы продуктов неполного сгорания топлива. Разрабатываемые решения по комплексной автоматизации газовых котельных и их систем позволяют до 50 % сократить расход газа на единицу производимой и потребляемой тепловой энергии по сравнению с традиционными котлами.

Одними из потенциальных энергоэффективных теплоисточников являются *теплонасосные установки (ТНУ)* в системах тепло- и хладоснабжения. Они с одинаковым успехом применяются как в сфере централизованного, так и в сфере децентрализованного теплоснабжения. Например, теплоснабжение Сток-

гольма на 50 % осуществляется от ТНУ, а всего в Швеции работает 130 тыс. таких установок, из которых 100 шт. имеют производительность 10 МВт и выше.

Основными направлениями совершенствования ТНУ являются:

- Улучшение конструкций отдельных элементов – компрессоров, конденсаторов, испарителей, автоматики и регулирующих приборов.
- Оптимизация параметров термодинамических процессов.
- Создание установок для комбинированного производства тепла и холода.
- Поиск новых хладагентов на основе зеотропных смесей, имеющих фазовые переходы (кипение, испарения).

Энергоисточниками будущего можно назвать *топливные элементы* (ТЭ). На основе электрохимического соединения водорода и кислорода воздуха они производят тепловую и электрическую энергию, при этом минимально воздействуя на окружающую среду. В настоящее время известно пять основных технологий ТЭ. Они различаются между собой применяемыми электролитами и эксплуатационными характеристиками. При использовании газовых турбин в нижней части цикла ожидается, что их электрический КПД может достигать более 70 %, а общий, при утилизации сбросного тепла – 90 %. В настоящее время серийно выпускается одна установка с ТЭ на фосфорной кислоте. К опытной демонстрации своей продукции приступил ряд компаний, которые ближайшие годы планируют начать промышленное производство. Только в США более 25 млн семей изъявили желание купить системы с ТЭ.

Двигатели Стирлинга по своему назначению могут заменить бытовой бойлер и одновременно производить электроэнергию. В стадии разработки находятся двигатели мощностью от нескольких сот ватт до нескольких киловатт. Их разработкой занимаются около десяти компаний с ориентацией на энергоснабжение жилого сектора.

Следует отметить, что при существенном отставании во внедрении новых технологий и установок по производству тепловой энергии на органическом топливе научные исследования, ведущиеся в нашей стране, имеют хорошие перспективы и не уступают мировому уровню, а в ряде направлений опережают его.

1.6.8. Возобновляемые источники энергии

В последние годы, в связи с ужесточением требований по экологии, важным направлением во всем мире считается расширение области применения в энергетике *возобновляемых источников энергии* (ВИЭ). В сфере теплоснабжения наибольшие перспективы имеют *использование энергии биомассы* (включая биогаз, отходы лесопереработки, сельскохозяйственного производства, коммунально-бытовые отходы и т.п.), *геотермальной и солнечной энергии*.

Содержание биомассы в природе составляет около 800 млрд т, причем ежегодно возобновляется 200 млрд т, что эквивалентно 100 млрд т нефти. Ис-

пользование биомассы в определенной степени решает экологическую проблему путем утилизации вредных отходов промышленного производства и коммунально-бытового хозяйства.

Основными методами использования биомассы считаются биологическая и термохимическая конверсии. К первой относится процесс брожения, позволяющий получать биогаз, водород, этанол, бутанол, ацетон, органические кислоты. Термохимические процессы – это пиролиз и газификация. Главной задачей развития биогазовой энергетики является разработка управляемых, контролируемых и высокоинтенсивных технологий конверсии отходов.

Основное внимание отечественных исследований уделяется переработке отходов сельскохозяйственного производства, лесобработывающей промышленности, городских отходов, как наиболее выгодному направлению. Ведутся поиски и других источников биоэнергетики. Например, разрабатывается биогазовая установка, представляющая собой *интегрированную энергоактивную систему* для газо-, тепло- и электроснабжения потребителей. Для ее реализации в нашей стране имеется практически все необходимое оборудование.

Трудности *использования геотермальной энергии* связаны с агрессивностью и минерализацией термальных вод, а также с быстрым уменьшением дебита скважин. Для исключения коррозии и солевых отложений в трубах систем теплоснабжения предложены специальные методы обработки термальных вод или применение промежуточных теплообменников. С целью продления срока службы скважин фонтанный способ добычи заменяется на насосную систему с обратной закачкой воды для поддержания пластового давления. Технология геотермальных циркуляционных систем применима для использования подземного тепла сухих горных пород (нетротермальных ресурсов). Геотермальные установки распространены в России, США, Франции, Исландии. Перспективными для их применения являются районы Тихоокеанского побережья, Китай.

Наилучшие технико-экономические показатели использования *солнечной энергии* достигнуты в сфере теплоснабжения. Сложность овладения солнечной энергией связана, во-первых, с переменной интенсивностью ее излучения в течение года, суток и, во-вторых, с очень низкой плотностью ее потока на поверхности земли. В первом случае для выравнивания тепловой мощности солнечной станции применяются аккумулирующие установки или работа совместно с другими источниками. Более существенной является вторая проблема. Чтобы повысить плотность потока солнечного излучения, еще в конце XIX в. были предложены параболические зеркала с концентрацией энергии в фокусе зеркала. Исследования в этом направлении продолжаются.

Другое направление развития гелиотеплоснабжения связано с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на базе фотоэлектрических модулей с концентраторами солнечного излучения и оборудования дополнительного термодинамического контура. Опытно-промышленная эксплуатация такой станции в России позволит определить наиболее эффективные пути улучшения технико-экономических гелиоустановок.

1.6.9. Повышение технического уровня тепловых сетей

Системы транспорта тепловой энергии являются связующим звеном между источником тепла и потребителями. Они фактически определяют эффективность работы СЦТ в целом. Одним из радикальных способов повышения эффективности систем транспорта, как отмечалось выше, является снижение температуры теплоносителя и его давления. Повышение надежности трубопроводов, снижение тепловых потерь и продление сроков службы тепловых сетей, как показывают многолетний опыт зарубежных стран и первые практические результаты в России, возможно путем применения новых конструкций теплопроводов и способов их прокладки.

Долговечным и стойким к агрессивным средам является *стеклоэмалевое антикоррозийное* покрытие теплопроводов на основе индукционного оплавления. Эмалирование труб производится в заводских условиях, а их стыков на месте прокладки – с помощью передвижных установок. Разработанный в России, этот способ защиты труб пока имеет ограниченное применение. Вместе с тем для наиболее тяжелых, ответственных участков тепловых сетей (ТС) его использование было бы целесообразным. В последние годы активно развиваются методы плазменного напыления защитных покрытий. Поиск и разработка доступных способов повышения антикоррозийной стойкости теплопроводов сохраняют свою актуальность.

Компенсация теплового расширения теплопроводов, как правило, осуществляется с помощью специальных устройств – компенсаторов. Они являются достаточно дорогим и ненадежным элементом, так как часто выходят из строя, служат местом утечек теплоносителя, увеличивают капиталоемкость сетей и т.п. Устранение этих недостатков возможно путем применения конструкций труб, устойчивых к тепловым деформациям. Для ответственных магистральных сетей на Украине разработаны *самокомпенсирующиеся трубы*. Они могут работать в широком диапазоне температур теплоносителя и представляют собой спирально-шовную трубу, в стенке которой имеются предварительно сформированные на сворачиваемой полосе гофры. Предложенная конструкция обеспечивает непрерывность и экономичность процесса изготовления труб. Для систем с температурой теплоносителя до 130 °С разработаны *трубы с предварительным напряжением*. Такие трубы исключают необходимость в установке компенсаторов, существенно упрощают и удешевляют прокладку тепловых сетей. Для компенсации теплового расширения преизолированных труб применяется специальная муфта-компенсатор. Она срабатывает только один раз и поглощает перемещения трубопровода при заполнении его горячей водой, после чего муфта фиксируется сваркой в этом положении. Трубы принимают соответствующее состояние в грунте и уже не испытывают перемещений вследствие тепловых расширений. Широкое внедрение таких конструкций в практику требует создания специализированных заводов по их изготовлению.

Очень остро для отечественных ТС стоит вопрос замены низкоэффективной минераловатной теплоизоляции на более качественную с высокими теплозащитными характеристиками. В мире, в том числе и в России, известно доста-

точно большое количество новых теплоизоляционных материалов, из которых наиболее употребим *пенополиуретан*. Положительные результаты применения в различных областях труб из пластмассовых материалов сделало возможным их использование не только для транспортировки высокоминерализованных и агрессивных сред, но и в качестве защитного кожуха. В результате появилась конструкция "труба в трубе".

К такой конструкции относятся *системы теплопроводов заводского изготовления* с пенополиуретановой теплоизоляцией в полиэтиленовой оболочке и с контролем влажности изоляции. Эти теплопроводы изготавливаются диаметром 1000 мм и менее. Они могут прокладываться в грунте непосредственно, без железобетонных каналов. Их основные преимущества при соблюдении всех технологических требований по сравнению с традиционными для России конструкциями и прокладкой тепловых сетей следующие:

- Снижение повреждаемости в 8–10 раз.
- Уменьшение коэффициента теплопроводности в 2 раза.
- Повышение долговечности с 10–15 до 30 лет и более лет.
- Снижение тепловых потерь через изоляцию с 25–30 до 3–5 %.
- Сокращение расходов на ремонт теплотрасс в 3 раза.
- Снижение капиталовложений в 1,3 раза.
- Уменьшение эксплуатационных расходов в 7–9 раз.
- Значительное сокращение сроков строительства.
- Наличие системы оперативного контроля за влажностью изоляции.

Сопоставление экономических показателей прокладки теплопроводов с минераловатной изоляцией и бесканальной прокладки труб с пенополиуретановой изоляцией представлено на рис. 1.27. Данные иллюстрации наглядно отражают эффективность бесканальной прокладки. Во многом это достигнуто благодаря развитию производства труб с пенополиуретановой теплоизоляцией в России и применению более чем на 80 % отечественных материалов и других компонентов. Существуют различные оценки по уровню капиталовложений в прокладку преизолированных труб, что отражено на рис. 1.27. Однако, если при этом учесть, что сроки их эксплуатации в 2 раза выше традиционных теплопроводов, то даже при этом они имеют очевидные преимущества.

В настоящее время в России производство таких труб составляет 2 тыс. км, что не превышает 2 % требуемого объема перекладок теплопроводов без учёта нового строительства. Внедрение этого прогрессивного способа прокладки теплопроводов в нашей стране имеет очень хорошие перспективы. В этом отношении для России интересен опыт Дании, где как и у нас, вначале использовались теплопроводы с минераловатной изоляцией в железобетонных каналах. Затем в целях сокращения тепловых потерь существующие теплопроводы прямо в каналах заливались вспененной теплоизоляцией. С появлением теплопроводов заводской готовности (так называемых преизолированных труб) стало возможным укладывать данные конструкции непосредственно в грунт. Здесь очень важен комплексный подход, основу которого должны составлять два принципиальных положения. Во-первых, система труб заводского изготовления должна

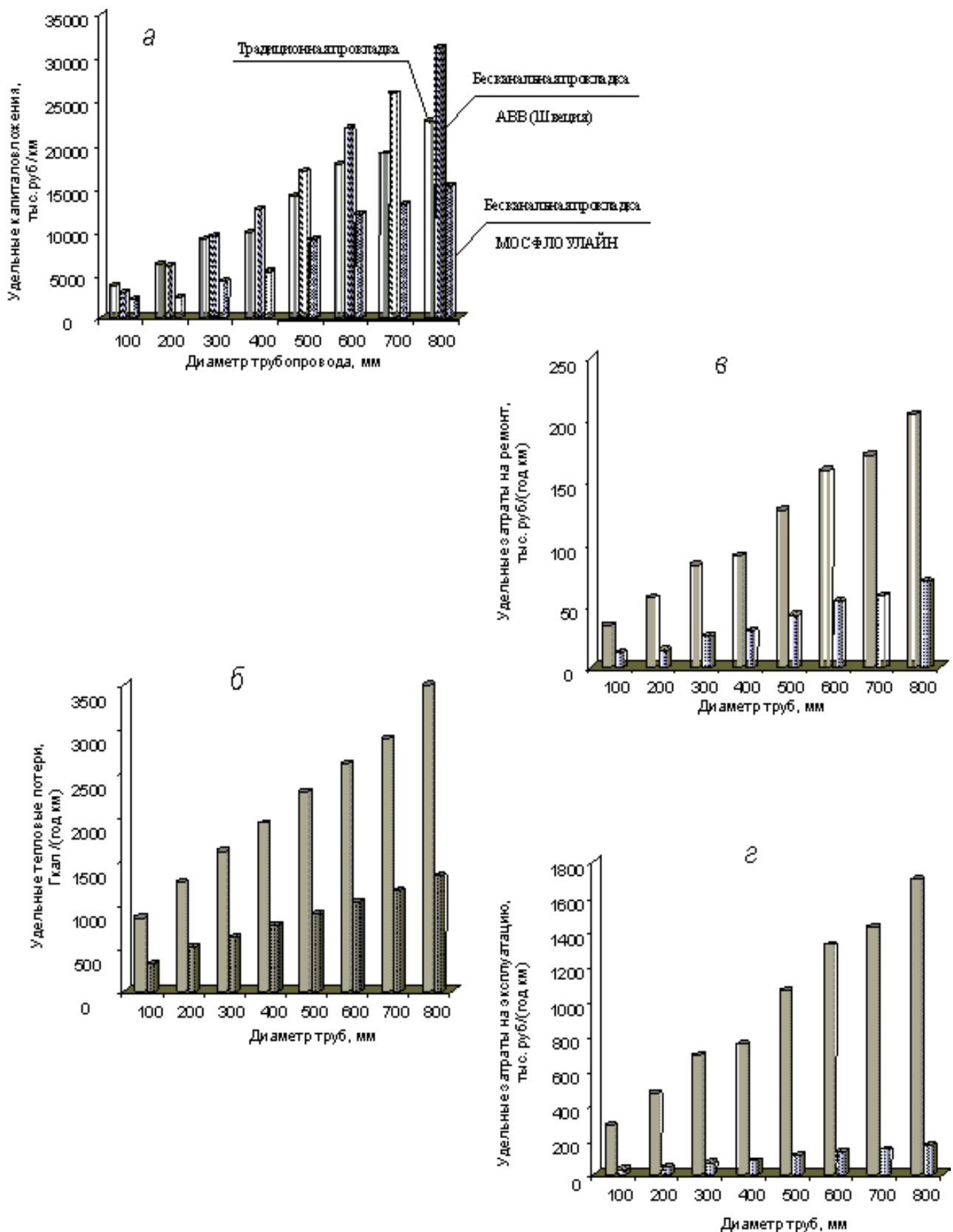


Рис. 1.27. Сравнительные технико-экономические показатели тепловой сети с традиционной и бесканальной прокладкой преизолированных труб.

а – стоимость 2 км прокладки; б – тепловые потери через изоляцию для 1 км тепловых сетей; в – затраты на ремонт 1 км тепловых сетей; г – затраты на эксплуатацию 1 км тепловых сетей.

включать все необходимые компоненты: теплопроводы, фасонные изделия (отводы, переходы, с одного диаметра на другой, тройники, ответвления), компенсаторы, опоры, запорную арматуру, систему контроля влажности изоляции и состояния оборудования. Во-вторых, должны быть выдержаны технические требования всего технологического процесса, начиная с проектирования, изготовления, прокладки, пуска в эксплуатацию и заканчивая условиями функционирования системы. Зачастую претензии, предъявляемые к преизолированным трубопроводам, обусловлены нарушением какого-либо из перечисленных условий.

В настоящее время не менее 2/3 всех действующих тепловых сетей в Дании имеют данный тип прокладки теплопроводов. Их доля постоянно увеличивается. Создание конструкций теплопроводов заводской готовности с контролем влажности изоляции открыло новую эру в развитии систем транспорта тепла.

Для ответвлений небольших диаметров применяются *гибкие трубы из мягких материалов*: мягкой стали, меди, пластмасс, а также мягких видов изоляции, в отдельных, наиболее ответственных, случаях гофрированных кожухов.

Новейшим способом прокладки труб является технология «запашки». В едином рабочем цикле она объединяет выемку грунта, прокладку трубопровода и покрытие его землей. Это значительно экономит время и сокращает расходы на прокладку трубопроводов.

Технология бесканальной прокладки труб была бы неполной без решения вопроса бескамерной установки запорной арматуры, не требующей обслуживания, а следовательно, устройства специальных камер.

Современные конструкции *задвижек шарового или поворотного типа* с эффективными уплотнительными материалами обладают высокой надежностью, гарантируют оперативное переключение ТС с целью реализации рациональных режимов их работы или в аварийных ситуациях и обеспечивают герметичность отключения теплопроводов. Они не требуют периодического обслуживания, сокращают тепловые потери и утечки теплоносителя. Кроме того, они позволяют значительно сократить гидравлическое сопротивление систем, что очень важно при существующей их перегруженности. Для приведения в действие таких задвижек имеется большой ассортимент электродвигателей, управляемых с места либо дистанционно с диспетчерского центра. Это несколько смягчит последствия аварийных ситуаций.

Ощутимый прогресс в области транспорта тепловой энергии невозможен без оснащения тепловых сетей *системами учета измерения и регулирования*. Здесь начинают применяться контроллеры, управляемые регулирующие клапаны, современные электронные регуляторы давления, расхода, перепада давления, температуры и т.п. Растет разнообразие схем присоединения ответвлений к магистральным сетям. Они действительно превращаются в узлы управления и трансформации теплоносителя с регулируемыми насосами смешения, теплообменниками, с наличием автоматики и регуляторов, приборов измерения. Появление новых технических средств должно существенно изменить оснащенность

насосных станций, регулирования давления. Они могут комплектоваться системами дистанционного управления и контролироваться с единого диспетчерского пункта. Для реализации этого направления фактически имеется необходимый рынок оборудования, включая отдельное программное обеспечение и комплектные компьютерные системы. В настоящее время этот рынок в основном укомплектован импортным оборудованием. Однако уже начался процесс создания совместных предприятий, которые позволят снизить стоимость оборудования и сделает возможным его более массовое применение.

1.6.10. Современные технологии систем теплоснабжения

Основные энергоэффективные направления развития систем теплоснабжения зданий включают: усиление теплозащитных характеристик ограждающих конструкций; совершенствование схем подключения внутридомовых систем к тепловым сетям; разработку систем автоматики и регулирования; создание новых схем, конструкций и оборудования для систем отопления, горячего водоснабжения и вентиляции.

Большое внимание в странах с холодным климатом уделяется *методам и средствам теплоизоляции зданий* и их отдельных элементов, в том числе утеплению оконных и дверных проемов, строительных стыков, швов и т. п. Достигнутый в зарубежной практике опыт позволяет уже сегодня снизить теплоснабжение наших зданий не менее чем в 3 раза. В большей мере этот потенциал связан с существующей застройкой, площади которой несопоставимо велики по сравнению с новым строительством. К тому же новые здания необходимо сразу строить хорошо. Положительный опыт такого строительства имеется в Москве и Санкт-Петербурге. Здесь разработаны конструкции стен в виде *сэндвичей с эффективной теплоизоляцией*, не уступающей зарубежным аналогам. При этом по стоимости такие здания дешевле традиционных – из панельных конструкций.

В существующих зданиях *дополнительная изоляция* может быть выполнена с внутренней или с наружной стороны. Предпочтением пользуется наружное нанесение изоляционного покрытия. Эта технология не нарушает целостность изоляционного слоя и не уменьшает жилую площадь. Теплоизоляция пенного типа наносится напылением, а изготавливаемая в виде матов крепится с помощью каркасных конструкций. Каркас с изоляцией, например из цоренита, покрывается облицовочной плиткой либо обтягивается сеткой с последующим нанесением штукатурного слоя.

Более 30 % потерь тепла зданием можно устранить, если применять специальные *оконные рамы в виде стеклопакетов* и ликвидировать неплотности в оконных и дверных проемах с помощью уплотняющей эластичной мастики на основе пенопласта. Изолирующая способность стеклопакетов определяется количеством стекол и расстоянием между ними (чем оно больше, тем лучше). Интенсивные работы ведутся по разработке новых стекол. Полученные в последние годы результаты позволяют более чем в 3 раза уменьшить их теплопровод-

ность. Для покрытия старых стекол разработаны специальные тонкие пленки оксида металла, которые препятствуют тепловому излучению.

Хорошая герметичность здания, кроме минимального энергопотребления, увеличивает его долговечность и защищает от повреждений.

Правильно подобранная изоляция здания обеспечивает высокие комфортные условия в помещениях, исключая такие нежелательные явления, как «излучение холода», сквозняки и т. п.

При повышенной герметичности нарушается нормальный воздухообмен и ухудшается качество воздуха в помещениях, что вызывает дискомфорт и негативно влияет на здоровье. В таких зданиях наряду с поддержанием нормального температурного режима, требуется поддерживать хорошее качество воздуха с помощью вентиляции или кондиционирования. Это предъявляет более высокий уровень требований к системам теплоснабжения.

Системы теплоснабжения зданий начинаются с узлов подключения к наружным тепловым сетям. Известно множество схем подключения, каждая из них имеет свои области применения. Вместе с тем, как показывает зарубежный и первый отечественный опыт, наибольшим преимуществом обладает *схема с теплообменниками*. Она обеспечивает гидравлическую независимость внутренних систем теплоснабжения от наружной системы, включающей источник и тепловые сети. Неоспоримый прогресс здесь обусловлен производством эффективных малогабаритных пластинчатых теплообменников. Большой ряд по типоразмерам, по конструкциям и используемым материалам делают их универсальными по назначению и сферам применения. Они постоянно находятся в стадии модернизации и совершенствования. Их производство начало развиваться в России и постоянно расширяется, вместе с тем многое предстоит еще сделать. Небольшие габариты и малый вес теплообменников позволили изготавливать *тепловые пункты* для подключения внутренних систем в заводских условиях, что повышает их качество и снижает стоимость. Внедрение тепловых пунктов обеспечивает новый уровень технологии эксплуатации теплоснабжающих систем, ориентированной на совместную работу источников тепла, автоматическое регулирование, энергосбережение и улучшение условий в помещениях. Пройдя этот этап, что очень важно, можно с наибольшей эффективностью приступить к утеплению зданий.

Задачей ближайшего будущего для наших систем является *оснащение потребителей теплосчетчиками*. Все известные теплосчетчики принципиально различаются только расходомерами. Их существует не менее пяти типов: *механические* (несколько видов) – слабо чувствительны к качеству воды, просты, дешевые, но недолговечные; *магнитно-индукционные* – работают на электронной основе, имеют достаточно высокую точность, большой срок эксплуатации, средний уровень цен, но чувствительны к наличию железа в воде; *ультразвуковые* – электронного типа, имеют высокую точность измерений, значительный срок эксплуатации, большой межповерочный интервал, но наиболее дорогие. Существуют и разрабатываются другие типы теплосчетчиков. Все измерения с помощью теплосчетчиков производятся и рассчитываются исключительно электронным способом. Основные требования к производимым теплосчетчикам

состоят в обеспечении высокой точности, длительного срока эксплуатации и межповерочного интервала. Согласно этим требованиям складывающаяся тенденция заключается в разработке теплосчетчиков без механических компонентов или с очень простыми механическими приборами.

Современные установки теплоснабжения, а особенно их будущее, невозможно представить без *систем автоматизации и регулирования*. На рис. 1.28а проиллюстрирована экономическая эффективность внедрения систем автоматизации и регулирования на тепловом вводе в здания. Проведенные исследования однозначно свидетельствуют о целесообразности оснащения зданий такими системами. Экономия тепловой энергии может составить 80–90 руб./Гкал на 1 м² отапливаемой площади.

В настоящее время на российском рынке появилось большое количество приборов автоматизации и регулирования, в основном импортного производства: регуляторы давления и перепада давления; регуляторы расхода; регуляторы температуры; регулирующие двух-, трехходовые клапаны; сервомоторы; балансировочные, термостатические клапаны; высокочастотные преобразователи для регулирования частоты вращения насосов (регулируемый привод); программируемые (на сутки, неделю) блоки управления (контроллеры) регуляторами, насосами. Все это – приборы нового поколения, основанные на электронной базе. Они применяются как в комплекте друг с другом, так и самостоятельно.

Управление перепадом давления осуществляет *регулятор перепада давления*. Он поддерживает необходимую постоянную его величину на вводе в здание независимо от колебаний во внешней сети. *Регулятор расхода* обеспечивает подачу требуемого количества теплоносителя. Подобные функции выполняют простые по конструкции *балансировочные клапаны*, но наибольший эффект они дают в системах с постоянным расходом теплоносителя. Эти приборы как первый этап автоматизации могут применяться в наших системах для гидравлической регулировки тепловых сетей, которая в настоящее время выполняется примитивными, неэффективными способами, с помощью дроссельных диафрагм и сопел элеваторов. Регуляторы перепада давления и расхода могут быть использованы в узлах управления тепловых сетей для увязки гидравлических режимов кольцевых магистральных сетей с тупиковыми распределительными сетями. Они также применяются на источниках тепла для управления режимами работы тепловых сетей.

Регуляторы температуры совместно с регулируемыми клапанами и сервоприводом выполняют погодно-компенсирующие функции путем регулирования подачи тепла в системах отопления, вентиляции или для поддержания постоянной температуры теплоносителя в системах горячего водоснабжения. Обычно они устанавливаются на вводе в здание в контуре наружной тепловой сети. Регулирование осуществляется в соответствии с изменением температуры наружного воздуха. Для создания хороших условий работы этих регуляторов нередко перед ними устанавливается регулятор перепада давления. Он защищает от высоких давлений и осуществляет грубую регулировку параметров теплоносителя.

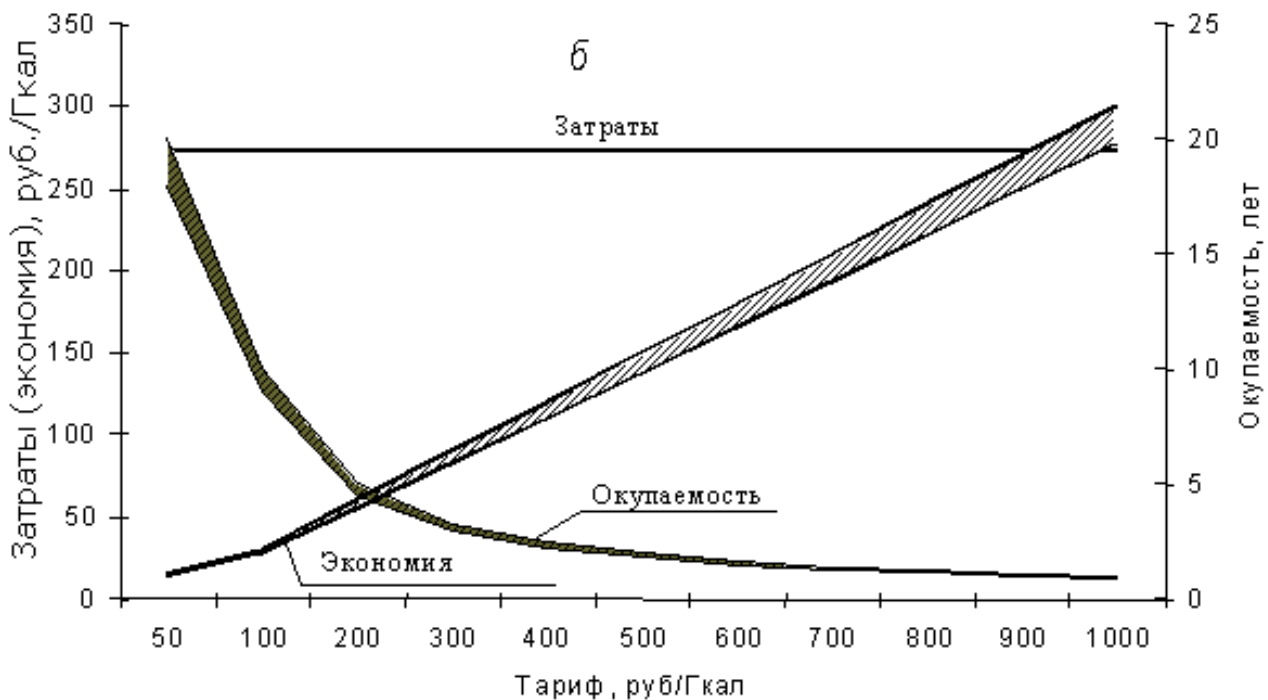
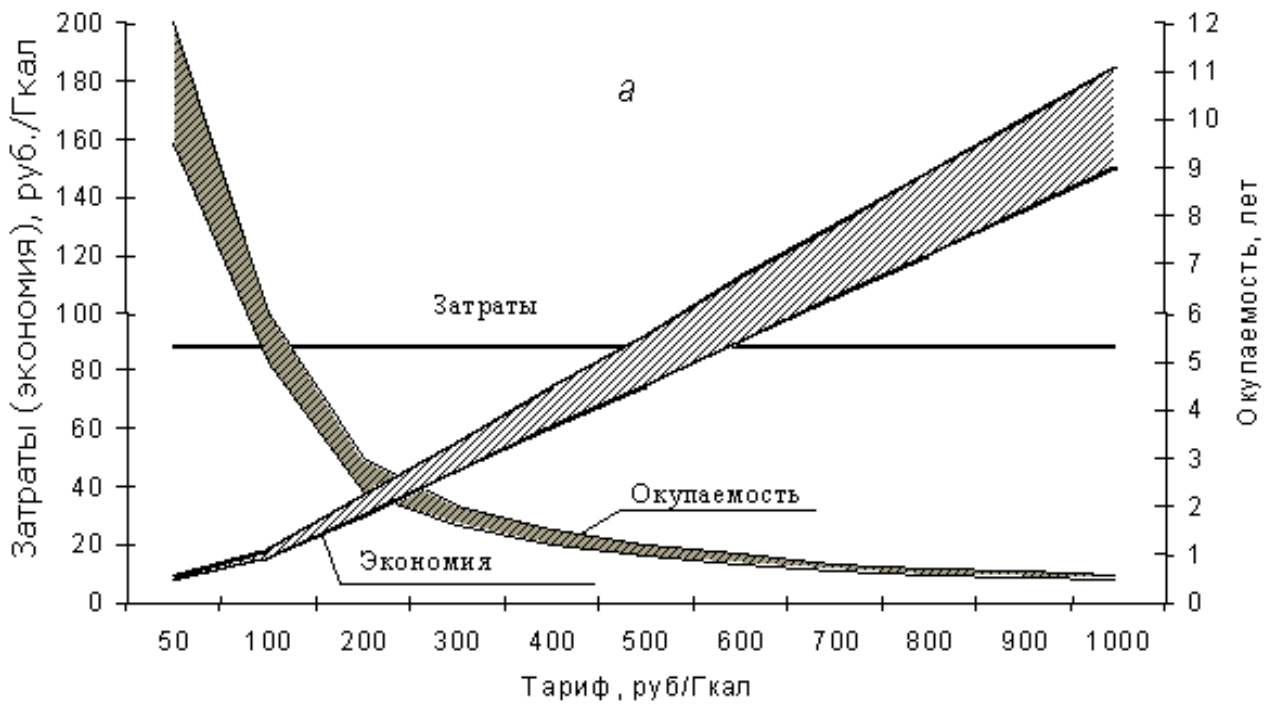


Рис. 1.28. Экономические показатели оснащения систем централизованного теплоснабжения приборами регулирования (а) и автоматизированными тепловыми пунктами (б).

С целью ликвидации температурных перекосов в здании (перегрева одних и недогрева других помещений) на стояках отопления в обратных линиях устанавливаются балансировочные клапаны для регулирования по ним потоков теплоносителя.

Термостатические клапаны помещаются перед радиаторами отопления и применяются для индивидуального регулирования температуры воздуха в помещении. Они контролируют теплоотдачу отопительных приборов, которая должна находиться в соответствии с требованиями потребителя.

Широкое применение в теплоснабжающих системах должны найти *насосы с регулируемой скоростью* вращения, что позволяет автоматически изменять их действующие напоры. Они существенно сокращают потребление электроэнергии на перекачку, упорядочивают гидравлические режимы работы системы, разгружают источники, тепловые сети и увеличивают возможности дополнительного отпуска тепла. В России высокочастотные преобразователи для регулирования скорости насосов выпускаются в небольшом количестве на нескольких совместных предприятиях. Основная причина их медленного внедрения в наших системах – большая стоимость. Снижение стоимости и разработка эффективных унифицированных схем включения этих преобразователей в существующие насосные группы значительно расширят сферу их применения.

Основным перспективным направлением, успешно реализуемым в зарубежных странах, является комплексная автоматизация теплового ввода в зданиях. Наибольший эффект достигается при включении в такой узел пластинчатых теплообменников. В виде компактных *автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов* (ИТП) они изготавливаются в заводских условиях и монтируются вместо элеваторных узлов. Автоматизированные тепловые пункты с пластинчатыми теплообменниками обеспечивают следующие преимущества:

- гидравлическую независимость внутридомовых и наружных систем;
- высокую точность регулирования тепловых и гидравлических режимов;
- снижение температуры обратной воды в результате использования теплоносителя после систем отопления и вентиляции для нагрева холодной воды на горячее водоснабжение;
- увеличение используемого температурного перепада теплоносителя;
- низкое рабочее давление;
- хорошее качество воды;
- взаиморезервирование систем отопления вентиляции, горячего водоснабжения между собой.

На рис. 1.28б приведены зависимости экономии затрат и окупаемости установки ИТП от уровня тарифа на тепловую энергию. Их анализ показывает, что уже при существующих тарифах экономически выгодна замена традиционных, технически устаревших элеваторных узлов на современные ИТП.

В настоящее время в Иркутске уже установлено около 100 ИТП. Этот процесс начался во многих других городах России. Требования по переходу на оснащение зданий автоматизированными тепловыми пунктами с пластинчатыми теплообменниками включены в нормативные документы многих европейских стран, в том числе в Финляндии, Швеции, Дании и др.

Значительные изменения в перспективе должны произойти в *технологии отопления, горячего водоснабжения, вентиляции*. Наряду с энергосбережением, снижением оплаты за тепло, одним из важных стимулов этого должно стать стремление повысить уровень комфорта. В первую очередь это может коснуться вновь строящихся зданий, затем – существующей застройки.

Низкие давления и хорошее качество воды, обеспечиваемые подключением систем через теплообменники, сделают возможным более широкое приме-

нение *медных и металлопластиковых труб*, обладающих минимальным гидравлическим сопротивлением и максимальной долговечностью. Они достаточно хорошо будут дополняться высококачественной *шаровой запорно-регулирующей арматурой*.

Схема разводки всех внутренних систем должна производиться таким образом, чтобы возможно было организовать *индивидуальный учет* потребления тепловой энергии.

Системы отопления целесообразно выполнять в двухтрубном варианте с целью реализации *индивидуального регулирования* в отдельных помещениях. Для этого отопительные приборы должны оборудоваться термостатическими клапанами, подстраиваемыми на необходимую внутреннюю температуру. Применяемые металлоемкие неэстетичные отопительные радиаторы постепенно будут заменяться на легкие, с большой поверхностью теплоотдачи приборы, обладающие максимальным теплосъемом.

Системы горячего водоснабжения (ГВС) обязательно должны оснащаться *счетчиками горячей воды* и иметь циркуляционную линию, которая обеспечивает постоянную температуру воды и исключает ее слив. Схемы разводки системы ГВС могут быть различными, в частности, предлагается перспективная *схема типа "труба в трубе"*. По внутренней трубе подается горячая вода к водоразборным кранам, а межтрубное пространство используется в качестве циркуляционной линии. Такая схема значительно сокращает потери тепла. Существующие водоразборные устройства должны заменяться на *энергоресурсосберегающие краны, душевые насадки* и другие приборы. Для массового их внедрения необходимо стимулировать создание рынка энергосберегающего оборудования.

Развитие систем вентиляции должно быть ориентировано на максимальное использование тепла удаляемого из помещения воздуха для нагрева свежего приточного воздуха. Для этого за рубежом выпускаются специальные *рекуперативные теплообменники*, которые могут утилизировать до 60 % и более тепла, содержащегося в удаляемом воздухе. Кроме того, энергосбережению способствуют специальные схемы разводки воздуховодов. Большое значение при создании современных систем вентиляции придается *автоматизации, регулированию и устройствам подготовки воздуха*, подаваемого в помещение, и *очистки воздуха*, удаляемого из него. Разработаны и выпускаются комплектные повышенной заводской готовности установки, которые могут применяться как в общественных учреждениях, так и в производственных зданиях. На российском рынке имеется достаточный ассортимент современного оборудования, в основном импортного, которое с успехом начинает использоваться в наших зданиях.

Как следует из вышеизложенного, существует и разрабатывается достаточно большое количество новых энергоэффективных технологий и оборудования. Вместе с тем имеющиеся возможности зачастую ограничены, поэтому для выбора рациональных решений необходим соответствующий методический инструментарий, некоторые положения которого рассматриваются ниже.

1.6.11. Методические принципы и подходы к выбору энергосберегающих мер

Проблема энергосбережения как часть общей проблемы эффективного использования энергии носит комплексный характер и лежит на стыке нескольких направлений – энергетики, управления, экономики, социологии, техники и т.п. При этом объектом энергосбережения является вся цепочка преобразования энергии – производство, транспорт, потребление. Все эти элементы имеют многообразные связи между собой, и каждый оказывает свое влияние на эффективность использования энергии, но, объединяясь в систему, они работают на один конечный результат. Важной особенностью систем теплоснабжения как объекта энергосбережения является то, что крупные системы во многом уже созданы и современный этап, прежде всего, связан с их развитием, модернизацией и совершенствованием.

Исходя из этого, сформулируем основные принципы выбора и реализации энергоэффективных мероприятий в теплоснабжении:

- комплексный подход на основе рассмотрения всех элементов системы с их взаимосвязями и оценка эффективности рекомендуемых мер по конечному результату у потребителя, а не по промежуточному в отдельных звеньях систем, как это было ранее;
- максимальное использование сложившейся структуры источников тепла, тепловых сетей и потребительских установок с их адаптацией к изменившимся условиям;
- техническое обновление систем путем их реконструкции и оснащения энергоэффективными технологиями и оборудованием;
- новые технические решения, превосходящие по основным технико-экономическим показателям существующие аналоги;
- соблюдение технологической очередности взаимодополняемости при реализации технических решений: каждый предыдущий шаг должен создавать необходимые условия для последующего; например, абсурдно заниматься утеплением зданий, не обеспечив прежде регулирование в системе;
- разработка и применение типовых технических решений с обеспечением в то же время индивидуального подхода и обоснованных рекомендаций для каждой системы отдельно, с учетом ее специфики и конкретных особенностей;
- совершенствование ремонтных технологий, оборудования и организации ремонтного обслуживания;
- переход на более высокий организационно-технологический уровень управления теплоснабжением.

Энергосбережение в теплоснабжении, в отличие от нового строительства, обладает финансовыми механизмами самовозврата вложенных инвестиций. В связи с наличием достаточно большого рынка тепловой энергии (новое строительство, закрытие мелких неэкономичных котельных) оно эффективно не только для потребителей, но и для теплоснабжающих организаций.

Стратегическое направление организации эффективного (в смысле качества, надежности, экономичности) теплоснабжения связано с принципиальным

изменением технологии производства, транспорта, распределения и потребления тепла путем перехода от отдельной эксплуатации отдельных разрозненных систем к совместной работе теплоисточников на единые тепловые сети. Это качественно меняет принципы построения теплоснабжающих систем, реализуемые технологические процессы. Именно в такой постановке возможна максимальная реализация потенциала энергосбережения.

Технические пути реализации энергосберегающей политики достаточно очевидны и практически внедряются в зарубежных странах, а в последние годы и в России. Основными из них являются следующие:

1. Создание управляемых по теплогидравлическим режимам и маневренных по использованию разнотипного топлива систем на основе рационального сочетания крупных, средних и мелких источников тепла, работающих на единые тепловые сети.

2. Разделение теплогидравлических режимов работы источников тепла, тепловых сетей и теплопотребляющих установок путем создания двух-, или трехконтурных систем (например, источник, сеть, потребитель).

3. Ориентация на энергоэффективные комплексные технические решения, направленные на конечный результат у потребителя единого технологического процесса.

4. Измерение и учет отпуска и потребления тепловой энергии.

5. Реализация многоуровневого взаимодополняющего регулирования отпуска, распределения и потребления тепла.

6. Формирование автоматизированной системы диспетчерского управления технологическими процессами.

Приоритетной среди перечисленных задач является оснащение объектов теплоснабжения системами измерения и регулирования. Это позволит обеспечить комфортные условия в зданиях, получить достоверные данные о теплопотреблении и тепловой нагрузке потребителей, установить конструктивные взаимоотношения сторон, участвующих в процессах производства, передачи и потребления тепла, а также реализовать эффект от других энергосберегающих мер. В табл. 1.54 укрупненно приведены основные энергосберегающие меры и объем экономии тепловой энергии, получаемой при их реализации.

При реализации энергосберегающих мер выделяются несколько первоочередных этапов, включающих установку:

1. Балансировочных клапанов (регуляторов перепада давления на вводах в здания с целью проведения теплогидравлической регулировки и наладки системы).

2. Теплосчетчика на вводе в здание для коммерческого учета потребления тепловой энергии и горячей воды.

3. Балансировочных клапанов на стояках системы отопления для выравнивания температуры в помещениях здания путем перераспределения потоков теплоносителя на отопление.

4. Электронных регуляторов температуры горячей воды, подаваемой на бытовые нужды, с целью улучшения ее качества и снижения температуры обратной воды.

5. Контроллеров – электронных регуляторов отопления для поддержания температуры воды в зависимости от климатических условий и внутренней температуры в здании.

6. Термостатических радиаторных клапанов для индивидуального регулирования температуры воздуха в помещении.

Т а б л и ц а 1.54

Эффективность энергосберегающих мер

№ п/п	Энергосберегающее мероприятие	Экономия тепловой энергии, %
1	Приборы измерения, учета, стимулирующий тариф	5-7
2	Системы регулирования на тепловых вводах зданий, изменение схем подключения тепловых нагрузок	20-25
3	Балансировка и индивидуальное регулирование внутренних систем теплоснабжения зданий	10-15
4	Утепление, герметизация наружных конструкций зданий (улучшение теплотехнических характеристик)	20-25
5	Улучшение конструкций теплопроводов, арматуры, автоматизация тепловых сетей	10-12
6	Повышение эффективности процессов горения топлива, оптимизация режимов, система автоматизации и регулирования на источниках тепла	7-10

Такая последовательность этапов, прежде всего, связана с технологическими особенностями систем теплоснабжения и не должна нарушаться. Теплосчетчики могут устанавливаться на любом этапе. Перечисленные меры позволят создать потенциал и получить финансовые средства для реализации более капиталоемких и масштабных энергосберегающих проектов.

На практике инвестиционный процесс целесообразно разделить на отдельные законченные последовательные этапы, каждый из которых характеризуется вполне конкретными затратами и получаемым эффектом (выгодой).

Распределение мероприятий по возрастанию удельных приведенных затрат на единицу сберегаемой теплоэнергии может быть представлено графически в виде кривой эффективности энергосбережения. Горизонтальная ось (ось абсцисс) этой кривой соответствует суммарному объему сбереженной теплоэнергии, а вертикальная (ось ординат) отражает удельные приведенные затраты, отнесенные к единице сэкономленной тепловой энергии.

Вид кривой во многом определяется величиной издержек на производство и поставку тепловой энергии, а также уровнем установленного тарифа. Фактически она отражает конкретные особенности теплоснабжающих систем и индивидуальна для каждой из них. Для ее построения разработана универсальная методика, которая соответствует сформулированным выше принципам и опирается на теоретические исследования и практический опыт.

Кратко рассмотрим приоритетность энергосберегающих мер применительно к г. Иркутску.

В соответствии с индивидуальными особенностями системы формируется перечень энергосберегающих мер. Затем осуществляется их ранжирование в зависимости от экономической предпочтительности.

Расчет для каждого энергосберегающего мероприятия удельные приведенные затраты, годовую экономию тепла и отразив их на графике, получим кривую энергосбережения. Вид этой кривой для условий г. Иркутска представлен на рис. 1.29. Здесь БК – балансировочные клапаны на вводе в здание, ТС – теплосчетчик на вводе в здание, ША – шаровая арматура в системе отопления (СО) и ГВС, АР – автоматическое регулирование на вводе в здание, ТИ – теплоизоляция трубопроводов СО и ГВС, БКСО – балансировочные клапаны на стояках, ТСК – квартирный теплосчетчик на ГВС, РА – ресурсосберегающая арматура, ТО – пластинчатые теплообменники СО и ГВС, ПлтР – пластиковые трубы в СО и ГВС, ТК – термостатические клапаны в СО, ПТС – новые теплопроводы в тепловых сетях, УОК – утепление ограждающих конструкций здания.

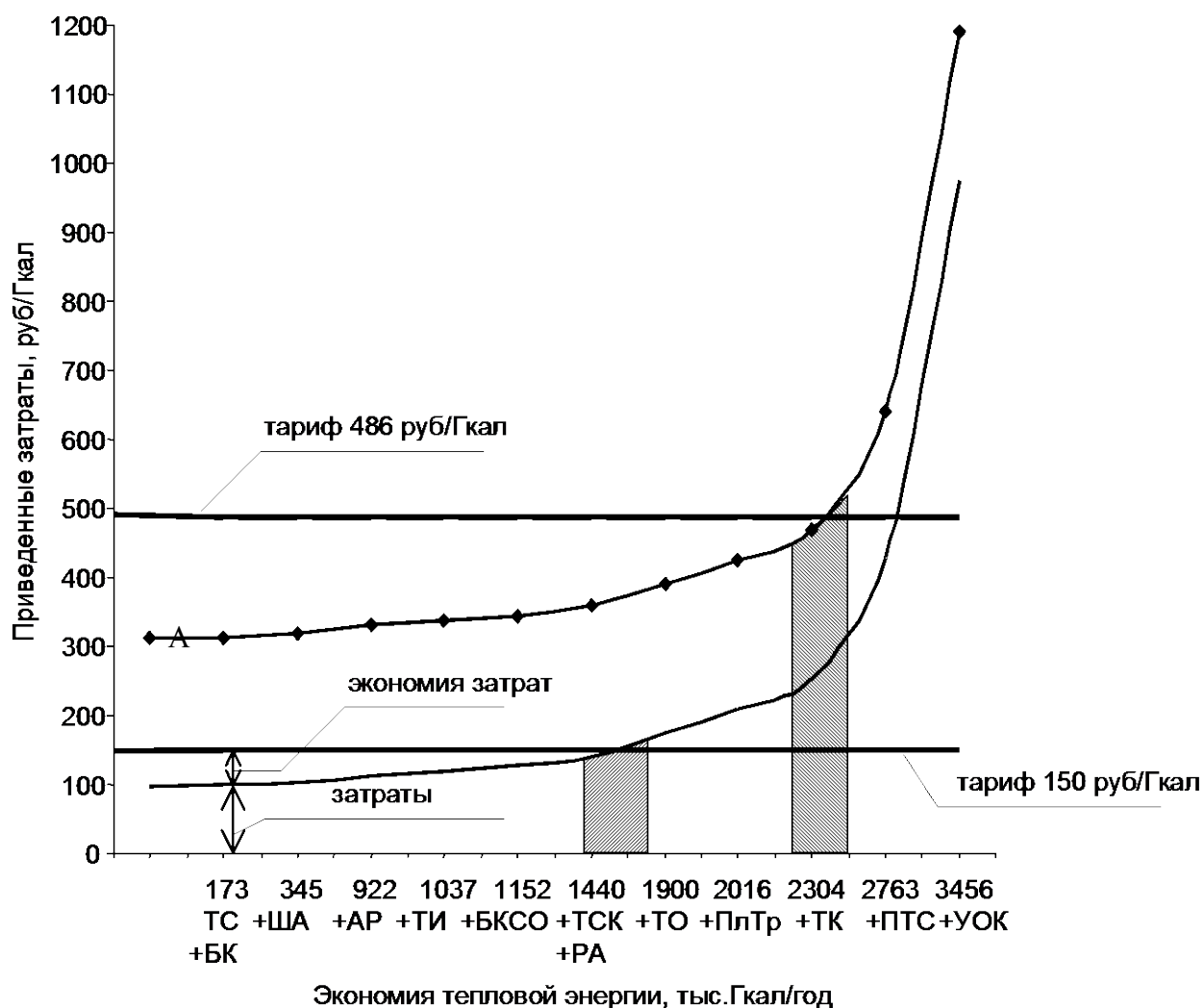


Рис. 1.29. Зависимость приведенных затрат от экономии тепловой энергии при реализации энергосберегающих мер.

Величины действующих в 2001 г. средних уровней тарифа по г. Иркутску (150 руб./Гкал) и на тепло от муниципальных котельных (486 руб./Гкал) показаны горизонтальными линиями. Фактически область, расположенная под этими линиями, отражает экономию денежных средств от энергосбережения. Справа она ограничивается самой кривой.

Разница между общей экономией денежных средств и затратами представляет выгоду, получаемую от энергосбережения, или чистый дисконтированный доход.

Действующий уровень тарифа (цены) на тепло делит кривую затрат на две части – нижняя соответствует эффективным мероприятиям, а реализация мероприятий, представленных верхней частью кривой, не покрывается выручкой от продажи тепловой энергии.

Пересечение кривой затрат с горизонтальной линией тарифа образует границу предельной эффективности капиталовложений. Мероприятия, затраты на которые на кривой расположены левее зоны (в рамках погрешности расчетов) предельной эффективности, составляют экономически обоснованный потенциал энергосбережения, а правее – технически осуществимый потенциал энергосбережения, но экономически неэффективный.

При принятии решений важно знать, к какой части кривой энергосбережения на рис. 1.29 относятся предлагаемые к реализации меры. Если они сосредоточены в левой части от зоны предельной эффективности, то являются рентабельными, а если справа, то дальнейшая их проработка не имеет смысла. Если энергосберегающие мероприятия на предыдущих этапах реализованы до точки А, то экономическая привлекательность следующего шага на графике (см. рис. 1.29) представляется вертикальным отрезком, соединяющим кривую затрат с линией тарифа. Это служит основным стимулом энергосбережения. Вместе с тем на принятие решения может оказывать влияние оставшийся экономически обоснованный потенциал энергосбережения – горизонтальная линия от точки А до зоны предельной эффективности. Чем больше эта величина, тем выше суммарный эффект можно получить от дальнейших шагов энергосбережения. Энергосберегающие мероприятия сохраняют свою привлекательность до того момента, пока затраты на их реализацию не станут равными стоимости сэкономленной тепловой энергии.

Экономически обоснованный потенциал энергосбережения для г. Иркутска, представленный кривой на рис. 1.29, при тарифе 150 руб./Гкал включает установку приборов учета и измерений, регулирующего оборудования и автоматики на тепловом вводе в здания, теплоизоляцию разводящих трубопроводов систем отопления и горячего водоснабжения, замену водоразборной арматуры ГВС на ресурсосберегающую. В зоне предельной эффективности при тарифе 486 руб./Гкал оказалась установка, дополнительно к вышеперечисленному оборудованию, теплообменников отопления и горячего водоснабжения (автоматизированные тепловые пункты).

За пределами энергоэффективных мероприятий, при действующем в г. Иркутске относительно низком уровне тарифа на тепло (правая часть кривой), находятся замена стальных труб горячего водоснабжения на пластиковые,

установка термостатических клапанов на отопительных приборах, реконструкция тепловой сети с перекладкой ветхих участков на трубопроводы заводской готовности с пенополиуретановой изоляцией и бесканальной прокладкой, а также утепление ограждающих конструкций зданий и некоторые другие дорогостоящие предложения.

Кривая энергосбережения, отражающая затраты – выгоду в каждом конкретном случае, позволяет рассматривать большое количество технических решений, оценить их экономическую целесообразность, определить последовательность этапов и наметить первоочередные меры для дальнейшей их проработки и реализации.

1.6.12. Укрупненная схема реализации решений

Проблема преобразования теплоснабжающих систем включает в себя не только разработку технических направлений, но и создание условий для их реализации.

На рис. 1.30 отражены, с одной стороны, последовательность действий, а с другой – исполнители, условия и экономические механизмы, обеспечивающие поддержку и выполнение принятой технической политики в сфере теплоснабжения.

На первом этапе – "Разработка перспективных направлений" рассматриваются альтернативные варианты, производится их экономическая оценка, определяется экономическая эффективность, преимущества и недостатки предлагаемых мер. По данным результатов сопоставления выбираются наиболее эффективные направления.

На основе подготовленных рекомендаций принимаются решения о приоритетных направлениях. Для того, чтобы принятые технические направления имели гарантированное осуществление, необходимо создать соответствующие нормативно-правовые документы. Важной их составляющей должна быть разработка и введение в действие эффективных экономических механизмов, включая тарифную, налоговую, кредитную политику, систему гарантий, страхования и т.п. Все эти документы должны ориентироваться на поддержку и стимулирование рекомендуемых энергоэффективных мер.

Непременным условием реализации принятых направлений является наличие доступного рынка технологий и оборудования, отвечающего заложенным в них требованиям. Кроме того, необходимо иметь квалифицированных специалистов, способных работать с современным оборудованием, предприятия, готовые обеспечивать гарантийные обязательства и сервисное обслуживание. В ряде случаев потребуются обучение и подготовка таких специалистов.

Большая ответственность ложится на уровень эксплуатации теплоснабжающих систем. Она должна быть организована так, чтобы максимально эффективно использовать все преимущества существующего и вновь установленного оборудования. Для организации и ведения оптимальных режимов функционирования СЦТ целесообразно создание автоматизированной системы диспетчерского управления.

Относительно новым для России является внедрение энергетического менеджмента и информирование специалистов, общественности и населения об ответственности за теплоснабжение и теплопотребление, о заинтересованности в энергосбережении, о результатах внедрения новых технологий и т.д.

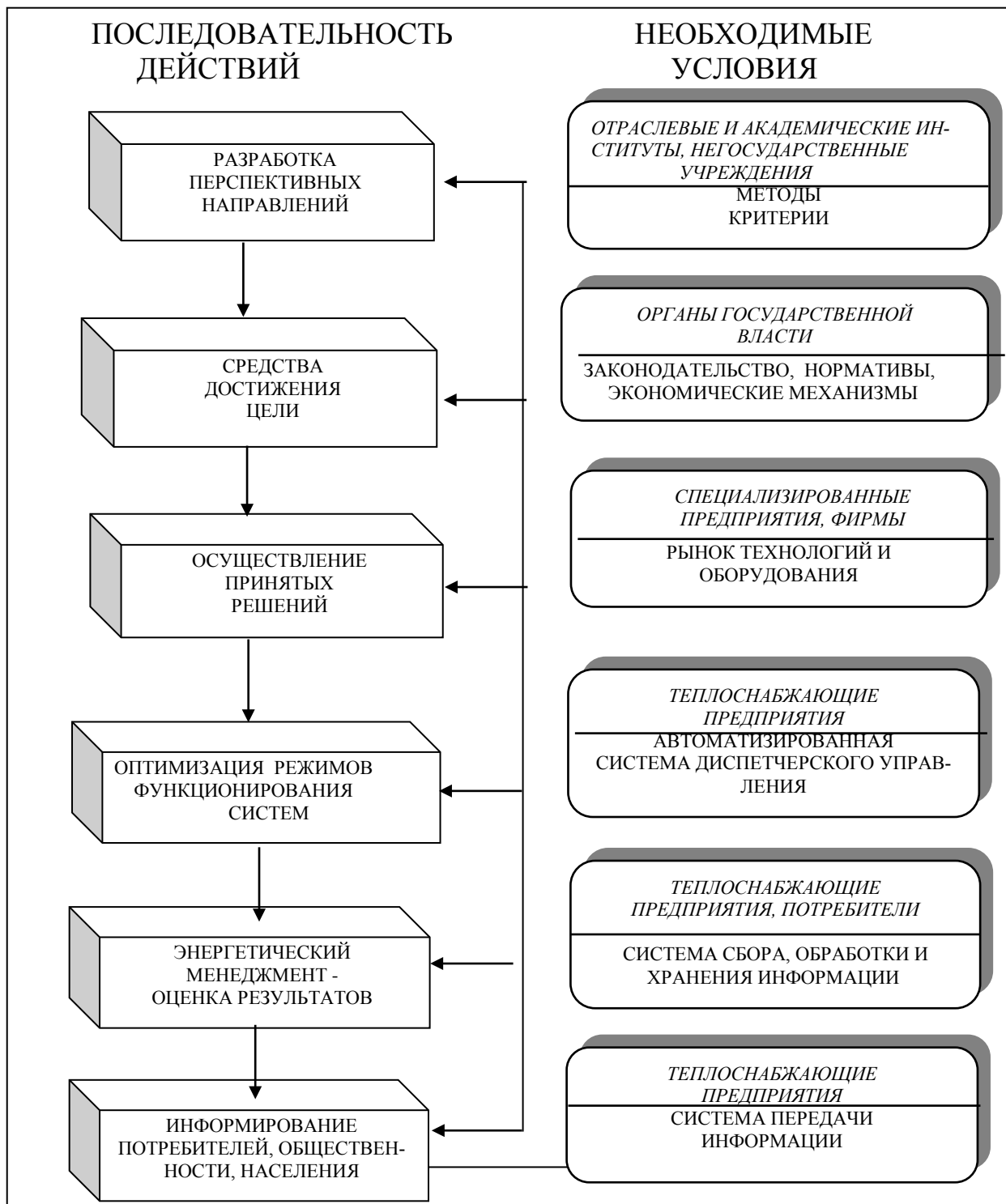


Рис. 1.30. Укрупненная схема реализации решений по преобразованию теплоснабжающих систем.

Энергетический менеджмент подразумевает контроль за энергопотреблением, оценку результатов внедрения тех или иных мероприятий, целесообразность их выполнения, предложения по корректировке реализованных решений или о необходимых дополнительных мерах.

Оценки должны производиться на основе накапливаемой статистики данных измерений и достигнутых результатов. Эти данные в обобщенном виде должны предоставляться специалистам (руководителям, исполнителям) с целью подготовки и планирования дальнейших действий.

В общедоступном виде информация должна доводиться до потребителей для привлечения их внимания к проблеме энергосбережения и содействия в реализации принятой технической политики.

1.6.13. Основные рекомендации

1. Теплопотребление зданий в России в 3 раза и более превышает стандарты скандинавских стран и США. Количественная оценка потребления тепловой энергии показывает, что только около 40 % энергии топлива используется потребителем. Потери составляют тот потенциал энергосбережения, большая часть которого, как показывает отечественная и зарубежная практика, технически может быть реализована уже в настоящее время.

2. Основными способами и путями преобразования ТСС являются:

а) рациональное сочетание крупных, средних и мелких источников тепла и систем с преимущественным развитием источников комбинированного производства тепловой и электрической энергии;

б) изменение структуры систем, ориентированное на иерархические принципы их построения, автоматизацию, резервирование, рациональное соотношение числа и диаметров основных магистралей, а также на выбор оптимальной мощности ИТ с учетом требований надежности;

в) применение, как правило, независимых схем присоединения потребителей и закрытых систем теплоснабжения;

г) переход на новые технологии эксплуатации, связанные с совместной работой ИТ, низкими температурами и давлениями теплоносителя, переменным его расходом;

д) повышение качества, надежности и разнообразия элементов ИТ, тепловых сетей, узлов присоединения нагрузок и местных систем теплопотребления;

е) внедрение систем автоматики и регулирования, приборов учета и измерения и создание автоматизированной системы диспетчерского управления.

3. Перспективным направлением повышения эффективности теплоснабжающих систем является разделение ИТ, тепловых сетей и теплопотребляющих установок на независимые контуры с помощью теплообменников, автоматики и средств регулирования. Это обеспечит переход теплоснабжающих систем на качественно более высокий уровень эксплуатации и сделает возможным совместную работу источников тепла на единые тепловые сети.

4. Кардинальным способом повышения эффективности теплоснабжающих систем является разделение ИТ, тепловых сетей и теплопотребляющих устано-

вок на независимые контуры с помощью теплообменников, автоматики и средств регулирования. Это обеспечит переход теплоснабжающих систем на качественно более высокий уровень эксплуатации и сделает возможным совместную работу источников тепла на единые тепловые сети.

5. Развитие источников тепла должно быть ориентировано на применение теплофикации, при этом предпочтительны ПГУ и ГТУ ТЭЦ широкого диапазона мощностей.

6. Переоснащение котельных должно осуществляться путем замены неэффективных котлов на новые, с прогрессивными технологиями сжигания топлива и применением современных средств регулирования процессов горения.

7. В тепловых сетях преимущественно должны применяться преизолированные теплопроводы, бесканальный и надземный способы их прокладки, шаровая запорная арматура, а также система оперативного контроля и диагностики состояния оборудования.

8. Современный уровень эксплуатации теплоснабжающих систем и совместная работа ИТ невозможны без создания автоматизированной системы диспетчерского управления.

9. Основной резерв энергосбережения сосредоточен в сфере потребления, поэтому здесь основные приоритеты включают:

а) оснащение тепловых вводов в здания теплосчетчиками;

б) замену элеваторных узлов на автоматизированные тепловые пункты с пластинчатыми теплообменниками и регуляторами;

в) установку балансировочных клапанов на стояках отопления;

г) более широкое применение медных, металлопластиковых труб, высокоэффективных отопительных и вентиляционных приборов, энергоресурсосберегающей арматуры и оборудования.

10. В связи с ужесточением нормативов по утеплению и герметизации зданий особые требования должны предъявляться к системе вентиляции и кондиционирования воздуха.

11. Схема разработки, принятие и реализация решений включают большой комплекс вопросов, которые должны быть положены в основу планов теплоснабжения городов и населенных пунктов.

12. Разработанные в ИСЭМ СО РАН методическая база и вычислительный инструмент уже сегодня позволяют решать вопросы перспективного преобразования теплоснабжающих систем с ориентацией на новые энергоэффективные технологии и оборудование.

1.7. Долгосрочные тенденции развития электроэнергетики мира и России

1.7.1. Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики мира

Электроэнергетика во всех развитых странах является базовой отраслью энергетики и главным образом определяет состояние и развитие экономики. Существующая тенденция интеграции мировой энергетики привела к созданию

территориальных и межнациональных энергообъединений. Имеется положительный опыт формирования крупных государственных и межгосударственных энергообъединений в Европе, бывшем СССР, Северной Америке и других регионах мира. На базе восточного крыла ЕЭС России, ЭЭС Китая, Японии, Южной Кореи, КНДР и Монголии планируется создание энергообъединения Восточной Азии. Черноморский регион ввиду своего географического положения в перспективе может стать центральным звеном, соединяющим мощные энергосистемы Западной и Восточной Европы с быстро развивающимися энергосистемами стран Азии и Северо-Восточной Африки. ЕЭС России, будучи достаточно мощным энергообъединением, окажется связующим звеном в процессе формирования Евро-Азиатского объединения ЭЭС. Функционирование ЭЭС мира на основе согласованных правил и скоординированного развития может обеспечить значительный экономический эффект и уменьшение негативного влияния электроэнергетики на окружающую среду.

На начало 2001 г. суммарная установленная мощность электростанций мира достигла 3180 ГВт, в том числе ТЭС – 66,4 %, ГЭС – 21,5 % и АЭС – 11,1 % (табл. 1.55).

Т а б л и ц а 1.55

Структура установленной мощности электростанций по регионам мира, ГВт [43]

Регион	ТЭС	ГЭС	АЭС	Другие электростанции	Сумма
Северная Америка	621	175	109	19	924
Центральная и Южная Америка	60	109	2	3	173
Западная Европа	338	141	127	7	613
Центральная Европа и бывший СССР	298	81	48	0	427
Средний Восток	95	4	0	0	99
Африка	71	21	2	0	94
Дальний Восток и Океания	625	153	67	4	849
Мир	2110	683	354	33	3180

Основная доля в структуре генерирующих мощностей приходится на тепловые электростанции, работающие на органическом топливе. Органическое топливо является доминирующим источником производства электроэнергии в большинстве регионов мира за исключением Латинской Америки, где в силу природных условий широкий размах приобрело развитие гидроэнергетики. Согласно большинству прогнозов будущего развития мировой электроэнергетики, органическое топливо в перспективе нескольких ближайших десятилетий будет по-прежнему играть ведущую роль в структуре топливного баланса тепловых электростанций. Предпосылками для таких прогнозов являются: благоприятная для потребителей ценовая конъюнктура органического топлива; хорошая техническая проработанность технологий производства электроэнергии на базе органического топлива; значительные разведанные запасы нефти, газа и угля и постепенный перевод в эту категорию части их геологических запасов.

В топливном балансе тепловых электростанций ведущее место занимает уголь. Его доля наиболее высока в Африке, Азии, Китае и Центральной Европе. Уголь на долгие годы останется основным топливом для производства электроэнергии – технологии его использования хорошо разработаны, цены на него низки, а резервы велики. Независимо от проблемы загрязнения окружающей среды, использование угля будет преобладать, поскольку большая часть прироста производства электроэнергии придется на развивающиеся страны, располагающие крупными запасами угля, такие, например, как Китай и Индия.

Природный газ доминирует в топливном балансе стран бывшего СССР. На Ближнем Востоке базовым топливом для электростанций являются нефть и природный газ, поскольку в странах этого региона сосредоточено около 30 % общемировых разведанных запасов жидкого топлива и более трети разведанных запасов газа. Среди основных тенденций, имеющих место, как в мировом, так и в подавляющем большинстве региональных топливных балансов, важнейшей является снижение доли нефти и рост доли природного газа.

Производство электроэнергии всеми электростанциями мира в 2000 г. составило 13673,9 ТВт·ч, в том числе на ТЭС произведено 8583,9, на ГЭС – 2566,9 и на АЭС – 2315,3 ТВт·ч (табл. 1.56). Более 60 % электроэнергии производится в странах ОЭСР* при среднем потреблении на душу населения в год 8600 кВт·ч, 15 % – в центральной Европе и в странах бывшего СССР.

Т а б л и ц а 1.56

Выработка электроэнергии по регионам мира в 2000 г., ТВт·ч [43]

Регион	ТЭС	ГЭС	АЭС	Другие	Сумма
Северная Америка	2833,3	671,8	750,2	86,7	4342,5
Центральная и Южная Америка	177,3	521,4	10,3	14,5	723,4
Западная Европа	1327,1	519,8	841,0	58,6	2746,6
Центральная Европа и бывший СССР	1010,0	261,3	239,3	1,6	1512,3
Средний Восток	379,8	15,8	0,0	0,0	395,6
Африка	311,0	63,1	13,6	0,3	388,0
Дальний Восток и Океания	2544,9	513,7	460,8	46,1	3565,4
Мир	8583,9	2566,9	2315,3	207,9	13673,9

По данным IEA, рост производства электроэнергии в течение первой декады XXI столетия оценивается в среднем 3 % в год. Ожидается, что в 2010 г. бу-

* * ОЭСР – Организация экономического сотрудничества и развития, образованная 30 сентября 1961 г. С начала ее существования членами этой организации являются: Австрия, Бельгия, Канада, Дания, Франция, Германия, Греция, Исландия, Ирландия, Италия, Люксембург, Нидерланды, Норвегия, Португалия, Испания, Швеция, Швейцария, Турция, Великобритания и США. Позднее ее членами стали Япония (1964 г.) Финляндия (1969 г.), Австралия (1971 г.), Новая Зеландия (1973 г.), Мексика (1994 г.), Чехия (1995 г.), Венгрия (1996 г.), Польша (1996 г.) и Южная Корея (1996 г.). Всего 29 стран.

дет произведено 19500, в 2030 г. – 28000 ТВт·ч электроэнергии, половина которой придется на развивающиеся страны с быстрым экономическим ростом.

Производство электроэнергии ориентируется главным образом на ТЭС, им принадлежит 62,7 % выработанной в мире электроэнергии. Это обусловлено разработкой и внедрением новых эффективных в техническом и экологическом смысле технологий, с одной стороны, и ограничением масштабов строительства АЭС и ГЭС, с другой.

Обладая значительным ресурсным потенциалом, гидроэнергетика играет важную роль в структуре общего производства электроэнергии в мире (18,8 %) и в большинстве регионов. К числу ведущих стран по величине гидропотенциала относятся: Китай – 1260, Россия – 850, Бразилия – 806 и Канада – 536 ТВт·ч. Многие развивающиеся страны, в которых наблюдается рост потребности в электроэнергии и природные условия которых позволяют осуществлять масштабное наращивание мощности ГЭС, испытывают недостаток финансовых средств.

Доля электроэнергии, производимой на АЭС, в 18 странах мира превышает 20 %, в 8 странах – 40 % и в трех (Франция, Бельгия, Литва) – 50 % [44, 45]. За последние 10 лет число стран, имеющих АЭС на своей территории, дополнили лишь Китай и Румыния. Будущее атомной энергетики будет продолжать подвергаться критике со стороны населения, а также осложняется большими инвестициями. В лучшем случае доля АЭС в производстве электроэнергии в мире может сохраниться на современном уровне.

Производство электроэнергии на базе нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) до последнего времени осуществлялось в ограниченных масштабах. Доля НВИЭ в структуре мирового производства электроэнергии на начало 1999 г. составляла всего 1,5 % из-за отсутствия технических решений, позволяющих обеспечить высокую экономическую эффективность их практического применения.

В последние годы использование НВИЭ для производства электроэнергии получило во многих странах мира значительное развитие, они рассматриваются не только как существенная мера энергосбережения, но и как средство сохранения окружающей природной среды. Европейские страны уже сейчас планируют увеличить производство электроэнергии на базе нетрадиционных возобновляемых источников энергии к 2010 г. в среднем более чем на 10 % (рис. 1.31), особенно за счет использования энергии ветра [46].

В настоящее время суммарная установленная мощность работающих в мире ветроэнергетических установок (ВЭУ) составляет около 10 ГВт. Из введенных в 1998 г. 2,1 ГВт ВЭУ 75 % приходилось на европейские страны (Германия, Дания, Великобритания, Нидерланды, Испания, Швеция, Италия). Ежегодный прирост мощности ВЭУ в Азии за 1996–2000 гг. составил 200–250 МВт [45].

Растет установленная мощность геотермальных тепловых электростанций (ГеоТЭС). Если в середине 1990-х гг. она составляла 6,5 ГВт, то в 1998 г. – более 8 ГВт, из них на Азию приходилось 37 %, Северную Америку – 35 %, Евро-

пу – более 11 %, Латинскую Америку – около 13 % и на другие страны – 4 %. При условии ввода всех проектируемых ГеоТЭС в начале XXI в. она может превысить 10 ГВт [45].

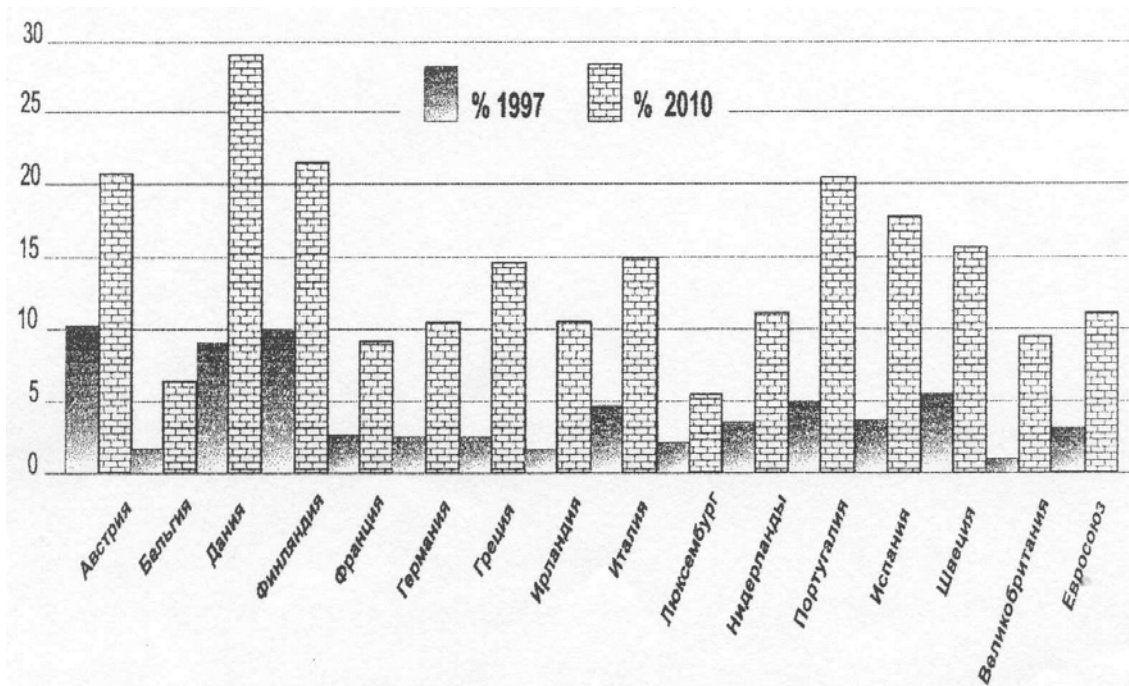


Рис.1.31. Выработка электроэнергии на НВИЭ (кроме крупных ГЭС) в 1997 г. и прогноз на 2010 г.

По данным [43] потребление электроэнергии в мире за период с 1980 г. по 2000 г. увеличилось в 1,73 раза. Максимальный его рост наблюдался в регионах Ближнего Востока (в 4,5 раза). Дальнего Востока и Океании (в 2,9 раза). В развитых странах Северной Америки и Западной Европы электропотребление выросло в 1,5 раза, а в странах Восточной Европы и бывшего СССР снизилось на 7 %. Мировое потребление электроэнергии в 2000 г. составило 12833 ТВт·ч и в будущем его ежегодный прирост сохранится примерно на уровне 3,0 % (табл. 1.57). Растет и уровень душевого потребления электроэнергии. В Китае, например, за период 1990–1996 гг. отмечен максимальный его скачок, однако, показатель в стране по-прежнему уступает как среднемировому (в 2,7 раза), так и соответствующему показателю по странам ОЭСР (в 9,1 раза).

Чтобы удовлетворить такой спрос на электроэнергию в мире до 2020 г., необходимо ввести около 3000 ГВт новой генерирующей мощности. Это означает, что прирост новой мощности в год до 2010 г. должен составлять 103 ГВт и до 2020 г. – 158 ГВт. Из табл. 1.58 следует, что более половины планируемой новой электрической мощности к 2020 г. будет установлено в развивающихся странах [44]. Объемы ввода новой мощности за период с 1996 по 2020 г. в отдельных странах мира показаны в табл. 1.59 [48].

В последние годы в электроэнергетике ряда стран (прежде всего в странах ОЭСР) четко прослеживается тенденция к монополизации и созданию в этом секторе энергетики конкурентной рыночной среды. Еще одной важной тенденцией современного развития мировой электроэнергетики можно считать дви-

жение многих стран и даже целых регионов к созданию единых энергетических рынков и в первую очередь рынков электроэнергии. В странах Европейского Союза (ЕС) реализацией этой тенденции стало принятие в рамках ЕС в конце 1996 г. Директивы по электроэнергетике, в которой намечался первый и важнейший шаг в программе либерализации электроэнергетического сектора.

Т а б л и ц а 1.57

Прогноз мирового электропотребления по отдельным регионам, ТВт·ч [47]

Регион	2000	2005	2010	2015	2020	Среднегодовой прирост (%)
Индустриальные страны,	7517	8580	9352	10112	10888	1,8
В том числе США	3236	3761	4147	4484	4804	1,9
Центральная Европа и бывший СССР	1452	1622	1760	1972	2138	1,9
Развивающиеся страны,	3863	4988	6191	7615	9203	4,2
В том числе развивающаяся Азия	2319	3088	3883	4815	5856	4,5
Китай	1084	1533	2035	2635	3331	5,5
Индия	424	545	656	798	949	3,9
Южная Корея	233	294	333	386	437	3,0
Другие страны Азии	578	716	858	996	1139	3,3
Центральная и Южная Америка	684	844	1035	1268	1552	4,0
Мир	12833	15190	17303	19699	22230	2,7

Т а б л и ц а 1.58

Потребности регионов мира в дополнительных электрических мощностях [44]

Регион	Суммарный прирост мощности, ГВт			Среднегодовой прирост, %		
	1997-2010	2010-2020	1997-2020	1997-2010	2010-2020	1997-2020
ОЭСР	488	523	1011	38	52	44
В том числе Европа	229	248	477	18	25	21
Северная Америка	195	201	396	15	20	17
Тихоокеанский регион	64	75	38	5	7	6
Страны с переходной экономикой	116	222	339	9	22	15
В том числе Африка	47	57	104	4	6	5
Китай	253	266	519	19	27	23
Восточная Азия	122	156	278	9	16	12
Латинская Америка	139	143	282	11	14	12
Средний Восток	54	77	131	4	8	6
Южная Азия	115	135	250	9	14	11
Развивающиеся страны	730	834	1564	56	83	68
Мир	1334	1579	2914	103	158	127

Вводы новой мощности в странах мира за 1996–2020 гг., ГВт [48]

Страна	Мощность	Страна	Мощность
Китай	848	Италия	47
США	298	Аргентина	43
Индия	178	Пакистан	36
Россия	138	Испания	33
Бразилия	125	Малайзия	20
Германия	99	Филиппины	15
Таиланд	67	Финляндия	13
Канада	67	Чили	13
Великобритания	65	Португалия	11
Тайвань	52	Перу	5

Основные тенденции развития мировой электроэнергетики на сегодняшний день характеризуются:

- быстрым ходом отраслевых реформ, их проникновением в экономику все большего числа стран;
- активной вертикальной дезинтеграцией энергокомпаний;
- интенсивным формированием компаний, объединяющих электроэнергетические, нефтяные, газовые и водоснабжающие предприятия;
- расширением границ рынков электроэнергии, их интеграцией;
- развитием новых технологий в электроэнергетике.

В результате реформ во многих странах мира повысилась инвестиционная привлекательность электроэнергетики. Основные капиталовложения сделаны в США, в европейских странах, в странах Азиатско-Тихоокеанского региона и Латинской Америки. Основная доля инвестиций приходится на генерирующие мощности, вырабатывающие электроэнергию на газе.

Говоря о перспективах развития мировой электроэнергетики, нельзя обойти стороной проблему ее инвестиционного обеспечения. Недавние исследования показали, что в течение 1995–2010 гг. необходимо инвестировать в электроэнергетику мира 2280 млрд долл. США (в ценах 1993 г.), т.е. в среднем 152 млрд долл. ежегодно. Из названного объема инвестиций на строительство электростанций потребуются 63 %, на создание транспортной и распределительной сети – 8 и 21 % соответственно. В ближайшие 15 лет общий размер инвестиций в электроэнергетику составит 3–4 % всех мировых инвестиций. В развивающихся странах инвестиции в электроэнергетику достигнут 8–9 % общих инвестиций, такая доля ляжет тяжелой нагрузкой на экономику большинства этих стран. В крупных индустриальных странах размер инвестиций в электроэнергетику не превысит 13 % общенациональных инвестиций, что не составит особых проблем [47, 48].

1.7.2. Электроэнергетика основных стран мира

Германия – одна из лидирующих стран Европы по производству и потреблению электроэнергии. Суммарная установленная мощность электростанций страны в 2000 г. составляла 115 ГВт при максимуме нагрузки 72,4 ГВт, производство электроэнергии за 2000 г. – 516 ТВт·ч, в том числе на ТЭС – 66,7 %, на АЭС – 29,5 %, на ГЭС – 3,2 %, электропотребление – 488 ТВт·ч, экспорт и импорт электроэнергии – 39,1 и 38,56 ТВт·ч соответственно [48].

Германия занимает четвертое место в мире по установленной мощности АЭС после США, Франции и Японии, однако правительство страны планирует вывести из использования ядерную энергию. Энергия на тепловых электростанциях вырабатывается на угле, природном газе и нефти.

Наблюдается тенденция к расширению использования возобновляемых источников энергии. Германия является одним из самых значительных в мире производителей и потребителей энергии ветра. За последние 1991–2000 гг. установлено более 5000 современных ветроэнергетических установок, в основном вдоль побережья Северного моря, общей мощностью около 1550 МВт. Ожидается, что к 2010 г. ветром будет вырабатываться до 3,5 % электроэнергии. Отдельные муниципалитеты развивают потенциал солнечной энергии. На территории Германии выделены 44 места для солнечных установок и планируется построить два крупных завода по производству коллекторов солнечной энергии.

Германия представляет собой крупнейший рынок электроэнергии в Европе. Немецкий энергетический рынок либерализован в апреле 1998 г, а преобразования, связанные с этим, все еще продолжаются. До либерализации в Германии была самая дорогая электроэнергия, с апреля 1998 г. цены нее упали на 30 – 40 % [49, 50].

Франция – ведущая держава по производству и потреблению атомной энергии, почти 80% электроэнергии вырабатывается на АЭС. Суммарная установленная мощность электростанций Франции на начало 2000 г. составляла 108 ГВт, производство электроэнергии в 2000 г. – более 476 ТВт·ч, в том числе на АЭС – 78,6 %, на ТЭС – 8 % и на ГЭС – около 13 %, потребление электроэнергии – более 389 ТВт·ч. Франция – крупнейший экспортер электроэнергии, ее экспорт в 2000 г. составил около 70 ТВт·ч или более 13 % собственного производства.

В отличие от Франции *Италия* импортирует электроэнергию в основном из Франции и Швейцарии, ее импорт в 2000 г. составил почти 42 ТВт·ч, или 18 % собственного производства. Суммарная установленная мощность электростанций Италии на начало 2000 г. равнялась 64 ГВт. Производство электроэнергии за 2000 г составило более 234,6 ТВт·ч, в том числе на ТЭС – 80,2 %, на ГЭС – 17,6 и 2,2 % на других типах станций, потребление электроэнергии – около 267 ТВт·ч. В Италии имеется четыре АЭС, но ни одна из них не действует, так как объявлен мораторий на атомную энергетику.

Наиболее крупным на Скандинавском полуострове экспортером электроэнергии является *Швеция*, она экспортирует в Финляндию около 4000 млн кВт·ч, в Данию более 2000, в Норвегию более 1000 и в прочие страны – более 2000 млн кВт·ч электроэнергии в год. В период 2000–2005 гг. планируется рост установленной мощности электростанций Швеции с 34700 до 35000 МВт, электропотребления – с 142 до 151 млрд кВт·ч.

Норвегия, в свою очередь, экспортирует электроэнергию в Швецию, Данию и Финляндию. Почти вся электроэнергия в Норвегии производится на ГЭС, в Финляндии и Швеции – на ГЭС и АЭС. Базой энергетики *Дании* служат тепловые электростанции, работающие на импортном топливе. Дефицит электрической мощности в часы максимума нагрузки частично обеспечивается передачей электроэнергии с гидростанций Норвегии по морским кабелям постоянного тока 250 и 350 кВ и из Швеции по морским кабелям постоянного тока 250 и 285 кВ. Атомная энергетика запрещена законом. Особое значение придается развитию ветроэнергетики. Общий потенциал ветроустановок (их более 3300) составляет 400 МВт. Они вырабатывают около 2 % общего объема электроэнергии и эта доля может вырасти до 10 %.

Общая установленная мощность электростанций *США* составляет около 800 ГВт, в том числе ТЭС – 72 %, ГЭС, ГАЭС – 14 % и АЭС – 14 %. В перспективе до 2005 г. намечается ввести в эксплуатацию более 34 ГВт на ТЭС, работающих на газе и мазуте, до 2007 г. – 200 ГВт, а до 2015 г. – 302 ГВт мощности АЭС, что составит около 40 % ныне функционирующих [48].

В будущем основу американской энергетики будут составлять по-прежнему уголь, нефть и природный газ. До 2020 г. предполагается построить 1300 новых электростанций. Рост годового спроса на электроэнергию с 2000 по 2020 г. будет составлять около 1,8 % [49]. Рост производства электроэнергии прогнозируется в среднем на 0,7% в год с достижением к 2005 г. – 3171, к 2010 г. – 3241 млрд кВт·ч. Наибольшая доля электроэнергии (56,3 %) будет производиться на угольных ТЭС. Выработка электроэнергии на газовых ТЭС составит в 2010 г. 387, на мазутных – 118 млрд кВт·ч. Производство электроэнергии на АЭС вырастет к 2005 г. до 653 и снизится к 2010 г. до 596 млрд кВт·ч, на возобновляемых источниках, включая ГЭС, достигнет 317 млрд кВт·ч. Потребление электроэнергии в целом по стране вырастет к 2005 г. до 3285, к 2010 г. – до 3475 млрд кВт·ч, прирост потребления до 2010 г. составит 1,1 % в год.

Прогнозируется увеличение импорта электроэнергии из Канады и Мексики до 77,3 млрд кВт·ч в 2010 г. (ежегодно на 4,1%), а экспорта в Канаду и Мексику – до 20,8 млрд кВт·ч [48].

Согласно прогнозам население Азии к 2025 г. вырастет до 4,8 млрд человек, когда там будет проживать почти 60 % населения мира, поэтому в этом регионе необходимо развитие электроэнергетики. В отличие от стран Западной Европы и Северной Америки там идет активный процесс наращивания установленной мощности ЭЭС. В экономически развитых странах Азии наблюдается быстрый рост электропотребления. Предполагается, что в 2010 г. электропо-

ребление в Китае и Японии составит 53 % общего электропотребления в Азии. По регионам наибольший прирост будет иметь место на юго-востоке: 7,4 % в год. В табл. 1.60, 1.61 даны прогнозы роста установленной мощности электростанций и электропотребления до 2020 г. [48].

Т а б л и ц а 1.60

Динамика и прогноз роста установленной мощности электростанций стран Азии

Страна	Установленная мощность, ГВт			
	1995	2000	2010	2020
Индия	86	130	204	307
Индонезия	18	28	42	76
Китай	195	306	625	1036
Малайзия	15	18	23	35
Пакистан	13	19	32	51
Тайвань	27	36	51	71
Таиланд	16	30	48	77
Филиппины	12	16	17	26
Южная Корея	35	54	83	117
Япония	233	255	274	312

Т а б л и ц а 1.61

Динамика и прогноз роста электропотребления стран Азии, млрд кВт·ч

Страна	Электропотребление			
	1995	2000	2010	2020
Индия	40472,4	55824,0	85480,5	127232,2
Индонезия	5349,8	7792,1	16747,2	30238,0
Китай	92342,2	145026,1	292145,6	470666,1
Малайзия	4070,5	5815,0	9652,9	14770,1
Пакистан	5582,4	7908,4	12793,0	20003,6
Тайвань	11281,1	13490,8	18956,9	26516,4
Таиланд	7792,1	11630,0	17910,2	25237,1
Филиппины	2442,3	3140,1	5233,5	8955,1
Южная Корея	17096,1	25469,7	38495,3	54312,1
Япония	91644,4	93737,8	107112,3	122231,3

К 2005 г. в *Индонезии* должны быть построены новые угольные ТЭС с общей мощностью 7 ГВт. В Южной Корее к 2006 г. планируется ввести новые ТЭС общей мощностью 14 ГВт. Ожидается, что потребность в угле для производства электроэнергии в других странах Азии – Китае, Индии, Японии, Филиппинах, Тайване, Таиланде – возрастет к 2002 г. до 63 млн т.

Активно развиваются АЭС в *Японии, Корее, Китае, на Тайване* и в других странах Азии. Мощность АЭС Японии в 2000 г. составляла 45,6 ГВт, к 2010 г. планируется ее довести до 70,5 ГВт. Корея занимает восьмое место в мире по объему производимой на АЭС электроэнергии. По сравнению с 2000 г. установленную мощность АЭС с 14 ГВт планируется увеличить к 2010 г. до 25 ГВт.

Китай предполагает иметь к 2010 г. на АЭС 20 ГВт, а к 2020 г. – 40–50 ГВт. До 2010 г. планируют ввести в эксплуатацию свои АЭС Индонезия, Таиланд, Филиппины и Вьетнам.

Китай имеет интенсивно развивающуюся электроэнергетику, обладает богатыми водно-энергетическими ресурсами потенциальной установленной мощностью 378 ГВт, 90 % которых сосредоточены на юго-западе страны, в центральной части и в некоторых районах северо-запада. Потенциальные топливные ресурсы северо-восточных провинций недостаточны. В то же время планируемое широкомасштабное развитие гидроэнергостроительства может обусловить избыток электроэнергии в центральных и юго-западных провинциях и целесообразность передачи этого избытка на северо-восток и восток Китая.

Структура электроэнергетики Китая представляет собой шесть региональных объединенных энергосистем, каждая из которых обслуживает несколько сетевых районов отдельных провинций или муниципалитетов. Это ОЭС Северо-Восточного, Северного, Восточного, Центрального, Северо-Западного и Южного Китая. Имеются также независимые участки сети, обслуживающие потребителей отдаленных и изолированных районов. Независимые участки сети эксплуатируются в провинциях Шаньдун, Фуцзянь, Чуаньюй, Хайнань, а также в автономных районах Синьцзян и Тибет.

С начала проведения экономических реформ развитие электроэнергетики Китая идет высокими темпами. Если в 1995 г. общая установленная мощность электростанций страны составляла 217 ГВт, то на начало 1998 г. – более 254 ГВт, из которых 79 %, или более 200 ГВт, было сосредоточено в объединенных ЭЭС. Производство электроэнергии за этот период выросло с 1007 до 1134 ТВт·ч. Суммарная установленная мощность электростанций в начале 1999 г. составила уже более 277 ГВт, за год выросла еще более чем на 6 % и к концу года достигла 294 ГВт. Только за 1999 г. было введено более 17 ГВт мощности на всех типах электростанций. Выработка электроэнергии в стране в 1999 г. достигла 1230 ТВт·ч, из них 211 ТВт·ч на ГЭС, более 1003 ТВт·ч на ТЭС и более 15 ТВт·ч на АЭС [48]. К 2005 г. планируется довести установленную мощность электростанций до 370 ГВт, суммарный объем электропотребления в стране к этому времени достигнет 1650 ТВт·ч. Ежегодный рост спроса на электроэнергию в период 2001–2005 гг. составит 5–6 %.

В Китае в основном распространена система напряжений электрических сетей 110–220–500 кВ. В Северо-Западном Китае развитие получили сети 330 кВ. Освоение электрических сетей сверхвысоких напряжений началось с начала 1980-х гг. На начало 1998 г. общая протяженность ВЛ напряжением 35 кВ и выше составила около 626 тыс. км, ВЛ 220 и 500 кВ – 123,7 тыс. км, а установленная мощность подстанции (ПС) этих напряжений превысила 765 МВА. Общая протяженность сети 500 кВ превысила 15 тыс. км.

Задачу дальнейшего развития основной сети ЭЭС Китая планируется решать путем строительства ВЛ электропередачи 500 кВ переменного и постоянного тока, получают дальнейшее развитие сети 330 кВ.

В приходной части электробаланса страны преобладающую роль играют тепловые электростанции, что сохранится и в перспективе. Топливоснабжение ТЭС базируется на широком использовании угольного топлива, потенциальные запасы которого оцениваются в Китае величиной 4500 млрд т. С целью снижения объема перевозок топлива планируется построить ряд новых крупных электростанций вблизи угольных месторождений.

Второе место в электробалансе страны занимают гидроэлектростанции. Гидроэнергоресурсы расположены по территории Китая крайне неравномерно: более 90 % концентрируется в Западном Китае и провинции Сычуань, где имеется возможность сооружения ГЭС общей установленной мощностью 91 ГВт. Потенциальные запасы возможных к применению гидроресурсов в настоящее время используются менее чем на 15 %. Намеченная программа сооружения ГЭС в перспективе позволит не только заметно повлиять на энергобаланс, но и обеспечить защиту густо населенной части территории страны от катастрофических наводнений.

Среди наиболее крупных сооружаемых объектов гидроэнергетики – ГЭС "Три ущелья", расположенная в среднем течении р. Янцзы. Строительство ГЭС было начато в 1994 г., ввод в работу первого агрегата осуществлен в 2003 г., а всех агрегатов – к 2010 г. ГЭС "Три ущелья" будет иметь установленную мощность 28,4 ГВт и станет крупнейшей в мире. К 2010 г. с пуском ГЭС на полную мощность выработка электроэнергии достигнет проектного показателя и составит 84,7 ТВт·ч в год [48].

Идет подготовка к строительству ГЭС в ущелье Гунбо, регион верховьев Желтой реки станет крупным источником первичных энергоресурсов (тепловых, газовых, нетрадиционных и гидроресурсов). Это позволит значительно ускорить экономическое развитие северо-западных областей Китая. В дальнейшем планируется построить каскад из 10 ГЭС на реках Дзиньша и Ялун. Намечено также строительство ГЭС Сиань Жи Ба (6 ГВт) и Си Луоду (14 ГВт), в районе морского побережья Юго-Восточного Китая – двух АЭС: Куинсан и Дайбей.

Большое внимание в Китае уделяется использованию в перспективе нетрадиционных источников электроэнергии, что экономически выгодно, прежде всего, в удаленных и изолированно работающих участках электрической сети. Предпочтение будет отдано строительству ветровых, солнечных и геотермальных электростанций.

За последние несколько лет в Китае осуществлено ряд крупных экологических проектов по уничтожению мусорных отходов, в том числе за счет строительства мусоросжигательных электростанций. Первая такая электростанция была введена в эксплуатацию в провинции Чжецзян, она способна перерабатывать 320 т мусора в день и вырабатывать 25 млн кВт·ч электроэнергии в год. Принято решение о строительстве пяти мусоросжигательных станций в Пекине, на которых к 2005 г. будет сжигаться весь объем мусорных отходов города [49].

В дальневосточном регионе *Япония* занимает второе место после Китая по производству и потреблению электроэнергии. Япония бедна топливными ре-

сурсами и вынуждена практически полностью ориентироваться на импорт сжиженного газа, нефти и нефтепродуктов. В Японии действует 10 региональных электроэнергетических компаний с монопольными правами на обслуживание соответствующих частей территории страны. Все ЭЭС Японии работают в составе единой ЭЭС, состоящей из двух энергообъединений: северо-восточного и юго-западного. Владельцами ЭЭС являются энергокомпании (с севера на юг страны): Хоккайдо, Тохоку, Токио, Чубу, Хокурику, Кансаи, Чугоку, Сикоку, Киуши и относительно небольшая островная энергокомпания Окинава. В 1996 г. эти энергокомпании обслуживали 75,6 млн потребителей, из них около 30 % приходилось на столичную энергокомпанию ТЕРСО.

ТЕРСО – крупнейшая в мире частная энергокомпания, обслуживающая 26029 тыс. потребителей. Установленная мощность 186 электростанций ТЕРСО составляет 56874 МВт, в том числе 13,5 % ГЭС, 56,1 % ТЭС и 30,4 % АЭС. Общий объем вырабатываемой и покупаемой этой энергокомпанией электроэнергии оценивается в 292,39 млрд кВт·ч. Электрическая сеть переменного тока сформирована на основе воздушных и кабельных линий напряжением 500, 275, 154 и 66 кВ. Протяженность ВЛ составляет 27869 км, кабельных – 7392 км в одноцепном исчислении. В конце 1880-х гг. было начато строительство ВЛ кольцевой сети напряжением 1000 кВ. Общая протяженность действующих ВЛ 1000 кВ составляет 500 км [49].

Помимо электростанций, работающих в составе региональных энергосистем, многие промышленные потребители страны имеют собственные блок-станции, общая мощность которых около 20 ГВт.

Установленная мощность всех электростанций страны на начало 2000 г. составляла 218,2 ГВт, в том числе: ТЭС – 59,6 %, АЭС – 20,6 % и ГЭС – 19,8 %. В Японии широко применяются ГАЭС, их число достигло 43, а общая мощность – 29,6 ГВт, планируется строительство ГАЭС на морской воде. Существующая структура установленной мощности электростанций довольно устойчива и сохранится в ближайшие 10 лет. Япония импортирует около 80 % энергоресурсов. Общее производство электроэнергии в 2000 г. было около 1000 ГВт·ч [48].

Общая протяженность передающих и распределительных сетей Японии в 1996 г. составляла около 90 тыс. и 1,2 млн. км соответственно, из них около 80 тыс. км воздушных и около 10 тыс. км кабельных линий, мощность подстанций – более 657,5 тыс. МВА.

Передающие сети сформированы из линий электропередачи 500, 275, 187 и 132 кВ. На максимальном напряжении 500 кВ работают сети энергосистем Тохоку, Токио, Чубу, Кансаи, Чугоку, Сикоку и Киуши, на 275 кВ – Хоккайдо и Хокурику и на 132 кВ - Окинава. Магистральные передающие сети главных нагрузочных центров, таких, как Токио, Осака и Нагойя, сформированы из линий 500 кВ. Развитие электрических сетей в этих регионах планируется за счет строительства двухцепных магистральных линий электропередачи. Электрическая компания Токио кроме двух уже имеющихся линий 500 кВ строит линию электропередачи напряжением 1000 кВ. Другие компании тоже планируют уве-

личение пропускных способностей связей с помощью строительства линий максимальных напряжений 500 и 275 кВ.

Высшим уровнем напряжения основной электрической сети является 500 кВ. ЭЭС восточной зоны главного острова страны Хонсю, включая г. Токио и о. Хоккайдо (с общей мощностью электростанций около 30 % суммарной мощности электростанций Японии), работают на частоте 50 Гц, остальные ЭЭС – на частоте 60 Гц. Эти зоны соединены тремя ВПТ пропускной способностью 300 МВт каждая.

Достигнутый уровень развития традиционной электроэнергетики ставит Японию на одно из ведущих мест в мире. Это касается не только использования крупного экономичного оборудования на электростанциях и новых решений в технике передачи и распределения электроэнергии, но и существенных достижений в области охраны окружающей среды. По уровню уменьшения вредных выбросов Япония намного опережает соответствующие показатели электростанций США, Канады, Великобритании, Германии и других стран. Уровень потерь электроэнергии в электрических сетях Японии составил 5,5 % отпуска электроэнергии, что ниже, чем в ЭЭС Канады (8,0 %), Великобритании (7,6 %), Франции (7,3 %) и других стран.

Наибольший прогресс за последние десятилетия достигнут в области строительства и эксплуатации АЭС. Первая АЭС была введена в работу в префектуре Ибараки в 1966 г., а в августе 1997 г. в стране уже действовали 52 АЭС, имеющие общую установленную мощность энергоблоков 45 ГВт. На долю АЭС в 1997 г. приходилось около 35 % общего производства электроэнергии. Надежность работы, возможность осуществления глубокого регулирования мощности, постоянное участие в работе 70 % и выше общей мощности АЭС определяют передовые позиции Японии в развитии мировой атомной электроэнергетики

С середины 1970-х гг. в Японии осуществляется широкая программа промышленного использования нетрадиционных источников энергии (солнечные, геотермальные, ветровые установки, установки по использованию энергии волн и др.). В настоящее время насчитывается несколько миллионов подобных установок, а производимая ими тепло- и электроэнергия дает существенный вклад в энергобаланс страны. Следует отметить, что использование нетрадиционных источников идет по двум принципиальным направлениям: выработка электроэнергии и энергосбережение.

Использование солнечной энергии базируется на весьма высоких значениях солнечной радиации, характерных для всей территории страны. Установками, использующими солнечную энергию, на начало 1996 г. было оснащено 494 тыс. общественных зданий и 4,7 млн отдельных жилых домов на одну семью. Экономический эффект от их использования составил в 1995 г. около 1 млн т в нефтяном эквиваленте, к 2010 г. планируется высвободить за счет использования солнечной энергии до 5,5 млн т в нефтяном эквиваленте.

Использование энергии ветра не получило в Японии большого развития. Первые ВЭС в стране были введены в работу в середине 1970-х годов, в 1996 г. их общая установленная мощность достигла 16,5 МВт. Область использования

ВЭС определилась целесообразностью электроснабжения островных и небольших удаленных от опорных точек сети потребителей. Уровень развития ВЭС Японии существенно уступает США и Германии, предполагается довести общую мощность ВЭС Японии к 2010 г. до 150 МВт.

В Японии имеется около 200 выходов термальных вод, расположенных в основном в северной части островов Хонсю и Кюсю. В настоящее время в Японии насчитывается 16 геотермальных ТЭС, а их общая мощность составляет около 500 МВт. Наряду с производством электроэнергии тепло термальных вод широко используется для обогрева жилых домов, отелей и других помещений.

Электроэнергетика *Индии*, страны с миллиардным населением, значительно отстает в своем развитии от Китая, оборудование электростанций Индии сильно устарело, загрузка старых электростанций остается самой низкой в мире.

Установленная мощность ЭЭС Индии в 2000 г. составляла 91 тыс. МВт, в том числе ТЭС – 75 %, ГЭС – около 23 % и АЭС – 2,5 %. В стране постоянно нарастает дефицит электроэнергии, который в 1997 г. достиг 47,59 млрд кВт·ч, что составило 11,15 % от нагрузки. Потребление электроэнергии на душу населения – 310 кВт·ч в год. В последние годы в Индии ежегодный темп роста электропотребления находится на уровне 5 %, что требует соответствующего развития генерирующего и электросетевого хозяйства страны.

В составе единой ЭЭС страны работают пять крупных региональных ЭЭС (Северная, Северо-Восточная, Восточная, Западная и Южная). Объединение основной сети ЭЭС осуществляется с использованием передач постоянного тока (ППТ) большой пропускной способности. Это обеспечивает управляемость режимами, повышение надежности, безопасности и экономичности передачи электроэнергии. На начало 2002 г. в ЕЭС Индии эксплуатировалось семь мощных ППТ межсистемного значения. Строительство ППТ 500 кВ пропускной способностью 2000 МВт должно завершиться в 2004 г.

Учитывая рост нагрузки на 8–10 % до 2007 г. планируется увеличение установленной мощности ЭЭС на 142 ГВт (относительно 1992 г.), что означает ежегодный ввод 9500 МВт. Индия пытается использовать солнечную энергию и энергию ветра, установленная мощность ВЭС достигла 968 МВт [48]. Подписан контракт между Индией и Россией на сооружение АЭС с двумя энергоблоками ВВЭР-1000, первый планируется ввести в 2006 г.

Электроэнергетика *Южной Кореи* в 1982 г. была реорганизована в электроэнергетическую корпорацию КЕРСО. На конец 2000 г. КЕРСО обслуживала 14379 тыс. потребителей. Общая установленная мощность электростанций страны составляла 49,64 ГВт, выработка электроэнергии – 246,46 ТВт·ч, в том числе электростанциями КЕРСО – 239,32 (54,4 % – ТЭС, 43,1 % – АЭС и 2,5 % – ГЭС) и прочими компаниями – 9,14 ТВт·ч [50].

Основная электрическая сеть страны сформирована на напряжении 345 кВ. К началу 2000 г. в работу были введены первые участки ВЛ 765 кВ. Общая протяженность ВЛ, находящихся в ведении КЕРСО, на начало 2000 г. была 25,3 тыс. км.

В ближайшей и далекой перспективах высокими темпами прогнозируется рост экономики Южной Кореи и соответственно – электрических нагрузок, который оценивается до 2015 г. на уровне 4,3 % в год. В период 2000–2015 гг. удвоится отпуск электроэнергии. До 2015 г. планируется ввести в работу около 30 ГВт электрической мощности (табл. 1.62) [48].

Т а б л и ц а 1.62

Показатель	2000	2005	2010	2020
Максимум нагрузки, ГВт	39,509	51,658	60,718	67,509
Установленная мощность электростанций, ГВт	47,980	60,390	71,410	78,460
Отпуск электроэнергии, ГВт·ч	224,174	294,736	343,164	381,770

Африка имеет большие запасы энергоресурсов: на севере – нефть и газ, в центре – гидроресурсы, на юге – уголь, однако значительная часть населения не подключена к электрическим сетям. Общая установленная мощность электростанций континента составляет около 70 ГВт, годовое электропотребление – около 325 ТВт·ч, т.е. всего 2,7 % мирового потребления электроэнергии. Электропотребление на душу населения составляет всего 476 кВт·ч., к 2050 г. прогнозируется его рост до 1300 кВт·ч.

Государственная энергокомпания ESKOM (ЭАР) имеет около 36 тыс. МВт электростанций, или 94 % всей электроэнергии, и владеет национальной сетью передачи электроэнергии напряжением 220, 274, 400, 765 кВ переменного и 535 кВ постоянного тока общей протяженностью 23100 км. В настоящее время ESCOM – одна из крупнейших энергокомпаний мира и проявляет большой интерес к инвестированию в развитие электроэнергетики Африканского континента.

1.7.3. Состояние электроэнергетики России

Производственный потенциал электроэнергетики России включает в себя 977 электростанций суммарной мощностью 215 млн кВт, включая блок-станции и децентрализованные мощности, а также 2,5 млн км линий электропередач всех классов напряжения [52]. Структура всех установленных мощностей электростанций России приведена в табл. 1.63.

Организационно-производственная структура электроэнергетики представляет собой единую холдинговую компанию, в состав которой входят РАО "ЕЭС России" и 72 региональные энергоснабжающие организации (АО-энерго). Технологически все АО-энерго объединены в семь зональных ОЭС (Центра, Северо-Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала, Сибири и Дальнего Востока), образующих вместе Единую электроэнергетическую систему страны (ЕЭС) России.

Т а б л и ц а 1.63

Установленная мощность электростанций России, млн кВт/% [53]

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Все электростанции	213,3	215,0	214,5	214,2	214,1	214,3	212,8	214,8	215,0
В том числе:	149,7	149,7	149,2	149,0	148,8	148,8	147,1	147,9	148,0
тепловые	70,2	69,6	69,6	69,6	69,5	69,4	69,2	68,8	68,8
гидравлические	43,4	44,0	44,0	43,9	44,1	44,3	44,3	44,7	44,8
	20,3	20,5	20,5	20,5	20,6	20,7	20,8	20,9	20,9
атомные	20,2	21,3	21,3	21,3	21,2	21,2	21,2	22,2	22,2
	9,5	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	10,0	10,3	10,3

В составе ЕЭС России на параллельную работу включены 613 электростанций общей установленной мощностью 193 млн кВт (на 01.01.2000 г.), а в изолированно работающих ЭЭС и энергорайонах, в том числе в ОЭС Востока, мощность энергоисточников составляет 12,4 млн кВт, так что общая установленная мощность централизованной электроэнергетики (без учета локальных энергоисточников мощностью менее 5 тыс. кВт) составляет 205,4 млн кВт.

Эффективность параллельной работы электростанций в зоне ЕЭС России наглядно иллюстрируется следующим показателем. Если в стране в целом число часов использования установленной мощности электростанций составляло в 1999 г. 3943, то в зоне ЕЭС России оно было 4230 [51]. Объясняется это тем, что работающие в составе ЕЭС России АЭС обладают большим (по сравнению с ГЭС и ТЭС) коэффициентом использования установленной мощности. В реальных условиях российской действительности последних лет именно АЭС в силу их меньшей чувствительности к неравномерным поставкам топлива на ТЭС и обеспеченности запасами воды в водохранилищах ГЭС берут на себя основную прирост нагрузки (см. табл. 1.64).

Т а б л и ц а 1.64

Производство электроэнергии электростанциями, млрд. кВт·ч/% [53]

Годы	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Все электростанции,	1082	860	847	834	827	846	878	891	892
В том числе:	797	583	583	567	563	563	582	578	587
тепловые	74	68	69	68	68	67	66	65	66
гидравлические	167	177	155	158	159	161	165	176	164
	15	20	18	19	19	19	19	20	18
атомные	118	99	109	109	105	122	131	137	141
	11	11	13	13	13	14	15	15	16

В 1990-е годы – начале 2000-х годов электроэнергетика России в основном обеспечивала потребности экономики и населения в электрической энергии. Вместе с тем в эти годы в отрасли проявился ряд негативных тенденций:

- Нарастание процесса старения основного оборудования. К настоящему времени проектный ресурс выработали около 20 % генерирующих мощностей. К 2010 г. свой проектный ресурс выработает уже свыше 50 % генерирующих

мощностей, а в 2020 г. – 90 % [52]. Между тем, темпы обновления оборудования за счет новых вводов, начиная с 1992 г., существенно снизились (см. рис. 1.32) [52, 53].

- Нерациональная политика цен на первичные энергоносители для электростанций. Цены на уголь в среднем в 1,5 раза превышают цены на газ. При таких условиях угольные электростанции, учитывая их высокую капиталоемкость становятся неконкурентоспособными и не могут развиваться, что может усугубить сложившуюся за последние годы ситуацию, когда в структуре топливного баланса тепловых электростанций доля выработки электроэнергии на газе превышала 60 %.

- Недостаточные объемы инвестиций в электроэнергетику (см. рис. 1.32) и неэффективное использование инвестиционного капитала.

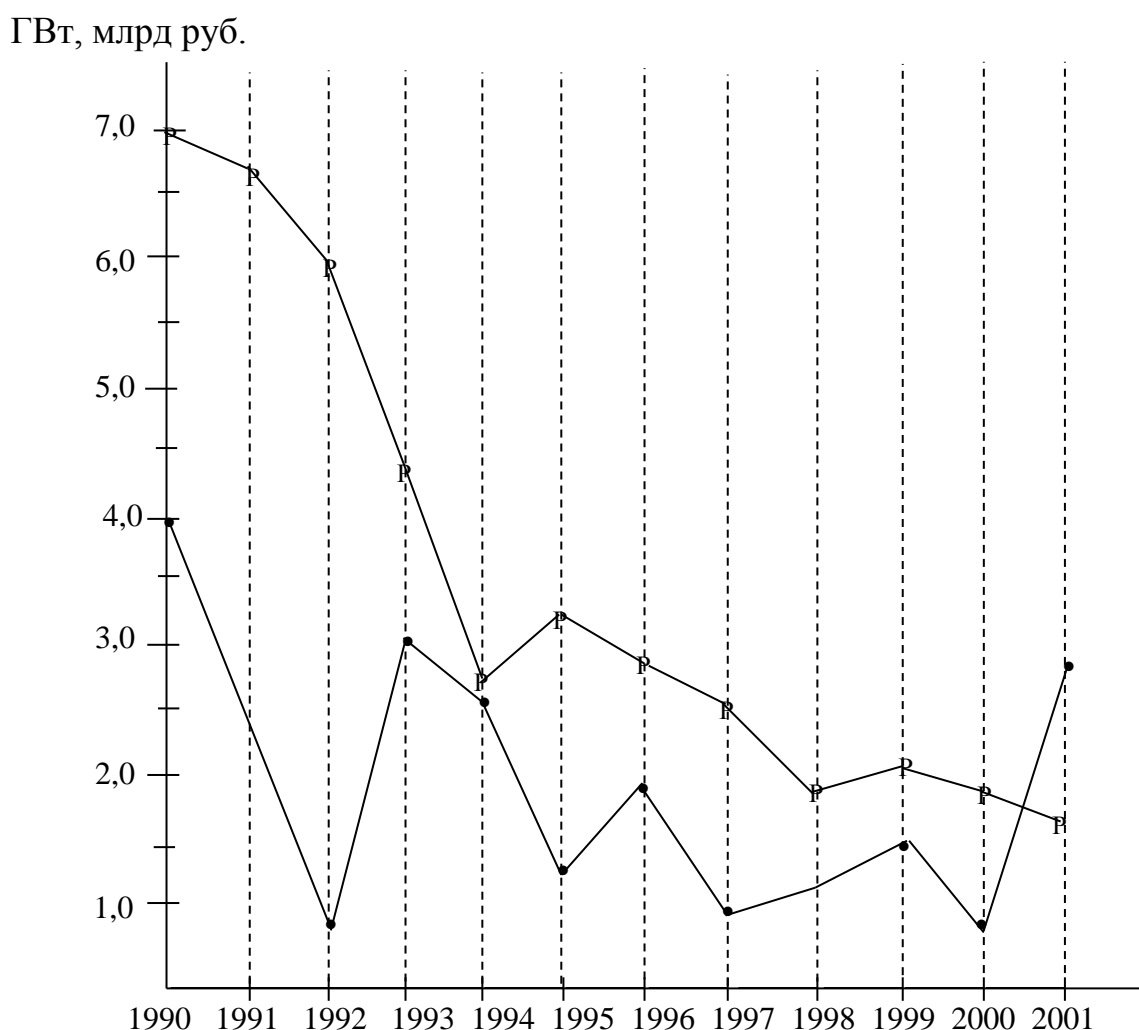


Рис. 1.32. Динамика капиталовложений в развитие электроэнергетики (в ценах 1991 г.) и вводов новых генерирующих мощностей в России в 1990-2001 гг.

- Резкое сокращение научно-технического потенциала отрасли.
- Существенное сокращение строительного потенциала.
- Неэффективные механизмы совместной работы различных собственников электроэнергетических объектов в новых условиях хозяйствования и нера-

циональная организация рынков электроэнергии на федеральном и региональном уровнях.

- Сокращение потенциала в отраслях отечественного энерго- и электромашиностроения, серьезное отставание в сфере разработок, освоения и внедрения новых технологий производства, транспорта и распределения электроэнергии.

Интегральным результатом негативного воздействия этих факторов стало заметное снижение (по сравнению с достигнутыми показателями в конце 1980-х годов) эффективности функционирования электроэнергетической отрасли.

1.7.4. Условия и направления развития генерирующих мощностей в России

В последнее десятилетие условия развития электроэнергетики России существенно изменились. К таким изменениям, оказывающим влияние на тенденции в развитии генерирующих мощностей, можно отнести следующие [54].

- Повышение уровня самостоятельности и влияния региональных органов власти на процессы принятия решений по развитию ЭЭС. Неотрегулированность правовых взаимоотношений между федеральными и региональными органами власти, стремление обеспечить большие поступления средств в местные бюджеты, высокие транспортные тарифы на топливо и ряд других факторов способствуют усилению наметившейся тенденции строительства электростанций в регионах на местных энергоресурсах с ориентацией на обеспечение только региональных потребностей в электроэнергии. Эти факторы препятствуют сооружению крупных электростанций межсистемного значения.

- Значительно большее, чем ранее, внимание экологическим проблемам развития электроэнергетики со стороны населения и общественных организаций. Сложилось в целом негативное отношение общественности к проектам сооружения крупных энергетических объектов, особенно ГЭС и АЭС. Надлежащий учет экологических факторов при размещении энергетических объектов в регионах ограничивает единичные мощности электростанций, требует разнесения тепловых электростанций на большей территории, снижения объемов водохранилищ ГЭС, повышает интерес к использованию малых электростанций, в том числе на возобновляемых энергоресурсах.

- Большой накопившийся за последнее десятилетие дефицит инвестиционных ресурсов на развитие ЭЭС. Вводы генерирующих мощностей в этот период резко сократились (в 3–5 раз меньше вводов в 1980-е гг. – см. рис. 1.32), изменились источники инвестиций, практически отсутствуют бюджетные средства на строительство электростанций. Дефицит инвестиций стимулирует массовую реконструкцию и модернизацию существующих электростанций и ограничивает количество новых. Это также способствует росту объемов строительства относительно небольших электростанций, не требующих больших единовременных инвестиций.

- Кризисные явления в энергетическом машиностроении и энергостроительной индустрии (см. п.1.7.3). Низкие темпы вводов генерирующих мощностей в последнее десятилетие и соответственно малые объемы заказов энергетического оборудования не могли не отразиться на состоянии этих отраслей – ушли многие квалифицированные специалисты, распались крупные строительные коллективы и пр. Восстановление производственного потенциала этих отраслей, его обновление на современной основе потребуют значительных времени и средств.

- Появление реальных перспектив сооружения высокоэкономичных ГТУ и ПГУ различных мощностей. Вероятные поставки в Россию современного энергетического оборудования зарубежных фирм, большие неиспользованные возможности "конверсии" российских предприятий для нужд электроэнергетики, создание совместных с зарубежными компаниями энергомашиностроительных предприятий – все это позволяет разнообразить "ассортимент" сооружаемого энергетического оборудования. В частности, вполне реальна эффективная реконструкция систем теплоснабжения небольших населенных пунктов на базе широкого использования малых ГТУ-ТЭЦ (1–20 МВт) в газифицируемых регионах России [56].

- Возможности строительства электростанций независимыми производителями электроэнергии, в том числе собственных электростанций отдельными отраслями промышленности. Кризисные явления в инвестиционном обеспечении «большой» электроэнергетики, законодательное закрепление прав независимых производителей на выработку электроэнергии на собственных электростанциях стимулируют рост доли ведомственных электростанций не только для собственных нужд, но и для выдачи электроэнергии на рынок. Широкую программу строительства таких электростанций приняло ОАО "Газпром". Все это означает рост в структуре генерирующих мощностей доли малых электростанций мощностью до 40–80 МВт.

- Реструктуризация и модернизация экономики страны на новой технологической основе с активным применением энергосберегающих технологий. Это приведет в перспективе к снижению темпов роста спроса на электроэнергию, что подтверждает и опыт развитых зарубежных стран. Указанный фактор не способствует вводу достаточно крупных электростанций.

- Существенное повышение неопределенности в спросе на электроэнергию на перспективу, вследствие большой неопределенности рыночной конъюнктуры по сравнению с плановой экономикой. Действие этого фактора требует значительного увеличения адаптивности развития электроэнергетики к изменяющимся условиям, что реально может быть обеспечено за счет относительно небольших энергетических установок, сооружаемых за короткое время.

Таким образом, новые условия развития электроэнергетики в России приводят к ощутимым изменениям в структуре генерирующих мощностей на перспективу, темпах их роста, размещении электростанций. Попытаемся, используя существующие прогнозы развития электроэнергетики России [52, 56–59], дать оценку перспективным направлениям формирования генерирующих мощ-

ностей в стране до середины XXI в. В основу предлагаемого ниже прогноза развития электроэнергетики России на первую половину XXI в. положены главным образом предложения "Энергетической стратегии России на период до 2020 г.", экстраполяция основных внутренних тенденций и внешних условий развития электроэнергетики до 2050 г.

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 этом случае электропотребление России в 2050 г. составит 1700–2150 млрд кВт·ч, т.е. превысит уровень 2000 г. в 2–2,5 раза (см. табл. 1.65).

В соответствии с этим ростом установленная мощность электростанций России достигнет к концу периода 350–450 млн кВт, при ее уровне 212,8 млн кВт в 2000 г.

Перспективные изменения условий развития электроэнергетики России (снижение конкурентоспособности систем централизованного теплоснабжения, рост экономической эффективности атомных электростанций относительно станций на органическом топливе, исчерпание экономически эффективного потенциала гидростроительства и др.) приведут к изменениям технологической структуры генерирующих мощностей.

Т а б л и ц а 1.65

Основные показатели развития электроэнергетики России до 2050 г. [55]

Показатель	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Электропотребление, млрд. кВт·ч	878	1020-1135	1200-1545	1380-1745	1560-1955	1700-2150
Установленная мощность, млн кВт	212,8	223-243	246-320	320-405	320-405	350-450
В том числе:						
ГЭС	44,3	48-49	52-54	61-62	61-62	62-63
АЭС	21,2	30-32	37-51	61-77	61-77	75-95
ТЭЦ	80,8	82-84	89-108	109-138	109-138	115-145
КЭС	66,3	67-78	67-106	90-130	90-130	100-145
Потребление топлива на электростанциях, млн т у.т.	289	314-349	330-393	360-420	360-420	370-435

К 2050 г. можно ожидать существенного роста доли атомных электростанций в структуре мощностей – с 10 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 может вырасти примерно в 1,5 раза к современному уровню и составить 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 80,8 млн. кВт до 115–145 млн кВт в 2050 г. Доля конденсационных электростанций в структуре мощностей мало изменится и может составить 28–32 % в 2050 г. при 31 % в 2000 г.

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.

Существует вероятность также (при соответствующей протекционистской государственной политике) роста доли малых ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ, которая к 2050 г. может составить 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.

1.8. Формирование Евразийского суперэнергообъединения и требования к развитию ЭЭС России

1.8.1. Развитие межгосударственных энергообъединений

Развитие электроэнергетики мира в XX столетии характеризовалось созданием ЭЭС и их последовательным объединением. В результате появились крупные межгосударственные энергообъединения стран Содружества Независимых Государств (ЭО СНГ), Западной Европы (UCTE* – Union for the Coordination of Transmission of Electricity), Северной и Центральной Европы (NORDEL и CENTREL). Идет интеграция ЭЭС и создание крупных энергообъединений в Северной Америке и Канаде, Азии, Африке, Южной и Центральной Америке, Японии.

На начало 2000 г. суммарная установленная мощность электростанций Западной Европы составляла 614 ГВт, Восточной Европы и стран СНГ – 432 ГВт. Экспорт электроэнергии в 2000 г. из стран Восточной Европы и СНГ составил более 80 ТВт·ч, из стран Западной Европы – 192,3 ТВт·ч, импорт – 64,5 и 207,8 ТВт·ч электроэнергии соответственно. Установленная мощность энерго-

* До 1999 г. UCTE было UCPT – Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity.

объединений Востока США и Канады, Запада США, Канады и Мексики, NORDEL, Японии составила на этот период 722; 158; 192,3; 88,7 и 165,5 ГВт соответственно [48].

Для стран Западной и Центральной Европы характерно значительное развитие электрических сетей высшего напряжения, что имеет большое значение для организации экспорта электроэнергии. Вся территория Западной и Центральной Европы затянута густой сетью ВЛ высших напряжений (рис. 1.33).

На сегодняшний день наиболее крупными энергообъединениями Европы считаются ЭО СНГ, UCTE и NORDEL. Идет процесс формирования Трансевропейской объединенной электроэнергетической системы стран Западной, Центральной и Юго-Восточной Европы (TESIS). Важнейшим этапом этого процесса является разработка проектов развития связей Восток – Запад, создание Балтийского и Черноморского энергетических колец.

ЭО СНГ было создано в 1992 г., когда страны СНГ заключили соглашение "О координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств". Энергообъединение стран Содружества включает энергосистемы Азербайджана, Армении, Белоруссии, Грузии, Казахстана, Кыргызстана, Молдавии, России, Таджикистана, Туркменистана, Узбекистана и Украины. В настоящее время большая часть ЭЭС государств Содружества и стран Балтии работает совместно. На начало 2000 г. суммарная установленная мощность электростанций энергообъединения стран Содружества составила 315 млн кВт. В структуре генерирующих мощностей в целом по странам СНГ преобладают тепловые электростанции (около 70 %), доля ГЭС и АЭС существенно ниже – соответственно 20 и 10 %.

Основные электрические сети энергосистем европейской части объединения сформированы на основе воздушных линий электропередачи напряжением 750, 330 и 220 кВ. Межсистемные перетоки мощности и электроэнергии между Россией и странами СНГ европейской части объединения осуществляются по ВЛ 750, 500, 330 и 220 кВ. С другими странами Содружества Россия связана линиями высокого и сверхвысокого напряжения (500 и 1150 кВ). По территории Казахстана проходит ВЛ 1150 кВ, связывающая ОЭС Сибири и Урала, но работающая пока на напряжении 500 кВ. Основные электрические сети государств Центральной Азии сформированы из ВЛ 220 и 500 кВ.

Основные внутрисистемные электрические сети энергосистем стран Балтии сформированы на базе ВЛ 330 кВ. Между энергосистемами стран Балтии и России передача электрической мощности осуществляется по ВЛ 110, 330 кВ, Белорусии – 110, 330, 750 кВ и Украины – 110, 220, 330, 400, 500 и 750 кВ. На рис. 1.34 показана общая схема основных электрических сетей ЭО СНГ и стран Балтии. Экспортные поставки электроэнергии из России в страны Содружества в 2000 г. составили около 9027 млн кВт·ч. Проведенные исследования показали целесообразность усиления пропускной способности связей России с Украиной на 250–350 МВт, Украины с Белорусией на 200–400 МВт.

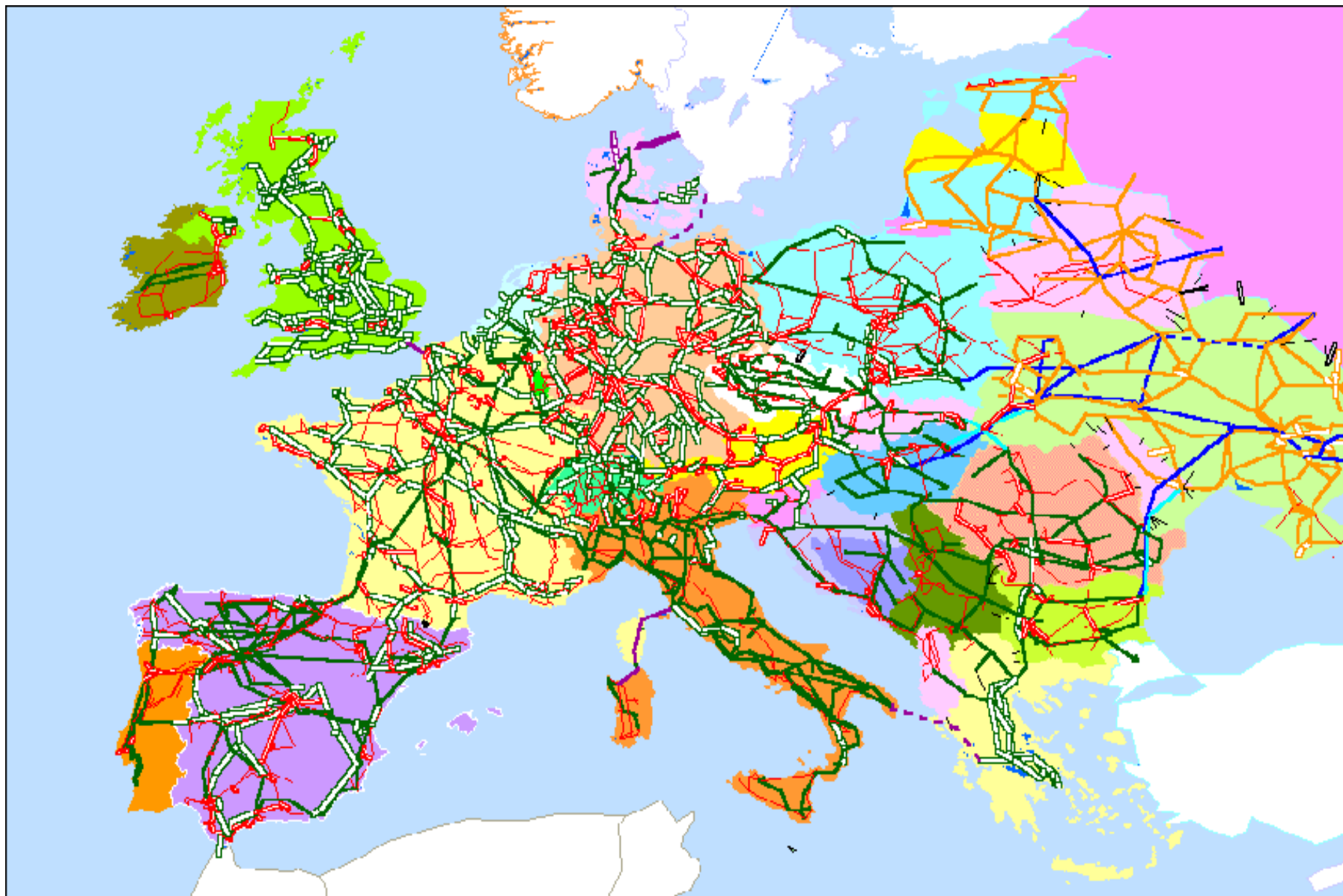


Рис.1.33. Основная электрическая сеть Европы.



Рис.1.34. Основная электрическая сеть стран СНГ и Балтии.

В результате создания Содружества Независимых Государств, каждое из которых имеет свою энергетическую политику, степень интеграции энергообъединения на территории СНГ существенно снизилась по сравнению с ЕЭС бывшего СССР, остались, по существу, лишь межгосударственные обмены электроэнергией на контрактной основе, взаимопомощь резервами при авариях и единая система регулирования частоты. Основу энергообъединения стран Содружества составляет *Единая энергетическая система (ЕЭС) России*. На конец 2001 г. в составе ЕЭС России работали параллельно шесть Объединенных электроэнергетических систем (ОЭС) – Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала, Сибири и Янтарьэнерго. ОЭС Востока работает изолированно от ОЭС Сибири. Кроме того, на территории России работают изолированно энергосистемы Якутии, Магадана, Сахалина, Камчатки, Норильскэнерго, Колымаэнерго и Дагэнерго. В целом энергоснабжение потребителей Российской Федерации обеспечивают 78 региональных ЭЭС. Параллельно с ЕЭС (через вставку постоянного тока) работает энергосистема Финляндии, входящая в энергообъединение NORDEL. От сетей ЕЭС России осуществляется также электроснабжение потребителей Норвегии, Монголии и Китая.

По состоянию на начало 2002 г. суммарная установленная мощность электростанций ЕЭС России достигла 194,7 млн кВт, из них ГЭС и ГАЭС составили 20,9 %, АЭС – 11,4 % и ТЭС – 67,7 %.

Производство электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2001 г. составило 833,4 млрд кВт·ч, в том числе на ТЭС выработано 536,3, на ГЭС – 160,8 и на АЭС – 136,3 млрд кВт·ч электроэнергии при суммарном потреблении – 818,9 млрд кВт·ч. Объем поставок электроэнергии для экспорта из ЕЭС России в страны дальнего зарубежья составляет более 9 млрд кВт·ч. В ЭЭС Сибири и Дальнего Востока на перспективу до 2010–2020 гг. в связи с завершением строительства ряда мощных электростанций (Богучанской и Бурейской ГЭС, Харанорской ГРЭС и др.) экспортные поставки электроэнергии могут составить десятки миллионов киловатт-часов в год. Существует несколько экспортных проектов. Одним из наиболее подготовленных из них является проект электропередачи Братск-Пекин. Менее проработаны, но потенциально эффективны на период 2010–2020 гг. проекты электропередач Бурейская ГЭС – Харбин, Дальний Восток – КНДР – Южная Корея и Сахалин – Япония.

Основная электрическая сеть объединенных ЭЭС ЕЭС России сформирована с использованием двух систем номинальных напряжений: в ОЭС Северо-Запада и частично в ОЭС Центра – 330–750 кВ, в центральных и восточных объединениях – 220–500 кВ.

Основу ЕЭС России составляют сети напряжением 500–750 кВ, выполняющие системообразующие и межсистемные функции и обладающие высокой пропускной способностью. Электрические сети 500 и 750 кВ обеспечивают выдачу мощности крупнейших электростанций страны, электроснабжение крупных нагрузочных узлов и наиболее энергоемких промышленных потребителей, а также межсистемные и межгосударственные перетоки мощности и электроэнергии.

Питающие сети напряжением 220 и 330 кВ широко используются для выдачи мощности электростанций, питания крупных нагрузочных узлов и отдельных потребителей. В ряде ЭЭС сети этих напряжений выполняют системообразующие и межсистемные функции.

В новых экономических условиях роль основной электрической сети ЭЭС России возрастает, так как она является базой для создания оптового рынка электрической мощности и электроэнергии в России. В обозримом будущем высшим классом напряжения в ЭЭС России останется 1150 кВ для сетей переменного тока и 1500 кВ для передач постоянного тока. Сеть 750 кВ будет развиваться в европейской части ЭЭС для повышения надежности выдачи мощности АЭС в ОЭС Северо-Запада и Центра, а также при необходимости – для усиления межсистемных связей России с Белорусией и Украиной.

Сети 500 кВ будут использованы для присоединения ОЭС Востока к ЭЭС России, усиления основных связей внутри ОЭС и развития межсистемных связей между ними.

Сеть 330 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции в ряде ЭЭС и ОЭС европейской части России и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций. В дальнейшем, по мере развития сети 750 кВ, к сети 330 кВ перейдут распределительные функции.

Для формирования конкурентного рынка электроэнергии потребуются усиление значительного числа слабых связей в ОЭС Северо-Запада, Сибири, Урала и Поволжья, а также межсистемных связей между ОЭС Сибири и Урала. Минимальный объем ввода ЛЭП до 2015 г. 330 кВ и выше должен составить 15–20, 220 кВ – 15 и 110 кВ – 55 тыс. км.

УСТЕ было образовано в 1951 г. В его состав вошли ЭЭС восьми стран Западной Европы (Бельгии, ФРГ, Франции, Италии, Люксембурга, Нидерландов, Австрии и Швейцарии). В октябре 1998 г. членами УСТЕ стали также ЭЭС, входящие в состав CENTREL. В настоящее время УСТЕ включает ЭЭС Австрии, Бельгии, Боснии и Герцеговины, Венгрии, Германии, Греции, Испании, Италии, Люксембурга, Македонии, Нидерландов, Польши, Португалии, Словакии, Словении, Франции, Хорватии, Чехии, Швейцарии и Югославии. Ведутся работы по расширению УСТЕ за счет подключения ЭЭС Болгарии и Румынии.

Вместе с CENTREL сети УСТЕ охватывают площадь 2,9 млн км² с населением 390 млн человек. Общая установленная мощность электростанций ЭЭС, входящих в состав УСТЕ, в 2000 г. составляла 485 ГВт, суммарное производство электроэнергии – 2 тыс. ТВт·ч, максимум нагрузки при параллельной работе ЭЭС достиг 315 ГВт.

УСТЕ имеет связи с ЭЭС соседних государств. На севере Германия связана с Данией морским кабелем постоянного тока и двухцепными ВЛ напряжением 220 и 380 кВ. В свою очередь, Дания связана морскими кабелями постоянного тока с Норвегией и Швецией. Кроме того, Германия имеет прямую связь с Великобританией и Швецией по морским кабелям постоянного тока напряжением 450 и 270 кВ. Запланировано строительство морских кабелей из Германии в Норвегию и из Польши в Швецию. Принято и реализовано решение по прокладке кабельной линии 400 кВ переменного тока пропускной способностью

700 МВт между Испанией и Марокко. Протяженность подводной части трассы кабеля составляет 26 км. С ростом передаваемой мощности эта кабельная линия будет использоваться на постоянном токе после сооружения необходимых подстанций. На востоке связь УСТЕ с энергосистемами СНГ осуществляется по ВЛ 500 и 750 кВ. Из суммарной мощности электростанций стран УСТЕ около 60 %, или 282 ГВт, приходится на Германию, Францию и Италию.

Кооперация и интеграция стран Северной Европы началась в 1915 г., когда кабелем 25 кВ были связаны южная Швеция и датский остров Зееланд. Энергообъединение северных стран Европы *NORDEL*, охватывающее ЭЭС четырех стран – Норвегии, Швеции, Финляндии и Дании (частично) – было создано в 1963 г. и обслуживает территорию, на которой проживает 24 млн человек. Общая установленная мощность электростанций объединения в 2000 г. составляла 91452 МВт, потребление электроэнергии – 379,7 млрд кВт·ч.

Электростанции *NORDEL* работают параллельно по сетям переменного тока 400 и 220 кВ. Кроме того, ЭЭС Дании связана с ЭЭС Норвегии и Швеции посредством передач постоянного тока. *NORDEL* связано с УСТЕ линиями электропередачи переменного тока 400, 220 и 110 кВ общей пропускной способностью более 2000 МВт, передачами постоянного тока – с ЭЭС Европы, а через вставку постоянного тока (ВПТ) – с ЭЭС России.

Для осуществления дальнейшей интеграции энергообъединений на Европейском континенте очень важно решить проблему использования уже существующих ВЛ между странами СНГ и Восточной Европы. Предлагаются различные варианты дальнейшего развития этих связей, направленные на создание общего на континенте рынка электроэнергии и мощности как основы Единого энергетического пространства. Для решения этой задачи в настоящее время разрабатывается ряд международных проектов.

В Северной Америке функционирует четыре мощных энергообъединения: восточное – от оз. Онтарио до штата Флорида и от Атлантического побережья до Скалистых гор – несомещенный максимум нагрузки (НМН) 482587 МВт; западное – от Британской Колумбии (Канада) до Калифорнии и от Тихого океана до Скалистых гор – НМН 121139 МВт; штата Техас – максимум нагрузки 45553 МВт; Квебек, Канада – максимум нагрузки 30890 МВт. Условно в США можно выделить две зоны развития основных электрических сетей: первая – с сочетанием напряжений 69–230–500 кВ, вторая – 138–346–765 кВ. Общая протяженность электрических сетей переменного тока напряжением 230 кВ и выше составляет более 241 тыс. км, постоянного тока напряжением 400–500 кВ – более 3,5 тыс. км. Ведутся работы по усилению основных сетей ЭЭС путем строительства ВЛ 765 и 1200 кВ. Перспективная роль передач постоянного тока пока остается неясной [18].

В Северной Африке функционирует энергообъединение, в которое входят энергосистемы Ливии, Алжира, Марокко и Туниса. Реализован проект прокладки подводного кабеля, который соединил ЭЭС Испании и Марокко. Максимум нагрузки ОЭС Северной Африки достиг 10 тыс. МВт. Передача мощности по

кабелю осуществляется трехфазным переменным током напряжения 400 кВ [48].

Энергообъединение *Южной Африки* включает ЭЭС следующих стран: Ангола, Ботсвана, Конго, Лесото, Малави, Маврикий, Мозамбик, Намибия, Сейшельские острова, ЮАР, Свазиленд, Танзания, Замбия и Зимбабве. Общая установленная мощность электростанций этого объединения составляет 50718 МВт, в том числе 20 % ГЭС. В течение 10–15 лет предполагается введение в строй ГЭС общей мощностью около 54 тыс. МВт. Крупнейшая в Южной Африке ЭЭС ЮАР имеет хорошо развитую сеть 400 кВ и ТЭС на угле, небольшое количество ГЭС и ГАЭС.

1.8.2. Предпосылки и условия интеграции ЭЭС

Основными предпосылками интеграционных процессов были и остаются ограниченность и неравномерное распределение ископаемых и водных энерго-ресурсов, улучшение экономических показателей ЭЭС, повышение качества и надежности электроснабжения потребителей, снижение экологического ущерба.

Тенденция объединения ЭЭС определяется также повышением инфраструктурной роли электроэнергетики и ЭЭС в жизни общества. Крупные территориально протяженные энергообъединения, имеющие достаточно развитую основную электрическую сеть, создают на обслуживаемой территории электроэнергетическую инфраструктуру, предоставляющую всем потребителям электроэнергию и электроэнергетические услуги равноценно, высокого качества и с высокой надежностью.

Либерализация отношений в электроэнергетике существенно видоизменяет содержание интеграционных процессов по сравнению с централизованно управляемой электроэнергетикой, причем это содержание различно на внутри- и межгосударственном уровнях. Внутри государства усиление интеграции ЭЭС стимулируется рыночными факторами конкуренции и свободы выбора, ведет к развитию электрической сети и повышению координации решений на уровне генерации, создавая тем самым предпосылки для увеличения составляющих системных эффектов. На межгосударственном уровне появляется ряд дополнительных факторов, связанных с требованиями энергетической безопасности государств, ЭЭС которых интегрируются, с политическими особенностями и приоритетами, с различием нормативно-правовой базы государств и несовершенством международного нормативно-правового поля и т.п. Эти дополнительные факторы тормозят интеграционные процессы, однако опыт создания и функционирования межгосударственных энергообъединений показывает, что их тормозящая роль снижается в результате экономической и политической интеграции государств, примером чему является Европейский Союз.

В связи с анализируемыми аспектами интеграции ЭЭС необходимо обратить внимание на имеющиеся тенденции диверсификации и, особенно, децентрализации в мировой электроэнергетике. Диверсификация связана с увеличением разнообразия источников инвестиций, видов первичных ТЭР и источни-

ков их получения, источников электроснабжения потребителей. Децентрализация определяется отказом от сооружения крупных энергетических объектов, повышением доли энергоустановок небольшой мощности на основе высокоэффективных энергетических технологий и возобновляемых источников энергии. Она определяется также усилением индивидуализации энергоснабжения. В связи с децентрализацией появилось новое понятие «распределенная генерация».

Децентрализация и появление распределенной генерации в целом усиливают технические возможности ЭЭС, в определенной мере разгружая основную электрическую сеть и повышая ее управляемость. В то же время существенно возрастают сложности управления функционированием и развитием ЭЭС. При этом децентрализация не устраняет факторов, стимулирующих интеграцию ЭЭС и усиление их инфраструктурной роли, но вносит в этот процесс определенную специфику.

Таким образом, сложившаяся в XX столетии тенденция интеграции ЭЭС сохраняется и даже усиливается либерализацией отношений в электроэнергетике. Эта тенденция в мировой электроэнергетике достаточно устойчива. В современных условиях она определяется четырьмя основными группами факторов:

- продажей электроэнергии энергоизбыточными странами, регионами и компаниями энергодефицитным;
- наличием системных эффектов в интегрированной ЭЭС;
- повышением инфраструктурной роли электроэнергетики и ЭЭС;
- рыночными факторами конкуренции и свободы выбора.

В общем плане усиление интеграции ЭЭС отражает имеющие место процессы глобализации в мировой экономике. Тенденция децентрализации электроснабжения вносит существенную специфику в свойства интегрированных энергосистем, однако не снижает роль интеграционных факторов. При этом вследствие либерализации усложняются оценка интеграционных эффектов и обеспечение условий для их использования (реализации).

По оценкам Европейской экономической комиссии ООН, объединение ЭЭС в УСТЕ позволило снизить суммарную установленную мощность электростанций примерно на 9%, что на уровне 1989 г. составляло более 34 ГВт. Выполненные в 1990 г. по инициативе Комиссии европейских сообществ исследования эффективности усиления интеграции энергосистем западноевропейских стран показали, что переход энергосистем девяти стран (Бельгии, Великобритании, Германии, Испании, Италии, Нидерландов, Португалии, Франции и Швейцарии) от действовавших тогда принципов параллельной работы к единому централизованному диспетчерскому управлению позволил бы получить снижение ежегодных затрат в 1990, 2000 и 2010 гг. соответственно на 1,2; 0,8 и 2,2 млрд экю. Дополнительная экономия затрат при переходе к централизованному управлению развитием западноевропейского энергообъединения УСТЕ могла бы быть (по оценкам на уровне 1990 г.) в 2000 и 2010 гг. соответственно 4,5 и 9,0 млрд экю.

Предварительные оценки для уровня 1989 г. некоторых составляющих эффективности создания общеевропейского энергообъединения, включая ЕЭС

СССР, показали следующее. Гарантированная выработка электроэнергии ГЭС в зависимости от уровня надежности обеспечения гидроресурсами и степени корреляции приточности воды в водохранилищах может увеличиться на 26–43 млрд кВт·ч. Оптимальная величина оперативного резерва генерирующей мощности может быть снижена примерно на 17 ГВт, а уменьшение включенного резерва генерирующей мощности возможно примерно на 3 ГВт в случае пропускной способности связей между западной и восточной частями общеевропейского энергообъединения, равной 4 ГВт [60].

В *Северо-Восточной Азии* (СВА) имеются все предпосылки для тесной и взаимовыгодной электроэнергетической интеграции. Прежде всего, это различная обеспеченность территорий топливно-энергетическими (в том числе гидроэнергетическими) ресурсами. При этом центры электрической нагрузки находятся в районах, наиболее заселенных и имеющих развитую промышленность. Здесь же наиболее развиты электрические сети высших напряжений (рис. 1.35). Эти районы, как правило, удалены от месторождений и мест добычи энергоресурсов. Кроме того, основные районы добычи энергоресурсов и электропотребления могут находиться в разных странах. Так, Япония и Республика Корея имеют низкую обеспеченность топливно-энергетическими ресурсами и соответственно высокую стоимость топлива и энергии. Россия, Китай и КНДР гораздо лучше обеспечены ресурсами, но значительно отстают по возможностям финансирования развития энергетики. Китай, к тому же, имеет сейчас высокие темпы развития экономики и роста потребностей в электроэнергии, в связи с чем испытывает трудности в электроснабжении. Все это делает потенциально эффективным экспорт-импорт электроэнергии, в первую очередь, экспорт из России в другие страны региона.

Еще одной исключительно важной предпосылкой электроэнергетической интеграции в СВА является сезонное различие наступления годовых максимумов нагрузки в разных ЭЭС региона. Так, в России, северных ЭЭС Китая, КНДР и Монголии годовой максимум нагрузки наступает зимой в вечерние часы, а в Японии и Республике Корея – летом в дневное время.

Передача электроэнергии из топливо- и энергоизбыточных районов в энергодефицитные и реализация указанных выше системных эффектов объединения ЭЭС СВА потребует существенного развития межгосударственных электрических связей в регионе. В перспективе в регионе может быть сформировано мощное энергообъединение, включающее ЭЭС всех стран СВА.

В полном объеме оценка потенциальных системных эффектов, которых можно достичь при объединении ЭЭС стран СВА, пока еще не выполнялась ни в России, ни за рубежом. Проводились лишь отдельные исследования некоторых ее частей, либо некоторых аспектов интеграции энергосистем. В частности, исследовались интеграционные системные эффекты объединения ЭЭС трех стран: России, КНДР и Южной Кореи. Результаты показали, что при объединении рассматриваемых ЭЭС суммарная потребность во вводах генерирующих мощностей снижается почти на 8 ГВт. Это составляет около 25 % вводов новых мощностей при изолированной работе ЭЭС. Полученная величина экономии мощностей от объединения ЭЭС сравнима с современной мощностью всей

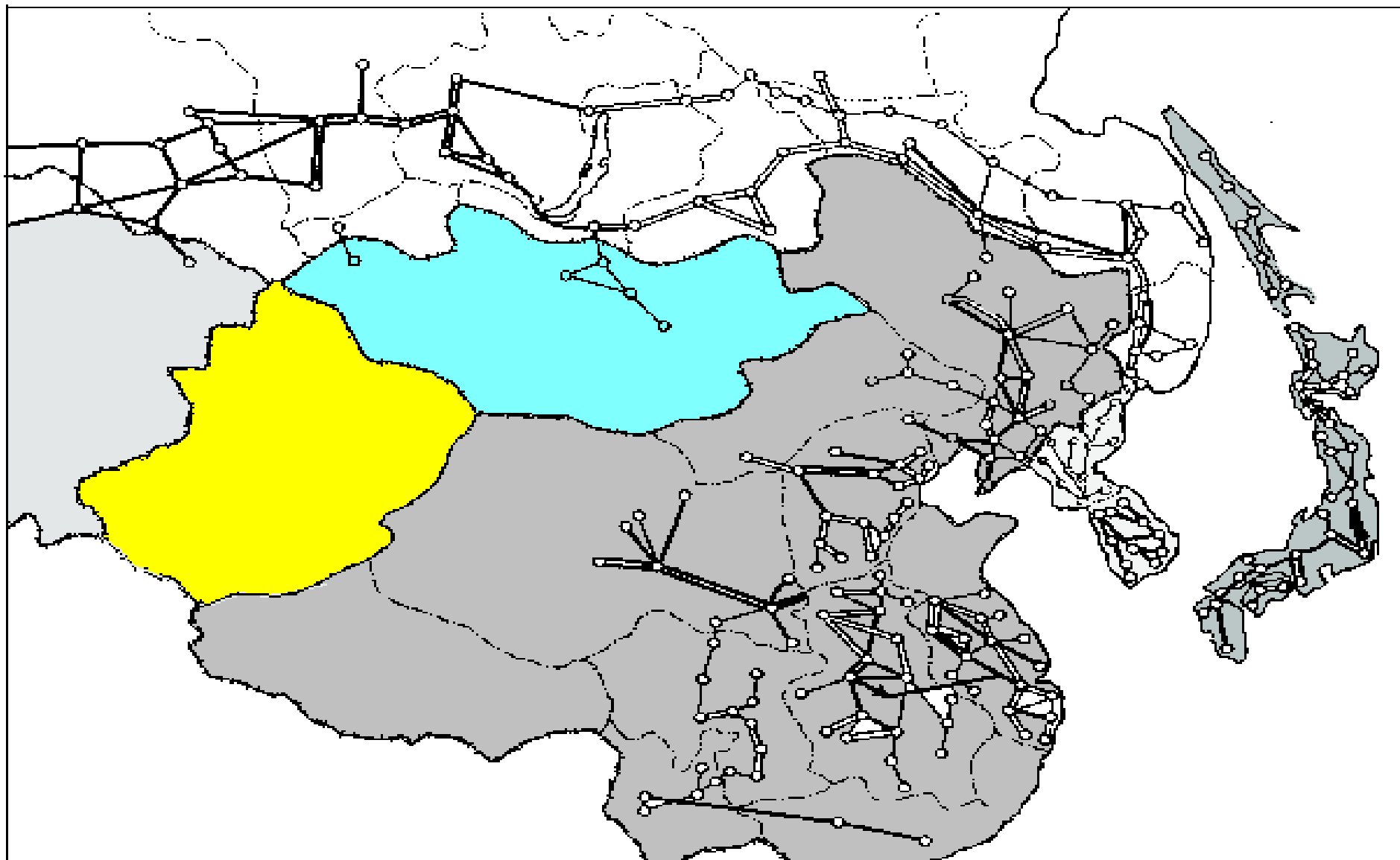


Рис. 1.35. Основная электрическая сеть Северо-Восточной Азии
(— 330-350 кВ, — 220 кВ, — ПТТ).

ОЭС Востока. Сокращение мощностей происходит в ЭЭС КНДР и Южной Кореи. В ЭЭС Дальнего Востока России установленные мощности по сравнению с изолированной работой несколько возрастают. Такое перераспределение происходит вследствие более низких затрат на производство электроэнергии дальневосточными электростанциями.

Сокращение потребности в установленных мощностях при объединении рассматриваемых ЭЭС приводит к снижению потребности в капиталовложениях в электростанции в объеме 14,3 млрд дол. При стоимости межгосударственных связей 2 млрд дол. по приведенным затратам эффект составляет порядка 4 млрд дол. в год.

Были выполнены также предварительные оценки потенциальных системных эффектов при сооружении ППТ "Приморская АЭС – Северо-Восток Китая – Южная Корея". Оценки показали, что реализация этого варианта с учетом сокращения суммарного необходимого оперативного резерва мощности позволяет сэкономить до 7,2 ГВт установленных мощностей во всех объединяемых ЭЭС.

Из этих примеров следует, что объединение ЭЭС всех стран СВА может дать высокие системные интеграционные эффекты. Для их оценки требуется проведение специальных исследований.

1.8.3. Структура и принципы формирования Евразийского суперэнергообъединения

Общая характеристика Евразийского электроэнергетического пространства. В силу объективных экономических, территориальных, исторических и других факторов уровень развития электроэнергетики и ЭЭС (производство электроэнергии на душу населения и на единицу обслуживаемой территории, развитость основной электрической сети и др.) разный в различных частях Евразийского электроэнергетического пространства. Попытаемся проанализировать существующие различия и некоторые условия, способствующие интеграции ЭЭС на территории Евразии.

Западная Европа с ее относительно небольшой территорией имеет высокий уровень развития электроэнергетики по установленной мощности электростанций и развитости основной электрической сети переменного тока. Существующее здесь межгосударственное энергообъединение UCTE обладает достаточно продолжительным опытом интеграции национальных ЭЭС, который сейчас трансформируется на основе организации европейского электроэнергетического рынка. Для существенных количественных и качественных изменений в UCTE в обозримой перспективе нет оснований. Важным позитивным условием стабильности является усиление экономической и политической интеграции стран в рамках Европейского Союза.

К энергообъединению UCTE экономически, политически, технологически и территориально тяготеют Центральная Европа и Балтия.

Электроэнергетика Скандинавских стран, представляемая межгосударственным энергообъединением NORDEL, также достаточно развита, хотя здесь

ЭЭС, сформировавшиеся на переменном токе, имеют определенную специфику, связанную в основном с географическими особенностями и размещением ТЭР. Принципы функционирования энергообъединения NORDEL в последнее время существенно трансформируются на основе рыночных механизмов.

Энергообъединения UCTE и NORDEL имеют достаточно сильные связи через электропередачи и вставки постоянного тока. Предполагается их усиление в рамках проекта "Балтийское кольцо".

Следующую группу составляют ЭЭС Украины, Белоруссии, Молдавии и Европейской части России. В силу более низкого уровня экономического развития, меньшей плотности населения и большей протяженности территории по сравнению с Западной и Центральной Европой здесь электроэнергетика развита относительно меньше. Вследствие географической, исторической, технологической и т.п. общности, эти страны тяготеют друг к другу, что создает предпосылки к восстановлению и усилению интеграции ЭЭС в этой зоне, которая объективно может осуществляться на переменном токе.

В настоящее время имеется электрическая связь рассматриваемой Восточно-Европейской электроэнергетической зоны с NORDEL через вставку постоянного тока. Однако пропускная способность порядка 1000 МВт не соответствует возможностям взаимовыгодного энергообмена между NORDEL и ЭЭС России и объективно будет увеличиваться. Связи этой энергозоны с UCTE и CENTREL отсутствуют, основные перспективные проработки базируются на электропередачах постоянного тока в рамках энергомоста Россия–Белоруссия–Польша–Германия и "Балтийского кольца", имеется возможность возобновления параллельной работы на переменном токе при определенных технических, экономических и политических условиях.

Созданная еще в период существования СССР объединенная ЭЭС республик Центральной Азии продолжает функционировать в тех же границах при наличии единого диспетчерского центра. Зона обслуживания этой ЭЭС составляет южную и юго-восточную части центрально-азиатских республик с достаточно протяженной территорией. Северная и Северо-Восточная энергозоны Казахстана работают изолированно.

Объединение северной и южной энергозон Казахстана в свое время не было реализовано в связи с известной стагнацией в последние годы существования СССР. Для Казахстана сооружение такой связи по-прежнему актуально и будет означать возможность отказа от импорта электроэнергии в южную секцию ЭЭС из соседних государств при наличии избыточных энергоресурсов в Северном и Северо-Восточном Казахстане. Аналогичную возможность получают некоторые из республик Центральной Азии, не имеющие собственных ископаемых ТЭР.

Проведены предварительные проработки возможных электрических связей на постоянном токе ОЭС Центральной Азии с Западным Китаем и Пакистаном для выдачи избыточной пиковой мощности Камбаратинских ГЭС в Киргизии, сооружение которых проектировалось еще в 1980-е гг. Ведутся также проектные проработки электрических связей с Афганистаном и Ираном.

Таким образом, может быть создан крупный энергопул, включающий ЭЭС стран Центральной Азии и Среднего Востока и примыкающий на севере к Волго-Уральской и Сибирской секциям ЕЭС России. В этом энергопуле, помимо решения перечисленных ранее региональных задач, могут быть достигнуты существенные эффекты за счет совмещения графиков нагрузки стран с резко различными климатическими условиями, большим разнообразием структуры генерирующих мощностей и характеристик потребителей. Немаловажную роль создание общего электроэнергетического рынка этих мусульманских стран может сыграть и в стабилизации неустойчивого политического положения в регионе.

Достаточно перспективным регионом усиления интеграции ЭЭС являются страны Черноморско-Каспийского бассейна. В рамках проекта "Черноморское кольцо" рассматриваются энергосистемы юга России, Украины, Молдавии, Болгарии, Греции, Турции, Грузии, Армении, Азербайджана, Ирака, Ирана. Проект предусматривает развитие межгосударственных связей главным образом на переменном токе, однако имеются предложения и по кабельной связи постоянного тока между Россией и Турцией по дну Черного моря. Для части перечисленных стран речь идет о восстановлении связей, прерванных по тем или иным причинам.

Рассматриваемый регион на западе примыкает к энергообъединению УСТЕ, на севере – к Восточно-Европейской энергозоне, на востоке – к перспективному энергопулу Центральной Азии и Среднего Востока. Электрические связи по этим направлениям имеются и будут сооружаться преимущественно на переменном токе. Развитие межгосударственных электрических связей в рассматриваемом регионе будет способствовать организации рынка электроэнергии с усилением связей с ЭЭС арабских стран Ближнего Востока и Израиля.

Сибирь и Дальний Восток России представлены двумя территориальными энергообъединениями ЕЭС России – ОЭС Сибири и ОЭС Востока, имеющими слабые электрические связи как между собой, так и с Европейской секцией ЕЭС России. Эти ОЭС имеют территориально протяженную на тысячи километров с запада на восток структуру. ОЭС Сибири и количественно, и структурно более развита по сравнению с ОЭС Востока. Территориальная протяженность обоих энергообъединений и размещение крупных потребителей электроэнергии вблизи мощных генерирующих узлов имеют следствием недостаточно развитую основную электрическую сеть, создающую определенные трудности в обменах электроэнергией внутри ОЭС.

В регионе *Северо-Восточной Азии* наиболее развитую электроэнергетику имеют Япония, Китай и Южная Корея (см. п. 1.7). Япония и Южная Корея расположены на достаточно компактной территории, высокий уровень экономического развития этих стран предопределил соответствующее развитие электроэнергетики и ЭЭС. Высокие темпы развития электроэнергетики и создание в недалеком будущем Единой энергосистемы выведут Китай в число энергетических гигантов. В настоящее время в Китае прорабатываются решения по объ-

единению региональных ЭЭС, при этом рассматриваются и связи на постоянном токе.

Описываемый регион, включая Восточную Сибирь и Дальний Восток России, перспективен с точки зрения возможности создания международного электроэнергетического пула. Начало ему может быть положено рядом обсуждаемых и прорабатываемых в последние годы межгосударственных электропередач постоянного тока, прежде всего Восточная Сибирь – Китай, Дальний Восток – Китай – Северная Корея – Южная Корея, Дальний Восток – Сахалин – Япония. Предпосылками к интеграции национальных ЭЭС являются неравномерное по территории размещение ТЭР (богатые ТЭР Восточная Сибирь и Дальний Восток России, Север и Северо-Запад Китая и бедные энергоресурсами Юго-Восток Китая, Япония, Южная Корея), благоприятное совмещение графиков нагрузки, имеющих сезонные сдвиги максимумов, различные для южных и северных стран-участниц, снижение суммарного резерва мощности в энергосистемах образующегося энергопула (см. п. 1.8.2).

В южной части Азиатского континента идет, хотя и меньшими темпами, чем в Китае, развитие электроэнергетики и постепенное объединение местных ЭЭС Индии. При улучшении политического климата и по мере развития электроэнергетики возможно и соответствующее создание межгосударственных электрических связей на переменном или постоянном токе (в зависимости от расстояний, наличия водных преград и т.д.) между странами Северо-Восточной, Юго-Восточной и Южной Азии.

Таким образом, уже в настоящее время на Евро-Азиатском континенте функционирует ряд крупных государственных и межгосударственных электроэнергетических пулов, а также определилась тенденция к формированию новых пулов. Намечаются электрические связи между этими пулами, что в конечном счете приведет к созданию Евро-Азиатского суперэнергообъединения.

Общесистемные представления о Евро-Азиатском суперэнергообъединении. Как любая большая система, такое крупное межгосударственное суперэнергообъединение инфраструктурного типа должно иметь иерархическую структуру в виде некоторых электроэнергетических зон (зональных энергообъединений), взаимодействующих друг с другом. Предпосылками подобной зональной структуры являются ограничения, связанные с возможными проблемами технологического управления, с локализацией зональных электроэнергетических рынков, вследствие ограничений по дальности транспорта электроэнергии и др.

Немаловажным фактором в формировании зональных энергообъединений является ресурсная, экономическая, политическая общность или интеграция стран. Электрические связи между этими зонами могут быть как на переменном, так и на постоянном токе. Выбор рода тока таких связей зависит от различных факторов, в частности, расстояний, сложившихся связей, разных технических и технологических требований и т.д.

В рассматриваемом смысле к употребляемым иногда выражениям типа "протяженная электрическая цепь Япония – Китай – Сибирь – Казахстан – Европейская часть России – западные страны СНГ - Центральная Европа – Запад-

ная Европа" или "Евро-Азиатское суперэнергообъединение" следует относиться с определенной долей условности. С учетом иерархичности структуры такого энергообъединения речь не идет, конечно, о маневрировании потоками электроэнергии от Тихого океана до Атлантического, например, с целью совмещения графиков нагрузки ЭЭС, находящихся в разных часовых поясах на противоположных концах энергообъединения, или взаимопомощи резервами на такие огромные расстояния. Речь должна идти о том, чтобы созданная электроэнергетическая инфраструктура наиболее рациональным образом способствовала реализации потенциальных системных эффектов в любой части такого суперэнергообъединения с учетом его физических свойств (пропускных способностей связей, потерь в сети, маневренности генерирующего оборудования и др.). Системные свойства такого территориально протяженного энергообъединения требуют еще своего изучения.

Основные направления и условия сооружения межгосударственных электрических связей ЭЭС России. Принципиально имеет смысл рассматривать следующие направления сооружения межгосударственных электрических связей ЭЭС России для обменов и экспортных поставок электроэнергии:

- страны СНГ (Украина, Белоруссия, Закавказские республики, Казахстан), здесь речь идет о восстановлении существовавших ранее связей и их усилении;
- UCTE (плюс CENTREL);
- NORDEL (в основном через Финляндию);
- Турция (кабелем по дну Черного моря или/и в рамках проекта "Черноморское кольцо");
- Китай, Монголия;
- Япония (через Сахалин или, в более отдаленном будущем, через Японское море);
- Республика Корея (через КНДР или с использованием подводного кабеля).

Наряду с этим может рассматриваться участие РАО "ЕЭС России" или других российских организаций в создании межгосударственных связей энергосистем стран СНГ с энергосистемами стран дальнего зарубежья.

Связи с UCTE/CENTREL. В настоящее время рассматриваются следующие варианты.

1. Сооружение многоподстанционной электропередачи постоянного тока (МППТ) Россия – Белоруссия – Польша – Германия.

2. Сооружение МППТ Россия – Белоруссия – Литва – Калининград – Польша – Германия.

3. По линиям переменного тока 750, 400 и 220 кВ через Украину, Польшу, Венгрию, Румынию, Болгарию.

4. С использованием тех же линий, но с установкой вставок постоянного тока между ОЭС Украины и ЭЭС стран, работающих на частоте западноевропейского энергообъединения.

5. Путем обмена мощностью через Финляндию – Швецию, или выделением "островных" частей ЭЭС в Белоруссии и на Украине с возмещением передаваемой мощности из ЭЭС России.

Может быть рассмотрен и вариант непосредственной электрической связи Россия – Западная Европа (Германия) с использованием подводного кабеля. В настоящее время по дну Балтийского моря проложены и проектируются несколько кабельных линий. Основное препятствие к реализации подобного проекта - высокая стоимость подводного кабеля и его укладки. При этом следует иметь в виду, что при столь большой протяженности кабеля вряд ли можно говорить о пропускной способности биполярной передачи менее 1500–2000 МВт и числе часов использования максимума менее 5000, а это в свою очередь, подразумевает гарантированные поставки 7,5–10 млрд кВт·ч в год. Стоимость такой электропередачи составит не менее 2–2,5 млрд долларов. При увеличении пропускной способности до 4000 МВт стоимость электропередачи окажется порядка 4–4,5 млрд долларов.

Представляется, что в монополярном варианте исполнения принципиально можно снизить мощность электропередачи до 1000 МВт без существенного повышения удельных капитальных затрат, дальнейшее снижение мощности неизбежно приведет к их повышению и соответственно к ухудшению экономических показателей электрической связи в целом.

К числу преимуществ кабельной передачи по сравнению с МППТ Россия – Белоруссия – Польша – Германия, кроме непосредственной связи ЭЭС России и Германии, следует также отнести меньшие эксплуатационные расходы и существенное упрощение вопросов согласования трассы линии.

Определенные преимущества могут быть получены за счет возможности непосредственного (без прохождения по территории других стран) присоединения к этой электропередаче Калининградской ЭЭС, что может повысить экономические показатели проекта в целом.

При создании синхронной связи между Западноевропейским энергообъединением UCTE/CENTREL, с одной стороны, и ЭЭС России и других, связанных с ней энергообъединений, с другой, возникает ряд технических и организационных проблем, требующих своего решения.

Связи с NORDEL. Имеется непосредственная граница с Финляндией и Норвегией, что исключает необходимость участия третьих стран.

В то же время по имеющимся данным в NORDEL наиболее низкие тарифы на электроэнергию, имеются определенные трудности, связанные с давлением со стороны общественных организаций в отношении продления срока эксплуатации Ленинградской и Кольской АЭС. Кроме того, конфигурация ЭЭС Финляндии такова, что для подачи электроэнергии к основным центрам потребления наиболее удобным коридором для сооружения линий электропередачи является Карельский перешеек, возможности которого практически исчерпаны по экологическим соображениям.

Передача значительного объема электроэнергии в Норвегию нецелесообразна, так как пограничная с Россией область Норвегии не имеет существенных перспектив хозяйственного развития.

Однако все эти трудности нельзя считать непреодолимыми, и следует стремиться к расширению объема экспорта электроэнергии через границу с Финляндией, имея в виду ее географическое положение.

В этой связи наряду с традиционными решениями (увеличение мощности действующей вставки постоянного тока, выделение энергоблоков Северо-Западной ТЭЦ, работа на выделенные районы) и ведущейся проработкой электропередачи 330 кВ из района Карелии со вставкой постоянного тока на территории Финляндии могут быть рассмотрены и другие, нетрадиционные, варианты, например:

- кабельная передача из района Соснового Бора в наиболее экономически развитый район Финляндии;

- сооружение мощной электропередачи (1–2 ГВт) из Республики Коми в Карелию и далее в Финляндию. При этом решаются и некоторые внутренние вопросы ОЭС Северо-Запада;

- перевод одной из ВЛ 330 кВ, проходящей по Карельскому перешейку, на постоянный ток ± 400 кВ, что позволит значительно увеличить пропускную способность в пределах того же коридора, причем эта линия может быть доведена до любой точки на территории Финляндии, в том числе и связана с ППТ Финляндия – Швеция.

Связи с Китаем и Монголией. Что касается Монголии, то можно говорить о расширении параллельной работы ее ЭЭС с российскими системами.

Наиболее крупные экспортные связи с Китаем следует рассматривать в виде мощных ППТ из района Братска и Восточно-Сибирского региона.

ППТ Братск – Пекин была проработана на уровне ТЭО. Техноэкономические показатели этой ППТ весьма благоприятны, несмотря на большую протяженность воздушной линии. Имеются серьезные международные финансовые группы, готовые финансировать этот проект и участвовать в последующей эксплуатации. Практически единственным препятствием на пути реализации проекта явились изменившаяся в последнее время экономическая ситуация в Китае и последовавший отказ от сооружения электропередачи в ближайшее время.

Сооружение мощных линий электропередачи из Восточно-Сибирского региона в Китай с большим объемом экспортных поставок электроэнергии очевидно должно быть согласовано с сооружением электростанций в этом районе, что будет сопряжено с дополнительными капитальными вложениями и, возможно, менее эффективными экономическими показателями по сравнению с ППТ Братск – Пекин.

Связи с Турцией. С учетом сложности политической обстановки на Кавказе, наиболее реальной представляется кабельная передача по дну Черного моря. Принципиально возможны два варианта:

- по кратчайшему расстоянию от источников электроэнергии на Северном Кавказе к промышленно развитым районам Турции;

- от крайней южной оконечности российской территории на побережье к сравнительно малонаселенной и слабо развитой части турецкой территории.

В первом случае оказывается существенно более протяженной кабельная часть передачи и возникает необходимость преодоления наиболее глубокой части моря. Этот вариант реализуем, но на пределе современных технических возможностей.

Во втором случае требуется значительный дополнительный объем сетевого строительства в России и Турции.

Оценка экономической эффективности передачи и сопоставление возможных вариантов могут быть получены лишь в результате выполнения ТЭО.

Связи с Японией. Для создания мощных энергетических связей с Японией имеются несколько причин: практическое отсутствие в Японии собственных минеральных энергоносителей, настороженное отношение общественности к атомной энергетике, высокие тарифы на электроэнергию, экологические ограничения на сооружение электростанций в Японии. К этому следует добавить, что в обозримой перспективе вряд ли будут созданы экономически оправданные технические средства, которые позволят передавать электроэнергию в Японию из каких-либо других стран, кроме России и Южной Кореи. Однако высокая стоимость электропередачи и отсутствие мирного договора между Россией и Японией затрудняют реализацию такого рода проектов.

Несмотря на высокую стоимость энергомоста Сахалин – Япония, экономически оправданная электрическая связь, включающая и сооружение специальной электростанции, возможна при условии, что эта связь будет иметь пропускную способность не менее 4 ГВт и исключительно высокий коэффициент использования.

Можно также предположить экономическую целесообразность передачи Сахалин – Япония значительно меньшей мощности (не более 0,5–1 ГВт) с использованием ее в пределах энергосистемы о. Хоккайдо. Однако такие варианты передачи детально пока не разрабатывались.

Реализация электропередачи Россия – Япония, предполагающая и сооружение крупной электростанции, наряду с экономическим эффектом от экспорта позволила бы существенно развить инфраструктуру Востока России, прежде всего о. Сахалин.

Связи с Республикой Корея и КНДР. Межгосударственная связь "Россия – Китай – Южная Корея" предусматривается как ППТ ±500 кВ с пропускной способностью 3 ГВт и длиной 1800 км. Преобразовательные подстанции мощностью 3 ГВт каждая размещаются около Приморской АЭС и в пунктах отбора мощности в Шеньяне и Сеуле.

В другом варианте данной связи рассматривается дополнительная преобразовательная подстанция в КНДР, при этом ЭЭС КНДР также вовлекается в формирование системных эффектов. Еще один вариант предусматривает объединение ЭЭС Приморского края, КНДР и Южной Кореи с помощью трехподстанционной ППТ. Рассмотренный проект дает значительный экологический эффект, так как сокращается потребность в органическом топливе и, как следствие, снижаются выбросы в окружающую среду.

Принципиальные направления создания межгосударственного энергообъединения в Северо-Восточной Азии. Существуют некоторые заделы, позволяющие конкретизировать начальный этап создания такого межгосударственного энергообъединения. Принципиальная схема энергообъединения стран СВА приведена на рис. 1.36. Наиболее проработана ППТ "Восточная Сибирь России – Монголия – Китай". Перспективной является также связь "Дальний Восток России – Северо-Восток Китая – КНДР – Южная Корея".

Намечаются некоторые важные внутригосударственные связи, могущие стать базой основной сети межгосударственного энергообъединения, например, ГЭС "Три ущелья" – Юго-Восток Китая.

Далее нужно анализировать очередность сооружения других межгосударственных связей, например. Дальний Восток России – Япония, Южная Корея – Япония и др. При этом может потребоваться усиление некоторых внутригосударственных связей, например Восточная Сибирь – Дальний Восток России, Северный Китай – Юго-Восточный Китай и др.

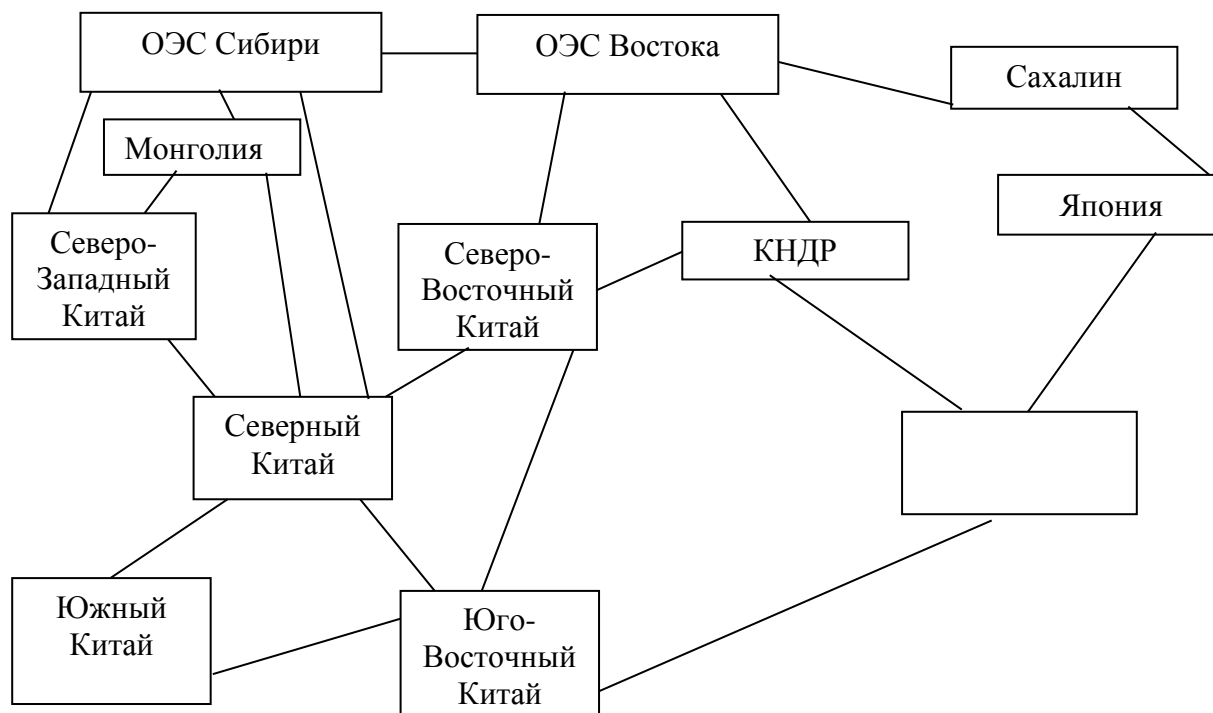


Рис. 1.36. Принципиальная схема энергообъединения стран СВА.

В конечном счете структура основной сети энергообъединения будет кольцевой, с вложенными друг в друга кольцами. Спецификой является то, что она формируется на основе ППТ, не примыкающих (в основном) друг к другу непосредственно и соединяющих части энергообъединения, работающие на переменном токе.

Участие в сооружении и использовании связей за пределами территории России. К числу таковых в определенной мере относится связь через Украину с CENTREL и UCTE, а также передачи от выделенных генераторов на Украине и

Белоруссии или на выделенные районы нагрузки Польши, Венгрии и др. с возмещением электроэнергии поставками из ЕЭС России.

К числу крупных проектов такого рода можно отнести проект ППТ Экибастуз – Южный Казахстан и ППТ от Камбаратинских ГЭС в Киргизию, Пакистан и Китай.

При создании ППТ Камбарата – Пакистан (Китай) ЕЭС России могла бы предложить заполнение графика загрузки этой ППТ в летние месяцы, когда потребность в электроэнергии на юге возрастает и одновременно возрастает расход воды для ирригации.

Создание таких передач мощностью в несколько ГВт вряд ли реально за счет средств России и бывших республик СССР. Однако при должном представлении этих проектов показатели их вполне могут оказаться привлекательными для международных инвесторов.

1.8.4. Требования к развитию ЕЭС России как составляющей Евразийского суперэнергообъединения

Условия формирования Евразийского электроэнергетического пространства свидетельствуют об особой, в существенной мере интегрирующей роли ЕЭС России. В этой связи целесообразно иметь в виду три направления развития ЕЭС: Западное, Восточное и Южное.

В Западном направлении с целью усиления интеграции ЕЭС России с энергосистемами Западной, Северной, Центральной и Восточной Европы предполагается наращивание генерирующих мощностей и усиление основной электрической сети переменного тока. Это позволит обеспечить активное участие ЕЭС России в Европейском рынке электроэнергии, а также в районах примыкания возможных ППТ энергомоста Россия – Белоруссия – Польша – Германия, «Балтийского кольца», ППТ Россия – Турция.

Восточное направление (регион Северо-Восточной Азии) требует более серьезного внимания как с точки зрения развития генерирующих мощностей, так и усиления основной электрической сети, в том числе, связи между энергосистемами Восточной Сибири и Дальнего Востока.

В части генерирующих мощностей необходимо иметь в виду существенные экологические ограничения на развитие генерации с использованием органического топлива в Японии, Южной Корее и Китае. В этих условиях российская электроэнергия, вырабатываемая экологически более чистым способом (на ГЭС и АЭС), могла бы оказаться значительно более конкурентоспособной на электроэнергетических рынках по сравнению с электроэнергией ТЭС.

Определенный прирост резервов электроэнергии в данном регионе можно ожидать и в связи с реализацией программы газификации территорий (республик, краев, областей), особенно при специальном государственном стимулировании реконструкции ТЭЦ на базе ГТУ и замены котельных в городах и поселках на ГТУ-ТЭЦ с использованием современного, в том числе конверсионного, высокоэффективного энергетического оборудования.

В части усиления электрической связи между энергосистемами Восточной Сибири и Дальнего Востока речь идет о линиях электропередачи переменного тока напряжением 500 кВ. Это решит задачу электроснабжения зоны БАМ и южной транссибирской магистрали, а также повысит надежность электроснабжения потребителей Дальнего Востока. Одновременно может развиваться малый приграничный экспорт электроэнергии в Китай на переменном токе до 500 кВ.

Более мощные связи с сопредельными странами региона целесообразны на постоянном токе. В связи с этим необходимо обратить внимание на возможную систему постоянного тока (СПТ) Усть-Илимск – Южно-Якутский гидроэнергокомплекс (ГЭК) – Хабаровск.

Система постоянного тока связывает ОЭС Сибири и Востока России, а также крупные гидроэнергетические комплексы: Тугурскую приливную электростанцию (ПЭС) на побережье Охотского моря, Южно-Якутский ГЭК, включая Учурские и Тимптонские ГЭС, и Мокскую ГЭС на р. Витим. Создание такой СПТ с сооружением перечисленных электростанций представляется возможным к 2025–2030 гг. Она может стать очень мощным и важным инфраструктурным звеном электроэнергетического пространства Северо-Восточной Азии. От ее терминалов возможно сооружение межгосударственных электрических связей с Китаем, Японией, Северной и Южной Кореей.

Южное направление (Центральная Азия и далее – Южная Азия и Средний Восток) С точки зрения интересов ЕЭС России целесообразно восстановить действовавшие до начала 1990-х гг. связи ОЭС Сибири и ОЭС Урала с ОЭС Северного Казахстана. Учитывая, что эта связь оказывается проходящей по территории другого государства, что ограничивает возможности управления режимами этой связи со стороны ЕЭС России, необходимо вернуться к рассмотрению обсуждавшейся в середине 1990-х гг. достаточно мощной связи между ОЭС Сибири и ОЭС Урала, проходящей по территории России. Для обеспечения независимости управления нагрузкой связи, ее надежности, а также участия ЕЭС России в электроэнергетических рынках Центральной Азии, а далее – Южной Азии и Среднего Востока, не лишена оснований связь между ОЭС Сибири и ОЭС Урала на постоянном токе.

С учетом усиления связи Урал – Сибирь, а также возможного участия этих ОЭС в электроэнергетических рынках Центральной Азии, потребуются усиление связи по направлению Урал – Средняя Волга – Центр, которое логично выполнять на переменном токе.

2. УПРАВЛЕНИЕ СИСТЕМАМИ ЭНЕРГЕТИКИ: СОСТОЯНИЕ, ТЕНДЕНЦИИ

2.1. Либерализация и проблемы управления в электроэнергетике: мировой опыт и возможные тенденции на перспективу*

2.1.1. Исходные положения

За немногим более чем столетнюю историю электроэнергетика в развитых странах мира претерпела существенные трансформации и развитие от небольших локальных генерирующих установок до крупных государственных и межгосударственных электроэнергетических объединений. Основными предпосылками интеграционных процессов, связанных с созданием и расширением электроэнергетических систем (ЭЭС) и их объединений, были и остаются ограниченность и неравномерное распределение топливно-энергетических ресурсов, улучшение технико-экономических показателей ЭЭС по сравнению с изолированно работающими электростанциями, прежде всего за счет реализации системных эффектов, повышение качества и надежности электроснабжения потребителей, ограничение экологического давления со стороны энергокомплексов, повышение инфраструктурной роли электроэнергетики и ЭЭС в жизни общества.

Наряду с отмеченными тенденциями преимущественно технического характера в этот период происходили и существенные институциональные изменения в электроэнергетике многих стран, связанные с организационной структурой отрасли, отношениями собственности, экономическими механизмами управления. До 30-х годов XX в. (до известного глобального экономического кризиса) в электроэнергетике большинства развитых стран преобладала частная собственность на электроэнергетические объекты, а в процессах функционирования и развития ЭЭС существенную роль играли рыночные механизмы конкуренции. Экономический кризис 30-х годов прошлого века привел к осознанию важной роли электроэнергетики как базовой отрасли экономики и топливно-энергетического комплекса. Одним из существенных факторов в этом плане оказывается то, что электроэнергия по своим потребительским свойствам является наиболее универсальным, технологически удобным и чистым энергоносителем. Результатом такого осознания стала национализация электроэнергетической отрасли во многих странах и организационная трансформация структуры электроэнергетики путем создания вертикально-интегрированных электроэнергетических компаний, монопольно производящих электроэнергию и снабжающих ею потребителей на обслуживаемой территории. Важно отметить, что вертикально-интегрированные монополии создавались и в тех странах, где сохра-

* Исследования выполнены при финансовой поддержке гранта Президента РФ для ведущей научной школы НШ-2234.2003.8

нялась частная или смешанная (включая частную) собственность на электроэнергетические объекты.

В СССР мотивация национализации электроэнергетики по известным причинам была другой, другими были также экономические отношения в электроэнергетике, как и в экономике в целом, однако структурные преобразования в отрасли были похожими.

Во второй половине 70-х годов практически во всех развитых странах росло недовольство работой энергокомпаний. Причинами недовольства послужил рост тарифов на поставляемую электроэнергию, снижение надежности электроснабжения из-за возникших трудностей с топливоснабжением электростанций. Ухудшение положения в электроэнергетике США происходило на фоне удачно проведенного реформирования телекоммуникационной и газоснабжающей отраслей. Суть проведенных там реформ сводилась к отделению сетевых секторов этих отраслей от сервисных и развитию конкуренции в последних [1, 2].

Результатом дебатов о кризисном состоянии электроэнергетики явилось устойчивое мнение о том, что электроэнергетика – слишком монополизированная отрасль. Отмечалось, что существовавшие практически повсеместно в мире вертикально интегрированные энергокомпании утратили стимулы к снижению затрат и перекладывают любые возникающие тяготы на плечи потребителей, что монопольные энергокомпании не заинтересованы во внедрении новых методов управления и прогрессивных технологий для производства и передачи энергии. Считалось, что к энергоснабжению потребителей не допускаются более экономичные независимые поставщики энергии. Основной выход из кризисного состояния виделся в создании условий для развития конкуренции в секторах производства электроэнергии и обслуживания конечных потребителей [3]. Многочисленные представители потребителей в разных странах требовали скорейшего реформирования электроэнергетики.

Для обозначения реформ стали использоваться термины "либерализация" и "дерегулирование". Первый термин "привился" сначала в Великобритании, затем во всей Европе. Второй термин нашел применение в Северной и Латинской Америке. Европейские специалисты считают термин "дерегулирование" менее удачным и не отражающим суть преобразований [4]. Действительно, проводимые реформы не подразумевают ослабление государственного регулирования в отдельных секторах отрасли. Что же вкладывается в понятие этих терминов?

Под либерализацией в электроэнергетике понимается введение конкурентных отношений в сферы, где такие отношения оправданы, для повышения эффективности производства и снижения тарифов на электрическую энергию. Под повышением эффективности производства понимается улучшение широкого спектра показателей, включая обеспечение требуемой надежности электроснабжения конечных потребителей, снижение вредного влияния на окружающую среду, соблюдение нормативов качества при минимальных затратах ресурсов.

Введению либерализации способствовали некоторые дополнительные факторы, связанные с широким использованием газа в электроэнергетике. Это сти-

мулировало применение высокоэффективных парогазовых (ПГУ) и газотурбинных (ГТУ) установок на электростанциях, изменивших существовавшую до этого тенденцию увеличения «эффекта от масштаба» (рис. 2.1 [5–7]). Важным оказалось и то, что технологически ГТУ небольшой мощности хорошо приспособлены к выпуску их с высокой заводской готовностью, что позволяет вводить в работу такие электростанции за короткий период в пределах года. Это дает возможность энергосистеме оперативно адаптироваться к неопределенности рыночных условий функционирования и развития. Массовое и быстрое внедрение высокоэффективных ПГУ и ГТУ благоприятствовало снижению тарифов на электроэнергию.

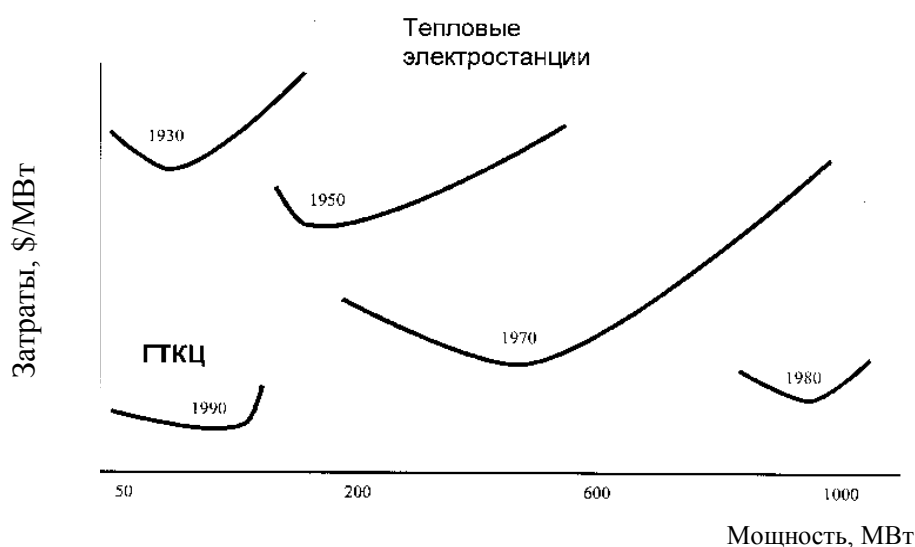


Рис. 2.1. Оптимальная мощность генерирующих установок по удельным затратам на МВт установленной мощности (ГТКЦ – газопаровые турбины комбинированного цикла).

Стремление повысить эффективность работы электроэнергетики за счет введения здоровой (добросовестной) конкуренции требует устранения факторов, сдерживающих такую конкуренцию. В этом направлении во многих странах проведено:

- изменение форм собственности у объектов электроэнергетики. В некоторых странах (Великобритания, страны Латинской Америки и др.) приватизация в электроэнергетике преследовала и другие цели, например пополнение федеральных бюджетов при продаже государственной собственности, повышение производительности труда занятых кадров, повышение заинтересованности новых собственников в результатах деятельности предприятий. Однако основным толчком к проведению приватизации в большинстве стран было стремление перехода на конкурентные принципы организации электроэнергетики;
- реструктуризация энергокомпаний с целью отделения потенциально конкурентных секторов деятельности от монопольных. К конкурентным секторам стали относить выработку электроэнергии и сервисный сектор по обслуживанию конечных потребителей (сбытовой сектор). К монопольному сектору отно-

сится передача электроэнергии по системообразующим и распределительным сетям, диспетчерское и коммерческое управление;

- создание рынков электроэнергии с сочетанием свободной конкуренции в конкурентных секторах и сохранением государственного регулирования деятельности в монопольных секторах. Для развития конкуренции провозглашается принцип свободного доступа поставщиков и покупателей к электрической сети. На рынках электроэнергии культивируется принцип максимальной добровольности и учета интересов заинтересованных сторон;

- изменение системы тарифообразования с переходом от средних к предельным затратам. Новая система меняет схему компенсации издержек и формирования прибыли, повышает заинтересованность предприятий в снижении затрат.

2.1.2. Зарубежный опыт и тенденции функционирования и развития либерализованной электроэнергетики

С конца 1980-х годов процессы, связанные с демонополизацией структуры и либерализацией экономических отношений в электроэнергетике, с большей или меньшей активностью идут во многих странах. Во всех случаях реформирование отрасли преследует две основные цели:

а) в краткосрочном плане – повышение эффективности функционирования энергосистем за счет внедрения механизмов конкуренции и снижения тарифов на энергию для потребителей;

б) в долгосрочном плане – включение рыночных механизмов привлечения инвестиций для эффективного развития электроэнергетики за счет внедрения новых высокоэффективных технологий и в конечном итоге снижения тарифов на энергию для потребителей.

Процесс либерализации начался относительно недавно: в Чили с 1982 [8], в Англии и Уэльсе с 1989 г. [9]. На сегодняшний день накоплен относительно ограниченный опыт, который не позволяет делать далеко идущие выводы и предсказывать все возможные последствия реформ. Разные страны, как показывает опыт [10], идут своим путем, и остается открытым вопрос, какой тип конкуренции в электроэнергетике является наилучшим.

Вместе с тем первые уроки дают возможность делать первые обобщения. Анализ зарубежного опыта либерализации электроэнергетики показывает следующее:

- на рынке Англии и Уэльса на сегодняшний день существует единодушное мнение, что в результате конкуренции достигнуто повышение эффективности производства и реальное снижение цен [9, 11]. Как участники торговли на рынке, так и регулирующие органы признают проведенную приватизацию, достигнутый уровень конкуренции и используемую систему ограничения цен успешными [9, 10]. На рынках других стран, в частности США, положительный эффект не столь очевиден;

- практически все страны, вставшие на путь либерализации, провели реструктуризацию электроэнергетики. Специфика технологических процессов в отрасли предопределяет наличие монопольных видов деятельности, к которым, прежде всего, относятся услуги по транспорту электроэнергии и диспетчеризации. В то же время в секторах производства и сбыта электроэнергии считается рациональным введение конкурентных отношений. Формы реструктуризации варьируются от введения отдельной финансовой отчетности по разным видам деятельности до дробления интегрированных энергокомпаний на самостоятельные компании по видам деятельности.

Для снижения стоимости заемного капитала, создания примерно равных условий для конкуренции в секторах производства электроэнергии и максимизации доходов государства при проведении приватизации в большинстве стран формируются укрупненные генерирующие компании, объединяющие несколько разнотехнологических электростанций;

- в условиях либерализованных рынков энергии существенно усложняются технологическое и коммерческое управление энергосистемами (по оценкам зарубежных специалистов объем перерабатываемой информации и сложность ее обработки возрастают на порядок и более по сравнению с централизованно управляемой естественной монополией). Повышенная нестационарность технологического процесса под влиянием деятельности суточного рынка усложняет систему технологического управления. Стремление купить наиболее дешевую электроэнергию ведет к перераспределению потоков мощности и энергии в электрической сети: одни линии становятся предельно загруженными, другие имеют минимальную загрузку.

Недостаточная продуманность принципов коммерческого управления и правил работы рынков снижает эффективность работы генерирующего оборудования и может привести к дестабилизации всей системы производства, транспорта и сбыта электроэнергии, что стало, в частности, одной из причин кризиса в электроэнергетике Калифорнии летом 2000 г.;

- в секторе производства электроэнергии не удается обеспечить условия идеальной конкуренции. Генерирующие компании манипулируют составом работающих агрегатов для повышения цен на краткосрочных рынках (Англия, Калифорния). К таким манипуляциям относится неэкономичная загрузка работающего генерирующего оборудования, выходы в неплановый ремонт экономических агрегатов, коалиционное поведение на рынке нескольких генерирующих компаний;

- ориентация только на краткосрочные рынки электроэнергии и высокая степень их дерегулирования приводят к значительным неконтролируемым колебаниям тарифов, их росту и в итоге к дестабилизации всей системы электроснабжения. (Новая Зеландия, Калифорния);

- в рыночной электроэнергетике текущие цели энергокомпаний превалируют над долгосрочными, что приводит к сокращению работ по поддержанию оборудования в работоспособном состоянии (Англия), снижению объема инвестиций вследствие роста финансовых рисков (Норвегия, США, Англия). В ре-

зультате проявляется тенденция снижения резервов и ввода новых генерирующих мощностей и электрических сетей.

Показателен в этом отношении рынок в Норвегии. В период развития в условиях полного регулирования в норвежской энергосистеме были созданы существенные избытки мощностей. С введением либерализации в отрасли некоторые электростанции, оказавшиеся неконкурентоспособными, были закрыты (только после 1997 г. более 2000 МВт генерирующих мощностей выведены из работы как неконкурентоспособные [12]). В то же время строительство новых электростанций было либо приостановлено, либо отменено, что обуславливалось увеличением финансовых рисков, а также экологическими ограничениями. В результате в конце 90-х годов XX в. Норвегия из экспортера превратилась в импортера электроэнергии. Сократились также инвестиции в развитие электрических сетей. При этом загрузка существующих линий электропередач (ЛЭП) возросла. Все эти факты отрицательно сказались на надежности норвежской энергосистемы [13]. В 2000 г. превышение генерирующей мощности в энергообъединении NORDEL над пиковой нагрузкой составляло всего 1 % [14].

Сходный эффект либерализации электроэнергетики наблюдался в США [13]. Согласно [15], за период с 1985 по 1997 г. резерв мощности в США снизился с 35 до 15,5 %, т.е. более чем в 2 раза. Ожидается, что до 2007 г. резерв снизится еще более чем в два раза и составит менее 7 %. Вводы линий напряжением 230 кВ и выше за десятилетие с 1997 по 2007 г. прогнозируются в объеме менее 7 тыс. миль, в то время как за десятилетний период с 1975 по 1985 г. введено более 40 тыс. миль линий этого класса напряжения. При этом среднегодовой рост нагрузки на текущее десятилетие (1986–2005 гг.) прогнозируется в размере около 2 % [15].

Ситуация с отставанием ввода новых мощностей усугубляется при наличии существенных политических рисков (в Казахстане, Украине, Грузии, Армении новые собственники энергетических объектов в течение нескольких лет не вкладывали средств в поддержание работоспособности оборудования и развитие существующих объектов);

- в [16] подчеркивается, что в условиях либерализации ожидается дополнительное снижение вводов линий электропередач за счет развития установок распределенной генерации (УРГ). Потребители, стремясь снизить свои расходы на покупку электроэнергии, а также зависимость от ее поставщиков, устанавливают у себя электрогенерирующие установки малой мощности (обычно на базе малых газовых турбин или с использованием нетрадиционных возобновляемых энергоресурсов (НВЭ)). Стоимость производства электроэнергии такими установками может быть не ниже или даже несколько выше (при использовании НВЭ) стоимости электроэнергии, вырабатываемой на крупных электростанциях. Однако, учитывая отсутствие затрат на передачу и распределение энергии, а также необходимости обеспечивать прибыль генерирующих компаний, их использование потребителями дает положительный эффект;

- во многих энергокомпаниях мира возрос интерес к внедрению новых технологий организации передачи электроэнергии, базирующихся на передовых достижениях в области полупроводниковой техники. Устройства FACTS

(Flexible AC Transmission Systems) позволяют существенно увеличить пропускную способность линий переменного тока [17]. Для ЛЭП, имеющих ограничения на перетоки по условиям обеспечения устойчивости, такое увеличение оценивается в 20–40 % [18]. При этом затраты на приобретение и использование FACTS существенно меньше затрат на новые вводы линий и подстанций. Таким образом, широкомасштабное применение данной технологии, которое ожидается с развитием либерализации [17], приводит к снижению вводов новых объектов электрических сетей;

- для либерализованной электроэнергетики характерна тенденция ориентации на новые малозатратные высокоэффективные энергетические технологии, в частности на основе парогазового и газотурбинного циклов. Сооружение парогазовых и газотурбинных установок (ПГУ и ГТУ) требует относительно небольших капиталовложений. В условиях конкуренции производителей электроэнергии и повышенного финансового риска дерегулированные энергокомпании инвестируют преимущественно в такого рода малозатратные генерирующие источники. Современные ПГУ-электростанции могут производить электроэнергию по цене примерно 4 цент/кВт·ч [19], что сравнимо с современными тарифами на оптовых рынках электроэнергии США. В связи с высокой конкурентоспособностью ПГУ-электростанций, до 90% ожидаемых вводов мощностей в США намечается на базе установок этого типа [19]. Похожая картина наблюдается в Англии и Уэльсе, где большая часть вводов электростанций – порядка 80 % (осуществленных с начала либерализации электроэнергетики и ожидаемых на перспективу) выполняется на основе ПГУ [20]. При этом резко снижаются инвестиции в капиталоемкие гидравлические, атомные и угольные электростанции. Изложенное относится и к нетрадиционным возобновляемым источникам электроэнергии (НВИЭ), которые в большинстве случаев оказываются еще более дорогими. В то же время некоторые авторы считают, что многие люди захотят внести свой вклад в дело охраны окружающей среды, заключая договоры с поставщиками, использующими НВИЭ, и рассчитываясь с ними за электроэнергию по повышенным тарифам [21];

- широкомасштабное использование ПГУ и ГТУ, характерное для либерализованной электроэнергетики, приводит к существенному росту потребности электростанций в газе. По оценкам американского института электроэнергетики (EPRI), при умеренном росте электропотребления в стране (рост до 2020 г. на 20% по сравнению с современным уровнем) и сохранении современных темпов роста использования газа в электроэнергетике доля природного газа в топливном балансе электростанций вырастет в 4 раза (с 15 до 60 %) [19]. В электроэнергетике России такая высокая доля газа в топливоснабжении электростанций имеет место уже сейчас (см. [22]). Подобная тенденция высокой зависимости электроэнергетики от газа расценивается экспертами как опасная (с точки зрения энергетической безопасности);

- в либерализованной электроэнергетике меняется структура собственности и формируются транснациональные энергокомпании (ТНЭК). Эта тенденция хорошо просматривается на примере стран Южной Америки [23]. Так, две

чилийские энергокомпании Gener и Enersis владеют частью активов генерирующих, передающих и сбытовых компаний практически во всех странах Южной Америки. Ожидается, что процесс формирования ТНЭК в этом регионе продолжится и на рынке появятся крупные энергокомпании из других регионов мира, среди которых AES, EdF, Endesa и др. Подобные процессы происходят в странах Восточной Европы и СНГ [24, 25]. В крупные ТНЭК превращаются преимущественно американские и западно-европейские энергокомпании, расширяя свой бизнес в развивающихся странах и на постсоветском пространстве за счет поглощения местных энергокомпаний;

- динамика тарифов на электроэнергию и особенности происходящих процессов при варианте эволюционного хода реформ (Германия, США, Китай, Япония) показывают его преимущества и эффективность по сравнению с радикальными вариантами демонополизации и либерализации (Англия, Норвегия, Новая Зеландия, Украина, Казахстан) вследствие сдерживания свободной конкуренции путем «мягкого» государственного регулирования и, тем самым, повышения устойчивости процессов реформирования электроэнергетики. Процессам реформирования в электроэнергетике, как правило, предшествовала разработка соответствующей нормативно-правовой базы и сопутствовало формирование развитых рынков топлива.

Таким образом, зарубежный опыт реформирования электроэнергетики неоднозначен. Однако эффективность демонополизации и либерализации в отрасли повышается при условии их эволюционной и предварительно подготовленной реализации и рациональном сочетании с механизмами государственного регулирования.

2.1.3. Проблемы функционирования и развития электроэнергетики в условиях либерализации

При функционировании и развитии в условиях либерализации электроэнергетика сталкивается с рядом новых проблем, требующих своего разрешения.

Одна из проблем – *обеспечение надежного электроснабжения потребителей при конкурентных взаимоотношениях* в сферах производства и сбыта электроэнергии. Она решается с помощью введения коммерческих соглашений в оперативное балансирование электрических режимов (балансирующие рынки) и организации конкурентных рынков резервов и общесистемных технических услуг. Однако зарубежный опыт показывает, что надежное электроснабжение достигается только при достаточных резервах генерирующих и передающих мощностей. В случаях малых резервов и при дефиците мощностей энергетические рынки не обеспечивают оптимальное поведение поставщиков и потребителей, что приводит к перерывам в поставках электроэнергии.

Серьезной проблемой остается *злоупотребление поставщиков электроэнергии своим положением* на энергетических рынках. Создаваемые для снижения стоимости инвестиционного капитала укрупненные генерирующие компании, как правило, имеют большое влияние на положение на рынке и взвин-

чивают цены с выгодой для себя. Приемлемое с финансовой точки зрения дробление генерирующих компаний приводит к новым проблемам и не приносит желаемых результатов. Один из путей борьбы с этим явлением состоит в переходе от единой маржинальной рыночной цены к адресным двухсторонним поставкам электроэнергии с дифференцированными контрактными ценами.

Работа энергосистем в условиях краткосрочных энергетических рынков приводит к *высокой нестабильности электрических режимов и цен*. При этом снижается эффективность работы генерирующего оборудования, повышается сложность диспетчерского управления, растут коммерческие риски у потребителей. Попытки введения ограничений на уровни цен нарушают координацию действий поставщиков и потребителей и ведут к дефицитам электроэнергии. Основным средством борьбы с нестабильностью цен на краткосрочных рынках остается оптимальное сочетание торговли на суточных рынках со средне- и долгосрочными контрактами на гарантированные поставки электроэнергии и мощности. Одновременно развивается торговля финансовыми контрактами для коммерческого страхования на энергетических биржах.

Одна из основных проблем развития рыночной электроэнергетики – *обеспечение необходимых вводов новых генерирующих мощностей*. В условиях регулируемой монополии энергокомпании законодательно обязывались покрывать растущий спрос на электроэнергию на закрепленной за ними территории. В условиях либерализации таких обязательств энергокомпании не несут. Считается, что ценовые сигналы должны давать информацию инвесторам, которые, ожидая получения прибыли от своих вложений, принимают решения об инвестировании в новые объекты. Однако зарубежный опыт далеко не всегда подтверждает, что рыночные силы подают нужные сигналы, обеспечивая вводы новых электростанций, необходимых для удовлетворения приростов электропотребления. Требуется разработка эффективных механизмов обеспечения необходимого притока инвестиций в электроэнергетику и ее развития в условиях либерализации.

Следующей проблемой является *координация решений по развитию, децентрализованно принимаемых дерегулированными энергокомпаниями*. В данном случае имеется в виду координация вводов различных электростанций, включая станции разных типов (базисные, полупиковые и пиковые), для формирования рациональной структуры генерирующих мощностей, координация вопросов размещения электростанций, а также координация совместного развития генерирующих мощностей и электрических сетей. Данная проблема является достаточно сложной, поскольку при ее решении затрагиваются интересы различных собственников, которым принадлежат электростанции и линии электропередач, и, кроме того, необходимо взаимодействие рыночного (генерация) и регулируемого монопольного (передача) секторов электроэнергетики.

Как показывает зарубежный опыт (в частности, британский), некий координатор для развития электроэнергетики нужен. В [26] отмечается, что хотя решения по выбору места для строительства электростанций принимаются децентрализованно, производителям желательно обсуждать свои планы с Национальной электросетевой компанией как можно раньше и принимать соглаше-

ние, в котором могут быть оговорены затраты на усиление сети, требующейся в связи с вводом новых электростанций и ростом нагрузки. В [26] также подчеркивается, что дифференциация платы за доступ к сети в различных пунктах стимулирует производителей на строительство новых электростанций в местах, где возникает потребность в электроэнергии. Однако, как указано в [27], такие сигналы являются довольно грубыми и не достаточно значимым стимулом.

Таким образом, необходима разработка рациональных механизмов, обеспечивающих координацию решений по развитию отдельных энергокомпаний для получения структуры мощностей и линий электропередач, эффективной как с точки зрения электроэнергетики в целом, так и каждого отдельного участника, с реализацией эффектов объединения.

Еще одна проблема – это *формирование и реализация решений, принимаемых энергокомпаниями для своего развития, оптимальных с позиций экономики и общества*. Имеется в виду, что такие решения не должны иметь нерациональных последствий в смежных энергомашиностроительных, топливных и других отраслях, а также экономике и обществе в целом. В настоящее время, как показывает опыт либерализации электроэнергетики, механизмов, позволяющих формировать и реализовывать подобные решения, не создано. Как уже отмечалось, ориентация рыночной электроэнергетики на массовое использование ПГУ приведет к чрезмерной зависимости топливного баланса электростанций от газа. Данный пример показывает неэффективность последствий принимаемых решений по развитию электроэнергетики в смежных отраслях и экономике в целом.

Необходимо обеспечивать также социальную и экологическую приемлемость решений по развитию электроэнергетики. Как следует из [1, 28], только рыночные силы не в состоянии обеспечить принятие таких решений, совместимых с охраной окружающей среды. Нужен поиск новых механизмов регулирования электроэнергетики в условиях либерализации, обеспечивающих формирование и реализацию экономически, экологически и социально эффективных инвестиционных решений.

2.1.4. Программа реформирования электроэнергетики в России

Цели и мероприятия по реформированию отрасли отражены в Федеральном законе "Об электроэнергетике" [29]. Целями реформирования провозглашены:

- обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы;
- повышение эффективности производства и потребления электроэнергии;
- обеспечение надежного энергоснабжения потребителей.

Стратегической задачей реформирования назван *перевод* электроэнергетики *в режим* устойчивого развития и *рыночных принципов функционирования*. К основным принципам реформирования отнесены:

- демонополизация и развитие конкуренции в сфере производства, сбыта и оказания услуг;
- обеспечение всем производителям и потребителям электроэнергии равного доступа к инфраструктуре рынка;
- обеспечение финансовой прозрачности рынков электроэнергии;
- обеспечение прав инвесторов, кредиторов и акционеров.

Для успешного проведения реформы отмечена необходимость решения следующих основных задач:

- ◆ создание конкурентных рынков электроэнергии во всех регионах России, в которых организация таких рынков технически возможна;
- ◆ поэтапная ликвидация перекрестного субсидирования различных регионов страны и групп потребителей;
- ◆ демонополизация рынков топлива;
- ◆ реформирование системы государственного регулирования, управления и надзора.

Считается, что одним из основных итогов реформирования отрасли станет преобразование существующего энергетического рынка в полноценный конкурентный оптовый рынок электроэнергии и формирование эффективных розничных рынков. Новые свободные коммерческие отношения должны быть основаны как на конкурентном ценообразовании (секторы, где созданы достаточные условия для конкуренции), так и на устанавливаемых государственным органом тарифах (секторы, где введение конкуренции невозможно по технологическим условиям). Формирование рыночных цен будет осуществляться на основе сопоставления ценовых заявок покупателей и продавцов с установлением равновесной цены оптового рынка. Всем продавцам и покупателям будет обеспечена возможность свободного выхода на рынок. Для обеспечения финансовой прозрачности работы рынка должен быть введен отдельный финансовый учет по видам деятельности.

Розничная цена электроэнергии должна определяться как сумма конкурентной оптовой цены, затрат по оплате услуг за распределение и сбытовой надбавки. Деятельность сбытовых компаний на начальных этапах реформирования будет регулироваться государством. На более поздних этапах независимые сбытовые организации будут поставлять электроэнергию потребителям по договорным ценам на конкурентной основе.

С точки зрения структурных преобразований за годы реформ в отрасли должна быть создана инфраструктура рынков электроэнергии и коммерчески эффективные, привлекательные в инвестиционном отношении компании. Процесс структурного реформирования охватит Российское акционерное общество "ЕЭС России", его дочерние общества, предприятия коммунальной энергетики, федеральные унитарные предприятия атомной энергетики.

В процессе реформирования должна быть сохранена и укреплена единая система оперативно-диспетчерского управления режимами Единой энергосистемы (ЕЭС) для обеспечения надежного энергоснабжения потребителей и высоких показателей качества электроэнергии. По мере осуществления реформ

государство перестанет регулировать потенциально конкурентные сферы электроэнергетики. Одновременно произойдет увеличение его доли в уставном капитале организаций, составляющих инфраструктуру оптового рынка.

Реформирование электроэнергетики предполагается выполнить в три этапа. Первый осуществляется в течение трех лет, в рамках которого разрабатывается нормативно-правовая база, выполняются структурные преобразования акционерных обществ, формируются системы раздельного учета затрат по видам деятельности. Оптовый рынок на первом этапе в основном работает с регулируемыми ценами. В то же время, для усиления конкуренции формируется сектор продажи электроэнергии по нерегулируемым ценам. Каждый из поставщиков оптового рынка сможет продавать от 5 до 15 % своей выработки в секторе с нерегулируемыми ценами.

Второй этап займет 2–3 года и явится периодом становления конкурентного оптового рынка электроэнергии. В этот период будут введены свободные цены в конкурентных секторах при совершенствовании системы государственного регулирования тарифов на передачу и системные услуги. К концу второго этапа будет в основном завершено реформирование отрасли, сформируется система рыночного ценообразования на оптовом и розничных рынках.

Третий этап должен быть осуществлен в течение 3–4 лет. Его основным содержанием станет обеспечение притока инвестиций в конкурентные секторы отрасли.

2.1.5. Анализ программы реформирования отечественной электроэнергетики

Зафиксированная законом "Об электроэнергетике" программа реформирования отрасли однозначно ориентирована на переход к рыночным принципам функционирования и развития. Принципы и планируемые мероприятия направлены на устранение главных препятствий на пути развития здоровой конкуренции. К таким мероприятиям относятся:

- снятие государственного регулирования цен в сфере производства, сбыта и оказания услуг с сохранением регулирования в секторах естественных монополий;
- обеспечение финансовой прозрачности отдельных видов деятельности;
- развитие инфраструктуры рынков и обеспечение свободного доступа к ней поставщиков и покупателей электроэнергии;
- переход на предельные равновесные цены с учетом спроса и предложения на рынках электроэнергии и услуг.

Провозглашенные принципы реформирования обеспечивают переход к новым экономическим отношениям в электроэнергетике. При этом критические суждения среди специалистов вызывают следующие основные аспекты реализации программы реформ.

1. Основные системотехнические принципы организации сложных искусственных систем требуют иерархических подходов к их управлению. Такой же

принцип должен быть положен в основу организации оптового рынка электроэнергии в России. Без территориальной и временной иерархии оптового рынка, без рациональной децентрализации собираемой информации невозможна оптовая торговля, ведущая к повышению эффективности производства и потребления электроэнергии. Чрезмерная централизация оптовой торговли не позволит учесть особенности выработки и потребления электроэнергии в разных энергозонах и интересы территорий-субъектов Российской Федерации.

2. Излишне поспешная реструктуризация региональных интегрированных акционерных обществ по видам деятельности может нарушить налаженные технологические связи и отразиться на надежности электроснабжения потребителей. С учетом важности электроэнергетики для экономики и социальной сферы необходима взвешенная поэтапная система мер по отделению потенциально конкурентных сфер от монопольных. Предусмотренные три года для структурных изменений в отрасли представляются излишне сжатым периодом и опасным для сохранения достигнутого уровня бесперебойности электроснабжения.

3. Программа реформирования отрасли в основном ориентируется на привлечение стратегических инвесторов как внутри государства, так и за его пределами. Это потребует быстрого и существенного (в несколько раз) повышения тарифов на электрическую и тепловую энергию. Многие отрасли экономики могут не выдержать такой нагрузки. Поэтому, помимо стратегических инвесторов, следует рассматривать широкий спектр внутренних источников ресурсов, включая амортизационные отчисления, прибыль энергокомпаний, инвестиционную составляющую в тарифах, средства потребителей (см. подробнее пп. 2.2–2.4).

4. С одной стороны, электроэнергетика является стратегической отраслью и ее состояние напрямую влияет на национальную безопасность и социальную стабильность в стране. С другой стороны, государство остается крупнейшим собственником в электроэнергетике. На государстве лежит ответственность за правильность выбранного направления и успешность отдельных этапов реформирования. Вместе с тем многие принципиальные вопросы реформирования государство поручило решать акционерному обществу «ЕЭС России». Это относится к структурным преобразованиям в отрасли, реформированию рынков электроэнергии, формированию стратегии привлечения инвестиций. При недостаточно активной роли государства в осуществлении программы реформирования снижается эффективность управления государственной собственностью в электроэнергетике. Интересы в управлении ЕЭС России смещаются в сторону частного капитала.

Далее в пп. 2.2–2.4 дается подробный анализ и формулируются рекомендации по одной из главных проблем реформируемой электроэнергетики России – обеспечению притока инвестиций и бездефицитного развития отрасли. В пп. 2.5, 2.6 анализируются некоторые проблемы управления функционированием энергосистем и ЕЭС России.

2.2. Анализ инвестиционных рисков в развитии электроэнергетики в рыночной среде*

2.2.1. Нерегулируемые рынки электроэнергии и инвестиции

Попытаемся проанализировать проблемы инвестиционного обеспечения развития либерализованной электроэнергетики. При этом, несколько упрощая ситуацию, можно говорить о трех потенциальных источниках инвестиций [30]:

- внешние по отношению к электроэнергетике инвесторы (компании, банки, частные инвесторы и др.);
- собственные средства электроэнергетических компаний;
- государственные бюджеты (федеральный, региональные, местные).

Для внешних инвесторов интерес к развитию электроэнергетики определяется приемлемым уровнем рисков. Одним из факторов риска в настоящее время в России является нестабильная экономическая и правовая ситуация и недостаточные гарантии для инвесторов со стороны государства. Другой, более общий, фактор риска – длительные сроки возврата вложенного капитала для традиционных энергетических объектов. Кроме того, имеются и иные составляющие неопределенности, повышающие риски вложения инвестиций в электроэнергетику, в том числе неопределенности цен на топливо, принципов регулирования экономических отношений, экологических ограничений и т.п.

В рассматриваемых условиях привлекательность вложения средств в электроэнергетику для внешних инвесторов возникает при достаточно высоком уровне ожидаемой прибыли, которая компенсирует упомянутые риски [31, 32]. Следовательно, цена на электроэнергию должна быть достаточно высокой для того, чтобы ценовые сигналы обеспечивали мотивацию для инвестиций в электроэнергетику. Единственно благоприятной экономической средой для этого является нерегулируемый рынок электроэнергии.

В то же время нерегулируемый рынок электроэнергии подвержен циклическому чередованию периодов дефицита и избытка генерирующей мощности с большими колебаниями цен [33]. При уменьшении резерва до некоторой предельной величины вследствие отсутствия мотивации по его содержанию имеет место резкий перелом роста цены на электроэнергию (рис. 2.2). Это происходит вследствие неэластичности краткосрочного спроса на электроэнергию и его покрытия.

Наиболее характерным примером такой ситуации являются процессы в электроэнергетике Калифорнии в 2000 г. [7 и др.]. Рост цены на электроэнергию до некоторого достаточно высокого уровня приводит в действие ценовые сигналы для мотивации инвестиций в генерацию. После ввода новых генерирующих мощностей возникает их избыток и цена на электроэнергию снижается под воздействием факторов конкуренции. Но при этом исчезает мотивация по поддержанию избытков мощностей, что со временем приведет к их дефициту и

* Исследования выполнены при финансовой поддержке гранта Президента РФ для ведущей научной школы НШ-2234.2003.8.

новому росту цен. Подобная цикличность независимо проанализирована также в [32].

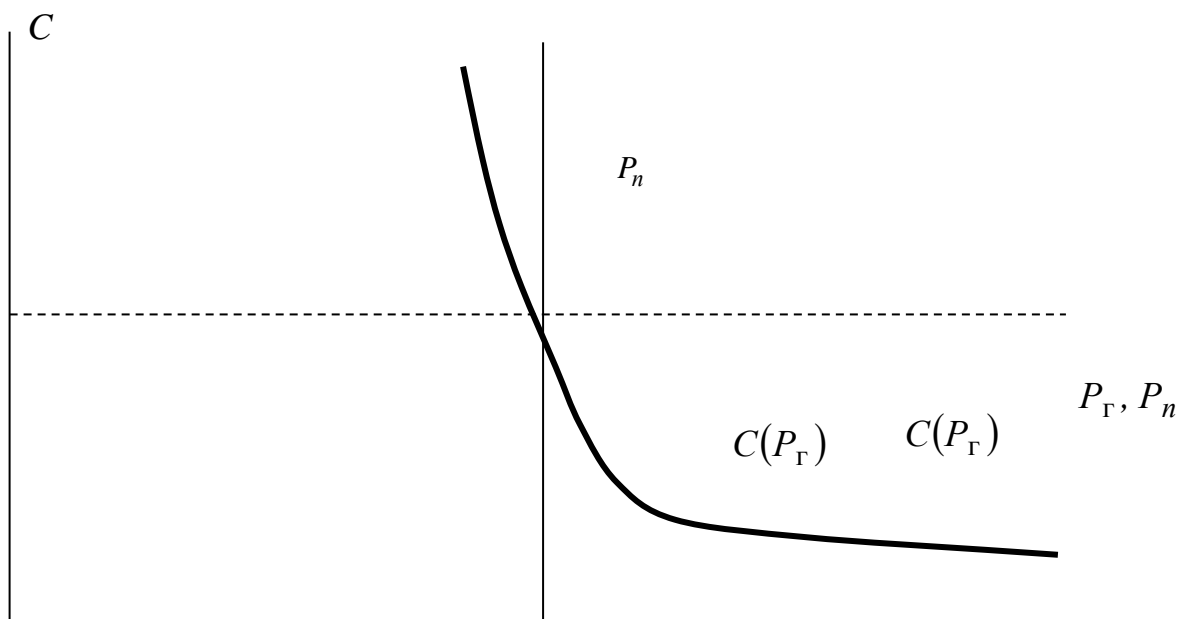


Рис. 2.2. Зависимость цены на электроэнергию C от величины резерва генерирующей мощности. P_n – уровень спроса на электроэнергию; $P_Г$ – располагаемая генерация.

Мотивация инвестирования собственных средств энергокомпаний в условиях нерегулируемого оптового рынка электроэнергии аналогична и также ведет к цикличности процесса с большими колебаниями цен.

2.2.2. Снижение инвестиционных рисков

Таким образом, нерегулируемый рынок электроэнергии создает недостаточные долговременные ценовые сигналы для обеспечения устойчивой мотивации инвестиций в развитие электроэнергетики ввиду высоких финансовых рисков для инвесторов. Возникающая при этом долговременная нестабильность развития ЭЭС с циклическим чередованием периодов избытка и дефицита генерирующих мощностей и связанными со свободным ценообразованием колебаниями цен на электроэнергию в широких пределах приводит к невозможности обеспечить надежность электроснабжения потребителей по условиям как наличия достаточных генерирующих мощностей, так и их экономической доступности вследствие высоких цен на электроэнергию.

В последнее время специалисты широко обсуждают эту проблему. Ее решение возможно следующими путями:

- снижением уровня рисков;
- переложением рисков на других субъектов отношений (потребителей, государство);
- страхованием (возмещением) рисков.

Факторы рисков, связанные с нестабильностью экономической и политической ситуации, уже отмечались ранее. Необходимое для устойчивой мотивации инвестиций снижение уровня этих рисков может быть достигнуто за счет специальной государственной ценовой, кредитной, бюджетной и др. политики, реализующей "мягкое" регулирование экономических отношений в отрасли путем создания экономических стимулов для потенциальных инвесторов. Строго говоря, тем самым осуществляются как снижение рисков, так и частичное переложение их на государство.

Снижение сроков окупаемости энергетических объектов (и соответствующих рисков для инвесторов) возможно путем перехода на энергетические технологии высокой эффективности (газотурбинные (ГТУ) и парогазовые (ПГУ) установки) и энергообъекты высокой заводской готовности, вводимые за 1–2 года. Для ГТУ малой мощности дополнительным стимулирующим фактором с точки зрения снижения рисков являются относительно небольшие капиталовложения в единичные объекты. Особенно значимо это для малых ГТУ-ТЭЦ, вырабатывающих электроэнергию и тепло, что обуславливает существующие прогнозы роста доли таких установок в различных странах [34].

Характерно, что и в России, даже в нынешних экономических условиях, малые ГТУ-ТЭЦ, сооружаемые взамен муниципальных котельных, оказываются достаточно перспективными. При этом для привлечения инвестиций могут быть задействованы несколько иные механизмы, чем для случаев больших мощностей, в том числе возможности региональных и местных бюджетов, причем не напрямую, а через налоговые льготы и другие косвенные механизмы [35]. В данном случае также имеет место сочетание двух путей: снижение уровня рисков и частичное переложение их на региональные и местные бюджеты.

Роль "мягкого" государственного регулирования исключительно высока не только в части стимулирования инвестиций в малые генерирующие установки на базе ГТУ, но и для более дорогих нетрадиционных возобновляемых источников электроэнергии малой мощности, формирующих совместно с малыми ГТУ-ТЭЦ так называемую распределенную генерацию. Это подтверждается активным распространением таких установок, особенно ветровых электростанций, в странах Западной Европы и США [21].

Целенаправленная и стабильная государственная политика в виде "мягкого" регулирования экономических отношений имеет существенное значение как в плане снижения других неопределенностей, так и рисков (цены на топливо, экологические требования к электроэнергетике, рациональность и стабильность структуры и принципов функционирования рынков электроэнергии и др.).

Переложение инвестиционных рисков с инвесторов возможно не только на государство, но и на потребителей. В этом отношении предлагается ряд возможных решений [31, 33, 36, и др.]:

- введение инвестиционной составляющей в тарифы на электроэнергию. По оценкам [37] (см. также п. 2.4), для условий России это может привести к росту тарифов до 2,5–3,5 цент/кВт·ч к 2010–2015 гг. (вместо 4,5–6,0 цент/кВт·ч

в случае свободного ценообразования), что существенно менее болезненно для экономики и социальной сферы. Рациональным организационным решением в этом случае является создание независимого инвестиционного фонда;

- введение норматива резервной мощности, которую должны поддерживать генерирующие компании, сетевая компания или системный оператор в зависимости от особенностей структурной организации электроэнергетики. Обоснование величины такого норматива должно производиться, исходя из требуемого уровня обеспечения надежности электроснабжения потребителей. Затраты на создание и содержание резервной мощности включаются в тарифы на электроэнергию;

- введение ставки за мощность в структуру тарифа на электроэнергию, т.е. использование двухставочных тарифов. Организационной формой реализации такого решения может быть рынок мощности, в том числе (или отдельно) рынок резервной мощности как услуги по обеспечению надежности электроснабжения потребителей.

Рассмотренные случаи отражают различные способы регулирования экономических отношений в электроэнергетике, более "жесткие", чем изложенные ранее. Их реализации способствуют долгосрочные контракты на поставки электроэнергии.

В [31] в качестве одного из возможных решений рассматривается создание так называемого стратегического резерва мощности, независимого от рынка электроэнергии. Предполагается, что такой стратегический резерв должно поддерживать государство как гарант надежного обеспечения электроэнергией потребителей. Однако эта идея пока детально не проработана и нет информации о ее реализации где-либо.

Специального рассмотрения заслуживают возможности страхования или, в более общей формулировке, возмещения инвестиционных рисков. Фактически это своего рода частичное переложение рисков на специальные страховые фонды, реализуемое, однако, за счет средств инвестора в виде его страховых взносов. Система возмещения рисков широко развита применительно к аварийным и другим чрезвычайным ситуациям, в том числе в энергетике [38]. В части инвестиционных проблем в электроэнергетике этот подход пока недостаточно востребован.

В [39] обращается внимание на своеобразный рыночный способ "страхования" инвестиционных рисков на основе опционной стоимости капиталовложений. Рассматривается финансовый опцион call, который определяется как контракт, дающий его владельцу право купить фиксированное число конкретных обыкновенных акций по фиксированной цене в любое время до или в назначенный день. Держа, но не используя опцион call, инвестор может избежать риска амортизации активов, так как может воспользоваться опционом, если только почувствует, что это ему выгодно. Данный подход требует еще дополнительного изучения, в том числе с учетом специфики инвестиционных процессов в электроэнергетике.

Изложенное свидетельствует о том, что инвестиционное обеспечение развития электроэнергетики и ЭЭС должно рассматриваться при условии рацио-

нального сочетания рыночных механизмов и государственного регулирования. Чрезмерное увлечение первой или второй составляющей чревато снижением эффективности развития и функционирования ЭЭС. Нерегулируемый рынок электроэнергии нестабилен в долгосрочном плане и ведет к большим колебаниям цен на электроэнергию. В то же время чрезмерно жесткое государственное регулирование может вести к стагнации электроэнергетики. Важно отметить при этом, что рациональность того или иного сочетания рыночных механизмов и государственного регулирования в процессе инвестиционного обеспечения развития электроэнергетики существенно зависит от конкретных условий – уровня и стабильности экономического развития страны, экономических проблем отрасли, развитости и действенности экономических отношений и т.п.

Следовательно, технология обоснования развития электроэнергетики также должна основываться на рациональном сочетании рыночных механизмов и государственного регулирования, которые актуализируются через соответствующие законодательную и нормативную базы. Для обеспечения государственного регулирования должно предусматриваться выполнение соответствующих работ, какими являются государственные стратегии и программы развития электроэнергетики. С учетом сформулированных в таких документах рекомендаций и механизмов их реализации далее разрабатываются стратегические планы развития энергокомпаний, в свою очередь являющиеся базой для обоснования инвестиционных проектов конкретных электроэнергетических объектов и их групп (рис. 2.3) [37].

Отметим, что исследование развития электроэнергетики и ЭЭС снижает неопределенность условий развития, что, соответственно, снижает уровни инвестиционных рисков.

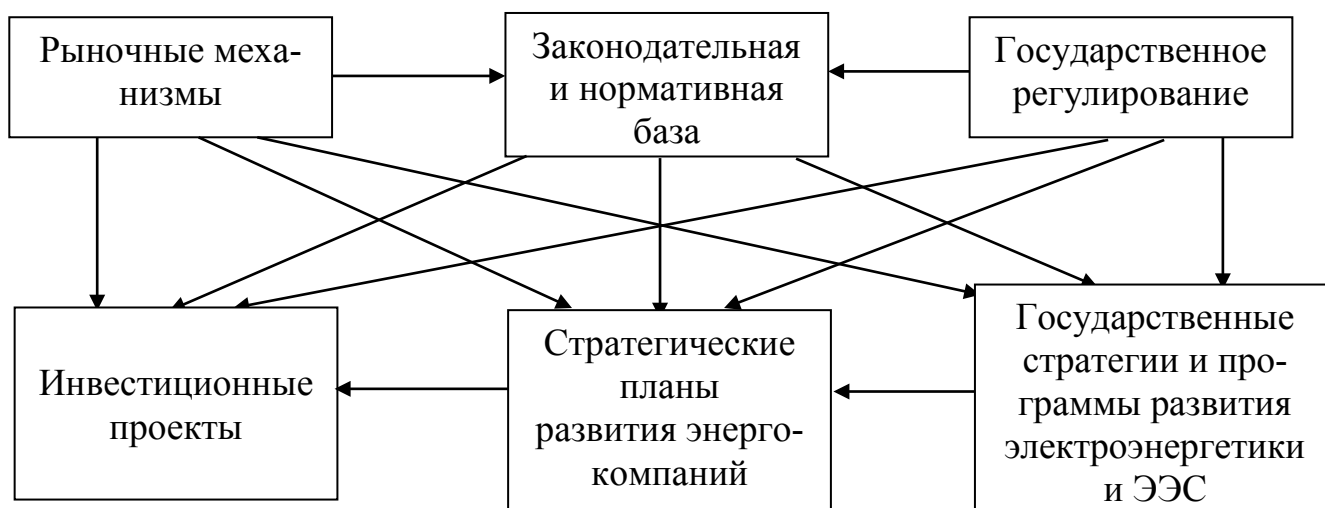


Рис.2.3. Базовые принципы обоснования развития электроэнергетики.

2.3. Общие условия и принципы инвестиционной политики и привлечения инвестиций в электроэнергетику*

2.3.1. Государственное регулирование в электроэнергетике и инвестиционная политика

В ходе начинающегося процесса реформирования электроэнергетики России существенно изменяются условия ее развития принципы и методы организации системы управления развитием, роль государства в процессе развития. Принятым в марте 2003 г. Федеральным законом РФ "Об электроэнергетике" [29] формулируется новая государственная политика в сфере электроэнергетики и основные принципы организации экономических отношений в этой сфере.

Как следует из положений этого закона, наряду с сохранением традиционных приоритетов энергетической политики (требования энергетической безопасности, технологического единства, надежности и устойчивости функционирования электроэнергетики и др.), в сфере электроэнергетики предусматривается создание цивилизованной конкурентной среды, обеспечивающей, в том числе, устойчивое развитие отрасли.

Цели и задачи реформы электроэнергетики, соответствующие основным положениям новой государственной политики, в части проблем развития включают следующие положения:

- повышение эффективности функционирования и развития электроэнергетики;
- повышение инвестиционной привлекательности и улучшение финансового менеджмента в электроэнергетике;
- сокращение государственного участия в развитии электроэнергетики в виде государственных субсидий, инвестиций из государственного бюджета;
- изменение характера государственного регулирования в электроэнергетике.

Остановимся сначала на общих вопросах государственного регулирования электроэнергетики в связи с проблемами инвестирования ее развития.

Прежде всего следует отметить, что существуют два принципиально различных вида государственного регулирования: в условиях монополии и на конкурентном рынке.

Регулирование электроэнергетических монополий носит жесткий административный характер и требует прямого государственного регулирования цен и тарифов на отпускаемую энергию. Жесткое регулирование предусматривает принятие законодательных актов и правительственных постановлений, обязательных к исполнению, с соответствующим контролем и ответственностью.

Регулирование на конкурентном рынке ставит основной целью гарантирование условий свободной и справедливой конкуренции на рынках электроэнергии, создание равных экономических условий для различных производителей и

* Исследования выполнены при финансовой поддержке гранта Президента РФ для ведущей научной школы НШ-2234.2003.8.

потребителей энергии, соблюдение баланса интересов производителей и потребителей. Такое регулирование станет необходимым после завершения переходного периода. Опыта применения подобного регулирования в электроэнергетике Россия не имеет. Единой общепризнанной модели данного регулирования в мировой практике также не существует, в каждой стране оно происходит по-разному.

Конкретные методы и средства регулирования на конкурентном рынке предполагается разработать до завершения «переходного» периода. Основные принципы организации системы государственного регулирования электроэнергетики в условиях рынка также определены в законе "Об электроэнергетике". Эти меры сочетают "жесткие" административные правила организации рынка и экономические механизмы управления сформировавшимися рынками. Роль последних возрастает по мере расширения сферы рыночных отношений в энергетике.

В условиях рыночной электроэнергетики в России (после завершения «переходного» периода) необходимо использование обоих указанных видов государственного регулирования. Это обусловлено тем, что переход на полностью свободный конкурентный рынок электроэнергии в России практически невозможен по ряду объективных причин. Среди них можно отметить следующие:

- наличие в структуре электроэнергетики естественно монопольных видов (сфер) деятельности, сохраняющихся и после реформирования: сфера передачи и распределения электроэнергии, изолированные электроэнергетические системы;

- сохранение в структуре электроэнергетики значительной части энергетических объектов государственной собственности (атомные электростанции);

- важный инфраструктурный характер электроэнергетики и, возможно, необходимость выполнения определенных текущих политических или социально-экономических требований потребителей электроэнергии отдельных «регрессивных» регионов;

- необходимость улучшения природных условий и соблюдения требований по защите окружающей среды, если организация рынков энергии не обеспечивает соблюдения соответствующих условий.

В силу указанных первых двух причин государство сохраняет жесткое регулирование деятельности в сферах естественных монополий и осуществляет прямое управление объектами государственной собственности в электроэнергетике.

Состав мер жесткого государственного регулирования монополий известен, имеется большой опыт такого регулирования в России, эти меры прописаны и в законе "Об электроэнергетике". Наряду с прямым регулированием тарифов на электроэнергию применяются и другие меры: проведение соответствующих экспертиз, лицензирование деятельности, антимонопольное регулирование и др.

Основные проблемы в сфере жесткого государственного регулирования, по-видимому, заключаются в практической сложности организации контроля

финансовой деятельности регулируемых организаций. Регулируемые монополии, ввиду неизбежного в этой сфере затратного механизма формирования тарифов на электроэнергию, объективно заинтересованы в завышении затрат на производство продукции и развитие производственных мощностей, сокрытии информации о своей финансовой деятельности. Сохранение этой сферы способствует расширению коррупции.

Результаты регулирования естественных монополий в электроэнергетике России вряд ли можно назвать хорошими: финансовая деятельность регулируемых компаний по-прежнему малопрозрачна, что допускает возможность злоупотреблений и нерационального расходования средств. Проявлением этого в сфере развития можно считать значительный рост удельных капитальных затрат на единицу вводимых генерирующих мощностей, произошедший за последнее десятилетие.

Отсюда вытекают и основные задачи совершенствования механизмов сохраняющегося государственного регулирования в монопольной сфере электроэнергетики: ужесточение контроля, обеспечение максимальной открытости информации, меры борьбы с коррупцией.

Создание системы регулирования рыночного сектора электроэнергетики в России является весьма сложной задачей. Россия не имеет такого опыта. Организация действующего федерального рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ) сильно отличается от организации предполагаемых в будущем конкурентных рынков в электроэнергетике. Опыт управления ФОРЭМ может быть использован лишь в малой степени. Мал еще в России и опыт регулирования рыночного сектора в экономике страны.

Важно подчеркнуть и технологическую сложность предусматриваемых рынков в электроэнергетике, что, по-видимому, является специфичным для электроэнергетики как сферы промышленного производства. Фактически рынок в электроэнергетике представляет собой совокупность ряда взаимосвязанных рынков: оптовые и розничные, краткосрочные (до суток) и на базе долгосрочных контрактов на поставку электроэнергии, рынки электрической мощности, технических услуг (регулирование частоты, резервы, ремонты и др.), региональные рынки тепловой энергии и др. Эти рынки технологически и экономически связаны с деятельностью сфер естественных монополий в электроэнергетике: передачи электроэнергии, диспетчерского управления. Все рынки должны работать согласованно друг с другом. Оптимальная организация функционирования такой системы рынков – существенно более сложная задача в сравнении с простейшим рынком.

Нельзя недооценивать и отрицательные стороны сложившегося в России менталитета потребителей и производителей электроэнергии. Для многих потребителей электроэнергия была не товаром, за который следовало платить, а общественной услугой, которую общество обязано им оказывать (по аналогии с существовавшими т.н. "общественными" фондами потребления). В свою очередь производители электроэнергии обладали монопольными правами в сфере электроснабжения и диктовали свои условия потребителям. Эти монополист-

ские настроения производителей будут проявляться и на рынке, пока не сменится их менталитет.

Сложность задачи определяется и тем, что на вопросах реформирования электроэнергетики сфокусировано внимание всех основных политических сил общества – это арена ожесточенной политической борьбы.

С учетом указанных сложностей организация рыночной среды в электроэнергетике требует тщательной разработки обширной нормативно-правовой базы, постепенного последовательного внедрения, постоянного мониторинга состояния рыночной среды. В силу инфраструктурного характера отрасли, эта работа весьма ответственна.

Намеченные законом "Об электроэнергетике" меры по созданию такой нормативной базы организации рынков являются лишь началом работы. Многие из этих мер детализированы в "Концепции стратегии ОАО РАО "ЕЭС России" на 2003–2008 гг. (5+5)" [40], одобренной Советом директоров акционерного общества. В рамках этой стратегии предусмотрены правильные, с нашей точки зрения, меры постепенного и осторожного продвижения к конкурентному рынку. Однако они, естественно, должны развиваться и дополняться.

Эти меры должны включать:

- постепенный, плавный рост объемов электроэнергии, выводимой на рынок;
- постепенное расширение рыночного сектора в территориальном аспекте;
- постепенное расширение состава потребителей электроэнергии, участвующих в работе рынка;
- постепенное и в то же время комплексное расширение технологического состава различных рынков в упомянутой системе рынков в сфере электроэнергетики;
- заблаговременное создание организаций и мероприятий, гарантирующих электроснабжение слабозащищенных потребителей (населения) при расширении сферы рыночных отношений – долгосрочные договоры на поставку и т.д.;
- введение отдельных мер в порядке эксперимента на небольшой части потенциального рынка с анализом результатов эксперимента и его расширением в случае положительных результатов;
- постоянный мониторинг состояния рынков в электроэнергетике и энергетике в целом: оценка технических и экономических последствий принятых нововведений; оценка текущего состояния нормативно-правовой базы и степени ее соответствия целям проводимой реформы, т.е. создания эффективного конкурентного рынка;
- указанный мониторинг должен охватывать как сферу функционирования, так и сферу развития электроэнергетики с их совместным анализом;
- мониторинг и анализ хода реализации процесса реформирования должен производиться с точки зрения правительства, бизнеса (производителей электроэнергии), потребителей и общества в целом;

- необходима постоянная корректировка направлений и мероприятий реформирования по результатам мониторинга.

Вся эта деятельность должна быть соответствующим образом организована и активно осуществляться как в течение всего переходного периода, так и по его завершении, особенно в начальный период функционирования конкурентного рынка.

Таким образом, необходимо сочетание обеих форм государственного регулирования в электроэнергетике: ограничение монопольных проявлений и гарантирование условий справедливой конкуренции на конкурентном рынке. Это достаточно сложная задача, не имеющая простых рецептов решения, поскольку приходится иметь дело одновременно с расточительной и неэффективной монополией в электроэнергетике и с несовершенными конкурентными условиями рынков электроэнергии. Однако мировые тенденции свидетельствуют, что введение конкуренции в отдельные звенья электроэнергетики полезны и при соответствующей подготовке могут быть эффективны, даже на несовершенном рынке [41].

2.3.2. Принципы инвестиционной политики в электроэнергетике России

Дадим вначале краткую характеристику действующей системы управления инвестициями (и развитием) электроэнергетики России.

В настоящее время инвестиционные процессы в электроэнергетике, как в сфере генерации электрической энергии, так и в сфере передачи электроэнергии, практически полностью управляются или контролируются государством. Это осуществляется разными способами и разными организациями.

Государство является фактическим собственником подавляющей части электрогенерирующих и электросетевых объектов России – прямым (атомные электростанции) либо через контрольный пакет акций РАО "ЕЭС России", его дочерних компаний и региональных энергосистем. Тем самым государство имеет решающее право голоса при решении вопросов развития электроэнергетики в стране.

Так называемые «независимые производители» электроэнергии (хотя их доля в производстве электрической энергии сейчас и незначительна) во многом зависят от позиции государства – прямым или косвенным образом. Многие из владельцев этих электростанций также управляются государством (крупный пакет акций государства в ОАО "Газпром", которое в рамках реализации программ расширения региональных рынков газа осуществляет ввод мини-ГТУ–ТЭЦ на базе муниципальных котельных [35]).

Вне прямого управления государством находятся лишь немногие производители электроэнергии – ведомственные электростанции нефтяной отрасли, алюминиевой промышленности и некоторые другие. Однако все они контролируются государством косвенным образом.

Государство (через органы государственного регулирования и др.) прямо контролирует объем инвестиционных средств в электроэнергетике путем:

– регулирования уровней тарифов на электрическую и тепловую энергию на федеральном оптовом и региональных розничных рынках электрической энергии и мощности и контроля инвестиционной составляющей в тарифах на электроэнергию;

– контроля величины расчетной прибыли, идущей на инвестиции, в абонентной плате РАО "ЕЭС России";

– установления бюджетных расходов на нужды инвестирования развития электроэнергетики.

К настоящему времени в электроэнергетике сложилась определенная система управления инвестициями, являющаяся составной частью системы стратегического прогнозирования экономики страны, включающей в себя основные направления социально-экономического развития страны на 10–15 лет, целевые народно-хозяйственные и научно-технические программы. В рамках таких программ разрабатывались государственная энергетическая стратегия и программа развития электроэнергетики. С учетом сформулированных в этих документах рекомендаций и механизмов их реализации далее разрабатывались стратегические планы развития электроэнергетических компаний, являющиеся, в свою очередь, базой для обоснования инвестиционных проектов конкретных энергетических объектов. Из этих инвестиционных проектов собственно и формировалась инвестиционная программа электроэнергетики.

В России во многом сохраняется монопольное влияние крупных электроэнергетических компаний. Это проявляется, в частности, на федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности, где ведущую роль играет РАО "ЕЭС России", которое фактически управляет этим рынком и в то же время является его участником.

Сильны еще препятствия «независимым производителям» электроэнергии (со стороны монополистов) в их стремлении к сооружению собственных генерирующих источников.

В целом результаты работы существующей системы государственного управления инвестиционным процессом электроэнергетики России за последнее десятилетие нельзя признать удовлетворительными. Тарифы на электрическую энергию, как правило, не включают в себя инвестиционную составляющую, темпы роста тарифов на электроэнергию ниже средних темпов роста цен в промышленности, объемы вводов энергетических объектов в разы меньше необходимых вводов даже для компенсации естественного выбытия энергетических мощностей, электроэнергетика страны все более стареет.

В ходе реформирования электроэнергетики меняются и принципы инвестиционной политики государства в электроэнергетике (см. статью 29 в [29]). Рассмотрим более подробно основные положения этой политики и возможные средства и методы ее реализации.

Пожалуй, наиболее важным и серьезным изменением в сфере государственной инвестиционной политики в электроэнергетике является смена приоритетов и методов государственного регулирования развития генерирующих мощностей. Государство отказывается от права собственности на значительную

часть генерирующих источников и тем самым от прямого управления инвестиционными процессами в них. Предусматривается переход к "свободным", формируемым на рынке ценам на электрическую энергию и, соответственно, к экономическим формам государственного управления. В то же время государство оставляет за собой многие административные рычаги управления инвестиционным процессом в электроэнергетике.

Предусматриваемые методы государственного регулирования и контроля, имеющие отношение к развитию электроэнергетики, в соответствии с законом "Об электроэнергетике", включают в себя:

- государственное регулирование и контроль в сфере деятельности естественных монополий, включая регулирование инвестиционной деятельности электросетевых компаний;

- государственное регулирование цен и тарифов на электроэнергию, в том числе контроль предельных цен на электроэнергию в сфере оборота электроэнергии, тарифов на услуги естественных монополий, тарифы на электроэнергию и тепло в условиях отсутствия конкуренции;

- государственное антимонопольное регулирование и контроль, включая установление правил доступа к электрическим сетям и услугам по передаче электрической энергии;

- управление государственной собственностью в электроэнергетике (в сфере передачи и производства электроэнергии);

- лицензирование отдельных видов деятельности в электроэнергетике (включая сооружение и эксплуатацию энергетических объектов);

- техническая экспертиза новых объектов в электроэнергетике (промышленной безопасности, безопасности гидротехнических сооружений и ядерных установок, экологическая экспертиза);

- технический надзор в электроэнергетике, устанавливающий технологические нормы и стандарты функционирования объектов электроэнергетики.

Рассмотрим основные моменты организации процесса управления развитием электроэнергетики России в новых условиях.

Важнейшим элементом инвестиционной политики и управления развитием электроэнергетики является сохранение и упрочение в будущем технологической целостности Единой электроэнергетической системы России (ЕЭС). ЕЭС России, без сомнения, – национальное достояние и гордость российской энергетики. Создание одной из крупнейших в мире энергетических систем позволило обеспечить надежное и эффективное снабжение потребителей электроэнергии страны. Эффект от интеграции региональных электроэнергетических систем в ЕЭС России весьма велик, исчисляется многими миллиардами долларов и не подвергается сомнению всеми энергетиками страны.

Развитие электроэнергетики должно учитывать целостность ЕЭС. Несмотря на организационное дробление в ходе реформирования электроэнергетических систем на отдельные генерирующие и электросетевые компании, в процессе развития электроэнергетики необходимо рассмотрение электроэнергетических систем как технологически единого целого. Для такого рассмотрения

требуются соответствующие институты. В настоящее время эта работа сконцентрирована, в основном, в РАО "ЕЭС России". После завершения переходного этапа реформирования электроэнергетики и ликвидации РАО, эти функции должны взять на себя другие организации. Вероятно, это может быть Агентство по энергетике РФ. Весьма важно, чтобы в процессе реформирования были сохранены проектно-изыскательские институты энергетического профиля, в первую очередь институт "Энергосетьпроект", занимающиеся проектированием развития электроэнергетических систем страны и регионов именно как цельных и технически единых систем.

Идея комплексного, целостного рассмотрения электроэнергетических систем как основы электроэнергетики страны должна лежать в основе любой, какой бы она ни сложилась, системы управления развитием электроэнергетики и системы управления инвестициями электроэнергетики страны.

Тем не менее следует подчеркнуть, что из технологического единства электроэнергетической системы страны не следует вывод, что это единство должно быть и организационным, т.е. энергосистемы должны остаться единой монопольной структурой. Системные эффекты в электроэнергетике должны обеспечиваться главным образом через надлежащую организацию рыночных механизмов.

Для реализации системы управления инвестиционным процессом в электроэнергетике требуется создание специализированного федерального органа управления (под полным государственным контролем) – "Инвестиционного оператора" в терминологии [42] или "Государственной системы бездефицитного развития электроэнергетики", как это называется в настоящей работе.

В связи с возрастающей интеграцией России в мировую экономику, важно стремление к максимальной близости принципов построения системы управления развитием электроэнергетики России к мировым стандартам. Это общеэкономические стандарты ВТО и, что более актуально для нас, принципы организации рынков электроэнергии, принятые Европейским парламентом и Советом [43].

С учетом изложенного кратко сформулируем основные принципы инвестиционной политики при управлении развитием электроэнергетики.

1. Главной целью управления инвестиционным процессом в электроэнергетике является обеспечение устойчивого и эффективного ее развития, удовлетворяющего потребности страны в электрической энергии. Система должна сглаживать возможные в рыночных условиях значительные колебания цен на электроэнергию и гарантировать бездефицитную работу энергосистем.

2. Объектами системы управления инвестиционными процессами в электроэнергетике должны быть все модернизируемые, реконструируемые и вновь строящиеся энергетические объекты, независимо от видов собственности, ведомственной принадлежности и других признаков. В ходе анализа инвестиционных проектов и программ необходимо рассмотрение электроэнергетики или

электроэнергетических систем страны и регионов в целом как единого объекта, включая все действующие электростанции и электросетевые объекты.

3. Механизм управления инвестициями в электроэнергетике должен сочетать меры экономического и административного управления и регулирования.

4. В выделенных сферах естественных монополий и государственной собственности в электроэнергетике должны применяться все меры государственного регулирования и управления, указанные ранее.

5. В конкурентной сфере электроэнергетики (в нашем случае в развитии генерирующих мощностей) необходима разработка новых, адекватных ситуаций, механизмов управления и регулирования. Основной целью этих механизмов должно быть регулирование рынка (рыночных форм и правил) с целью максимальной его открытости, демонаполизации, дебюрократизации, свободы предпринимательской деятельности, доходности. Лишь при создании таких условий возможно привлечение инвестиций в электроэнергетику. Более подробно эти вопросы рассматриваются в подп.2.3.3.

6. Важнейшей предпосылкой привлечения инвестиций в развитие электроэнергетики является обеспечение надлежащего уровня доходности бизнеса в этой сфере. Ст. 23 Закона "Об электроэнергетике" требует обеспечения уровня доходности инвестируемого капитала в монопольной сфере электроэнергетики, сопоставимого со средним по стране. Очевидно, что такой уровень доходности должен соблюдаться и в рыночных секторах. Попытки администрирования в рынке, снижающие доходность в этой сфере, неизбежно приведут к резкому сокращению или обвалу частных инвестиций. Сфера государственного регулирования цен на конкурентном рынке ограничена, и ее расширение прямо запрещено указанным законом (п.2 ст. 23 Закона).

7. Однако создания только условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику недостаточно. Необходимо, чтобы они вкладывались в приоритетные для государства, наиболее нужные и эффективные объекты. В сфере электроэнергетики это объекты системного уровня, критически важные для поддержания технологической целостности и эффективности электроэнергетических систем. Требуется осознание этих приоритетов самим государством и создание им соответствующих экономических стимулов, системы экономических мер, направляющих инвестиции в нужном направлении. В случае если это не удастся, требуется прямое участие государства в инвестировании энергетических объектов системного значения.

8. Управление инвестициями в области передачи электроэнергии, относящейся к сфере естественно-монопольной деятельности, должно подчиняться общенациональным интересам. Вопросы экономической рентабельности энергетических объектов этой сферы деятельности хотя и важны, но являются не главными. Основная цель управления здесь – снятие технологических ограничений на развитие электроэнергетики и территориальное расширение сферы деятельности рынков электроэнергии.

9. Система управления инвестиционным процессом в электроэнергетике должна быть встроена в общую систему прогнозирования развития экономики

и энергетики России. Необходима последовательная и согласованная разработка:

– энергетической стратегии России на перспективу 20–30 лет на основе прогнозов социально-экономического развития страны с учетом требований энергетической безопасности;

– стратегии развития электроэнергетики России на перспективу 15–20 лет;

– программ развития электроэнергетики России и ее регионов на перспективу 10–15 лет;

– программ энергосбережения России и ее регионов;

– схем развития ЕЭС России и региональных энергосистем на 10–15 лет вперед;

– инвестиционных программ электроэнергетики России, региональных электроэнергетических систем и регионов страны.

Составной частью этих работ должен быть прогноз перспективных цен и тарифов на энергоносители, оценка объемов платежеспособного спроса на электрическую энергию, анализ структурных изменений в экономике страны при изменении цен и тарифов на энергоносители.

10. Система управления инвестициями в электроэнергетике должна предусматривать мониторинг выполнения инвестиционных программ развития электроэнергетики. Кроме того, государство должно проводить мониторинг развития электроэнергетики в целом, условий ее развития, эффективности организации рыночной сферы электроэнергетики.

11. Основной целью анализа текущего состояния и перспективных условий развития электроэнергетики должно быть выявление сформировавшихся тенденций развития, анализ их с точки зрения соответствия: требованиям стабильного и эффективного развития электроэнергетики, удовлетворения спроса потребителей электроэнергии, принятым инвестиционным программам.

12. Состав мероприятий, которые могут использоваться для реализации инвестиционных программ развития электроэнергетики, определяется полномочиями органов исполнительной власти. В настоящее время они часто имеют достаточно общий характер и требуют детализации и конкретизации. Их состав может и должен корректироваться в ходе реформирования электроэнергетики и в процессе совершенствования системы управления развитием электроэнергетики.

Эти мероприятия могут быть административными, либо носить экономический или нормативно-правовой характер, текущими, либо упреждающими (долгосрочными). К таким мероприятиям относятся:

- стимулирование притока инвестиций в электроэнергетику;
- стимулирование энергосбережения;
- ограничение выбытия энергетических мощностей;
- обеспечение создания резервов генерирующих мощностей и пропускных способностей основных электрических сетей (в том числе меры долгосрочного стратегического характера);

- развитие механизма гарантирующих поставщиков электрической энергии;
- создание страховых фондов развития электроэнергетики;
- ускоренное развитие генерирующих мощностей, находящихся в государственной собственности, и др.

13. Разработка инвестиционных проектов и программ разного уровня должна вестись на единой методической и информационной основе. Использование этого принципа позволит упорядочить и унифицировать их подготовку, привести инвестиционные проекты и программы к сопоставимому виду, облегчающему их мониторинг.

Это важно также потому, что одним из принципов реформирования электроэнергетики России является демонополизация и развитие конкуренции не только в сфере производства и сбыта, но и в сфере оказания услуг, в том числе в проектировании. Следовательно, инвестиционные проекты и программы могут разрабатываться различными проектными организациями и при отсутствии единой методической и информационной основы окажутся несопоставимыми.

14. Важен также принцип единства стандартов бухгалтерского учета, который необходимо соблюдать при формировании и мониторинге инвестиционных программ в электроэнергетике – с целью их сопоставимости, а также привлечения иностранных инвесторов, чтобы разговаривать с ними на «одном языке». Потребуется повсеместный переход от российской системы бухгалтерского учета к международным стандартам учета.

15. Для реализации новых конкурентных условий в рыночной сфере электроэнергетики предусматривается создание соответствующей нормативно-правовой базы – разработка множества нормативных правил и документов. Определенная дополнительная нормативная деятельность потребуется и для управления инвестиционными процессами в электроэнергетике. Это разработка положений, определяющих:

- порядок согласования инвестиционных программ субъектов естественных монополий в электроэнергетике;
- порядок и условия строительства и финансирования объектов электроэнергетики;
- порядок вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации;
- порядок согласования размещения объектов электроэнергетики на территориях субъектов РФ;
- другие положения.

16. В целях принятия адекватных мер для компенсации возможных (особенно в начальный период создания конкурентного рынка в электроэнергетике) "провалов" рынка система управления развитием электроэнергетики должна иметь собственный страховой инвестиционный фонд. Потенциальные источники образования фонда и механизмы его использования, возможная организационная структура раскрываются далее.

2.3.3 Создание условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику России

Одной из главных целей, поставленных в процессе реформирования электроэнергетики России, является привлечение инвестиций во все ее сферы. В Федеральном законе "Об электроэнергетике", принятом в 2003 г., содействие привлечению инвестиций в отрасль посредством формирования благоприятного инвестиционного климата считается одним из принципиальных положений инвестиционной политики государства в электроэнергетике.

Требуется конкретизация этого положения, в первую очередь в виде системы необходимых условий для формирования благоприятного инвестиционного климата (инвестиционной привлекательности) как на уровне страны, так и на уровне электроэнергетических компаний. Общая структура основных условий для формирования благоприятного инвестиционного климата приведена на рис. 2.4.

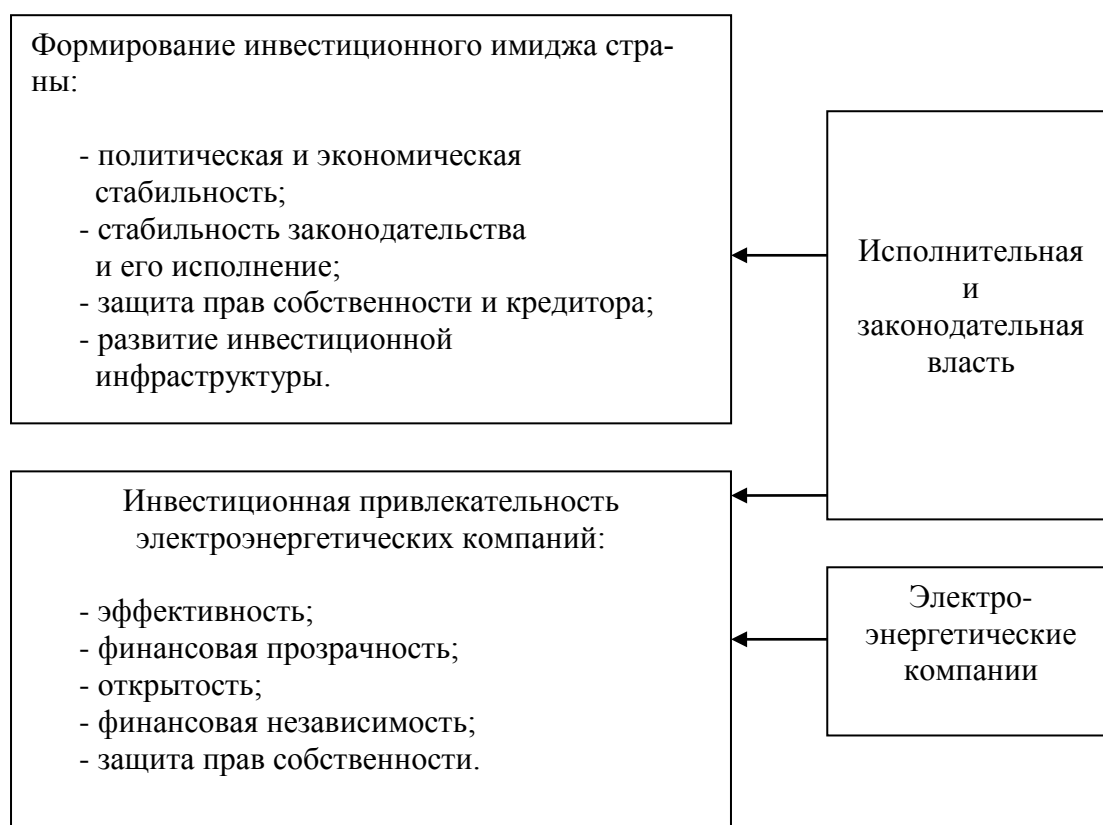


Рис. 2.4. Условия формирования благоприятного инвестиционного климата.

В приведенный на рис. 2.4 перечень основных условий для формирования положительного инвестиционного имиджа страны включены: политическая и экономическая стабильность, стабильность законодательства и его исполнение, защита прав собственности и кредитора, развитие инвестиционной инфраструктуры (фондового рынка и банковской системы). Такой выбор необходимых условий не случаен. В укрупненном виде он отражает традиционный набор показателей, используемый журналом "Euromoney" для комплексной оценки ин-

вестиционной привлекательности стран мира [44]. Рейтинг инвестиционной привлекательности стран мира этого журнала наиболее известен и часто цитируется по сравнению с другими ведущими экономическими мировыми журналами, в которых периодически публикуются рейтинги инвестиционной привлекательности стран мира: "Fortune", "The Economist". В отличие от Советского Союза, который в рейтинге журнала "Euromoney" за 1988 год занимал 17-е место (сразу вслед за Италией и Тайванем), Россия пока не может подняться из замыкающей первую сотню (рис. 2.5). Для сравнения: по оценке "Euromoney", на сентябрь 2000 г. по уровню инвестиционной привлекательности Казахстан занимал 81-е место в мире, на сентябрь 2001 г. – 76-е, а на март 2002 г. – уже 70-е место (лидер среди всех стран СНГ). Россия за это же время пропустила вперед не только Казахстан и Азербайджан (95-е место), но и небезызвестную Папуа – Новую Гвинею (89-е место) [45].

На макроэкономическом уровне особое место занимает политическая и экономическая стабильность и предсказуемость, формирующие имидж страны. Инвестиции – категория долгосрочная, и всякая нестабильность и непредсказуемость им противопоказаны. Задача создания положительного имиджа России сейчас наиболее актуальна. Это необходимо главным образом для того, чтобы в очередной раз не проиграть конкуренцию за инвестиции своим соседям. В 90-е годы Россия уже проиграла такую конкуренцию. За 1994–1999 гг. в Китай пришли прямые инвестиции на 237 млрд дол., в Венгрию, Польшу и Чехию – 57, в Финляндию – 23, в страны ближнего зарубежья и Балтии – 20, а в Россию – лишь 16 млрд дол. [46].

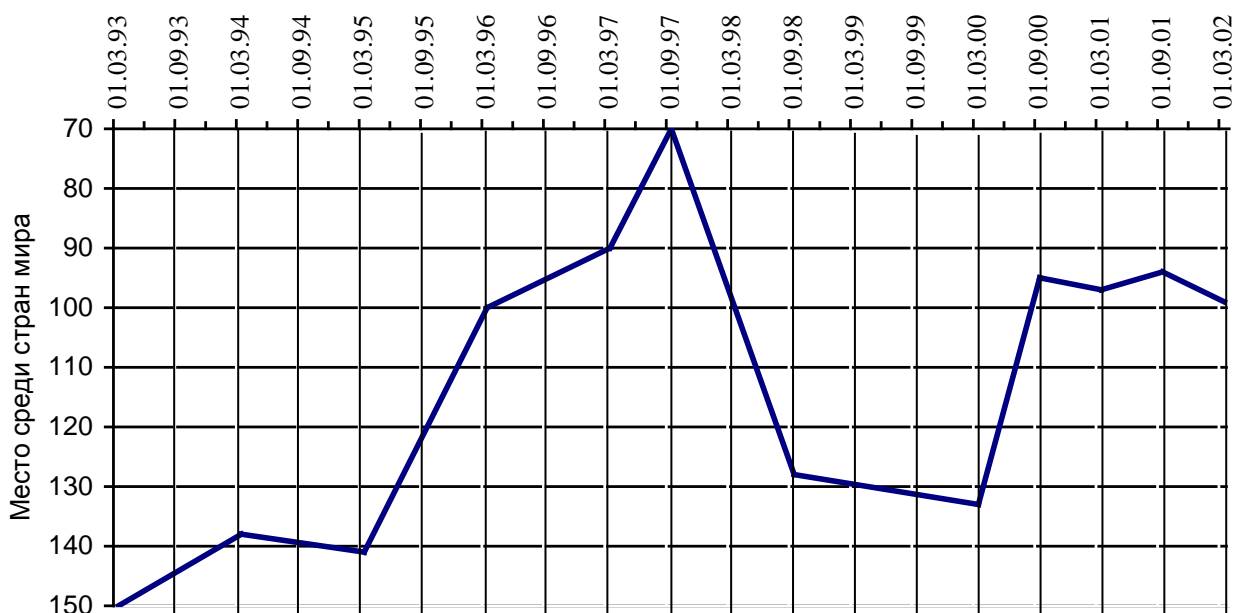


Рис. 2.5. Международный рейтинг инвестиционного климата России.

Для инвесторов немаловажным условием является и стабильность законодательства, неизменность правил, устанавливаемых законами и подзаконными актами. Давно назрела потребность в законодательном обеспечении льгот инве-

сторам или хотя бы гарантий не ухудшения условий в ходе осуществления инвестиционных проектов.

Важную роль в этом плане может сыграть закон «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» от 2 января 2000 г. № 22-ФЗ. Согласно этому закону (статья 3), предоставляются государственные гарантии прав субъектов инвестиционной деятельности, обеспечиваются равные права при осуществлении инвестиционной деятельности, стабильность инвестиционных условий в течение срока окупаемости инвестиционного проекта.

С целью закрепления механизма заинтересованности инвестора в финансировании строительства генерирующих предприятий, а также установления его прав и обязанностей, вытекающих из данных правоотношений, целесообразно принять на федеральном уровне закон "Об инвестиционной деятельности в электроэнергетике". Кроме того, целесообразно предусмотреть внесение соответствующих изменений и дополнений в таможенное, налоговое законодательство и законодательство о государственном регулировании тарифов.

Для инвестора не менее важным является не только стабильность законодательства, но и его исполнение. Давняя национальная традиция – необязательность исполнения законов, в ряде случаев обусловленная отсутствием санкций на неисполнение правовых норм или их неэффективностью, когда нарушение закона выгоднее, чем его исполнение. Нужна независимая и деятельная судебная власть, без которой любые гарантии прав собственности, исполнения контрактов и прочее почти невыполнимы. С принятием нового Арбитражно-процессуального кодекса в России ситуация с исполнением законов несколько улучшилась, хотя многие зарубежные инвесторы готовы инвестировать свои средства в долгосрочные проекты в России только при наличии возможности решения спорных вопросов в международном арбитражном суде.

Не последнее место в государственной политике должно занимать соблюдение прав собственности, в том числе заключающееся в защите от экспроприации, необходимости прецедентов пресечения действий мажоритарных (большинства) инвесторов и менеджеров компаний, для которых оперативный контроль над активами выше отношений собственности, хотя должно быть наоборот. В этой связи, чтобы исключить злоупотребления со стороны мажоритарных инвесторов и Совета директоров, могут потребоваться изменения в Федеральном законе "Об акционерных обществах". Не исключено законодательное расширение прав миноритарных (меньшинства) акционеров, особенно в вопросах доступа к информации, организации собраний акционеров и представительства в Совете директоров.

Что касается вопросов разрешения споров и защиты инвесторов, то определенный правовой опыт в этой области накоплен, в частности и в странах СНГ, особенно в тех из них, которые подписали международный договор к Энергетической хартии [47].

Для развития инвестиционной инфраструктуры требуются развитие фондового рынка и структурная реформа банковской системы. Что касается фондо-

вого рынка, то многие специалисты не верят в его стратегическое значение для финансовой системы страны. Может быть, поэтому предлагаемые с 1999 г. программы создания в Москве нового международного финансового центра ("Финансовая площадка Россия") не имеют должного отклика. Наш финансовый рынок плохо прорекламирован, мы теряем шанс стать региональным финансовым центром стран СНГ, отдавая его Вене, Стамбулу, Балтии. На западе мало кто знает, что такое Московская межбанковская валютная биржа. В международной статистике фондовых бирж Рига и Вильнюс есть, а Москвы нет.

Хотя есть хорошо известная практика маркетинга рынков, программных мер по росту их конкурентоспособности в привлечении инвестиций. Такие программы были приняты после войны Лондоном (они существуют и сейчас), Германией в начале 90-х годов (план под названием "Финансовая площадка Германия"). Вена, наконец, не добившись успехов в развитии собственного рынка акций, активно создает NEWEX – биржу финансовых активов стран Восточной Европы, прежде всего России [46]. Российскому финансовому рынку нужна наступательная программа маркетинга ("Финансовая площадка Россия"), которая изменила бы психологическое восприятие западными финансистами России как рынка плохих новостей, центра риска и нестабильности.

Как показывает зарубежный опыт, крупные развивающиеся страны Юго-Восточной Азии и Латинской Америки уже создали развитые фондовые рынки, доступ к которым имеют как внутренние, так и иностранные инвесторы. Результаты по объемам поступивших инвестиций в эти страны не заставили себя ждать [48–50]. В России внутренние рынки капитала тем более необходимо развивать, в первую очередь в связи с создающимися крупными внутренними портфельными инвесторами, каковыми, в частности, являются государственные и частные пенсионные фонды, страховые компании.

Кроме того, в России уже активно развивается рынок корпоративных облигаций. По оценкам разных специалистов в области ценных бумаг, в частности вице-президента инвестиционной компании "Тройка-Диалог" Е. Новокрепченых, в 2003 г. капитализация этого рынка возросла до 300 млрд руб. (около 4,5 % ВВП). Для сравнения: в Японии, где рынок корпоративного долга еще развивается, капитализация рынка корпоративных облигаций составляет около 7 % ВВП, а в США этот показатель достигает 30 % ВВП [51].

Однако нужно создавать условия доступа менее крупным компаниям на отечественный рынок корпоративных облигаций, в первую очередь через:

- снижение порога для рыночного займа;
- упрощение процедуры государственной регистрации эмиссии;
- удешевление депозитарного обслуживания;
- снижение или отмену налога на эмиссию корпоративных облигаций (кстати, налог на эмиссию гособлигаций не взимается);
- отмену авансового порядка уплаты такого налога (до привлечения средств на рынке), тем более, что если по каким-то причинам это привлечение срывается, то налоговые платежи не возвращаются.

Банки сейчас неадекватны инвестиционным потребностям экономики. Собственные средства у большинства из них в силу низкой капитализации небольшие, а привлекаемые средства имеют в основном краткосрочный характер. Структурная реформа банковской системы страны (повышение уровня капитализации банков, введение системы страхования вкладов, переход на международную систему финансовой отчетности) призвана увеличить инвестиционные возможности банков.

В определенных условиях для увеличения кредитного финансирования экономики и электроэнергетики, видимо, необходимо было бы создавать совместно с западными партнерами или с их участием специализированные инвестиционные банки. Эти банки под гарантии западных партнеров должны сформировать условия для вовлечения в экономику свободных денежных средств населения, которое в результате неоднократных обманов практически не доверяет отечественным банкам. Именно специализированные инвестиционные банки, как показывает послевоенная экономическая история, сумели в кратчайший срок восстановить и увеличить производственный потенциал Западной Европы и Японии. Денежные средства у населения есть, необходимо создание соответствующих гарантий их сохранности для потенциальных вкладчиков. Правовое обеспечение инвестиций в таких банках должно соответствовать мировым стандартам. Руководить инвестиционным банком может инвестиционно-консалтинговый департамент, где наряду с российскими должны работать и западные специалисты, которые передадут свой опыт и обучат своих коллег международным стандартам работы с инвестиционными проектами. Государственное участие здесь должно заключаться в создании реальных условий для льготного налогообложения таких банков, формировании для них климата наибольшего благоприятствования, вкладе в уставный фонд банков, определении приоритетов в развитии тех или иных отраслей и секторов экономики, вложения в которые диктуются национальными интересами и государственной экономической политикой [52].

Наиболее именитые международные рейтинговые агентства "Moody's", "Standard & Poor's", на значения суверенных кредитных рейтингов от которых ориентируются даже самые консервативные частные инвесторы при принятии инвестиционных решений, до 2003 г. не рассматривали возможность присвоения России рейтинга инвестиционного уровня. Однако международный бизнес отметил большие возможности России. По индексу инвестиционной уверенности британской компании А. Т. Kearney (отражает мнение лидеров крупнейших транснациональных корпораций о целесообразности покупки предприятий и создания бизнеса в стране) Россия уже на 17-м месте среди 60 стран. Это означает, что зарубежные инвесторы хотели бы вкладывать деньги в Россию, но существующие условия пока удерживают их от принятия такого решения [45]. В 2003 г. "Moody's" приняло решение о повышении суверенного рейтинга России до инвестиционного уровня, не дождавшись парламентских и президентских выборов в стране. Подобное по рангу международное рейтинговое агентство "Standard & Poor's" посчитало «преждевременным» повышение рей-

тинга России до инвестиционного уровня. Это агентство ждет от России дальнейших реформ, особенно в банковском секторе [53].

Условия формирования благоприятного инвестиционного климата на уровне страны не должны отождествляться только с ее федеральным уровнем и считаться задачами только Правительства РФ и законодательной власти этого уровня (Государственной Думы и Совета Федерации). Россия – федеративное государство (89 относительно самостоятельных субъектов или регионов) межрегиональных экономических, социальных и политических контрастов. Формировать благоприятный инвестиционный климат России в рамках делегированных полномочий должна исполнительная и законодательная власть субъектов РФ в своих регионах. В российских же регионах с целью улучшения инвестиционного климата есть над чем работать. По данным очередного ежегодного исследования инвестиционного климата в России за 2002 г. рейтингового агентства "Эксперт РА", определяющего рейтинг инвестиционной привлекательности российских регионов с 1996 г., число регионов, улучшивших свой инвестиционный климат, невелико. Усилилась дифференциация регионов. Если в предыдущем рейтинге (за 2001 г.) регионы с максимальным и минимальным рисками различались в 2,8 раза, то в 2002 г. – уже в 3,2 раза. Наиболее эффективным элементом инвестиционной политики на местах по итогам 2002 года (по мнению "Эксперт РА"), как правило, является наличие и совершенствование нормативной базы инвестиционной деятельности. Высокопривлекательными в инвестиционном плане оказались те регионы, которые не только приняли региональное инвестиционное законодательство, но и постоянно его совершенствовали и обновляли в соответствии с меняющимися условиями [45].

Инвестиционная привлекательность электроэнергетических компаний, особенно формируемых генерирующих компаний, будет определяться их эффективностью, финансовой прозрачностью, открытостью, финансовой независимостью и защитой прав собственности. Приведенный на рис. 2.4 перечень необходимых условий для инвестиционной привлекательности электроэнергетических компаний составлен, исходя из перечня определяющих условий, используемых зарубежными частными инвесторами и отечественным частным бизнесом при оценке инвестиционной привлекательности компаний.

Инвестиционная привлекательность электроэнергетических компаний оценивается частными инвесторами преимущественно для оценки риска возможного вложения средств. С этой целью частные инвесторы используют "типовую" схему оценки инвестиционной привлекательности компаний (рис. 2.6) [54].

Формальные показатели, приведенные в схеме, рассчитываются по определенным формулам на основе финансовой отчетности компании. Причем оценку финансового состояния компании производят посредством расчета показателей соотношения ее активов и пассивов. Оценка же финансовых результатов – через определение эффективности затрат компании. Не последнее место среди формальных показателей занимают, в частности, коэффициенты рыночной активности компаний (соотношение курса и прибыли на акцию, дивиденда и курса на акцию, рыночной и балансовой цены акции), ликвидность акций.

Неформальные показатели оцениваются только экспертами. Эти показатели не имеют формул для расчета и четкого набора исходных данных. В итоге оценка коммерческой репутации – комплексное экспертное заключение, которое является своего рода рекомендацией для сотрудничества с компанией. На ее основе и комплексной оценке финансовой отчетности компании частные инвесторы определяют для себя величину риска вложения средств в компанию.



Рис. 2.6. Схема оценки инвестиционной привлекательности компании.

Финансовая отчетность компании, стремящейся привлечь средства частных инвесторов, должна быть объективной, прозрачной, легко читаемой и понятной. Этим требованиям в большей мере соответствует разработанная за рубежом для удобства формирования и последующего анализа финансовой отчетности компаний система стандартов бухгалтерского учета IAS (International Accounting Standards) [55]. В России IAS часто называют МСФО, т.е. международными стандартами финансовой отчетности. Основная цель IAS – структуризация финансовой отчетности, которая позволяла бы сравнивать документацию различных компаний.

Другими требованиями к финансовой отчетности компаний, содержащимися в IAS, являются следующие:

- периодичность отчетности (accounting periods). Финансовые отчеты должны подготавливаться периодически, через равные промежутки времени;

- полнота охвата (matching). В свои финансовые документы фирма должна включать все расходы, осуществление которых необходимо для получения доходов, указанных в отчетности;

- консерватизм (conservatism). Фирмы должны стремиться предвидеть все расходы и не сообщать о доходах без тщательного обоснования. Умышленное искажение информации запрещено;

- ясность (understandability). Информация, сообщаемая в отчетах, должна быть изложена на таком уровне, чтобы ее мог воспринять читатель со средним уровнем понимания проблем бизнеса;

- существенность (relevance). Отчеты должны содержать информацию, существенную для принятия решений и ориентированную на пользователей;

- надежность (reliability). Предоставляемая информация должна быть полной и достоверной;

- преемственность (consistency). Фирмы должны использовать сопоставимые методы финансовых расчетов, чтобы обеспечивалась возможность сравнения отчетных данных за различные периоды времени.

В дополнение к перечисленным, IAS предъявляет особые требования к внешней отчетности, одним из которых является обязательное отражение в отчетах:

- финансового состояния на конец периода;
- потоков денежных средств за период;
- доходов за период;
- полного дохода за период;
- вкладов и выплат собственникам за период.

Разработан и набор финансовых документов, отвечающих этим требованиям.

РАО "ЕЭС России" в последние годы представляло финансовую отчетность, подготовленную в соответствии с МСФО. Этот опыт в полной мере мог бы использоваться формируемыми генерирующими компаниями и другими участниками оптового рынка электроэнергии.

Открытость электроэнергетических компаний определяется требованиями к раскрытию информации. При любой типовой модели корпоративного управления компаниями: англо-американской, японской или немецкой, требования к раскрытию информации достаточно велики. Например, при использовании англо-американской модели управления корпорацией (в частности, выбранной РАО "ЕЭС России" в качестве основы корпоративного управления компанией) информационная открытость компаний особенно велика. Она объясняется требованиями законодательства и бирж, где обращаются ценные бумаги корпораций. Корпорации США в годовой отчет или повестку дня ежегодного общего собрания акционеров обязаны включать следующие сведения: финансовую информацию (в США эти данные публикуются ежеквартально), данные о структуре капитала, справку о прежней деятельности назначаемых директоров (включая имена, занимаемые должности, отношения с корпорацией, владение акциями в ней), размеры зарплаты высшего руководства, данные о всех акцио-

нерах, информацию о возможных слияниях и реорганизации, предлагаемых поправках к Уставу, информацию об аудиторах.

Следовательно, открытость электроэнергетических компаний основана на открытости их информационной политики, в том числе и для потенциальных инвесторов. Однако следует отметить, что одной информационной открытости компаний недостаточно для их инвестиционной привлекательности, если недостаточно развита информационная инфраструктура (множество информационных, аналитических, рейтинговых служб). В случае недостаточной развитости информационной инфраструктуры компаниям приходится брать на себя функции по доведению информации до инвесторов. В этом случае для формируемых генерирующих компаний здесь может пригодиться опыт РАО "ЕЭС России" по:

- созданию и совершенствованию корпоративных сайтов электроэнергетических компаний, освещающих их важнейшие события;

- публикации годовых и промежуточных финансовых отчетов, прошедших международный аудит;

- выпуску в рамках совместного проекта с рейтинговым агентством "Эксперт РА" бизнес-справочника "Электроэнергетика России". Основной его целью является предоставление достоверной статистической и аналитической информации о современном состоянии и важнейших направлениях реформирования российской электроэнергетики, а также подробной характеристики региональных энергокомпаний, электростанций федерального уровня и атомных электростанций.

Защита прав собственности на уровне электроэнергетических компаний означает защиту прав акционеров, особенно миноритариев (меньшинства). Причем под защитой прав акционеров подразумевается как собственно перечень прав акционеров, так и область действий корпорации, требующая одобрения акционеров. В упомянутой англо-американской модели корпоративного управления компанией акционеры наделены широкими правами, не менее широкой является здесь и область действий корпорации, требующая одобрения акционеров. Хотя РАО "ЕЭС России" и использует англо-американскую модель управления корпорацией, защита прав акционеров здесь остается далекой от США. Однако ряд положительных сдвигов в этом направлении все же наблюдается. Совершенствуются Уставы дочерних и зависимых акционерных обществ внесением в них некоторых изменений и дополнений. В частности, такие изменения и дополнения расширяют права акционеров по: приобретению акций Общества, вхождению в Совет директоров, влиянию на повестку дня годового общего собрания акционеров и др. Произошли положительные кадровые изменения в составе комитета по вопросам реформирования энергосистемы России: миноритарные акционеры имеют в нем такое же число представителей, как и государство, получив, таким образом, возможность на консультативно-рекомендательном уровне влиять на политику РАО. Совершенствуется законодательная практика по обеспечению миноритарным акционерам "права совместной продажи" (tag-along right), когда любому акционеру предоставлено

право продать свои акции по той же цене, что и акции мажоритарных акционеров (РАО "ЕЭС России" или государства) [40].

В вопросах финансовой прозрачности, информационной открытости компаний и защиты прав собственности накоплен солидный зарубежный опыт, в частности работа по анализу опыта в этой области зарубежных электроэнергетических компаний представлена Национальной ассоциацией участников фондового рынка (НАУФОР) [56]. Для целей представленного анализа по определенным критериям отобраны наиболее «типичные» электроэнергетические компании: "PG&E" (бывшая "Pacific Gas&Electric") в США, "Scottish Power" (Великобритания), "Fortum" (Финляндия), РАО "ЕЭС России".

Все рассмотренные зарубежные компании отличаются высокой степенью финансовой прозрачности и информационной открытости. Это объясняется, в первую очередь, требованиями законодательства и бирж, где обращаются их ценные бумаги. Кроме этого, особо отмечено, что менеджмент этих компаний, стремясь получить финансирование, даже «подстраивается» под ожидания и требования инвесторов. "Scottish Power" специально адаптировала свой годовой отчет под требования американской Комиссии по ценным бумагам и бирже и, соответственно, под привычный формат для американских инвесторов.

Возможности влияния портфельных инвесторов на деятельность приведенных компаний довольно ограничены. Однако мелкие инвесторы достаточно надежно защищены от «происков» менеджмента и крупных акционеров, во-первых, хорошо отработанным и эффективно действующим законодательством и соответствующими государственными ведомствами (в США, например, Комиссией по ценным бумагам и бирже), во-вторых, не менее отработанной и эффективной судебной системой. Если же, несмотря на отсутствие грубых нарушений его прав, мелкий инвестор недоволен руководством компании, он всегда может легко избавиться от своих акций вследствие их высокой ликвидности.

Финансовая независимость электроэнергетических компаний или уменьшение излишнего вмешательства государства в их экономическую деятельность – одно из основных условий инвестиционной привлекательности компаний для частного бизнеса.

Именно с этой целью в России проводится административная реформа, основная цель которой заключается в снижении вмешательства государства в экономическую деятельность компаний, сокращении бюрократии и административного давления на бизнес.

Однако финансовая независимость электроэнергетических компаний вовсе не означает отсутствия государственного контроля над частным бизнесом. Необходимо сформировать новый механизм государственного регулирования, адекватный условиям и результатам либерализации в электроэнергетике. Об этом подробно излагалось в предыдущем подразделе отчета. Как свидетельствует зарубежный опыт, государственное регулирование частных электроэнергетических компаний осуществляется посредством регулирующих агентств.

Новые регулирующие органы (регулирующие агентства) возникли с развитием рыночных отношений в электроэнергетике зарубежных стран и осуществ-

ляют государственное регулирование частных электроэнергетических компаний. В ряде стран (ФРГ, Греции, Японии, Нидерландах, Норвегии, Чехии, Люксембурге, Новой Зеландии, Швейцарии и Турции) сами министерства выполняют функции регулирующих агентств. В Венгрии, Нидерландах, Норвегии регулирующие агентства созданы, но оставлены в структуре соответствующего министерства. В большинстве стран (США, Канаде, Австрии, Австралии и др.) созданы независимые от министерств агентства. Причем в странах с федеративным устройством (США, Австралия) регулирующие агентства создаются и на федеральном, и на региональных уровнях. Первые специализируются, как правило, на оптовой торговле электроэнергией и передаче, вторые – контролируют розничную торговлю и распределение. Основные функции зарубежных регулирующих агентств и правила их взаимоотношений с регулируемыми электроэнергетическими компаниями определяются законом. Главные функции регулирующих агентств стран мира сосредоточены на регулировании правил оптовой торговли и экспорта электроэнергии, соблюдении антимонопольного законодательства, установлении тарифов для конечных пользователей, надзоре за слияниями, лицензировании. Государство разрабатывает и набор индикаторов, необходимых для контроля за деятельностью частных электроэнергетических компаний, стремясь не быть обременительным для частных компаний электроэнергетического сектора [50].

Заботиться об инвестиционной привлекательности на уровне электроэнергетических компаний должны не только сами компании. Немалая роль в этом должна принадлежать государству, которая заключается как в разработке законов, содержащих необходимые экономические механизмы для стимулирования менеджмента электроэнергетических компаний к повышению их инвестиционной привлекательности, так и в создании соответствующей законодательной базы, повышающей напрямую инвестиционную привлекательность компаний.

Создание необходимых условий для привлечения частных инвестиций в электроэнергетику России, разработка и формирование соответствующей законодательной базы, регламентирующей присутствие частного бизнеса в отрасли, должны осуществляться уже в переходном периоде реформирования электроэнергетики. Законодательную базу необходимо разрабатывать и развивать, по возможности, даже с некоторым опережением, чтобы не столкнуться с дилеммой, когда частный инвестор уже готов прийти в электроэнергетику России, а отрасль не располагает для этого соответствующей правовой и законодательной базой.

В качестве примера возникновения такой ситуации может служить, в частности, готовность немецкого концерна E.ON уже участвовать в тендере на управление Северо-Западной ТЭЦ. Опыта привлечения международных управляющих компаний в управление электроэнергетическими компаниями России нет. Из окончательного варианта Концепции развития РАО "ЕЭС России" (план "5+5") [40] предложение о привлечении к управлению отечественными генерирующими компаниями иностранных международно признанных управляющих компаний под давлением миноритарных акционеров было пока исключено. Следовательно, и законодательной базы по контрактам на управление еще нет.

Заключение же контрактов на управление в мировой практике является основной формой привлечения инвесторов в электроэнергетику на начальном этапе ее реформирования. С помощью таких контрактов достигается повышение технической и экономической эффективности деятельности генерирующих компаний. Контракты на управление возможны даже при сохранении государственной собственности в электроэнергетике и широко используются в странах, где закон не допускает права частной собственности на отраслевые активы, или продажа таких активов не может быть осуществлена из-за их недооцененности. В зависимости от условий контракта частная компания берет на себя ответственность за эксплуатацию, а также проектирование, строительство и финансирование новых активов. Государство осуществляет контроль за соблюдением условий контракта. Среди возможных потенциальных управляющих компаний обычно рассматривают крупные зарубежные электроэнергетические компании, обладающие высокими рейтингами и репутацией на энергорынке [57].

Кроме создания внутрифирменных условий в энергокомпаниях с целью повышения их инвестиционной привлекательности, необходимы условия привлекательности электроэнергетики в целом. Эти условия, видимо, в первую очередь должны включать:

- наличие готовности и способности потребителей электроэнергии ее оплачивать;
- сведение потерь электроэнергии (включая и ее кражи) до минимума;
- уровень тарифов на электроэнергию, покрывающий издержки на ее производство и обеспечивающий рентабельность инвестиций в развитие электроэнергетики;
- предсказуемость тарифов на весь период возврата капитала.

Наряду с перечисленными основными условиями для формирования благоприятного инвестиционного климата, созданию дополнительных условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику России может способствовать формирование государственного инвестиционного фонда (далее – Фонда). Его создание позволит не только снизить стратегические риски инвесторов, но и обеспечит "подпитку" бездефицитному развитию электроэнергетики России в период укрепления рыночных отношений. Идею создания такого Фонда отстаивали в 2003 г. Госстрой, ФЭК, Минэнерго и РАО "ЕЭС России". Минэкономразвития также склоняется к поддержанию этой идеи, несмотря на протесты оппонентов из Минэкономразвития и миноритарных акционеров, считающих такой шаг "нерыночным". О создании Фонда необходимо позаботиться в переходный период, чтобы Фонд смог начать по-настоящему работать уже в 2005–2006 гг.

Потенциальными источниками формирования Фонда могут выступать:

- средства от продажи имеющегося госпакета акций в генерирующие источники (за вычетом расходов на приобретение дополнительного пакета акций ФСК и СО);
- бюджетные средства (в рамках целевых инвестиционных программ);
- дивиденды по госпакетам акций;

- "плата за услуги по формированию стратегического резерва мощностей", своего рода наследница нынешней абонентной платы, из которой в настоящее время финансируются инвестиционные программы РАО "ЕЭС России" или косвенный налог (например, акциз);

- средства самофинансирования в процессе деятельности Фонда в виде выручки от продажи на рынке готовых объектов или пакета акций, арендных платежей при передаче в концессию, процентов за льготные кредиты и др.

Функции управления Фондом нужно возложить на независимую структуру, подконтрольную государству [58]. Управляющий орган должен отвечать за перспективную надежность электроснабжения при безусловном контроле со стороны государства. В рамках существующей системы ни один из государственных органов не обладает достаточным статусом и ресурсами для реализации такой задачи. Кроме того, прямое участие государственных структур в коммерческом управлении финансовыми средствами не согласуется с задачами функционирования органов власти и потребует серьезной организационной перестройки их аппарата. В этой связи функции управляющей компании Фонда можно передать бизнес-структуре, которая должна иметь ресурсы для осуществления системных функций управления в электроэнергетике и находиться под контролем государства. Стратегически целесообразно обеспечить интеграцию системного управления функционированием и развитием электроэнергетики в рамках единой корпоративной структуры. Конкретные решения требуют еще дополнительной проработки.

Снижение стратегических рисков инвесторов и обеспечение бездефицитного развития электроэнергетики России (сооружение генерирующих мощностей системного значения) посредством использования Фонда может осуществляться разными способами.

1. При подходе, предложенном РАО "ЕЭС России", ФЭК, Минэнерго и Минэкономразвития, определяется, где и какие мощности строить, определяются площадки для строительства генерирующих мощностей, которые выставляются на конкурс инвестиционных проектов среди инвесторов, желающих вложить средства в генерацию. Основным критерием отбора победителей предлагается цена на момент начала продажи электроэнергии, устраивающая инвестора. Чем меньше эта цена, тем больше шансов выиграть конкурс. Другие критерии – срок требуемой гарантии, сроки строительства, ответственность по выполнению обязательств. Победитель может заключить контракт с Фондом, по которому Фонд обязуется компенсировать отрицательную разницу между равновесной ценой электроэнергии, сложившейся по завершению строительства генерирующих мощностей, и той ценой, которую инвестор предложил на конкурс. Потери раскладываются на всех участников рынка.

2. Выполненные на конкурсной основе по заказу ФЭК, Минэнерго, Минэкономразвития, предлагаются инвестиционные проекты на сооружение необходимых генерирующих мощностей. Они выставляются на конкурс среди потенциальных инвесторов, желающих вложить средства в генерацию. Заранее определяются критерии отбора таких инвесторов. Если желающих инвестировать в инвестиционные проекты, предлагаемые государством без предоставле-

ния гарантий с его стороны, не найдется, тогда под средства Фонда предлагаются различные варианты гарантийных обязательств с целью снижения стратегического риска частных инвесторов. Вариантами таких гарантийных обязательств могут быть следующие: долевое финансирование, льготное кредитование, обеспечение облигационных займов, гарантии закупки электроэнергии от сооружаемых генерирующих мощностей и др.

3. В крайнем случае, при отсутствии частных инвесторов даже при наличии гарантийных обязательств со стороны государства, такие инвестиционные проекты реализуются с полным финансированием объектов генерации за счет средств Фонда. После завершения сооружения объекты генерации могут остаться в собственности государства (по аналогии с АЭС) или, оставаясь в государственной собственности, могут быть переданы в управление авторитетным управляющим компаниям, сданы в концессию (аренду) на определенных условиях. Часть собственности может и переуступаться (путем продажи блокирующего или контрольного пакета акций). Наконец, объекты генерации могут быть проданы на аукционе. С этой целью необходима разработка единой методики оценки активов и бизнеса в электроэнергетике, чтобы на ее основе можно было рассчитывать их рыночную стоимость и исключить продажу активов электроэнергетики за бесценок. В случае продажи пакетов акций либо объектов генерации, сооруженных на государственные средства Фонда, вырученные от продажи средства поступают в Фонд.

4. Гарантии частным инвесторам из Фонда целесообразно предоставлять не только по проектам, предлагаемым государством в рамках программы обеспечения бездефицитного развития электроэнергетики, но и частным инвесторам, вкладывающим средства в сооружение новых электростанций по собственным проектам. Это необходимо сделать для поддержания стабильности инвестиционных потоков на корпоративном уровне и стимулирования внешних инвестиций за счет снижения рыночных рисков вложений в электроэнергетику.

На начальном этапе создания Фонда его общий объем, даже при выполнении статуса замыкающего инвестора в отрасли, может оказаться относительно большим и использоваться, в основном, на прямые инвестиции. Это объясняется тем, что, во-первых, могут остаться незавершенными объекты, имеющие низкие коммерческие перспективы, но важное значение для государства, развития и устойчивого электроснабжения отдельных регионов. Во-вторых, только что созданные генерирующие компании могут направить свои усилия прежде всего на адаптацию к конкурентному рынку и вопросы функционирования, а не на быстрое развитие инвестиционных программ. Однако впоследствии необходимая величина Фонда и структура его использования должны меняться:

- общий требуемый объем ресурсов будет сокращаться по мере становления генерирующих компаний как самостоятельных центров инвестиций и по мере развития конкурентного рынка;

- стратегическим и интенсивно растущим направлением использования ресурсов должно стать страхование стратегических рисков частных инвесторов, которое постепенно вытеснит на второй план прямое финансовое участие в проектах.

Работа Фонда должна строиться на рыночных принципах инвестирования и использовании схем проектного финансирования: обеспечении прав собственности, конкурсной системе отбора проектов, платной и возвратной основе предоставляемых средств.

2.4. Развитие генерирующих мощностей в рыночных условиях: постановка проблемы и предварительные исследования

2.4.1. Исходные положения

В странах Запада к началу реформирования были высокие цены электроэнергии (4–6 цент/кВт·ч на оптовом рынке и даже выше) и излишне большие резервы генерирующих мощностей (до 30–40 %). Главной целью реформирования ставилось снижение цен электроэнергии благодаря совершенствованию процессов эксплуатации (снижение эксплуатационных издержек под влиянием конкуренции) и более рациональному развитию электроэнергетических систем (ЭЭС), в первую очередь генерирующих мощностей.

Ситуация в России характеризовалась очень низкими ценами электроэнергии (около 1 цент/кВт·ч на оптовом рынке в европейской части страны) и большой изношенностью оборудования электростанций. В 1992–2002 гг. капиталовложения были крайне недостаточны для обновления мощностей, в связи с чем в электроэнергетике России назревает технологический кризис. Положение несколько облегчалось общим спадом электропотребления, вызванным социально-экономическим кризисом в стране. Однако в ближайшие годы ожидается повышение экономической активности и рост спроса на электроэнергию. Целями реформирования называются обеспечение устойчивого развития электроэнергетики и надежного электроснабжения экономики и социальной сферы страны. Фактически реформа проводится в надежде на привлечение частных инвестиций после перехода к рынку.

По аналогии с другими странами, при переходе к рынку предполагается функциональное разделение вертикально-интегрированных компаний с выделением сфер, в которых возможна конкуренция.

Главное, что хотелось бы отметить, это образование нескольких независимых (нерегулируемых) электрогенерирующих компаний (ЭГК) и прекращение регулирования цен на оптовом рынке электроэнергии. Эти обстоятельства вносят кардинальные изменения в условия развития ЭЭС (строительства новых электростанций) при переходе к свободному рынку.

Основные электрические сети ЭЭС будут по-прежнему регулироваться государством, и механизм их финансирования и развития в общих чертах сохранится. Поэтому далее основное внимание будет уделено развитию генерирующих мощностей. Механизмы развития и проблемы финансирования строительства новых электростанций в условиях рынка оказались недостаточно проработанными и решены в концепциях перехода к рынку в странах Запада. Для

России же эти проблемы стоят исключительно остро. От возможностей их решения во многом зависят ход реформирования электроэнергетики и его результаты в будущем.

2.4.2. Проблемы развития генерирующих мощностей

При переходе к рынку возникают и требуют решения следующие важные с точки зрения развития электроэнергетики проблемы. Рассмотрим их, несколько упрощая реальные условия и выделяя из них экстремальные случаи, обостряющие проблему.

Изменение критериев и стимулов к строительству новых электростанций. Для регулируемой монополии, несущей ответственность за электроснабжение потребителей на своей территории, главным критерием при планировании развития ЭЭС определено обеспечение должной надежности электроснабжения. Она отслеживает своевременное строительство новых электростанций, поскольку средства на строительство гарантированно включаются регулирующим органом в тарифы на электроэнергию. У частных монопольных компаний эта заинтересованность подкрепляется стремлением компаний увеличить свой основной капитал.

В условиях рынка новые электростанции будут строиться частными (независимыми) инвесторами, выделившимися из монополии ЭГК, или новыми независимыми производителями электроэнергии (НПЭ). Главным и фактически единственным критерием для них становится получение максимальной прибыли. Ставшие независимыми, ЭГК теряют заинтересованность в строительстве новых электростанций, так как им становится выгодным создание дефицита электроэнергии, при котором цены будут расти, а ЭГК получать повышенные прибыли без какой-либо затраты средств. Новые же НПЭ будут строить электростанции лишь при достаточно высоких ценах, обеспечивающих финансовую эффективность строительства.

Изменение механизмов финансирования строительства новых электростанций. При регулируемой монополии инвестиции (в том числе, кредиты) для нового строительства включаются в тарифы на электроэнергию. Тем самым, они раскладываются (распределяются) на всех потребителей энергокомпаний. Инвестиционная составляющая тарифа получается при этом относительно небольшой.

Инвестиции в условиях рынка в наиболее неблагоприятном случае должны окупаться только за счет продажи электроэнергии, выработанной генерирующими мощностями, введенными за счет этих инвестиций. При этом ввиду высокой неопределенности и повышенного финансового риска инвестор будет рассчитывать на возврат инвестиций с более высоким процентом на капитал и, возможно, в более короткий срок (по сравнению с возвратом кредитов в условиях регулируемой монополии). Данные обстоятельства делают инвестиционную составляющую цены электроэнергии более высокой, чем при регулируемой монополии.

В условиях рынка появляется противоречие (происходит “разрыв”) между ценами электроэнергии действующих электростанций и ценами, необходимыми для привлечения инвестиций в новые аналогичные электростанции. Издержки действующих электростанций могут снижаться под влиянием конкуренции. В то же время цены новых электростанций такого же типа должны превышать эксплуатационные издержки на величину инвестиционной составляющей, требующейся для возврата (окупаемости) инвестиций (это также наиболее неблагоприятная ситуация).

Если на оптовом рынке устанавливаются цены на уровне издержек действующих электростанций, то будет создан ценовой барьер для вхождения в рынок новых НПЭ и строительства новых электростанций. По мере роста электропотребления или вывода из эксплуатации изношенных электростанций это должно привести к ограничению предложения электроэнергии на рынке и вызванному этим повышению цен. Таким образом, вместо ожидаемого снижения цен при переходе к рынку произойдет, наоборот, их повышение.

Если же цены повысятся до уровня, необходимого для инвестиций, то на действующих электростанциях будет образовываться повышенная прибыль (сверхприбыль), что нанесет неоправданный ущерб потребителям. Таким образом, будет нарушено нормальное (эффективное) функционирование рынка (по сравнению с тем, которое было бы в условиях совершенной конкуренции).

Указанное противоречие заслуживает специального глубокого изучения. В странах Запада, перешедших к рынку в электроэнергетике, оно не сразу себя проявило ввиду имевшихся больших резервов генерирующих мощностей, а также строительства электростанций на природном газе с очень эффективными парогазовыми установками (ПГУ), долгосрочные издержки которых (учитывающие капиталовложения) оказались ниже текущих издержек традиционных электростанций (АЭС, ГЭС, КЭС на угле). Однако постепенно трудности со строительством новых традиционных электростанций начинают все больше проявляться и осознаваться.

Сохранение монопольного характера (природы) электроэнергетики в смысле доминирования производителей электроэнергии над потребителями. При разделении вертикально-интегрированных монополий на сферы генерации, транспорта, распределения и сбыта электроэнергии и организации конкуренции между независимыми ЭГК (и НПЭ) на оптовом рынке фактически не устраняется доминирование производителей энергии (продавцов) над потребителями (покупателями). Несмотря на конкуренцию между собой, производители электроэнергии имеют общие интересы по отношению к потребителям – подороже продать свою продукцию. И у них остается для этого крайняя возможность – прекратить строительство новых электростанций для ограничения предложения электроэнергии на рынке и повышения цен.

Как показывает зарубежная практика либерализации, как правило, не удастся организовать совершенную конкуренцию на электроэнергетических рынках (см. п. 2.1). В таких условиях выделившиеся из монополии ЭГК (а также новые НПЭ) могут образовывать олигополии. Как известно, олигополии очень опасны в случае, если их участники достигают сговора. Тайные соглашения в

олигополиях жестоко преследуются законодательствами США и других стран. В нашем случае образ действий олигополистов совершенно естествен и очевиден. Даже не сговариваясь, они не будут строить новые электростанции до появления дефицита и повышения цен до уровня, необходимого для окупаемости инвестиций.

Необходимость разработки и использования "нерыночных" механизмов развития электроэнергетики и инвестирования новых электростанций. Отмеченные положения и обстоятельства показывают, что необходимы специальные меры по недопущению дефицита электроэнергии в условиях рынка в случаях, когда требуется строительство традиционных электростанций, о чем уже отмечалось в пп. 2.1–2.3. Можно ожидать, что это потребует практически во всех странах, перешедших к рынку в электроэнергетике, после того как будут исчерпаны возможности сооружения ПГУ на газе и так называемых установок распределенной генерации (УРГ). В России такие меры необходимы уже сейчас, чтобы не допустить "вхождения в рынок" при дефиците генерирующих мощностей.

Указанные меры могут быть различными в зависимости от конкретных условий той или иной страны. Основное их назначение – своевременно (и в нужных местах) "подпитывать" рынок новыми электростанциями для предотвращения дефицита электроэнергии. Как правило, они должны предусматривать какое-то государственное регулирование: предоставление налоговых льгот, установление нормативов надежности или резервирования, сбор средств на новое строительство в виде инвестиционной составляющей тарифов на электроэнергию и т.п.

Необходимость разработки специальной организационной системы развития электроэнергетики в условиях рынка уже начинает осознаваться за рубежом. В частности, в США Федеральная энергетическая комиссия разработала проект свода правил по организации, функционированию и развитию электроэнергетических рынков [59]. В этом проекте значительное внимание уделено системе правил и процедур, регламентирующих (регулирующих) процесс развития либерализованных энергокомпаний. В настоящее время проект свода правил широко обсуждается. Нечто подобное требуется и в других странах, включая Россию.

2.4.3. Механизм рыночного развития генерирующих мощностей

На рис.2.7 представлен рыночный процесс развития генерирующих мощностей. Предполагается, что экономические сигналы, стимулирующие это развитие, формируются на спотовом рынке. По оси абсцисс откладывается мощность, чтобы отразить в анализе систематическое (суточное и сезонное) изменение электропотребления. Поскольку потери на передачу и расход на собственные нужды электростанций здесь не учитываются, мощность электростанций равна нагрузке.

В условиях рынка функция краткосрочных предельных (фактически приростных) затрат КПЗ (затраты на выработку продукции при фиксированных

производственных мощностях) на участке выше средних переменных издержек является индивидуальной функцией краткосрочного предложения компании КП [60]. Функции предложения отрасли определяются суммой КПЗ входящих в отрасль компаний [61]. На участке *MAIG* функция предложения КП₁ отражает предельные затраты на выработку продукции. В точке *G* затраты максимальны и равны предельным затратам производства электроэнергии в период максимума нагрузки. В этой же точке достигается предел мощности Q_2 . В работе не рассматриваются вопросы обеспечения надежности. Считается, что мощность Q_2 обеспечивает покрытие максимума нагрузки с учетом минимально необходимых резервов. На вертикальном участке *GE* функция имеет совершенно другую природу. Она отражает экономическую ценность генерирующих мощностей в условиях их дефицита [62].

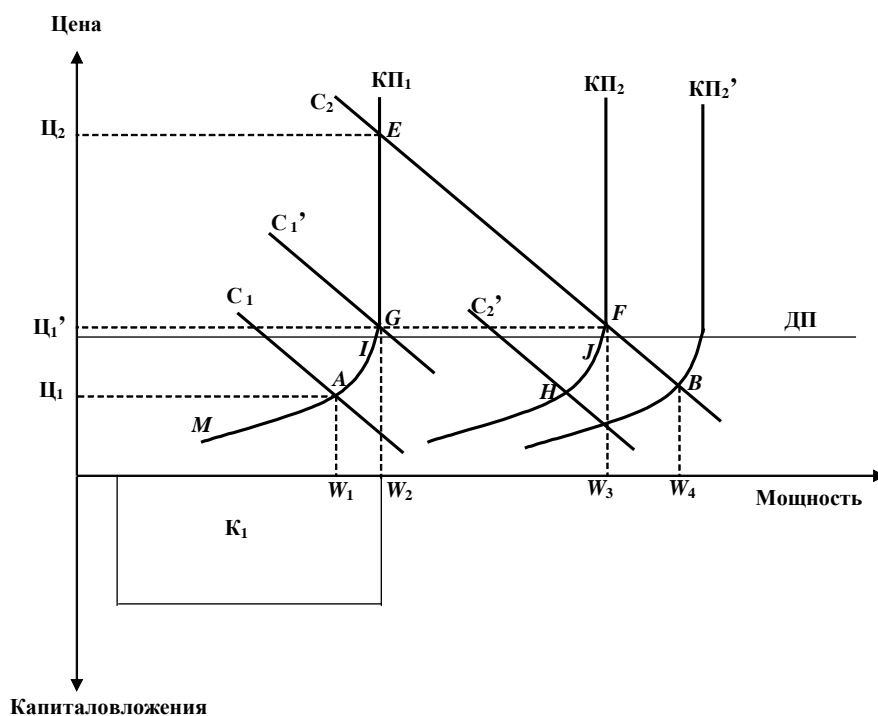


Рис. 2.7. Развитие рыночной электроэнергетики.

В периоды сниженных нагрузок Q_1 функция спроса пересекает функцию предложения в точке равновесия *A*, определяющей соответствующий уровень равновесной цены $Ц_1$. При циклическом (суточном и сезонном) изменении нагрузки функция спроса C_1 с соответствующей периодичностью перемещается вправо в положение C_1' , достигая новой точки равновесия *G*, и возвращается обратно. В данном случае процесс развития пока не происходит, поскольку увеличение спроса покрывается за счет имеющихся мощностей.

При дальнейшем росте спроса в условиях ограниченных мощностей точка равновесия переходит на вертикальный участок функции $KП_1$, чтобы сбалансировать ограниченную выработку с растущим спросом. Равновесная цена на вер-

тикальном участке функции $KП_1$ будет превышать предельные затраты на выработку электроэнергии энергокомпанией при ее работе с максимальной мощностью Q_2 (за исключением точки G). Разница между равновесной ценой на данном участке и максимальными предельными затратами называется инвестиционной премией [62, 63]. Инвестиционная премия является экономическим стимулом для расширения генерирующих мощностей в условиях рынка. Она дает ценовые сигналы инвесторам, которые, ожидая получения прибыли, в условиях высоких цен на электроэнергию (когда функция спроса находится на вертикальном участке функции предложения) осуществляют инвестиции в генерирующие мощности и увеличивают выработку электроэнергии. В условиях ограниченных мощностей, в силу цикличности процесса электропотребления, функция спроса будет выходить на вертикальный участок функции предложения $KП_1$ во время максимальных нагрузок. В остальное время имеющихся мощностей обычно бывает достаточно для покрытия нагрузки (даже в условиях ограниченного предложения в часы пик) и функция спроса будет возвращаться на участок AG функции $KП_1$. Поэтому инвестиционные премии возникают только в часы максимальной нагрузки энергосистем.

При формировании инвестиционной премии работающие на рынке производители получают дополнительные прибыли. Годовой объем прибылей, формирующихся за счет инвестиционных премий, равен произведению $p \times Q_2 \times h \times ИП$. Первый множитель определяет ту долю времени в году, в течение которой формируются инвестиционные премии. Примем, что максимум нагрузки имеет место в течение m часов в сутки, а в году в течение n месяцев наблюдаются максимальные сезонные нагрузки, в том числе годовой максимум. Тогда $p = \frac{m}{24} \times \frac{n}{12}$. Принимая, например, m и n равными пяти часам и месяцам, получим, что в течение примерно 9 % времени года в ценах на электроэнергию будет присутствовать инвестиционная составляющая. Что касается остальных множителей из приведенного выше произведения, то Q_2 – пояснялось выше (см. рис. 2.7), h – годовое число часов работы мощности Q_2 ; ИП – среднегодовая инвестиционная премия. Так как ИП циклически меняется (при росте и снижении спроса) в течение года, то для учета этой изменчивости требуется использовать ее среднегодовое значение.

Указанное выше произведение пропорционально площади прямоугольника со стороной $Ц'_1G$ равной Q_2 , и другой стороной, меняющейся в зависимости от соотношения спроса и предложения от нуля до величины, равной $Ц_2 - Ц'_1$. При этом коэффициентами пропорциональности являются p и h . В ситуации, представленной на рис. 2.7, когда функция спроса достигает положения C_2 , указанным прямоугольником является $Ц'_1Ц_2EG$.

Рост инвестиционной премии (и соответственно дополнительных прибылей производителей) происходит до тех пор, пока эта премия не достигнет такого уровня, когда новым участникам становится выгодным войти в рынок. Предположим, что это произошло в точке равновесия E . Новые участники приходят на рынок тогда, когда, вложив средства в новые генерирующие источни-

ки, они смогут окупить свои инвестиции с учетом процента на капитал за счет доходов от этих источников при ценах на электроэнергию, включающих приемлемую для них инвестиционную премию. В условиях конкуренции со стороны новых участников уже работающие на рынке производители также начнут вводить новые мощности, чтобы, расширив свое производство, получать дополнительные доходы. Требуемый для ввода новых генерирующих источников объем капиталовложений представлен на рис. 2.7 прямоугольником K_1 . Сторона этого прямоугольника, лежащая на оси абсцисс, равна отрезку GF (приросту нагрузки $\Delta Q = Q_3 - Q_2$). Меньшая сторона прямоугольника равна удельным капитальным затратам в новые генерирующие мощности с учетом процентов на капитал. Объем данных капиталовложений равен произведению $\Delta Q \times h \times k$, где k – удельные капиталовложения в новые электростанции с учетом процентов на капитал, отнесенные на выработку электроэнергии. Отрезок GE на рис. 2.7 характеризует инвестиционную премию, достаточную для того, чтобы привлечь инвесторов (ИП*). Собираемый инвесторами объем инвестиционных премий будет равен площади треугольника GEF (предполагается, что функция спроса линейна), умноженной на p и h , или иначе $\frac{p}{2} \times \Delta Q \times h \times \text{ИП}^*$. Для того чтобы обеспечить окупаемость капвложений для инвесторов, необходимо, чтобы инвестиционные премии, определяемые только что приведенным произведением, были равны K_1 . Из сопоставления выражения для определения необходимых капиталовложений и инвестиционных премий видно, что $\text{ИП}^* = \frac{2k}{p}$. Если при-

нять, что $p = 9\%$ (см. выше), то инвестиционная премия, требующаяся для прихода инвесторов, должна на порядок превышать удельные капитальные затраты в новые электростанции. Данное превышение обусловлено цикличностью электропотребления в суточном и сезонном разрезах, что приводит к формированию инвестиционных премий только в часы максимальных нагрузок, о чем упоминалось ранее. Если бы отсутствовала данная специфика электропотребления, то инвестиционная премия формировалась бы не только во время возникновения максимальных нагрузок, а в течение всех часов суток и сезонов года и имела бы гораздо меньшие значения.

Необходимо подчеркнуть следующий важный момент. В ситуации, когда функция спроса не достигает положения C_2 и, соответственно, точка равновесия находится ниже E , инвестиционная премия ниже необходимой для инвестора. В этом случае возникают ценовые барьеры для вхождения в рынок электроэнергии. Цены, с одной стороны, довольно высоки, чтобы действующие производители получали дополнительные прибыли (в виде инвестиционных премий), но с другой – недостаточно высоки, чтобы привлечь новых участников рынка. Очевидно, что такая ситуация выгодна всем работающим на рынке производителям и они не заинтересованы в ее изменении, в частности расширении производства. Таким образом, при изменении спроса в диапазоне от C_1' до C_2 на рынке электроэнергии возможно создание квазимонопольной ситуации, когда ценовые барьеры препятствуют приходу на рынок новых участников.

Из описания механизма развития генерирующих мощностей следует, что инвестиции в новое строительство должны окупаться только за счет дохода от деятельности самих новых станций. Иначе говоря, инвестиции (K_1) относятся только на выработку новых электростанций (ΔQ). В то же время, при развитии вертикально-интегрированных энергокомпаний (ВИЭК), инвестиции "раскладываются" на всю выработку энергокомпании (Q), а не на ее прирост. Данное различие приводит к тому, что капитальная составляющая цен (и сами цены) в условиях рынка оказывается существенно выше, чем в условиях регулирования $\left(\frac{K_1}{\Delta Q} > \frac{K_1}{Q} \right)$. При этом производители, уже работающие на рынке, также получают инвестиционные премии, которые фактически являются дополнительными прибылями.

Расширение предложения на рынке за счет ввода новых мощностей приведет к снижению цен. Если бы участники рынка обладали полной информацией о текущем и будущем состояниях рынка, то вводы новых мощностей были бы такими, что новое состояние равновесия достигалось бы в точке F . Однако в реальности равновесие может установиться в другой точке.

В [64] отмечается, что рынок электроэнергии схож с рынком жилья. Рынок жилья развивается циклично. Инвесторы не строят квартиры заблаговременно. Они ждут роста цен на жилье, и после этого начинается массовое строительство. Возникает избыток предложения, и цены снижаются до минимальных отметок. Если инвесторы в электроэнергетике будут следовать той же модели поведения, что и на рынке жилья, то тогда новое положение равновесия, минуя точку F , окажется в точке B . В этой точке инвесторы понесут убытки, поскольку не получают ожидаемой инвестиционной премии на возврат своих инвестиций. Они предпочтут закрыть свои неэффективные объекты, чем поддерживать их в эксплуатации. В итоге суммарная выработка электростанций упадет с Q_4 до Q_3 и отрасль вернется в положение равновесия F .

Кроме описанной ситуации переинвестирования, в условиях несовершенного рынка также может возникнуть ситуация недоинвестирования. Как показывает зарубежная практика либерализации, не удастся организовать совершенную конкуренцию на электроэнергетических рынках (см. п. 2.1). В частности, в электроэнергетике существуют такие условия, как территориальная ограниченность электроэнергетических рынков, невозможность организовать электрогенерирующие компании сколь угодно малыми, а также наличие ценовых барьеров, систематически формирующихся на рынках электроэнергии в зависимости от соотношения спроса и предложения, и препятствующих приходу на рынок новых участников (о чем говорилось ранее). В таких условиях вероятно формирование олигополий.

В условиях олигополистической конкуренции работающие на рынке энергокомпаний либо по сговору, либо следуя примеру друг друга [60], для предотвращения прихода новых инвесторов, не дожидаясь достижения положения равновесия в точке E , осуществляют небольшие вводы мощностей, чтобы немного увеличить предложение и несколько снизить цены относительно C_2 .

Тогда инвестиционная премия становится недостаточной для прихода на рынок электроэнергии новых инвесторов. При этом уже работающие на рынке производители будут присваивать инвестиционные премии, которые хотя и в меньших размерах, но будут формироваться в рыночной цене. Невозможность окупить вновь введенные электростанции за счет доходов от функционирования этих станций не является проблемой для уже работающих на рынке энергокомпаний (хотя для новых участников требование самоокупаемости проектов является обязательным). Работающие на рынке производители в условиях ограничения на вход в рынок, как уже отмечалось, имеют дополнительные прибыли в виде инвестиционных премий и могут инвестировать из них новые вводы. Таким образом, работающим на рынке производителям может быть выгодным тратить деньги на незначительные приросты мощностей, чтобы "отпугнуть" новых инвесторов для поддержания ограниченного предложения, высоких равновесных цен и получения дополнительных прибылей.

Процесс развития генерирующих мощностей в условиях рынка представляет собой движение от одного состояния равновесия к другому. Выше был описан один цикл такого движения. По завершении одного цикла начнется следующий и т.д., т. е. траектория этого движения будет иметь "пилообразный" вид. Зубцы (циклы) будут меньше и чаще, если будет иметь место вариант развития в условиях недоинвестирования. В случае, если будет вводиться достаточно мощностей или даже возникнет переинвестирование, то зубцы будут больше и реже. Продолжительность циклов трудно прогнозируема. С одной стороны, она должна быть достаточна, чтобы инвесторы окупили свои капиталовложения. С другой, рост цен на электроэнергию на порядок в отдельные часы суток и сезоны года в течение продолжительного периода времени вряд ли допустим для потребителей и государство, скорее всего, не допустит такой ситуации и введет ограничения на цены на рынке. Так, в частности, произошло в Калифорнии [64].

На рис. 2.7 представлена также функция долгосрочного предложения ДП, искусственно сглаживающая (осредняющая) текущие колебания на рынке. В данном случае ДП характеризует отрасль с постоянными долгосрочными издержками. Большинство отраслей считаются отраслями с растущими издержками [61] и, следовательно, ДП – восходящая линия. Однако в рассматриваемом случае не имеет принципиального значения, является ли функция ДП функцией долгосрочного предложения отрасли с уменьшающимися, постоянными или растущими издержками.

Как видно из изложенного, спотовый рынок формирует крайне неустойчивые краткосрочные ценовые сигналы для инвесторов. Ценовые сигналы на спотовом рынке формируются не заблаговременно, а тогда, когда уже возникла ограниченность предложения электроэнергии. При этом отмечаются огромные скачки цен даже в течение суток. Очевидно, что эти два недостатка не позволяют рассматривать спотовый рынок как механизм, способный обеспечить устойчивое развитие генерирующих мощностей. Заключение долгосрочных контрактов на рынке между производителем и неким рыночным агентом, ответственным за торговые операции, либо потребителем непосредственно, поз-

воляет заблаговременно определить требуемые на перспективу объемы поставок электроэнергии и избавиться от суточных и сезонных скачков цен в условиях ограниченного спроса. Однако и в этом случае цикличность роста и спада цен на электроэнергию на рынке в долгосрочном периоде остается. Это подтверждается результатами исследований на специальной модели [65], где не учитывается суточная и сезонная цикличность изменения электропотребления и, соответственно, цен, а используются среднегодовые цены.

2.4.4. Цена на электроэнергию, необходимая для развития генерирующих мощностей в условиях рынка

В условиях конкурентного рынка потенциальный инвестор предварительно оценивает финансовую эффективность новой электростанции. Уровень цен, при котором он сочтет строительство электростанции для себя эффективным, может быть определен как решение обратной задачи: найти цену, при которой капиталовложения окупятся за заданный срок T_R при заданном проценте на капитал σ . Эта цена будет зависеть также от технико-экономических показателей электростанции, цены топлива, налогов и других факторов. Если имеющийся уровень цен в ЭЭС ниже цены, выгодной для инвестиций, то инвестор не будет вкладывать капитал в рассматриваемую электростанцию, и она не будет строиться.

В [32] рассмотрены две модели формирования цены электроэнергии: для регулируемой монополии – ВИЭК – с самоинвестированием (т.е. с включением в регулируемую цену инвестиционной составляющей) и при свободном конкурентном рынке электроэнергии. С помощью полученных там же зависимостей проведены расчеты для четырех типов электростанций, технико-экономические показатели которых представлены в табл. 2.1, где k – удельные капиталовложения; h – число часов использования установленной мощности; μ – доля (от капиталовложений) постоянных ежегодных издержек; T_L – срок службы электростанции; η – КПД; C – цена топлива, для АЭС соответствует топливной составляющей 0,4 цент/кВт·ч.

Т а б л и ц а 2.1

Технико-экономические показатели электростанций

Электростанция	k , дол./кВт	h , ч/год	μ , 1/год	T_L , лет	η	C , дол./т у.т.
АЭС	1100	7000	0,050	50	0,33	10,7
КЭС (уголь)	950	6000	0,040	30	0,36	30,0
КЭС (газ)	700	6000	0,035	30	0,40	40,0
ГЭС	1500	4000	0,005	100	–	–

Показатели электростанций и цены топлива соответствуют условиям Европейской части России примерно на уровне 2005–2010 гг. Учитывая, что эти данные принимались одинаковыми как для ВИЭК с самоинвестированием, так

и для конкурентного рынка, возможные их неточности не имеют принципиального значения для сопоставления результатов. При расчетах приняты следующие ставки налогов: на прибыль $\varphi_1 = 0,24$; на имущество $\varphi_2 = 0,02$; на добавленную стоимость $\varphi_3 = 0,20$.

Для варианта самоинвестирования ВИЭК рассмотрены каждый энергоисточник в отдельности, а также компания (отрасль) со структурой (также соответствующей Европейской части России): 15 % АЭС, 15 % КЭС на угле, 60 % КЭС на газе, 10 % ГЭС, ежегодные выплаты акционерам составляют 2 % капитала компании ($\varphi_4 = 0,02$). Цены рассчитаны при темпах развития (роста электропотребления) $\lambda = 0; 0,01; 0,03$ и $0,08$ 1/год.

Для конкурентного рынка срок окупаемости (срок возврата инвестиций) всех электростанций принят одинаковым $T_R = 10$ лет, процент на капитал $\sigma = 0,17$, постоянные эксплуатационные издержки снижены на 30 % по сравнению с данными табл. 2.1 для учета эффекта конкуренции, КПД КЭС на газе увеличен до 0,53 (КЭС-ПГУ), выплат акционерам нет ($\varphi_4 = 0$), поскольку доход инвестора учитывается процентом на капитал σ .

Результаты расчетов представлены в табл. 2.2 и на рис.2.8. В рассмотренных вариантах цены различаются главным образом дополнительной капитальной составляющей. Для самоинвестируемой ВИЭК она отражает затраты на развитие электростанций, а при конкурентном рынке характеризует повышение цены за счет использования заемного капитала для финансирования нового строительства (включая налог на прибыль). Минимальная капитальная составляющая представляет собой затраты на замену выбывающих электростанций. Дополнительная капитальная составляющая для условий самоинвестирования ВИЭК определяется темпами развития λ . Дополнительная капитальная составляющая для условий рынка характеризует повышение цены за счет кредитного финансирования нового строительства.

Т а б л и ц а 2.2

Цена электроэнергии, цент/кВт·ч

Электростанция	Рынок, $\sigma = 0,17$	Монополия (самоинвестирование)			
		$\lambda, 1/\text{год}$			
		0	0,01	0,03	0,08
АЭС	6,14	3,01	3,13	3,41	4,33
КЭС (уголь)	6,66	3,73	3,84	4,10	4,90
КЭС (газ)	5,02	3,14	3,23	3,42	4,01
ГЭС	12,10	3,44	3,74	4,54	7,01
Отрасль		3,11	3,21	3,47	4,28

Для оценки влияния перехода к рынку на цены необходимо сравнивать среднеотраслевые цены при монополии с самоинвестированием (нижняя строка табл. 2.2) с ценами различных электростанций при конкурентном рынке. Эти цены имеют смысл минимально необходимых для того, чтобы частный инвестор решился вложить свой капитал в сооружение электростанции. Для электроэнергетики России наиболее представительными на ближайшую перспекти-

ву можно считать темпы развития $\lambda = 0,03$, при которых средний тариф будет около 3,5 цент/(кВт·ч). Более высокие темпы ($\lambda = 0,08$) рассмотрены лишь для полноты картины.

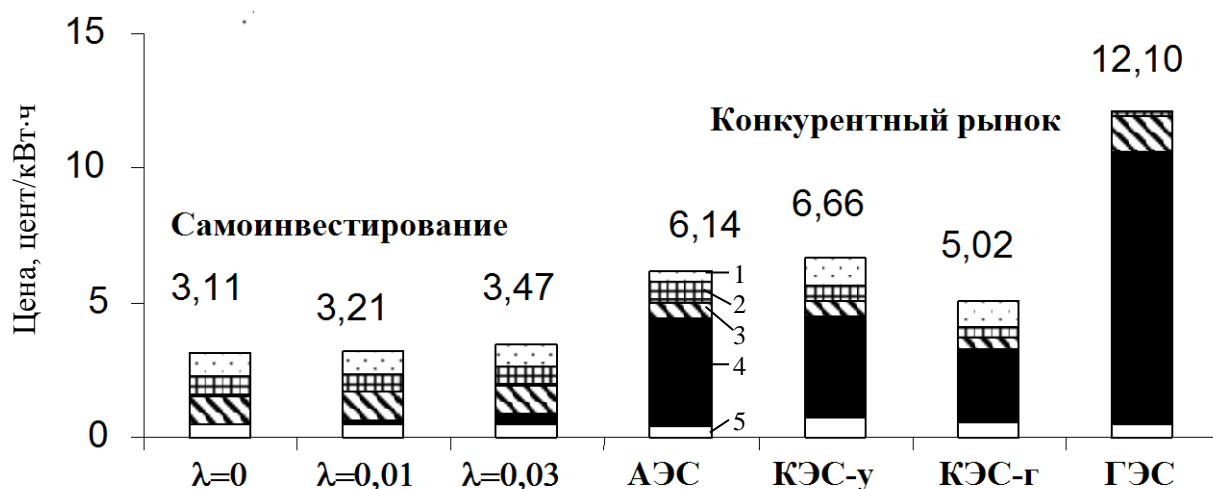


Рис.2.8. Цены электроэнергии и их структура для вариантов самоинвестирования и конкурентного рынка. 1 – топливная составляющая; 2 – эксплуатационная; 3 – налоговая; 4 – капитальная (дополнительная); 5 – капитальная (минимальная) составляющие.

Как показывают результаты расчетов, требующаяся в условиях рынка цена даже для наиболее эффективных КЭС на газе (с ПГУ) более, чем на 1,5 цент/кВт·ч превышает средний отраслевой тариф при $\lambda = 0,03$. Для АЭС и КЭС на угле, которые должны будут строиться ввиду необходимости уменьшить потребление природного газа, это превышение составляет около 2,7 и 3,2 цент/кВт·ч соответственно. Что же касается ГЭС, то они будут явно неэффективны.

Таким образом, при переходе к конкурентному рынку цены, требующиеся для сооружения новых АЭС и КЭС на угле в Европейской части России, будут на 2,5–3,0 цент/кВт·ч выше, чем при сохранении регулируемой монополии с самоинвестированием.

Проведенные оценки подтверждаются ситуацией в странах Запада, вставших на путь либерализации своих электроэнергетических рынков.

1. В Англии, США и других странах после перехода к рынку практически прекратилось строительство ГЭС, АЭС и КЭС на угле. В лучшем случае достраивались начатые и строились новые электростанции с ПГУ на природном газе.

2. В Польше уровень цен, необходимых для сооружения КЭС на угле, определен 7 цент/кВт·ч.

3. В Англии в 1995–1999 гг. тариф для промышленных потребителей (наиболее близкий к уровню цен на оптовом рынке) превышал 7 цент/кВт·ч (для бытовых потребителей – 11 цент/кВт·ч).

Среди результатов, полученных в ИСЭМ (СЭИ) СО РАН, при оценке финансово-экономической эффективности проектов строительства новых элек-

тростанций, можно указать минимальную цену на электроэнергию АЭС в Европейской части России – 5,9 цент/кВт·ч, полученную при $\sigma = 0,15$ (очень близкую к цене для АЭС на рис. 2.8).

В [66, 67] повышение цен при переходе к рынку оценивается в 2–2,5 цент/кВт·ч (несколько ниже полученных в данной работе оценок), а в [68] – около 3 цент/кВт·ч (капитальная составляющая у частного инвестора 3,5 цент/кВт·ч вместо 0,6 цент/кВт·ч при самоинвестировании). В [69] указывается цена 5–6 цент/кВт·ч, необходимая для привлечения иностранных инвесторов, в то время, как при сохранении монополии и привлечении средств населения (размещение займа со ставкой выше, чем учетная ставка Сбербанка) среднеотраслевой тариф возрастет лишь до 3–4 цент/кВт·ч, т.е. на 2 цент/кВт·ч меньше.

При переходе в электроэнергетике России к конкурентному рынку можно ожидать следующую ситуацию (рис. 2.9). При введении рынка (примерно в 2006–2007 гг.) цена на оптовом рынке, если оправдается прогноз ИНЭИ (кривая 3) [70], сначала несколько возрастет, а затем снизится по сравнению с ценами самофинансирования (кривая 2). Однако, такой уровень цен будет явно недостаточен для привлечения частных инвесторов и строительство новых электростанций прекратится. Через некоторое время (возможно в 2010 г.) возникнет дефицит электроэнергии, что приведет к неуправляемому повышению цен. При достижении определенного уровня, достаточно высокого, чтобы сделать инвестиции привлекательными, строительство новых электростанций возобновится (этот уровень будет зависеть от вида электростанций, строительство которых будет возможно – кривые 4а, 4б или 4в). Но это потребует длительного времени, в течение которого кризис (дефицит) будет продолжаться, а цены могут быть очень высокими. После ввода новых электростанций цены снизятся, строительство опять прекратится и начнется новый цикл.

Подобная цикличность может считаться "нормальной" для свободного рынка, однако самое главное состоит в том, что уровень цен, при котором строительство электростанций привлекательно для частного инвестора, будет выше, чем уровень тарифов при таком же строительстве в условиях регулируемой монополии и самофинансирования.

Следствием описанного "рыночного" повышения цен в России будут:

– излишние затраты у потребителей энергии – населения и всех отраслей экономики, кроме электроэнергетики; оценка таких последствий для периода до 2005 г. сделана в [72], но там не учтено (как и в работе [70]), что за пределами 2008–2010 гг. повышение цен на электроэнергию при переходе к нерегулируемому рынку будет гораздо больше;

– сверхприбыли владельцев действующих электростанций, которым, как уже отмечалось, не нужно возвращать капиталовложения и процент на них.

Описанный процесс циклического развития электроэнергетики определяется рыночным механизмом развития. И хотя механизм развития был описан на примере краткосрочного спотового рынка, для долгосрочных рынков механизм аналогичен. В отсутствие циклических суточных и сезонных колебаний цен

рост спроса на электроэнергию в долгосрочном периоде при ограниченности генерирующих мощностей в итоге приводит к формированию инвестиционной премии в составе равновесной цены электроэнергии и соответствующему росту этой цены.

Цена цент/кВт·ч

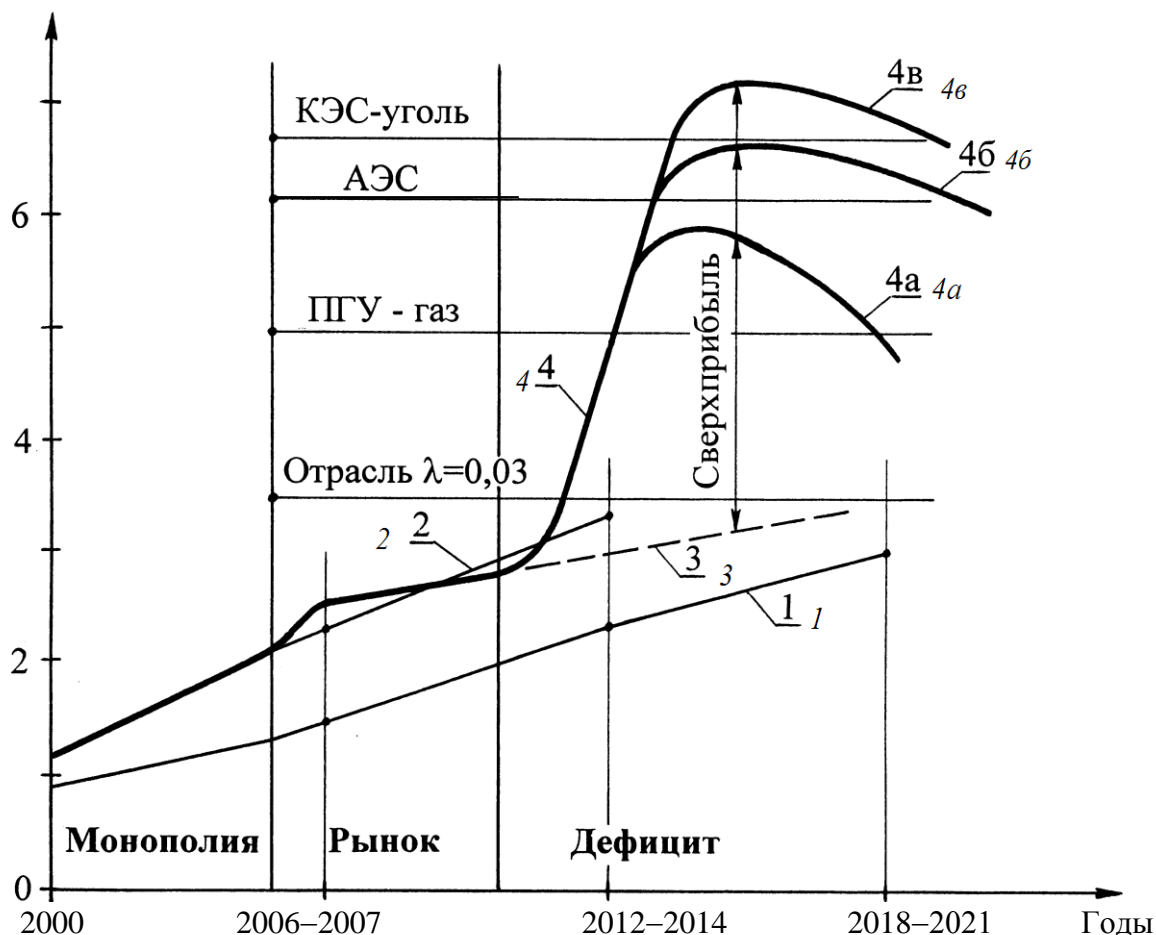


Рис. 2.9. Ожидаемая ситуация с оптовыми ценами в Европейской части России при переходе к конкурентному рынку: 1 – прогноз стоимости производства электроэнергии (ЭНИН) [71]; 2 – прогноз оптовых цен при самофинансировании (ИНЭИ); 3 – то же при конкурентном рынке; 4 – рост цен при образовании дефицита мощности и электроэнергии; стабилизация и снижение цен при строительстве и вводе соответственно ПГУ на газе (4 а), АЭС (4 б) и КЭС на угле (4 в).

2.4.5. Итоговые замечания

1. Переход к конкурентному рынку в электроэнергетике России коренным образом изменит механизм финансирования строительства новых электростанций:

– финансирование будет осуществляться частным инвестором с увеличением цен на электроэнергию вследствие возврата инвестиций с процентом на капитал, причем за срок, меньший срока службы электростанций;

– повысится финансовый риск инвесторов со значительным увеличением процента на капитал (по сравнению с кредитованием в условиях регулируемой монополии);

– производители электроэнергии, ставшие независимыми, а также другие инвесторы будут вкладывать средства в строительство новых электростанций только при таком уровне цен, который обеспечит доход на капитал не ниже, чем в других отраслях экономики; при более низком уровне цен электростанции просто не будут строиться.

2. Рыночное развитие генерирующих мощностей происходит через повышение равновесных цен до уровня, когда в ценах формируются инвестиционные премии, достаточные для окупаемости вложений. Инвестор приходит на рынок электроэнергии, вкладывает свои средства и вводит новые мощности, за счет доходов от которых он должен окупить свои вложения. То есть развитие мощностей происходит в ответ на повышение спроса и цен. В результате расширения предложения на рынке цены снижаются. Далее процесс повторяется.

3. В ситуации, когда инвестиционная премия не достигает уровня, необходимого инвестору, возникают ценовые барьеры для вхождения в рынок электроэнергии. Цены, с одной стороны, довольно высоки, чтобы действующие производители получали дополнительные прибыли в виде инвестиционных премий, но с другой стороны, цены недостаточно высоки, чтобы привлечь новых участников рынка. В результате формируется квазимонопольная ситуация, когда ценовые барьеры препятствуют приходу на рынок новых участников. В этом случае работающие на рынке производители не заинтересованы в расширении производства.

4. На спотовом рынке формируются крайне неустойчивые краткосрочные ценовые сигналы для инвесторов. Кроме того, они формируются не заблаговременно, а тогда, когда уже возникла ограниченность предложения электроэнергии. При этом имеют место огромные скачки цен даже в течение суток. В связи с этим следует считать, что механизм спотового рынка не способен обеспечить устойчивое развитие генерирующих мощностей.

5. В электроэнергетике в условиях либерализации весьма вероятно появление олигополий. В этом случае следует ожидать недоинвестирования отрасли, когда работающие на рынке генерирующие компании либо по сговору, либо следуя примеру друг друга, осуществляют вводы, недостаточные, чтобы покрыть весь потенциальный спрос, но позволяющие снизить цены до такого уровня, чтобы сделать невыгодным приход новых инвесторов. В условиях олигополистической конкуренции развитие происходит, однако оно недостаточно и сопровождается высоким уровнем цен.

6. В условиях рынка инвестиции в новое строительство в наиболее неблагоприятном случае должны окупаться только за счет дохода от деятельности самих новых станций. Иначе говоря, инвестиции относятся только на выработку новых электростанций. В то же время, при развитии ВИЭЖ, инвестиции "раскладываются" на всю выработку энергокомпании, а не на ее прирост. Данное различие приводит к тому, что капитальная составляющая цен и сами цены в условиях рынка оказываются существенно выше, чем в условиях регулирова-

ния. При этом производители, уже работающие на рынке, также получают инвестиционные премии, которые являются для них дополнительными прибылями.

7. Выполненный анализ механизма развития генерирующих мощностей в условиях рынка показывает, что этот механизм не позволяет обеспечивать сбалансированного развития генерирующих мощностей. Требуется разработка специальной системы, регулирующей/регламентирующей процесс этого развития в условиях рынка.

8. Проведенные расчеты показали, что в Европейской части России для обеспечения ввода новых АЭС и КЭС на угле частными инвесторами цены должны составить 5,0–6,5 цент/кВт·ч. При сохранении региональных ВИЭК, регулирования цен на оптовом рынке и самоинвестировании нового строительства тарифы на электроэнергию в Европейской части страны составят к 2010–2015 гг. 2,5–3,5 цент/кВт·ч, что почти в 2 раза ниже цен, необходимых для инвестирования тех же объемов генерирующих мощностей в условиях конкурентного рынка.

9. Необходимо продолжение и углубление исследований механизмов развития электроэнергетики в условиях рынка. Представляется целесообразным на основе проведенных исследований разработать математическую модель для анализа развития рыночной электроэнергетики с использованием принципа экономического равновесия. Учитывая несовершенство электроэнергетических рынков, возможно окажется полезным использование и неравновесных экономических моделей.

2.5. Принципы и направления совершенствования систем диспетчерского управления электроэнергетическими системами с учетом тенденций развития электроэнергетики*

2.5.1. Основные факторы и цели

В России во второй половине XX в. поддерживался традиционно высокий уровень систем управления функционированием электроэнергетических систем (ЭЭС), по большинству позиций опережавший мировой уровень. Именно на средства управления во многом возлагалась задача обеспечения надежности электроснабжения и тем самым компенсировалась недостаточная надежность силового оборудования. Существенно возросла роль технологического управления ЭЭС в период кризиса 1980-х – 1990-х годов, когда из-за старения основного оборудования, неэффективных организационных перестроек, финансовых неурядиц, диспропорций в строительстве электрических сетей и электростанций сокращались объемы резервов и возможности использования имеющихся резервов. Управление функционированием будет играть по-прежнему исклю-

* Исследования выполнены при финансовой поддержке гранта Президента РФ для ведущей научной школы НШ-2234.2003.8.

чительно важную роль [73]. На него ложится задача компенсации ряда прогрессирующих негативных факторов, усложняющих условия функционирования ЭЭС и управления ими. Отметим некоторые из этих факторов:

- увеличение объема силового оборудования ЭЭС, ресурс которого в значительной мере израсходован, соответственно увеличивается вероятность выхода из строя такого оборудования;

- из-за трудностей с инвестициями рост нагрузок, видимо, будет опережать вводы мощностей, что вместе с другими факторами приведет к снижению объема резервов;

- еще одно следствие старения оборудования – уменьшение его маневренности;

- управление потребителями (в настоящее время в виде регулирования их тарифов и отключения их) становится одним из важнейших рычагов управления, поскольку остальные степени свободы исчерпаны;

- смещение электростанций с газа (как топлива) к углю усугубляет проблему маневренности и управляемости ЭЭС;

- электрическая сеть не обеспечивает требуемой пропускной способности для взаимопомощи резервами;

- либерализация и коммерциализация на порядок усложняют задачу управления функционированием ЭЭС, и положительный эффект для экономики в целом вряд ли скоро будет достигнут. Неизбежное в этом процессе снижение надежности и качества функционирования также должно быть скомпенсировано более эффективным технологическим управлением.

С другой стороны, есть уверенность, что развитие систем управления функционированием ЭЭС России позволит постепенно справиться с имеющимися проблемами. Эта уверенность основывается на следующем:

- 1) накоплен огромный опыт управления таким суперсложным объектом, каким является ЭЭС России, опыт разработки и эксплуатации АСДУ, систем режимной и противоаварийной автоматики, релейной защиты. Имеется соответствующее научное обеспечение;

- 2) накоплен опыт диспетчерского управления, отраженный в инструктивных материалах и других документах, в системе подготовки и тренировки персонала;

- 3) создана идеологическая основа «рыночного» развития и функционирования ЭЭС России в виде пакета законов об электроэнергетике, учитывающего ситуацию в России и зарубежный опыт;

- 4) отмечен беспрецедентный прогресс в развитии информационно-вычислительной техники, которая становится базой нового поколения средств управления (в первую очередь – цифрового управления), причем эти средства обладают способностью быстро адаптироваться к происходящим изменениям в технологии функционирования ЭЭС, оборудовании, к новым задачам управления, способностью воспринимать любой прогресс в информационных технологиях, прогресс в математическом арсенале, используемом для решения как традиционных, так и новых задач управления функционированием (подчеркнем,

однако, резкое снижение объема и уровня научных исследований в этом направлении в России);

5) разрабатывается маневренное генерирующее оборудование, в частности электростанции на парогазовом цикле; не использованы еще возможности новых силовых элементов ЭЭС, повышающих управляемость, таких как управляемые силовые устройства (управляемые реакторы, FACTS), накопители энергии;

6) потребители приспособливают свою технологию к ситуациям с ограничением в поставках электроэнергии и мощности, разрабатываются эффективные маломощные генераторы, работающие параллельно с ЭЭС (распределенная генерация). Это снижает требования к пропускной способности сетей и к маневренности генерирующего оборудования. Соответственно участие потребителей в процессе управления ЭЭС становится важнейшей степенью свободы, которая должна поддерживаться инвестициями в средства управления потребителями;

7) расширение применения передач постоянного тока (ППТ) и вставок постоянного тока (ВПТ) должно существенно улучшить условия работы ЭЭС по критериям устойчивости, управляемости, согласования стандартов надежности и качества электроснабжения при объединении ЭЭС;

8) развиваются методы и средства телеизмерений и передачи данных, используемых при оперативном управлении, улучшается «наблюдаемость» ЭЭС, соответственно снижается вероятность ошибок управления, вызванных сбоями в системах сбора данных и отсутствием информации в «ненаблюдаемых» районах;

9) разработанная и во многом реализованная концепция АСДУ имеет высокий (в значительной мере еще неиспользуемый) потенциал обеспечения управляемости ЭЭС России, эта АСДУ открыта для совершенствования по мере развития информационной, измерительной и вычислительной техники, новых методов решения задач управления функционированием;

10) ведется интенсивная разработка принципов коммерческого сопровождения технологического диспетчерского управления, повышающих заинтересованность субъектов ЭЭС в использовании своих степеней свободы эффективным для ЭЭС в целом образом;

11) создаются автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) на рынке электроэнергии, высокоточные измерительные средства (электронные счетчики, оптоволоконные и спутниковые системы связи, новые датчики).

2.5.2. Примеры автоматизированных систем диспетчерского управления

Россия имеет большой собственный опыт развития и применения АСДУ, не уступающих АСДУ за рубежом. Наблюдается схожесть основных тенденций развития АСДУ для ЭЭС разных стран. Покажем это на примерах.

АСДУ ЭЭС в США [74]. Одно из объединений ЭЭС (ОЭС) США, имеющее установленную мощность примерно 22 000 МВт, из которых 90 % – электро-

станции на угле, 8 % – атомные, остальные – гидроэлектростанции. Система связей включает около 3 200 км ЛЭП напряжением 765 кВ, 180 км – 500 кВ, 6 000 – 345 кВ и 13 200 км – 138 кВ. Работает 140 межсистемных ЛЭП между 27 смежными ЭЭС.

Разработана трехуровневая иерархическая структура для оперативного управления (рис. 2.10), включающая традиционные задачи:

- оптимизация режима по активной мощности;
- регулирование частоты;
- выбор состава работающего оборудования;
- обмен мощностями между объединенными ЭЭС;
- график ремонтов.

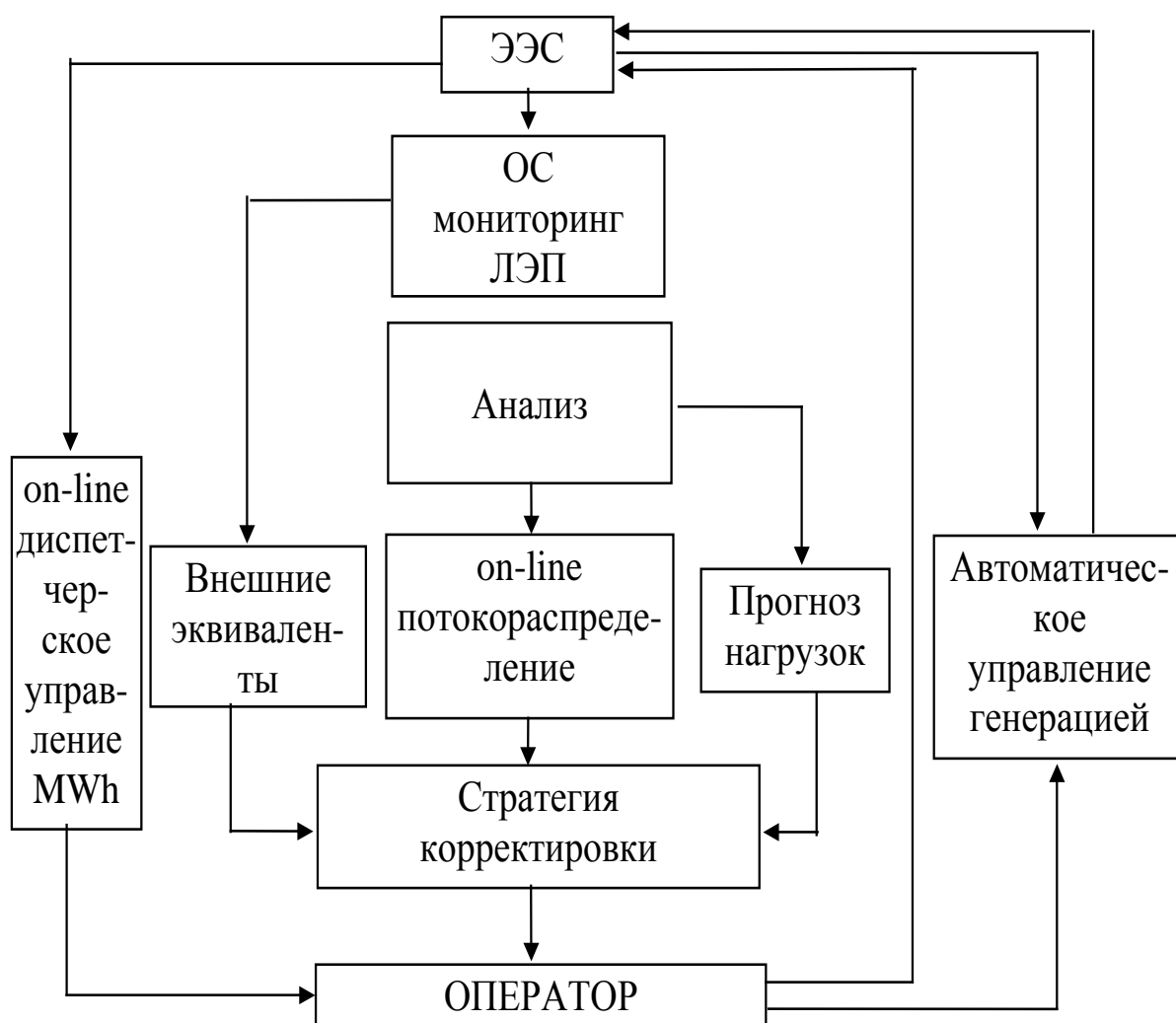


Рис. 2.10. Интегрированная система управления ОЭС в США.

Структура математического обеспечения, реализованная в главном центре управления, показана на рис. 2.11. Конфигурация технических средств включает сеть, использующую два компьютера типа VAX 11/780 на уровне ЦДУ, два VAX 11/750 на уровне ОДУ и на региональном уровне.

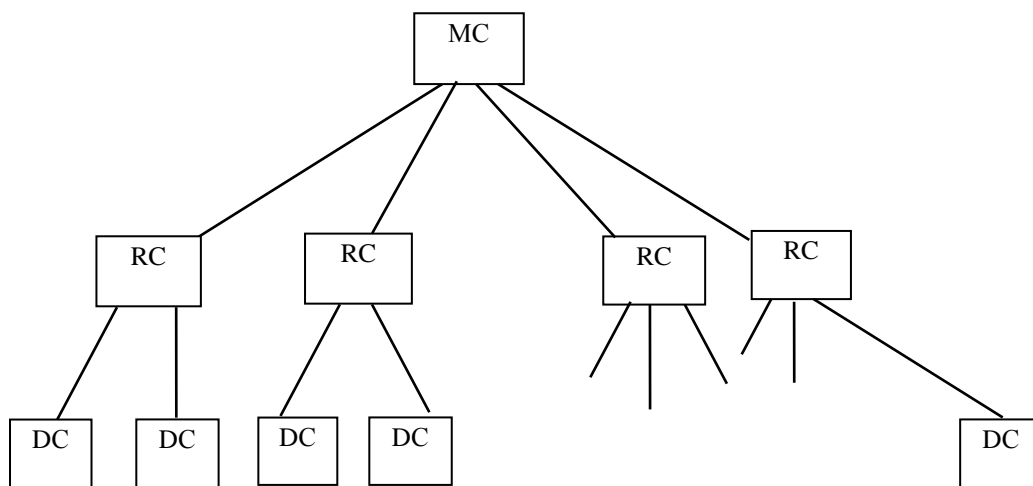


Рис. 2.11. Конфигурация системы управляющих компьютеров ОЭС в США.

АСДУ ЭЭС в Германии [74]. Территория Германии покрывается 8 объединенными ЭЭС, и хотя эти ЭЭС работают параллельно, объединенный центр управления отсутствует. ЭЭС Германии жестко связаны с ЭЭС других стран через Европейскую объединенную систему (UCTE). Каждая ЭЭС Германии управляется из собственного центра. В качестве примера рассматривается АСДУ ЭЭС АО "Энергоснабжение Швабии" [75]. На рис. 2.12 показана структура математического обеспечения решения задач управления функционированием ЭЭС. Традиционный центральный процессор заменяется стандартными рабочими станциями, связанными через стандарт LAN (Local Area Network). "Горячий резерв" обеспечивается спаренными ЭВМ, "холодный резерв" используют ЭВМ, решающие задачи в режиме off-line.

Основные решаемые задачи:

- распознавание топологии сети;
- оценивание состояния;
- эквивалентирование;
- потокораспределение;
- моделирование отказов;
- расчет режимов коротких замыканий;

проверка надежности сети;

– оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности, критерий – потери в электрической сети;

– ввод в допустимую область, определяемую ограничениями по пропускной способности сети;

– краткосрочное планирование режима с упреждением от суток до недели с учетом резервов мощности;

– выбор состава оборудования с указанием времени пусков и остановов агрегатов (на период 48 ч);

– коррекция состава с упреждением 6–8 ч с шагом 15 мин;

– коррекция режима с упреждением 5 мин;

– регулирование частоты и мощности.

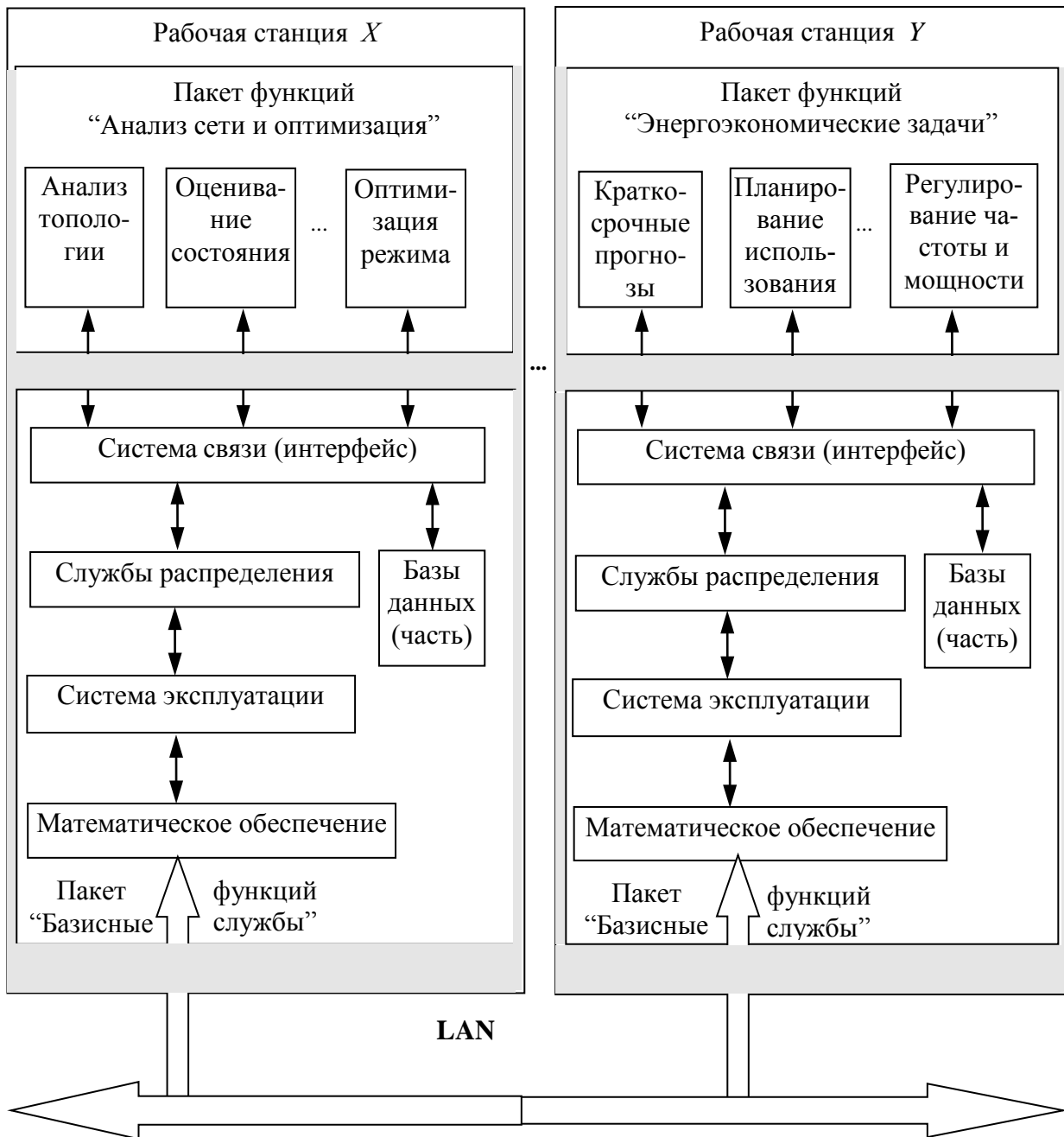


Рис. 2.12. Принципиальная структура математического обеспечения решения задачи управления эксплуатацией ЭЭС в Германии.

АСДУ ЭЭС в Китае. Рассматривается АСДУ Северо-Восточного энергообъединения Китая [76], включающего 5 районных ЭЭС. Установленная мощность 30 962 МВт, 2740 км ЛЭП напряжением 500 кВ, 19 378 км – 220 кВ, 5312 км – 110 кВ. АСДУ под названием СС-2000 (рис. 2.13) разработана институтом EPRI (г. Пекин) и центром NCEPCC (г. Шеньян) на основе объектно-ориентированных технологий и стандартов открытых систем. Система построена на компьютерах серии ALPHA с 64-битовой архитектурой RISC компании DEC. Операционная система UNIX с поддержкой реального времени.

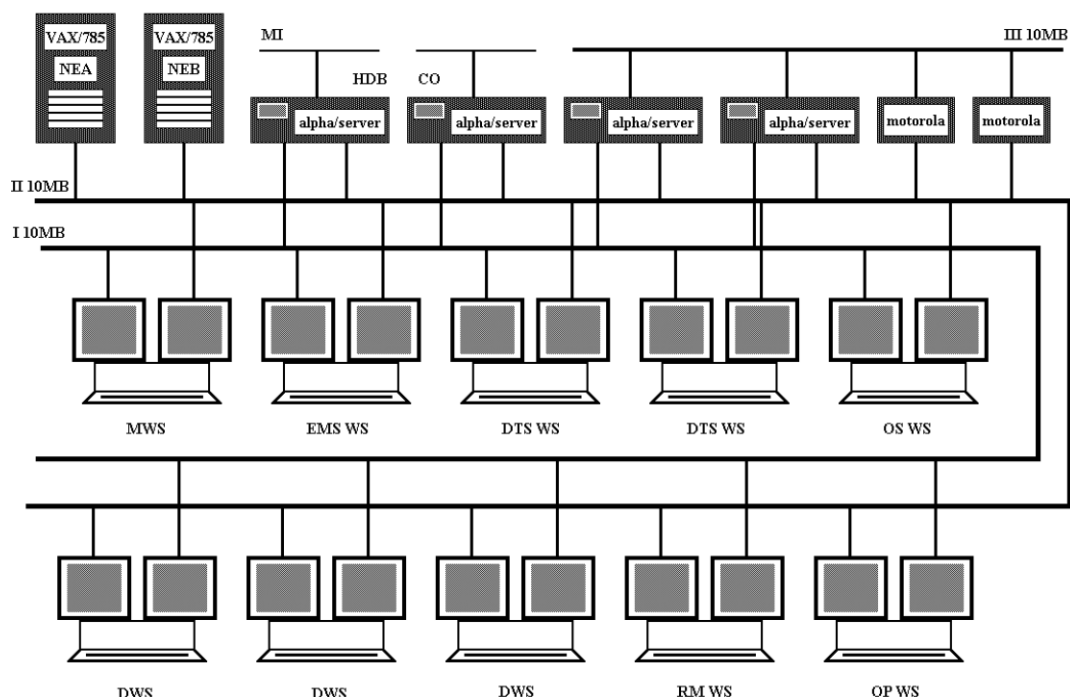


Рис. 2.13. Структура системы управления энергообъединения Северо-Восточного Китая.

Система решает все традиционные задачи для управления ЭЭС.

В связи с созданием межсистемных связей между объединениями ЭЭС предусматривается централизованная иерархическая структура АСДУ ЭЭС. Переоснащение АСДУ ЭЭС в Китае идет двумя путями: имея в работе старые системы производства фирм Великобритании, переоснащают современным оборудованием и своими собственными разработками SCADA (CC-2000), построенными на международных стандартах открытых систем (POSIX, OSF/1, SQL, X-WINDOW, OSF/MOTIF, TCP/IP) с использованием объектно-ориентированного подхода или закупая современные SCADA зарубежных фирм, при этом в обоих случаях используя свои EMS-приложения. Большое внимание уделяют созданию телекоммуникационных систем с использованием современного оборудования, оптоволокну, предусматривая большие скорости передачи информации. Несмотря на отсутствие рынка электроэнергии, особое значение придают экономическим расчетам.

Итак, мировая практика показывает, что:

- 1) развитие АСДУ идет по пути совершенствования централизованного диспетчерского управления, несмотря на рыночные тенденции в электроэнергетике за рубежом;
- 2) новые АСДУ ориентированы на использование мощной вычислительной техники (графические рабочие станции, серверы и т.д.), сетевые принципы обработки информации и новые информационные технологии;
- 3) тенденции развития АСДУ за рубежом в целом совпадают с тенденцией развития АСДУ в ОДУ и ЦДУ ЭЭС в России;

4) тем не менее рыночные отношения требуют разработки специальных систем коммерческого учета и расчетов за электроэнергию, мощность, взаимные технические услуги. Эти системы должны быть состыкованы с традиционными задачами АСДУ и базами данных, которые интенсивно развиваются.

2.5.3. Характеристика ЕЭС России и ее АСДУ

В ЕЭС России входит 68 энергосистем, общей установленной мощностью 192,2 тыс. МВт. Всего на территории России работает 77 энергосистем установленной мощностью 204,6 тыс. МВт [75].

Плотность суточных графиков электропотребления в целом по ЕЭС за последние годы повысилась. Диапазон регулирования нагрузки всеми электростанциями ЕЭС России достигал максимальных значений 19 % от суммарной нагрузки.

Режимы ЕЭС характеризуются достаточно напряженными перетоками активной мощности в отдельных сечениях в период максимальных нагрузок и повышенными уровнями напряжений в период минимальных нагрузок.

Предполагаемое развитие межгосударственных связей ЕЭС России на переменном токе выдвигает к системам её технологического управления дополнительные, более жесткие требования по регулированию частоты и поддержанию перетоков мощности в заданных пределах. Объединение ЕЭС России со странами дальнего зарубежья с помощью ППТ или ВПТ практически не предъявляет к системе технологического управления дополнительных требований.

Автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС России играли, играют и будут играть исключительно важную роль в обеспечении диспетчера необходимой достоверной информацией, поддержке его решений, во многом определяя соблюдение требований надежности, качества и экономичности электроснабжения. Именно АСДУ, обрабатывая в реальном времени огромный объем измерительной и управляющей информации, гарантирует управляемость такого уникального по важности, размерности и сложности технического объекта управления, каким является Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) России.

В настоящее время АСДУ ЕЭС России – многоуровневая система.

Всего ЕЭС эксплуатируется 446 оперативно-информационных комплексов диспетчера (SCADA/EMS) разной степени сложности, в том числе:

- 1 в СО – ЦДУ ЕЭС;
- 7 в ОДУ;
- 72 в АО-энерго;
- 366 на предприятиях и в районах электрических сетей (ПЭС и РЭС).

Состав технических средств, используемых в оперативно-информационных управляющих комплексах (ОИУК) ЦДУ и ОДУ, приведен в табл. 2.3.

Состав оперативно-информационных комплексов ЦДУ и ОДУ

Организация	Состав ЭВМ ОИУК	Количество ТИ/ТС
ЦДУ ЕЭС России	МOTOROLA RS/6000 ЛС ПЭВМ	4096/4096
ОДУ Центра	RS/6000 ЛС ПЭВМ	2300/1000
ОДУ Северо-запада	RS/6000 ЛС ПЭВМ	670/633
ОДУ Средней Волги	КОТМИ РПТ-80 (резерв) ЛС ПЭВМ СМ-1420 (ПА)	1450/1840
ОДУ Урала	РПТ-80 ЛС ПЭВМ ЕС-1011у (ПА)	2163/3285
ОДУ Северного Кавказа	МOTOROLA ЛС ПЭВМ	768/500
ОДУ Сибири	РПТ-80 ЛС ПЭВМ	650/1528
ОДУ Востока	РПТ-80 ЛС ПЭВМ	797/305

Основные задачи, решаемые ОИУК АСДУ в реальном времени:

- оценивание состояния: обнаружение и подавление грубых ошибок в телеизмерительной информации, дорасчет неизмеренных параметров, контроль работоспособности каналов сбора данных;
 - прогнозирование режима с заданным временем упреждения от нескольких минут до нескольких суток;
 - оперативное оценивание вероятности возмущений, которые могут привести к аварийным отключениям потребителей, и определение мероприятий по снижению этих опасностей;
 - осуществление непрерывного контроля за нахождением всех переменных режима в допустимых технологических пределах и определение мероприятий по снижению вероятности выхода за предельные значения;
 - выявление ухудшения экономичности режима при изменении нагрузок, составе оборудования и определение мероприятий по коррекции режима для ликвидации этого ухудшения;
 - оптимизация процессов сработки-наполнения водохранилищ ГЭС;
 - разрешение заявок на внеплановый ремонт оборудования;
 - тренировка и обучение персонала для работ с АСДУ в реальном времени.
- Вне реального времени при планировании режима производятся:
- прогноз суммарной нагрузки ЭЭС и отдельных районов на период планирования;
 - определение границ допустимой области, включая ограничения по статистической и динамической устойчивости;

- выбор состава работающего оборудования с учетом требований надежности и экономичности;
- определение правил коррекции режима при отклонениях от прогнозируемых условий;
- расчет технико-экономических показателей работы всей ЭЭС и ее составляющих, в том числе потерь в элементах сети;
- принятие решений по заявкам на вывод оборудования в ремонт.

2.5.4. Новая структура диспетчерского управления

Новая развивающаяся структура АСДУ связана с развитием рыночных отношений в энергетике. Она сформулирована в Законе об электроэнергетике [29] и основана на том, что при диспетчерском управлении ЭЭС взаимодействуют подсистемы: независимый системный оператор (СО) и администратор торговой сети (АТС).

Цель СО – обеспечение технологического управления ЭЭС по критериям надежности, качества и экономичности.

Системный оператор выполняет свои задачи в темпе процесса, принимая решения сразу в момент возникновения ситуации, требующей такого решения, или заранее предвидя ее. При этом он должен учитывать не только технологические параметры процесса производства, распределения и потребления электроэнергии и тепла, но и экономические характеристики этих процессов: издержки на производство, транзит, регулирование, текущие (спотовые) цены на производство, распределение и потребление электроэнергии. Проверяет контракты и другие обмены между участниками рынка с точки зрения их технической осуществимости и последствий для других участников рынка и ЭЭС в целом, взаимодействует с верхними уровнями иерархии управления и со смежными участниками рынка на одном с ним уровне.

В функции СО входит контроль и фиксация отклонений от диспетчерского графика с последующей их экономической оценкой с помощью АТС.

Администратор торговой системы имеет целью контролировать затраты на производство электроэнергии и покупку, оценивать вклад каждого участника рынка в этих затратах, разделять прибыль или ущерб между участниками рынка. Для этого АТС проводит анализ планируемых режимов с точки зрения затрат на их реализацию, определение спотовых и долгосрочных тарифов для покупки электроэнергии, проводит контроль контрактов, определяет необходимые платы за электроэнергию и отчисления, осуществляет контроль за оплатой общесистемных услуг: резервирования, поддержания качества электроэнергии, обеспечения ее транзита, регулирования частоты, выхода из послеаварийных ситуаций, работы автоматики и релейных защит, взаимопомощи энергоресурсами, согласования платы за выбросы в окружающую среду и т.п.

Возможно и другое распределение функций между СО и АТС. Оно определяется опытом управления.

АСДУ, единая для СО и АТС, предоставляет информацию, необходимую для их деятельности, содержит алгоритмы решения задач СО и АТС, в частно-

сти алгоритмы апостериорного анализа режимов для определения узловых тарифов потребителей. При этом объем информации, используемой АТС каждый час, может на порядок превышать объем аналогичных задач СО, так как для АТС необходимы более подробные расчетные схемы (сейчас предполагается использовать схему ЭЭС России свыше 5000 узлов), нужна большая точность для коммерческих расчетов (допустимая погрешность порядка 0,2–0,5 %), частота временных срезов – 15–30 мин (для межгосударственного обмена – порядка 1 ч).

В России начат эксперимент с выводом на рынок 5–15 % генерирующих электростанций с использованием аукционного алгоритма планирования режима на сутки вперед.

Как известно, АСДУ состоит из двух главных подсистем:

1) оперативно-информационный управляющий комплекс (ОИУК), ориентированный в основном на решение задач в режиме реального времени с темпом обновления входной информации от 2 с до 10–30 мин;

2) вычислительный комплекс (ВК) для планирования режима на сутки и более вперед и для проведения имитационных расчетов.

Обе подсистемы поддерживают информацию как для СО, так и для АТС, причем для последнего главным образом для коммерческой оценки прошедших часовых срезов режимов.

2.5.5. Новые задачи АСДУ

Для новой структуры диспетчерского управления требуется решение новых задач. Дадим примерный перечень этих задач с комментарием и оценками их развития.

Аукционные торги. Определяют: 1) у каких электростанций будет куплена электроэнергия и по какой цене; 2) какие потребители купят эту электроэнергию и по какой цене. Для этого электростанция, выходящая на рынок, объявляет диапазон выработки электроэнергии ($\mathcal{E}_{\min i}, \mathcal{E}_{\max i}$) и продажную цену C_j . Каждый потребитель указывает диапазоны потребления электроэнергии $\mathcal{E}_{\min j}$ и $\mathcal{E}_{\max j}$, которые он готов купить за цену d_j . Продавцы упорядочиваются в порядке увеличения заявленных ими цен, а потребители – по убыванию этих цен. Пересечение графиков предложения и спроса дает объем и цену C_* сделки. Все продавцы, заявленная цена у которых оказалась выше C_* – маржинальной цены, не участвуют в покрытии графика потребления и объявляются нерентабельными, все потребители, цена которых ниже C_* , уходят с рынка без покупок, так как оказываются неплатежеспособными.

В этой схеме СО выступает в роли брокера, ведущего торги. Считается, что маржинальные цены способствуют поиску внутренних резервов, что, в свою очередь, снижает общий уровень тарифов. Но при этом могут возникнуть сверхприбыли у наиболее экономичных продавцов, возможны сговоры, когда

экономичные электростанции не полностью выдают свою мощность с целью поднять замыкающую (маржинальную) цену.

Представляется более справедливым алгоритм смешивания цен (нахождение средневзвешенной цены на рынке). При этом ни одна из электростанций, участвующих в покрытии нагрузки, не будет считаться нерентабельной, даже если цена выработанной ею электроэнергии выше средневзвешенной. Обеспечивается понижение уровня тарифов у потребителей. Недостатком такого подхода следует считать: 1) необходимость контроля за обоснованностью заявочных цен отдельных производителей, что сейчас осуществляется энергетическими комиссиями (ЭК); 2) недостаточность стимулов для снижения затрат на производство электроэнергии, все излишние траты компенсируются потребителями. ЭК является, таким образом, еще одним потребителем результатов работы АСДУ.

Отрицательная сторона аукционного алгоритма – трудности в учете потерь в сети при прохождении купленных объемов электроэнергии в сети (транзиты). Эта проблема преодолевается использованием так называемых двойственных оценок или апостериорным анализом режима ЭЭС [77]. Тогда вместо единой оптовой цены на бирже определяются цены в узлах присоединения нагрузок к сети (узловые цены) – чем больше расстояние между генератором и потребителем тем, как правило, выше цена по сравнению с ценой в узле генерации.

Алгоритмы апостериорного анализа режима ЭЭС (алгоритмы адресности – АА). Производится дифференциация цен по отдельным узлам сети с учетом потерь, внутрисетевых ограничений по допустимости режима [78]. При этом определяется доля участия каждого генератора в покрытии каждой нагрузки (адрес поставок), и наоборот – доля каждой нагрузки в вырабатываемой каждым генератором энергии (адрес покупки). Это позволяет обоснованно распределять ответственность и плату за потери в сети, возникновение ограничений по транзиту, ухудшение качества электроэнергии (по уровням напряжений и синусоидальности).

Алгоритмы адресности используют информацию обо всех сбалансированных параметрах режима, т.е. после получения данных о потокораспределении. Такая информация есть в АСДУ либо по результатам оценивания состояния, т.е. по данным сбалансированных измерений, либо по данным имитационного расчета потокораспределения.

Общесистемные услуги.

По существу, объектами купли и продажи становятся требуемые уровни надежности, качества и вклады в мероприятия по обеспечению этих уровней (см. подп. 2.5.4).

Алгоритмы коммерческого сопровождения решений диспетчера. Решения диспетчера, как правило, направлены на повышение надежности, качества и экономичности работы всей системы. При реализации этих указаний для одних электростанций и сетевых предприятий возникают дополнительные издержки, а у других – незаработанная прибыль. Сумма полученных прибылей отдельными участниками должна превышать сумму ущербов (иначе решение диспетчера неоптимально). Поэтому появляется прибыль, которой достаточно,

чтобы компенсировать возникшие ущербы [79]. Частный случай таких взаимоотношений отмечается при отклонениях от запланированного графика. Алгоритмы коммерческого сопровождения достаточно просты и запускаются при значимых отклонениях от оптимальных или допустимых значений переменных режима.

Работа АСДУ на нескольких "хозяев". Поскольку собственники основного генерирующего оборудования, а также сетевой части в общем случае различны, то возникает необходимость учитывать при работе АСДУ несовпадающие критерии каждого из "хозяев". В этих условиях становятся актуальными игровые подходы, т.е. подходы основанные на теории игр [80]. Интерес к этим подходам будет расти по мере увеличения степени независимости каждого участника рынка, числа независимых участников, развития рыночного пространства – электрической сети, обеспечивающей доступ потребителей к источникам электроэнергии. Особенно эффективной, видимо, будет игровая постановка задач взаимодействия электроэнергетики с внешними отраслями – топливными компаниями, железными дорогами, водным хозяйством, тепловым хозяйством.

Финансовые взаимоотношения между участниками всего процесса производства, распределения и потребления электроэнергии. Деньги становятся едва ли не главным «диспетчером». Поэтому для принятия решений наряду с моделями, содержащими лишь технологические факторы, в АСДУ необходимо включение финансово-технологических моделей, в которых в виде уравнений баланса финансовых потоков учтены расходы и доходы, возникающие на разных стадиях технологического процесса производства электроэнергии [77].

2.5.6. Управление нагрузкой

Управление нагрузкой, особенно при возникновении финансовых ограничений, становится эффективным инструментом в АСДУ.

Методы управления нагрузкой [81]: введение многоставочных тарифов для выравнивания графиков нагрузок (срезание пиков, заполнение провалов), энергосбережение, ограничение энергоснабжения потребителей. Для управления нагрузкой АСДУ должна содержать алгоритмы выбора состава, дозировку отключения потребителей электроэнергии. Очень важно использовать эластичность потребителей, т.е. их способность снижать потребность в электроэнергии и формировать графики потребления при изменении тарифов. Необходимы масштабные исследования в этой области. Пока исследования эластичности находятся в начальной стадии, известны лишь отдельные единичные примеры [82].

Развитие распределенной генерации электроэнергии позволяет привлекать массу мелких энергоисточников к ведению графика нагрузок, вводя соответствующие тарифы для поставки электроэнергии распределенных источников в сеть.

2.5.7. Новые методы решения традиционных задач

Наряду с развитием технической базы АСДУ развивается и арсенал математических методов решения традиционных (классических) задач.

Метод внутренних точек получил широкое распространение [83] для оптимизации режима, оценивания состояния ЭЭС, выбора резерва. Метод характеризуется высокой сходимостью. В рамках этого метода разработаны методы решения систем несовместных неравенств для учета ограничений на переменные режима ЭЭС [84].

Методы адаптивной коррекции режима [85]. Методы ориентированы: а) на коррекцию отклонений от допустимого (оптимального) режима ЭЭС с помощью упрощенных и за счет этого более быстродействующих алгоритмов – решающих правил в промежутках между моментом получения решения более громоздкими (базовыми) алгоритмами; б) рассмотрение процессов автоматического и противоаварийного управления как двухэтапного процесса, когда срабатывание автоматики и есть коррекция; определение формы участия отдельных электростанций в обеспечении оказания системных услуг (резервирование, поддержание напряжения); в) эти же подходы могут быть использованы для согласования межсистемных перетоков и коррекции внутрисистемных степеней свободы; г) с помощью этих методов может быть осуществлена декомпозиция процедур управления в рыночных условиях.

Методы сингулярного и спектрального анализа [86]. Цель – выявление неоднородностей, сенсоров и слабых мест ЭЭС; это позволит разработать меры по снижению влияния нежелательных возмущений, обеспечить более устойчивую наблюдаемость, определить необходимые точности проектирования, синтезировать сети, обладающие хорошей управляемостью, обеспечить оперативный контроль за текущей надежностью ЭЭС.

Методы искусственного интеллекта [87]. Нейронные сети, генетические алгоритмы, методы нечеткой логики и др. все больше отвоевывают поле применения у традиционных, не обладающих свойствами обучаемости, методов. Они уже иногда конкурируют при решении задач потокораспределения, оценивания состояния, оптимизации, настройки регуляторов скорости, частоты и возбуждения, обнаружения причин аварий и т.п. Но вряд ли они заменят традиционные методы. Скорее всего, они будут работать с ними совместно. Такая пара будет обладать помехоустойчивостью, быстродействием в сочетании с точностью и универсальностью. Вместе с тем методы искусственного интеллекта смогут решать те задачи, которые с трудом поддаются решению традиционными методами, например: выбор состава работающего оборудования и другие дискретные задачи, моделирование поведения оператора.

Иерархия параллельных вычислений от разбивки на подсистемы и стыковки граничных переменных подсистем до распараллеливания стандартных процедур – решения систем уравнений, выполнения других элементарных процедур [89].

2.5.8. Прогресс информационно-технических средств для реализации АСДУ

Развитие телемеханики. Основой для осуществления оперативного и автоматического управления является телеинформация, поступающая от энергообъектов в ОИУК АО-энерго, ОДУ и ЦДУ. Однако объем, качество и надежность передаваемой телеинформации не соответствуют современным требованиям. Так, объем телеинформации, используемой на зарубежных диспетчерских пунктах (ДП), в среднем на порядок больше, чем на отечественных ДП (табл. 2.3 и 2.4).

Устройства телемеханики, установленные на большинстве энергообъектов, эксплуатируются более 20 лет, обладают ограниченными функциональными возможностями и информационной емкостью. Датчики телеизмерений также устарели, не обеспечивают необходимой надежности и точности. Сеть связи на объектах нижнего уровня ограничивает скорость передачи телеинформации в пределах 50–200 бит/с (за рубежом – 2400 – 9600 бит/с).

Т а б л и ц а 2.4

Объем телеинформации в ОИК и ЦДУ ЕЭС России на 01.01.2000 г.

Диспетчерский пункт	Количество		В том числе, ретранслируемые на ДП ЦДУ	
	ТИ	ТС	ТИ	ТС
ЦДУ ЕЭС	1562	1628		
ОДУ Центра	1520	835	704(155/5490	680
Средней Волги	1464	1492	157	200
Урала	2163	3285	137	251
Северо-запада	670	666	124	68
Северного Кавказа	864	521	91	34
Сибири	679	1422	125	162
Востока	794	733	33	-

Значительно обновлен парк счетчиков электроэнергии. Практически на 80 % присоединений 220–500 кВ установлены электронные счетчики класса точности 0,2–0,5 как отечественного производства (ЦЭ, СЭТ-3, "Альфа"), так и импортные (ELPA, Индиго⁺, Квантум и др.). За счет централизованно приобретенного РАО "ЕЭС России" оборудования энергосистемы оснащаются новыми сумматорами MEGADATA и многофункциональными электронными счетчиками электроэнергии с памятью (Индиго⁺ и Квантум). Оснащение указанными устройствами позволяет обеспечить длительное автономное хранение информации в памяти счетчиков и создавать более гибкие структуры сбора информации от энергообъектов.

Предприятием "АББ-ВЭИ Метроника" наряду с выпускаемыми счетчиками электроэнергии "Альфа" класса точности 0,2 разрабатываются комплексные системы для АСКУЭ. Первые образцы этих систем внедрены в некоторых энергосистемах.

Во всех вводимых в эксплуатацию АСКУЭ организована регистрация средних получасовых значений мощности (электроэнергии) по каждому присоединению и накопительных значений электроэнергии за каждые сутки, неделю, месяц на основе данных, получаемых от счетчиков с импульсным или цифровым выходом. Сбор информации от энергообъектов в центры обработки и хранения информации (ОДУ, АО-энерго) осуществляется, как правило, один раз в сутки в ночное время из-за отсутствия выделенных каналов связи.

СО-ЦДУ ЕЭС получен от Госстандарта России новый сертификат на "Автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии АСКУЭ-С". Возможно создание дополнительных каналов получения и обработки информации, специально для АСКУЭ, но между АСДУ и АСКУЭ должно быть теснейшее взаимодействие. Видимо, потребуются специальные меры дополнительной защиты каналов передачи данных в АСДУ и АСКУЭ от несанкционированного доступа и помех.

Развитие технической базы противоаварийной автоматики (ПА). ПА будет развиваться в направлении создания верхних уровней иерархии, обеспечивающих координацию региональных и локальных устройств автоматической дозировки управляющих воздействий.

Верхние уровни ПА являются элементами интегрированной системы оперативно-технологического управления, разработанной на базе ЛВС ОИУК в ОДУ и ЦДУ.

Доаварийная информация о схеме и режиме основной сети ЕЭС – общая для всех задач верхних уровней управления. Совершенствование системы телепередачи должно обеспечить повышение скорости, надежности и объема информации, необходимых для решения задач координации.

Локальные устройства дозировки, а также пусковые и исполнительные устройства на энергообъектах будут переведены на микропроцессорную базу и связаны информационно с локальными сетями АСУ ТП подстанций и электрической части станций.

Быстродействующая и надежная передача команд ПА предусматривается как по ВЧ каналам по ВЛ, так и по цифровым каналам связи со скоростью 64 кбит/с, организованным по ВОЛС и, возможно, с использованием низкоорбитальных спутниковых группировок.

Одна из важных задач развития ПА – привлечение ресурсов противоаварийного управления субъектов рынка электроэнергии (отключение нагрузки, разгрузка турбин, отключение генераторов и др.) путем создания рынка системных услуг.

Автоматическое регулирование частоты и мощности (АРЧМ). Развитие потребует модернизации систем регулирования паровых турбин и технического перевооружения АСУ ТП блоков с целью повышения маневренности тепловых электростанций и участия их в первичном регулировании частоты.

Верхние уровни координации системы АРЧМ являются элементами интегрированной системы оперативно-технологического управления, создаваемой на базе ЛВС ОИУК в ОДУ и ЦДУ, и должны, в частности, обеспечивать учет реальной пропускной способности межсистемных и межгосударственных свя-

зей, необходимый регулировочный диапазон электростанций, регулирующих частоту, выполнение графиков межрегиональных обменных мощностей.

На уровне энергосистем должно осуществляться регулирование сальдо обменных мощностей регионов с коррекцией по частоте и, при необходимости, ограничение перетоков по внешним и внутрисистемным электропередачам. При этом должно быть обеспечено оптимальное распределение мощности между электростанциями с целью минимизации затрат на топливо. Это делается настройкой АРЧМ на основе двухуровневого стохастического управления.

Техническое перевооружение АРЧМ должно обеспечить поддержание качества электроэнергии по частоте, предотвращение перегрузки связей, экономию затрат на топливо в целом по ЕЭС.

Одним из видов товара на рынке системных услуг должно стать участие электростанций в регулировании частоты и мощности, поскольку последнее приводит к повышенному износу оборудования и снижению экономичности его работы.

Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности (АРН). АРН требует в первую очередь развития производства управляемых средств компенсации реактивной мощности и FACTS: статических тиристорных преобразователей (СТК), управляемых шунтирующих реакторов (УШР), асинхронизированных синхронных генераторов (АСГ) и др.

Регулирование напряжения в узловых точках сети во многих случаях является локальной проблемой, однако в отдельных регионах потребуются создание централизованных систем, обеспечивающих оптимизацию распределения реактивной мощности между отдельными ее источниками с целью снижения потерь электроэнергии в сетях.

На электростанциях необходимо внедрение групповых систем регулирования возбуждения генераторов (ГУВ).

Централизованные системы АРН представляют собой элементы региональных интегрированных систем управления на базе ЛВС РДУ. Развитие системы АРН позволит обеспечить качество электроэнергии по напряжению и снизить потери в сетях в отдельных регионах и в ЕЭС в целом.

Технические средства релейной защиты и линейной автоматики (РЗА). РЗА развивается в направлении внедрения микропроцессорных устройств (терминалов), обеспечивающих повышение уровня эксплуатации, расширение функций защит, улучшение диагностики, архивирование аварийных событий и процессов, необходимое для анализа правильности функционирования защит технологическими службами РДУ и ОДУ.

Терминалы релейной защиты, установленные на всех элементах энергосистем, являются источниками информации для АСУ ТП энергообъектов.

Функционирование устройств РЗА должно быть обеспечено вне зависимости от наличия или состояния АСУ ТП.

Аварийные сигналы РЗА будут передаваться как по ВЧ каналам, так и с помощью специализированной цифровой аппаратуры по каналам ВОЛС.

Техническое перевооружение РЗА позволит снизить количество неправильных и ложных действий защит, повысить их быстродействие и снизить

объем трудозатрат по эксплуатации. В ряде случаев удастся предотвратить нарушение динамической устойчивости генераторов электростанций при близких коротких замыканиях.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами подстанций и электрической части станций (АСУ ТП). АСУ ТП – нижний (объектный) уровень оперативно-технологического управления, развитие которого начинается в настоящее время. Как и верхние уровни управления, АСУ ТП строится на базе локальной вычислительной сети объекта, включающей необходимые серверы, систему сбора, передачи и отображения информации, автоматизированные рабочие места (АРМ) дежурного, технического и руководящего персонала, исполнительные элементы управления. По мере развития АСУ ТП к выполняемым ими информационным функциям будут добавляться и управляющие. Подсистемами АСУ ТП на уровне энергообъектов являются РЗА, ПА, АРЧМ, АРН, АСКУЭ.

Микропроцессорные терминалы РЗА служат источниками информации о состоянии электрической части энергообъекта для АСУ ТП. Сама АСУ ТП – источник информации об объекте для верхних уровней оперативно-технологического управления.

Технологическая связь. Технологическая связь и телемеханика, обслуживающие системы оперативно-технологического управления, будут частью Единой сети электросвязи и телемеханики в электроэнергетике. Основным направлением технического перевооружения и развития средств связи является внедрение цифровых систем передачи и коммутации с переходом к широкополосным цифровым сетям с интеграцией служб и к интеллектуальным сетям. Такой переход обусловлен достижениями в области цифровой коммутации и передачи информации, наличием высокопроизводительной и надежной вычислительной техники, развитием высокоэффективных систем управления базами данных реального времени и их использованием в телекоммуникационных сетях.

Цифровизация первичной сети связи будет осуществляться в первую очередь путем широкого внедрения ВОЛС с подвеской оптических кабелей на линиях электропередачи всех классов напряжений. Одновременно предусматривается прокладка кабелей для организации выходов на узлы связи Министерства связи и других ведомств.

В магистральной первичной сети будут использованы скорости передачи 140 Мбит/с, а позднее – 565 Мбит/с; на региональных линиях – от 2 до 34 Мбит/с; на городских и сельских линиях – от 2 до 8 Мбит/с. В планируемый период будет развиваться и ВЧ связь по проводам ВЛ, сначала с применением цифровой оконечной аппаратуры, а затем и с цифровой передачей сигналов по ВЛ, что обеспечит экономию частотного спектра в 3 раза. Использование спутниковых линий связи обусловлено высокой окупаемостью затрат и коротким инвестиционным циклом. Для целей технологической связи могут быть применены как геостационарные спутники (транспортное запаздывание 0,3 с), так и низкоорбитальные спутниковые группировки (запаздывание 10–20 мс). Получат развитие также радиорелейные линии связи и связь на УКВ.

Развитие сети связи позволит провести техническое перевооружение телеинформационной сети, обслуживающей оперативно-технологическую систему управления ЕЭС. Телеинформационная сеть должна обеспечить:

- увеличение скорости передачи информации на участках энергообъект – РДУ до 600–1200 бит/с, на участках РДУ–ОДУ–ЦДУ до 2400–9600бит/с;
- увеличение объема передаваемой информации в 1,5–2 раза;
- создание единой системы сбора информации для целей АСДУ, ПА, АРЧМ;
- использование принятых в мировой практике протоколов обмена.

Развитие сети связи должно выполняться поэтапно, с постепенной заменой аналоговой аппаратуры на современную цифровую.

2.6. Направления развития систем противоаварийного управления с учетом тенденций изменения динамических свойств электроэнергетических систем*

2.6.1. Актуальность проблемы

Главные тенденции развития электроэнергетических систем (ЭЭС) на рубеже XX и XXI столетий, представляющиеся принципиально важными в контексте рассматриваемой проблемы, связаны с процессами глобализации, либерализации, диверсификации, децентрализации и модернизации в электроэнергетике [90]. *Глобализация* в электроэнергетике характеризуется усилением интеграции ЭЭС в экономическом (рынки электроэнергии, инвестиции), технологическом (расширение охвата территории централизованным электроснабжением), межгосударственном и межконтинентальном (межгосударственные и межконтинентальные энергообъединения) аспектах. *Либерализация* ведет к возрастанию дерегулирования и конкуренции, развитию региональных, межрегиональных и межгосударственных рынков электроэнергии. *Диверсификация* выражается в увеличении разнообразия используемых видов топлива, источников топливо- и электроснабжения, используемых типов энергоустановок. *Децентрализация* связана с вводом наряду с крупными электроэнергетическими объектами небольших энергоустановок при сохранении роли транспортной и распределительной электрической сети как соответствующей инфраструктуры, обеспечивающей эффективность, надежность и качество электроснабжения потребителей (в связи с этим появилось понятие распределенной генерации). *Модернизация* определяется повышением эффективности традиционных и созданием новых высокоэффективных технологий и установок.

Структурные и функциональные изменения в развивающихся энергообъединениях определяют важную роль систем управления режимами ЭЭС, которые также должны развиваться. Это соответствует известному принципу необходимой (или достаточной) сложности, в соответствии с которым слож-

* Исследования выполнены при финансовой поддержке гранта Президента РФ для ведущей научной школы НШ-2234.2003.8.

ность системы управления должна соответствовать сложности управляемой системы и происходящих в ней процессов [91]. Диалектическая противоречивость в развитии ЭЭС состоит в возникновении несоответствия между изменяющимися структурными свойствами системы в процессе ее усложнения и развития (а также изменяющимися внешними условиями), определяющими изменение условий ее функционирования и динамических свойств, с одной стороны, и сохраняющимися принципами и средствами управления ЭЭС – с другой. Под динамическими свойствами ЭЭС здесь понимаются свойства, в совокупности определяющие характер поведения системы в аварийных режимах. Нарастание указанных противоречий приводит к возникновению «слабых мест» в системе, ухудшению ее управляемости, снижению надежности и эффективности и др. Разрешение возникающих противоречий требует совершенствования принципов и систем управления ЭЭС [92]. Важнейшую роль в управлении функционированием ЭЭС играют системы противоаварийного управления, обеспечивающие требуемые динамические свойства системы [93, 94].

Состав и характер первичных аварийных возмущений, приводящих к аварийным режимам ЭЭС, объективно предопределен независимо от того, как развивается и функционирует система. Эти возмущения вызываются в основном короткими замыканиями на ЛЭП и трансформаторах, а также внезапными отказами основных и вторичных элементов ЭЭС. Кроме того, аварийные режимы могут возникать в результате неожиданных проявлений слабых мест в ЭЭС, а также таких специфических ситуаций, как субсинхронный резонанс и др.

В системе противоаварийного управления ЭЭС можно выделить три основных эшелона. Задача первого – локализация и ликвидация первичного аварийного возмущения, недопущение нежелательного развития аварийной ситуации. Решение этой задачи обеспечивают устройства релейной защиты, системы непрерывного регулирования (например, возбуждения синхронных машин), а также тех видов противоаварийной автоматики, которые предназначены для сохранения устойчивости ЭЭС.

Однако в сложных ЭЭС достаточно часто первый эшелон системы противоаварийного управления не справляется со своей задачей и происходит развитие аварийного процесса с перерастанием аварии в системную (имеющую каскадный характер и тяжелые последствия для ЭЭС и потребителей). Причины перерастания ординарной аварийной ситуации в каскадную системную аварию можно разделить на три основные группы: неординарные первичные возмущения (многократные короткие замыкания, стихийные явления и др.), отказы (либо неправильные или недостаточные действия) устройств первого эшелона системы противоаварийного управления, ошибки диспетчерского и оперативного персонала [93, 94]. Массовость системных аварий характерна именно для сложных энергообъединений – в 1970 – 1980-е годы в таких крупных энергообъединениях, как ЕЭС СССР и энергообъединение США и Канады, статистика фиксировала десятки достаточно серьезных системных аварий в год [93]. Особо тяжелые системные аварии, сопровождающиеся нарушением электроснабжения потребителей на большой территории и на длительное время, случаются относительно редко (один раз в несколько лет), но приобретают характер нацио-

нальных катастроф. Обобщенные данные по некоторым наиболее крупным системным авариям в различных энергообъединениях мира приведены в табл. 2.5 [93–100], а обобщенная схема развития аварийных процессов в ЭЭС – на рис. 2.14 [93, 94].

Т а б л и ц а 2.5

Крупнейшие системные аварии XX в. – и начала XXI в.

Страна	Месяц и год	Суммарная мощность потребителей, потерявших питание, ГВт	Длительность нарушения электроснабжения, ч
США & Канада	Ноябрь 1965	40	3-13
Австрия & Бавария	Апрель 1976	6-7	2
Италия	Ноябрь 1976	20	0,5
США	Июль 1977	6	Более 25
Италия	Ноябрь 1978	25	0,6
Канада	Январь 1978	4	4-10
Франция	Декабрь 1978	30	2-8
Швеция	Январь 1979	2-2,5	Около 4
Канада	Декабрь 1982	15	5
Западное энергообъединение США	Январь 1994	Нет данных	Нет данных
	Декабрь 1994	Нет данных	Нет данных
	Июль 1996	Нет данных	Нет данных
	Август 1996	30,4	Нет данных
NORDEL	Январь 1997	Без тяжелых последствий	
Чили	Май 1997	2 (~80%)	0,5
Бразилия	Март 1999	24,7	Около 4
Северная ЭЭС Индии	Январь 2001	Нет данных	12-24
Энергообъединение Востока Северной Америки	Август 2003	62	44

В связи с многочисленностью системных аварий актуализировалось понятие живучести ЭЭС. Под живучестью понимается свойство системы противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением электроснабжения потребителей [101–103]. В США в 1990-е годы начала развиваться концепция уязвимости ЭЭС [104], фактически определяющей противоположное живучести свойство системы. Противодействие каскадному развитию аварий, т.е. повышение живучести ЭЭС (и, соответственно, снижение ее уязвимости), призван обеспечить второй эшелон системы противоаварийного управления, который составляют такие виды устройств, как автоматика ликвидации асинхронного режима, автоматическая частотная разгрузка, устройства автоматического ограничения повышений и снижений частоты и напряжения.

Важную роль в минимизации последствий системной аварии играет восстановление ЭЭС. В случае тяжелых системных аварий каскадного характера процесс восстановления ЭЭС не является тривиальным [93, 103, 105, 106]. Здесь действуют некоторые устройства автоматики (синхронизация, частотное автоматическое повторное включение нагрузки и др.), однако основную роль

играет диспетчер. Средства, которые используются в процессе восстановления ЭЭС, назовем третьим эшелоном системы противоаварийного управления.

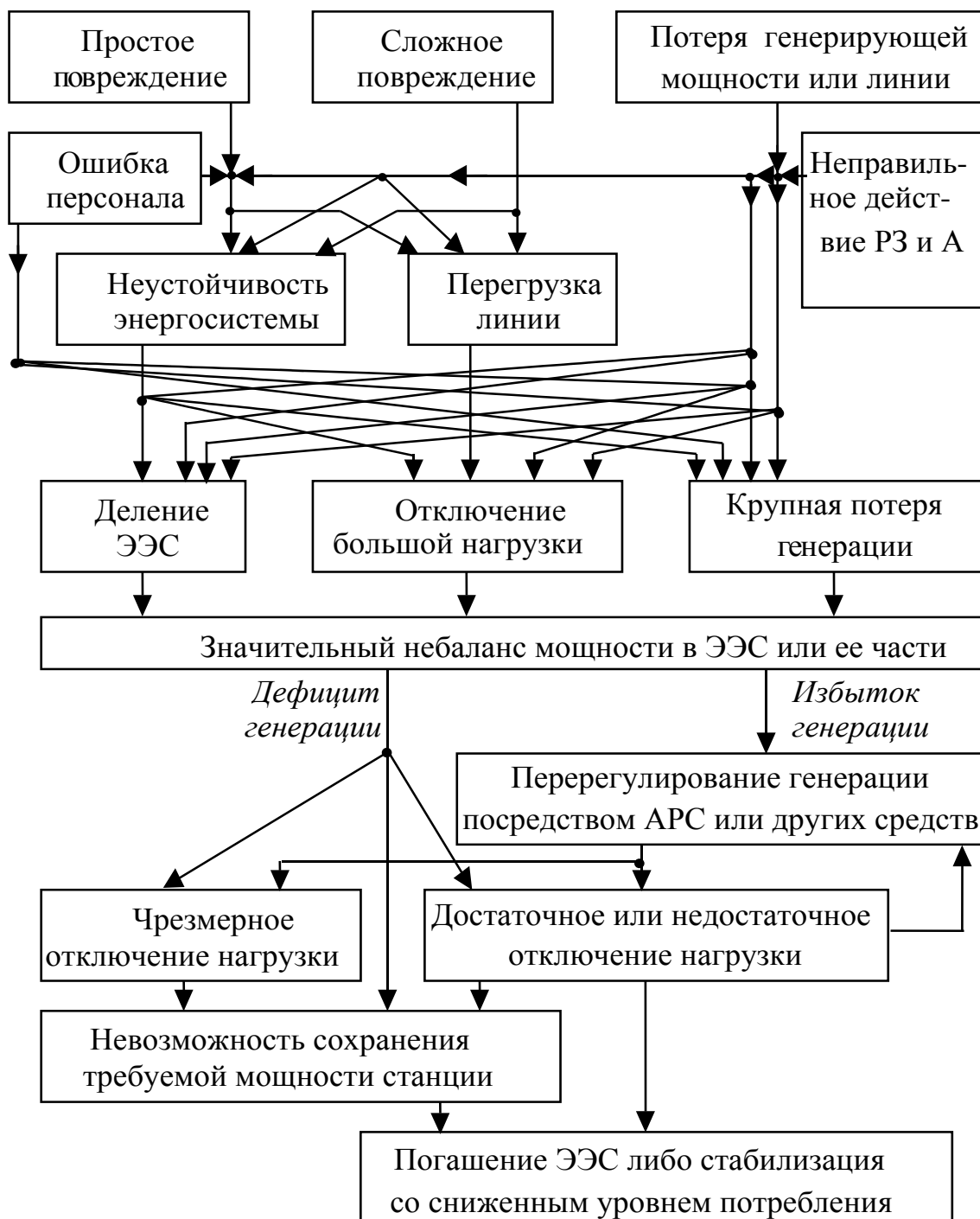


Рис. 2.14. Обобщенная схема развития аварии в большом энергообъединении.

В связи со структурными и функциональными изменениями в ЭЭС, определяемыми глобальными тенденциями в электроэнергетике, необходимо попытаться проанализировать, повлияют ли и каким образом эти изменения на:

– эффективность и возможные направления изменения принципов работы первого эшелона устройств системы противоаварийного управления;

- направления изменений требований и принципов противоаварийного управления второго эшелона;
- изменение требований к обеспечению процесса восстановления ЭЭС после крупных аварий.

Попытка указанного анализа предпринята ниже.

2.6.2. Структурные и функциональные изменения в ЭЭС и их влияние на динамические свойства системы

Глобализация ЭЭС (ее интеграция в мощные территориально протяженные энергообъединения) в рассматриваемом здесь плане приводит к следующим эффектам:

- Рост масштабов ЭЭС потенциально повышает вероятность возникновения системных аварий (в том числе и особо тяжелых) вследствие увеличения многообразия режимов, появления на первых этапах интеграции дополнительных слабых мест и возможного отставания в развитии системы противоаварийного управления и т.д. Дальнейшее развитие энергообъединения, снижение неоднородности и усиление его электрической сети сглаживает указанные негативные факторы.

- Естественное демпфирование в ЭЭС исключительно сильно влияет на характер протекания переходных процессов и их интенсивность [107]. В то же время в протяженных энергообъединениях наблюдаются случаи слабодемпфированных низкочастотных электромеханических колебаний, раскачивания генераторов в периферийных частях энергообъединения и др. [108–111]. Эти ситуации объясняются главным образом недостатками автоматических регуляторов возбуждения генераторов (неадекватные законы регулирования, неудачная настройка и др.) и со временем устраняются.

Таким образом, усиление интеграции ЭЭС может создавать временные проблемы с динамическими свойствами систем, которые в дальнейшем устраняются развитием системы управления. При этом сохраняется фактор потенциального повышения вероятности возникновения системных аварий.

Влияние *либерализации* на динамические свойства ЭЭС связано со следующими факторами:

- Из-за наличия многих субъектов отношений порождается различие критериев управления для системы как целого и отдельных ее частей. Это усложняет систему противоаварийного управления (а в случае отставания в развитии последней возможна неадекватная ее реакция на аварийные ситуации). Интересно отметить, что фактор различия критериев управления в либерализованной ЭЭС (правда, в более широком плане, чем только противоаварийное управление) отмечается в качестве одной из основных причин развития системной аварии в ЭЭС Индии в январе 2001 г. [100].

- Возникает противоречие между коммерческими интересами энергокомпаний и необходимостью обеспечения надежности ЭЭС. Это может привести к функционированию системы с пониженными запасами устойчивости.

- В процессе функционирования спотового рынка электроэнергии возникают существенные и резкие изменения электрических режимов, в результате чего в ЭЭС могут иметь место пониженные запасы по связям и складываться неожиданные режимы, в которых система противоаварийного будет может работать неадекватно.

- Изменяются критерии управления в тяжелых аварийных ситуациях при системных авариях: если при централизованном управлении противоаварийное управление, направленное на скорейшее прекращение каскадного развития аварии и минимизацию последствий для потребителей, является общесистемной задачей всего энергообъединения, то в либерализованном энергообъединении, состоящем из независимых ЭЭС, система, в которой развивается каскадная авария, должна выходить из нее собственными силами, не допуская негативного влияния аварии на другие ЭЭС энергообъединения, вплоть до отделения аварийной ЭЭС от энергообъединения (такие принципы противоаварийного управления реализуются в западно-европейском энергообъединении UCTE [112]).

Следовательно, либерализация существенно усложняет систему противоаварийного управления в ЭЭС, что повышает вероятность ее неадекватного действия вследствие возможного отставания в развитии, сложности настройки и координации, увеличения вероятности отказов отдельных элементов и др. Кроме того, усложняются и утяжеляются режимы, в которых могут возникать аварийные ситуации и должна действовать система противоаварийного управления. Наконец, изменяются и усложняются принципы противоаварийного управления. В результате повышается опасность нарушений устойчивости ЭЭС и нежелательного каскадного развития аварийных процессов с тяжелыми последствиями для ЭЭС и потребителей.

Диверсификация типов энергоустановок оказывает определенное влияние на динамические свойства ЭЭС, в некоторой мере усложняя управление системой. Однако этот фактор не критичен и его влияние может быть сглажено развитием системы противоаварийного управления.

Появление распределенной генерации, связанное с повышением *децентрализации* электроснабжения, существенно меняет структурные и функциональные характеристики ЭЭС в следующих аспектах:

- Размещение распределенной генерации в распределительной сети приводит к разгрузке основной электрической сети. Одновременно генерация приближается к потребителям (и, соответственно, уменьшается дальность передачи электроэнергии). Оба этих фактора положительно сказываются на динамических свойствах ЭЭС.

- В то же время распределенная генерация – это новые элементы ЭЭС, во многом с новыми динамическими характеристиками и возможностями управления. Хотя к настоящему времени имеются некоторые исследования влияния распределенной генерации на динамические свойства ЭЭС [113–115], однако эта проблема находится еще в начальной стадии изучения и более-менее уверенные выводы и рекомендации делать пока преждевременно.

- Появление распределенной генерации усложняет систему противоаварийного управления ЭЭС, смещая ее функции в определенной мере и на распределительную сеть. Это усложнение само по себе может иметь негативные стороны, хотя данный аспект проблемы сейчас совершенно не изучен.

Таким образом, децентрализация электроснабжения оказывает как положительное, так и отрицательное влияние на изменение динамических свойств ЭЭС, возможности и принципы противоаварийного управления, что требует специальных исследований.

Модернизация (повышение эффективности традиционных и создание новых высокоэффективных энергетических технологий) в части генерации электроэнергии не вносит существенных изменений в динамические свойства ЭЭС – за исключением вопросов, связанных с распределенной генерацией, а также модернизации систем управления энергетическими агрегатами (что, несомненно, будет улучшать динамические свойства ЭЭС).

Существенно более важным аспектом модернизации является совершенствование традиционных и создание новых управляемых элементов в сетевой части ЭЭС, радикально повышающих управляемость системы в целом. К таким элементам относятся:

- Гибкие передающие системы (Flexible AC Transmission Systems – FACTS) – устройства с регулируемым реактивным сопротивлением, которое практически мгновенно (под воздействием малоинерционной тиристорной системы управления) может меняться в широком диапазоне от емкостных до индуктивных значений. FACTS могут быть включены как параллельно, так и последовательно и позволяют быстро менять потокораспределение и уровни напряжений в сети, существенно увеличивая запасы статической и динамической устойчивости, демпфирование колебаний [116, 117 и др.]. Согласно расчетам специалистов США, FACTS дают 30 %-е увеличение пропускной способности сечений для мощностей порядка сотен мегаватт и 20 %-е – для тысяч мегаватт [118]. Пока FACTS достаточно дороги, но прогресс в разработке сильноточных тиристорных устройств дает надежду на их удешевление в будущем. Технологию FACTS предполагается распространить на создание трансформаторов и коммутационной аппаратуры.

- Накопители энергии различных типов – от аккумуляторных батарей до сверхпроводящих индуктивных накопителей с тиристорным преобразователем для связи с ЭЭС и эффективной быстродействующей системой управления [119, 120 и др.].

- Электропередачи и вставки постоянного тока. Эти традиционные элементы получили в последнее время заметное развитие в плане радикального повышения надежности и снижения стоимости. Имея быстродействующие системы управления тиристорными преобразователями, они заметно повышают устойчивость и управляемость ЭЭС [121, 122 и др.].

Приведенный анализ показывает, что структурные и функциональные трансформации ЭЭС являются существенными с точки зрения ее динамических свойств и требуют серьезных исследований, а также развития принципов и систем противоаварийного управления, сложность которого повышается.

2.6.3. Направления развития принципов и систем противоаварийного управления ЭЭС

С учетом изложенного проанализируем направления развития принципов и систем противоаварийного управления ЭЭС, имея в виду рассмотренные три эшелона таких систем.

Принципиальные задачи комплекса средств *первого эшелона* системы противоаварийного управления в связи со структурными и функциональными изменениями ЭЭС остаются прежними. Изменения касаются новой элементной базы и конструкций с использованием цифровых систем и современных информационных технологий. В связи с усложнением сетевой структуры ЭЭС развиваются иерархические централизованные системы противоаварийного управления, в которых на нижнем уровне действуют традиционные устройства автоматики, а верхний уровень является координирующим при использовании быстродействующих моделей ЭЭС в различных ситуациях [94, 122, 123].

Тем не менее остается открытой проблема эффективности и надежности работы устройств первого эшелона системы противоаварийного управления. Эта проблема требует серьезных исследований, на основании которых, возможно, придется ставить вопрос о той или иной трансформации принципов противоаварийного управления данного уровня.

Что касается *второго эшелона* системы противоаварийного управления в ЭЭС, необходимо отметить, что в СССР, а затем в России эта подсистема развивается и совершенствуется на базе устройств автоматической ликвидации асинхронного режима и автоматической частотной разгрузки, автоматического ограничения повышений и снижений частоты и напряжения. Главной задачей подсистемы является прерывание каскадного развития аварии и переход к установившемуся послеаварийному режиму. Для этого может производиться деление ЭЭС по сечениям, по которым начинается асинхронный ход, отключение избыточной генерации или нагрузки [93, 94, 122, 123].

В других странах имеются аналогичные подсистемы противоаварийного управления, являющиеся основой так называемых планов защиты [124–128 и др.]. Под планом защиты понимается система мер и аппаратных средств, используемая для предотвращения каскадных аварий. При этом задачи такой системы зависят от особенностей ЭЭС. Если во Франции функции соответствующей системы аналогичны российским [125], то в ЭЭС Hydro-Quebec (Канада) в силу ее специфики (изолированность от других ЭЭС, протяженность системообразующей сети и очень большая взаимная удаленность генерации и потребления) нарушение целостности ЭЭС равносильно ее погашению. Поэтому основной целью плана защиты является сохранение целостности системообразующей сети при любых обстоятельствах, для чего используется автоматика отключения генерации и нагрузки для разгрузки сети (подобная балансирующей автоматике для обеспечения устойчивости в России), а также включения-отключения шунтирующих реакторов на ЛЭП 735 кВ [127]. Кроме того (в отличие от Франции), в ЭЭС Hydro-Quebec система противоаварийного управле-

ния является децентрализованной (отсутствует координация между отдельными устройствами автоматики).

В скоординированных (централизованных) планах защиты очень важную роль играет коммуникационная подсистема (обычно на основе высокочастотной и спутниковой связи).

Несмотря на возможные существенные структурные и функциональные изменения в будущих ЭЭС, основная задача второго эшелона системы противоаварийного управления останется прежней. Однако принципы действия подсистемы могут изменяться значительно – в первую очередь под влиянием либерализации в ЭЭС. Характерно, что все существующие скоординированные планы защиты относятся к одной независимой ЭЭС. Неясно, может ли сочетаться централизованная подсистема противоаварийного управления второго эшелона с принципами взаимодействия многих независимых ЭЭС в энергообъединении. Еще менее ясны принципы действия такой подсистемы в случае вертикальной дезинтеграции ЭЭС на генерирующую (конкурирующие генерирующие компании), сетевую (естественная монополия) и сбытовую составляющие. Все это требует дальнейших исследований.

В любом случае следует ожидать внедрения в рассматриваемую подсистему новой элементной базы и современных информационных технологий для повышения ее адаптивности, надежности и эффективности работы. Некоторые проработки в этом направлении имеются [129 и др.].

Структурные и функциональные трансформации в ЭЭС, по-видимому, принципиально не изменят функций и структуры *третьего эшелона* системы противоаварийного управления – подсистемы восстановления ЭЭС после крупных аварий. Здесь можно ожидать дальнейшего развития важнейших составляющих этой подсистемы – советчиков диспетчера по восстановлению ЭЭС, которое будет происходить на основе современных информационных технологий. В передовых странах мира этот процесс идет интенсивно, в России, к сожалению, разработке советчиков диспетчера по восстановлению ЭЭС уделяется мало внимания.

2.7. Особенности управления теплоснабжением в условиях либерализации экономики страны

2.7.1. Краткая характеристика проблемы

Анализ ситуации, сложившейся в тепловом хозяйстве (ТХ) страны, с большой очевидностью показывает, что основной причиной кризисного состояния дел в этой сфере является *нерешенность многих вопросов управления* теплоснабжением, имеющая давнюю историю. *До начала 1990-х годов* управление тепловым хозяйством страны выполнялось в рамках Минэнерго СССР, Министерств жилищно-коммунального хозяйства республик и большого количества других министерств и ведомств. *Общегосударственный координирующий орган* в системе управления ТХ отсутствовал, взаимодействие отдельных линий управления осуществлялось слабо, ответственность за качество тепло-

снабжения потребителей не была определена. Действовавшая *система управления теплоснабжением не обеспечивала его эффективного развития.*

Техническая политика ориентировалась на упрощенные решения с минимальными начальными затратами: только центральное регулирование отпуска тепла, элеваторное присоединение отопительной нагрузки, открытый водоразбор, неэффективные конструкции теплопроводов и примитивная арматура, неавтоматизированные тепловые пункты, отсутствие измерений. *Политика дешевой тепловой энергии* не создавала заинтересованности и экономической целесообразности в ее экономии.

В итоге в ТХ страны возникли известные серьезные проблемы, связанные с *низкой надежностью* теплоснабжения потребителей, *неудовлетворительным уровнем комфорта* в зданиях и огромными *непроизводительными потерями тепловой энергии*, составляющими по оценкам специалистов до 40 % и более от общего теплопотребления (и это без учета завышенных потерь через ограждающие конструкции зданий). В настоящее время большинство систем теплоснабжения разрегулированы, работают с большими сливами сетевой воды и не могут обеспечивать расчетные температурные графики. Такие системы становятся потенциальными очагами масштабных аварий с массовым отключением зданий и разрушением систем.

Сверхнормативные потери во всех звеньях ТХ и затратное ведение дел в целом привело к тому, что удельные затраты на отопление одного квадратного метра в средней полосе России и на Урале сопоставимы с удельными затратами в Дании при несопоставимом качестве теплоснабжения.

Продолжает обостряться ситуация *в коммунальной энергетике*. Массовая передача в муниципальную собственность ведомственных котельных и тепловых сетей, находящихся в плохом техническом состоянии, прекращение государственного финансирования теплоснабжения, слабость местных бюджетов и социальная тарифная политика все более уменьшают возможности своевременной замены изношенного оборудования и дальнейшего развития коммунального теплоснабжения на основе современных эффективных технологий.

О крайне неблагоприятном положении дел в ТХ страны говорит *отсутствие полной и объективной статистики* о функционировании объектов ТХ, достоверных данных о тепловых нагрузках, фактическом потреблении тепла и затратах топлива. Получение полного баланса тепловой энергии и топлива, включающего данные по мелким котельным и местным генераторам тепла, в настоящее время невозможно.

В условиях перехода к рыночным отношениям отрасль испытывает *новые серьезные трудности*, вызываемые как внешними, так и внутренними причинами. *К внешним причинам* относятся: падение объема производств, дефицит бюджетов всех уровней, снижение уровня жизни населения. Прекращение государственного финансирования сферы теплоснабжения и кризис неплатежей резко сократили средства, выделяемые на эксплуатацию систем и объектов, и практически свели к нулю средства на их развитие. Низкие доходы населения и рост тарифов на тепловую энергию тормозят переход к 100 %-ой оплате населением услуг по теплоснабжению и увеличивают нагрузку на местные бюджеты.

ты. При этом существующая схема дотирования такова, что наибольшую льготу получает тот, кто имеет большие квартиры, т. е. относительно более богатые. Наличие бартерной составляющей в схеме оплаты тепловой энергии заставило теплоснабжающие организации выполнять новые для них функции коммерческой деятельности в самых разных областях рынка.

Основной внутренней причиной является отсутствие системы управления тепловым хозяйством, адекватной новым экономическим условиям. Разрушен процесс принятия и реализации решений по развитию ТХ. Органы местной исполнительной власти, к которым перешла организация теплоснабжения в населенных пунктах, не выполняют в полной мере функций координации и контроля, относящихся к их компетенции. Экономические механизмы, которые должны создавать заинтересованность теплоснабжающих предприятий в повышении эффективности работы и в обеспечении надёжного теплоснабжения потребителей, по-прежнему не задействованы.

Таким образом, на данном этапе стоит сложная *задача по созданию системы управления ТХ страны*, которая обеспечивала бы качественное выполнение функций управления. Задача усложняется тем, что сам объект управления технически несовершенен, и создаваемая система должна содержать механизмы его модернизации и перехода на прогрессивные технологии и оборудование.

2.7.2. Зарубежный опыт управления теплоснабжением

Для построения эффективной системы управления теплоснабжением в изменившихся экономических условиях полезно обратиться к опыту стран с рыночной экономикой, которые преодолели много проблем на этом пути и создали хорошо работающие формы и структуры управления теплоснабжением. В первую очередь это страны Западной Европы – члены Unichal – ассоциации государств, поддерживающих и развивающих централизованное теплоснабжение (в сочетании с другими его формами): Австрия, Италия, Нидерланды, Норвегия, Финляндия, Франция, Швейцария, Швеция. Возможно, наиболее интересным для нас является опыт Дании, где система управления теплоснабжением характеризуется:

- высокой ответственностью на всех уровнях;
- большой степенью открытости в деятельности компаний и ценообразовании;
- демократией и широкими возможностями для влияния потребителей на решение вопросов теплоснабжения.

Анализ зарубежного опыта организации управления дает ориентиры для движения в следующих направлениях:

- усиление местных органов власти;
- поддержание видового разнообразия на региональных рынках способов и средств теплоснабжения, включая средства местного и локального автоматического регулирования;

- реализация региональных программ реабилитации зданий, абонентских установок, тепловых сетей, источников тепла;
- законодательное стимулирование энергосбережения;
- систематическое ужесточение строительных норм для жилых и общественных зданий;
- развитие маркетингового подхода в управлении системами централизованного теплоснабжения (СЦТ);
- использование многоставочных тарифов и маргинальных цен на тепло;
- стопроцентный учёт потребления энергии, использование удобных схем оплаты потребленной тепловой энергии.

Собственность и ответственность. Основой управления в сфере теплоснабжения западно-европейских стран являются *отношения собственности*. Действующие в Западной Европе теплоснабжающие предприятия имеют различные формы собственности: государственную, муниципальную, кооперативную, частную и смешанную. При этом в большинстве городов с развитым централизованным теплоснабжением ответственность за него, а также за предоставление других коммунальных услуг несут муниципалитеты. Это объективно обусловлено тем, что централизованное теплоснабжение является частью городской инфраструктуры и его развитие должно координироваться с развитием города и других муниципальных служб.

Тепловые сети систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) находятся, как правило, в муниципальной собственности и объединяются в одну компанию по централизованному теплоснабжению – ЦТ (Дания, Швеция, Финляндия). В Дании сюда относятся и тепловые вводы в здания. В собственности муниципалитетов находится также часть источников теплоты (котельные, малые ТЭЦ, мусоросжигательные установки и др.). Большие муниципалитеты (такие как, например, в Копенгагене), которые ответственны и за электроснабжение, часто владеют крупными ТЭЦ. Часть источников тепла находится в собственности различных юридических лиц, которые имеют договорные отношения с владельцами тепловых сетей.

Использование различных форм собственности в отдельных случаях ведет к противоречиям между интересами различных собственников. Тем не менее в большинстве теплоснабжающих систем обеспечивается высокоэффективное теплоснабжение при умеренных тарифах. Это достигается благодаря высокой культуре деловых отношений и желания сотрудничать на всех уровнях.

Отношения производителей и потребителей. Взаимоотношения производителей тепловой энергии с ее потребителями *регулируются с помощью договоров*, в основу которых положены *экономические механизмы*. Правом закреплено юридическое равенство сторон, свобода договора и его обязательность для сторон. Выделяются договоры между предпринимателями и потребителями, в отличие от договоров между коммерсантами, а также между коммерсантами и государственными органами.

Эволюция договорного права западных стран направлена на то, чтобы обеспечить потребителям* гарантии неукоснительного соблюдения договорных обязательств, возложить на коммерсантов определенные обязанности, ограничить свободу компаний, предоставить потребителям доступные процессуальные средства защиты своих прав. Контроль над содержанием стандартных договоров возлагается на суды (ФРГ, Бельгия, Ирландия), на министерства (Франция, Канада), на специальные органы, созданные для охраны интересов потребителей, часто при их активном участии.

Зарубежный опыт показывает, что наиболее эффективная работа энерго-снабжающих организаций и защита интересов потребителей достигаются *при лицензионной схеме обслуживания территорий*. Энергоснабжающая организация, получившая лицензию на энергоснабжение данной территории, не имеет права на отказ в присоединении новых потребителей при верхних уровнях тарифа, установленного энергетической комиссией. Это стимулирует производителей активно содействовать энергосбережению у потребителей. При этом дополнительный доход, полученный от снижения себестоимости (с учетом затрат на энергосбережение), как правило, не облагается налогом.

Когда предприятия вступают в лизинговые или арендные соглашения, инвестиции осуществляются либо государством, либо муниципалитетом (иногда с участием потребителей). Эксплуатация систем, их обновление и продажа энергии производятся арендатором.

Структура управления. Управление муниципальной собственностью осуществляется либо персоналом муниципалитета, либо специализированной компанией по его поручению, работающей как *независимая частная компания* со своим собственным бюджетом. В небольших населенных пунктах управление теплоснабжением происходит через отделение ЦТ, входящее в технический (или какой-либо другой) отдел местной администрации.

Более распространенным вариантом является организация в администрации энергетического отдела с подразделением ЦТ. В крупных муниципалитетах создаются самостоятельные отделы по ЦТ. Для небольших систем централизованного теплоснабжения характерна форма кооперативов потребителей. В Дании в городах с числом жителей до 30 000 продолжается процесс образования новых кооперативов и создания СЦТ на базе малых ТЭЦ. Организационная структура кооперативов ЦТ в принципе такая же, как кондоминиумов. Разница заключается в их целях – кооператив ЦТ берет на себя ответственность только за теплоснабжение каждого потребителя – члена кооператива. Потребители собираются один раз в год или один раз в два года и обсуждают информацию (годовой отчет, бюджет на будущий год), представляемую им советом директоров и администрацией. Администрация нанимает штат и выполняет текущую работу. Важные решения (такие как планирование развития) принимаются советом, а некоторые (по решению совета) общим собранием.

* Западное право при определении лица, которого можно считать потребителем, обычно исходит из двух критериев: он не является предпринимателем и приобретает вещь, товар или услугу для удовлетворения своих частных потребностей.

Основная цель кооперативов ЦТ – снижение цены на тепло и повышение надежности, т.е. максимальная выгода для потребителей, достигаемая демократическим путем. Возможно, это наиболее эффективная и демократическая форма организации дел в ЦТ. Муниципалитеты при этом выполняют свою официальную роль – наблюдение за выполнением проектов и утверждение новых инвестиционных проектов. Кроме того, по крайней мере один из членов совета директоров должен быть политическим представителем от городского совета. В случае если кооперативу нужен заемный капитал для инвестиций, обычно муниципалитет дает гарантии под заем.

Теплоснабжающие предприятия в форме акционерных обществ все большее распространение получают *в Швеции*. Однако в большинстве случаев собственником 100 % акций этих предприятий являются муниципалитеты. АО управляется советом директоров с сохранением контроля со стороны местных властей. Возможно присутствие и частных акционеров, включая иностранные компании.

Роль муниципалитета в организации теплоснабжения состоит в выполнении *координирующих и контролирующих функций* в процессах его развития и эксплуатации: организация разработки проектов, контроль над их выполнением, контроль над деятельностью теплоснабжающей компании, организация взаимодействия сторон. Муниципалитет осуществляет управление теплоснабжением через *совет директоров*, члены которого выбираются городским советом. В совете директоров обеспечивается участие всех заинтересованных сторон, включая сильное представительство муниципалитета. В Дании последняя тенденция заключается в том, что в совет директоров выбираются представители потребителей.

Администрация теплоснабжающей компании ответственна перед советом директоров, но не перед муниципалитетом. Таким образом, реализуется структура двойного управления – как в типичном акционерном обществе. Отличие состоит лишь в том, что целью совета директоров является снижение цены на тепло, т.е. выгода для потребителей, а не для держателей акций.

В очень крупных системах, таких как, например, СЦТ Копенгагенской области, несколько муниципалитетов объединяются и создают компании по передаче тепла, функциями которых являются проектирование, финансирование, строительство, эксплуатация и развитие магистральных тепловых сетей. Эти компании покупают тепло у компаний, его производящих, производят тепло на собственных источниках (пиковых и резервных), транспортируют тепло по магистральным сетям к теплообменным станциям, где, как правило, установлены теплообменники. От теплообменных станций к отдельным потребителям тепло передается теплоснабжающими компаниями соответствующих муниципалитетов.

Функции территориальных органов власти. Опыт стран Западной Европы показывает, что власти территорий, подобных нашим областям (земли в ФРГ, округа в Дании, которые существенно меньше, чем области РФ), играют активную роль и проводят свою собственную политику в области энергетики, теплоснабжения, окружающей среды и энергосбережения.

Их задачей не является решение детальных проблем для конкретных систем и объектов теплоснабжения, а общие для многих муниципалитетов вопросы, которые не могут быть решены на местном уровне, например:

- планирование и координация региональных проектов по энергосбережению;
- выбор и поддержка приоритетных для области направлений развития теплоснабжения;
- взаимодействие с федеральными властями, передача и распространение информации на местный уровень;
- выполнение демонстрационных проектов по созданию систем и объектов теплоснабжения на основе современных технологий и оборудования;
- поиск кредитов и обеспечение гарантий.

Ассоциации по централизованному теплоснабжению. Для решения общих проблем компании ЦТ в Западной Европе образовали национальные ассоциации ЦТ. Обычно они работают на небольшом бюджете. Их основные цели:

- представлять сектор на федеральном уровне при разработке энергетической политики и законодательства в части, касающейся теплоснабжения;
- представлять сектор в комиссиях по ценам и тарифной политике;
- участвовать в рабочих группах по стандартам и нормативам;
- распространять соответствующую информацию по законодательству и регулированию;
- организовывать конференции;
- издавать журнал по ЦТ;
- представлять национальную ассоциацию в международной ассоциации по ЦТ (Euro Heat and Power Unichal).

Государственное регулирование в области теплоснабжения.

Законы. Государственное регулирование теплоснабжения в странах Западной Европы осуществляется через систему законодательных актов, в которых фиксируются основные направления национальной энергетической политики, положения о рациональном использовании ресурсов и энергосбережении, основы ценовой политики как средства защиты потребителя от диктата производителя. Наиболее сильные правовые меры для регулирования сектора теплоснабжения имеют муниципалитеты в Дании. Здесь наряду с законом об электроснабжении действует закон о теплоснабжении.

Налоговая и кредитная политика. Важным инструментом, обеспечивающим развитие энергохозяйства в соответствии с национальными приоритетами, является налоговая политика государства. Особое место занимают банковские кредиты, льготные займы и ссуды, предоставляемые государственными банками компаниям, деятельность которых соответствует национальным энергетическим планам. Налоги и кредиты служат экономическими рычагами воздействия государства на развитие систем теплофикации и централизованного теплоснабжения, организация которых требует больших капиталовложений и длительного времени.

Ценовая политика. В силу экономических и технических особенностей систем транспорта тепловой энергии в СЦТ действует закон естественной монополии*. Наиболее важное направление государственного регулирования в сфере теплоснабжения – регулирование тарифов на тепловую энергию, устанавливающее основные принципы назначения цен на тепло (составляющие цен, их соотношение, подходы к инвестиционной политике и т.п.).

В Дании регулированием цен на тепловую энергию занимается Комитет по ценам на природный газ и тепло. В системе регулирования задействованы также суды и Антимонопольный комитет. Регулирование здесь направлено на то, чтобы все компании ЦТ действовали как не приносящие прибыль кооперативы, основной целью которых является максимально возможное снижение расходов потребителя путем снижения себестоимости на тепловую энергию. Себестоимость при этом включает все необходимые расходы на поставку тепла, в том числе инвестиции (на что иногда требуется специальное разрешение) при умеренном уровне процентов на капитал.

В Германии регулирующие функции в этой сфере выполняет законодательный акт парламента "Общие условия снабжения", регламентирующий статьи цен и их соотношение, включая соотношение постоянной и переменной части тарифа на тепловую энергию. Уровень и структура тарифа определяются компаниями по ЦТ.

В Финляндии рекомендации по тарифам выпускаются "Союзом финских теплоснабжающих компаний", объединяющим практически всех распределителей централизованной теплоты. Рекомендуются тариф, состоящий из трех частей (цена за присоединение, "базисная цена" за расчетный расход воды и текущие затраты – за потребленное тепло).

Закон о ценообразовании в Австрии устанавливает единую структуру тарифов и обеспечивает сильное государственное (национальное, региональное, муниципальное) регулирование цен на централизованную теплоту, исключая частные компании.

В Бельгии с незначительно развитым централизованным теплоснабжением проблемы тарифов находятся в ведении Контрольного комитета по газу и электроэнергии. Цены на теплоту определяются аналогично ценам на электроэнергию.

Из анализа зарубежного опыта следует, что ценообразование в сфере ЦТ базируется чаще всего на следующих основных принципах:

1. Доходы от продажи тепловой энергии должны покрывать все долгосрочные расходы, включая инвестиции при умеренном проценте на капитал. В особых случаях используются: конкурентная цена в лучшем альтернативном варианте теплоснабжения или контрактная цена, определяемая в ходе переговоров между поставщиком и потребителем.

* Естественная монополия – отрасль, в которой долгосрочные средние издержки минимальны только в том случае, если всего одна фирма обслуживает весь рынок [130].

2. Прибыль, получаемая ЦТ сверх этих расходов, должна использоваться для снижения цены, т.е. в интересах потребителя. Исключение составляют независимые частные компании ЦТ, число которых незначительно.

3. Структура тарифа должна адекватно отражать структуру затрат компании. Большинство компаний применяет тариф с тремя компонентами:

- единовременная плата за подключение;
- постоянная часть, связанная с установленной мощностью;
- переменная часть, связанная с потребленным количеством тепловой энергии.

Кроме того, в тариф часто включается плата за измерение.

Таким образом, существующие системы тарифообразования в мировой практике отличаются структурой тарифа (количеством и назначением ставок) и их дифференциацией по категориям потребителей, виду реализуемого продукта, в качестве которого принимают либо количество теплоты, либо объем воды, либо оказание услуг, например поддержание требуемой температуры воздуха внутри помещений. Развитие тарифной политики идет по пути создания тарифного меню, представляющего набор тарифных структур, которые могут удовлетворить интересы различных групп потребителей. Разнообразие тарифов очень велико, поскольку как сами компании ЦТ, так и экономическая среда, в которой они действуют, сильно отличаются друг от друга. Нельзя найти один универсальный тариф, подходящий для всех случаев.

Ценовой политике и ценообразованию в западных странах уделяется большое внимание, поскольку тарифы, являющиеся единственной реальной связью между действующими сторонами, должны давать правильную информацию о затратах и ценовые стимулы.

Закон о теплоснабжении в Дании (№ 382 от 13 июня 1990 г.) является ярким примером государственного воздействия на развитие теплоснабжения и стимулирования направлений его развития, приоритетных для государства. Закон преследует вполне определенную цель – стимулировать в Дании развитие ЦТ на базе совместного производства тепла и электроэнергии. Это обусловлено особенностями топливно-энергетического баланса страны, в частности, необходимостью выработки электроэнергии на тепловых электростанциях и необходимостью снижения зависимости энергетики страны от нефти. Закон устанавливает также четкую взаимосвязь всех участвующих в теплоснабжении сторон – от местных властей до министра энергетики – и их ответственность за решение вопросов теплоснабжения. В соответствии с Законом местные власти несут ответственность за планирование развития и выполнение проектов на местном уровне, гарантируют их общественную и экономическую эффективность, а также соответствие национальной энергетической политике.

Министр энергетики определяет, какие альтернативы должны рассматриваться окружным советом при планировании развития теплоснабжения округа, и отчитывается о наиболее важных решениях перед Парламентским комитетом по энергетике.

Закон определяет основные положения для установления цен на тепло: составляющие цены, правила их установления, утверждения и обжалования. В соответствии с Законом в Дании создан Комитет по ценам на газ и тепло, назначаемый Министром энергетики и представляющий интересы потребителей, местных властей и компаний по ЦТ, электро- и газоснабжению. В Законе сформулированы также правила экспроприации земли и другой собственности при организации предприятий коллективного пользования, правила надзора за работой коллективных теплоснабжающих предприятий, правила предъявления претензий, основы взаимоотношений с компаниями по природному газу, административная ответственность и штрафы.

Энергоменеджмент в зданиях. Опыт стран Западной Европы говорит о том, что важным звеном общей системы управления теплоснабжением, без которого невозможно обеспечить его надежность и достигнуть экономии тепловой энергии, является управление и контроль над энергопотреблением в зданиях. Каждое здание должно иметь энергоменеджера (энергоуправляющего) – квалифицированного специалиста, ответственного за теплоснабжение и теплоснабжение здания. Он должен контактировать с компанией по ЦТ, быть ответственным за потребление тепла и воды из тепловой сети, за температуру обратной воды и помогать жильцам получать разумный и одинаковый уровень комфорта, регулируя клапаны, насосы и другое оборудование на абонентском вводе.

Энергоменеджер может назначаться либо владельцем здания, либо арендатором, либо ассоциацией владельцев, либо это может быть специалист от компании, управляющей домами. Он может быть ответствен за водо- и электропотребление здания, а также за другие услуги.

Жилищные ассоциации. Важную роль в обеспечении эффективного управления теплоснабжением в западных странах играют жилищные ассоциации, которые создаются как в многоквартирных зданиях, включая секторы социального и неприбыльного жилья, так и в районах частного землевладения с односемейными домами.

Просветительно-информационная кампания. Опыт стран Западной, Центральной и Восточной Европы говорит о том, что серьезным препятствием для эффективного управления теплоснабжением и внедрения новых технологий и оборудования является отсутствие информации. Положительные результаты были получены благодаря специальной хорошо организованной и структурированной просветительно-информационной кампании. Основная идея кампании – убедить и научить жителей использовать тепло и воду экономно и через ресурсосбережение и адекватную оплату счетов чувствовать ответственность за теплоснабжение.

2.7.3. Развитие отношений собственности в российском теплоснабжении

В новых экономических условиях *организационно-правовая структура системы управления российским теплоснабжением* зависит от отношений собственности, складывающихся в этой сфере. Процессы акционирования про-

шли здесь преимущественно в рамках бывшей ведомственной принадлежности. ТЭЦ и их магистральные тепловые сети вошли в АО-энерго, распределительные сети, большая часть котельных и тепловые сети от них оказались в муниципальной собственности. *Организация теплоснабжения* населенных пунктов перешла к *органам местного самоуправления*, которые должны координировать деятельность теплоснабжающих предприятий АО-энерго и муниципальных унитарных предприятий теплоснабжения.

Согласно Гражданскому кодексу (ГК) РФ, муниципальное унитарное предприятие – это коммерческая организация, не наделенная правом собственности на закрепленное за ней собственником имущество. Взаимные права и обязанности собственника и муниципального предприятия основываются на праве хозяйственного ведения. Муниципальное предприятие, которому имущество принадлежит на праве хозяйственного ведения, владеет, пользуется и распоряжается этим имуществом в соответствии с ГК (ст. 294). Собственник имущества решает вопросы создания предприятия, определения предмета и целей его деятельности, его реорганизации и ликвидации, назначает директора предприятия, осуществляет контроль над использованием по назначению и сохранностью принадлежащего предприятию имущества. Кроме того, собственник имеет право на получение части прибыли от использования имущества, находящегося в хозяйственном ведении предприятия (ст. 295, п. 1). Все прочие вопросы хозяйственной деятельности предприятия решаются директором, который согласно ГК является единоличным управляющим муниципального унитарного предприятия, назначаемым собственником (ст. 113, п. 4). На практике же городская администрация часто вмешивается в вопросы хозяйственной деятельности предприятия.

Использование муниципальных предприятий для предоставления гражданам различных услуг известно еще со времен древнего Рима. В Европе интенсивная муниципализация городского хозяйства началась примерно с середины XIX в.: в 1847 г. в Манчестере, в 1855 в Глазго и в 1869 в Эдинбурге были открыты муниципальные водопроводы. Развитие муниципального хозяйства происходило по мере того, как становился очевидным вред от раздробления сил и конкуренции в сфере удовлетворения общественных нужд городского общежития. При муниципализации предприятий создавались наиболее благоприятные условия для проведения муниципалитетами эффективной экономической, строительной, транспортной и другой политики. Муниципальные предприятия обслуживали население лучше и дешевле, чем частные.

В дореволюционной России XX в. муниципализация была развита очень слабо по причине бесхозяйственности, неумения и недостатка инициативы у домовладельческого состава городских дум, склонных поддерживать интересы частного капитала. Однако после 1905 г. ситуация изменилась: к 1914 г. муниципализированным оказалось большинство водопроводов. Те же, что остались концессионными (Киев, Ростов-на Дону, Казань, Баку), испытывали значительные трудности в эксплуатации. На 50 % были муниципализированы электрические станции.

Как и в начале XX в., в настоящее время в мире используются различные формы муниципализации, подробная классификация которых дана профессором Л.А. Велиховым [131]:

1. Чистая муниципализация, т. е. непосредственное управление городом как хозяйствующим субъектом общественно-полезными предприятиями, которые могут функционировать как на бесприбыльной основе, так и пополнять бюджет за счет прибыли.
2. Муниципально-подрядная и муниципально-арендные системы. В первом случае работа выполняется частным подрядчиком, во втором – арендатором на оговоренных в соответствующем договоре условиях.
3. Муниципально-концессионная система – формальная концессия при фактическом сохранении за городом возможности самостоятельно управлять предприятием.
4. Чистая концессия – уступка городом на определенный срок и на договорных условиях другому хозяйствующему субъекту своего права устраивать и вести хозяйство в данной сфере.

Однако следует отметить, что *соотношение эффективности чисто муниципальной и частной форм собственности изменилось* по следующим причинам. Во-первых, произошло значительное технологическое усложнение теплоснабжающих систем (ТСС) и выросли их масштабы. Эксплуатация ТСС даже не очень большого города требует гораздо большей специализации, нежели эксплуатация водопроводных систем начала прошлого века. Увеличился разрыв между квалификацией в вопросах теплоснабжения управленцев муниципальных администраций и специалистов теплоснабжающих предприятий. Во-вторых, в течение 70 лет централизованной плановой экономики практиковалось жесткое регламентирование различных аспектов деятельности муниципальных теплоснабжающих предприятий. Рыночные преобразования, произошедшие в стране в последние пятнадцать лет, практически не затронули устоявшиеся взаимоотношения в управлении муниципальными теплоснабжающими системами. В-третьих, нарушено необходимое условие успешной работы муниципальных предприятий – отсутствует их стабильное финансирование. Прекращение государственного финансирования теплоснабжения и проблема неплатежей (в первую очередь бюджетов различных уровней, которые относятся к защищенным группам потребителей) практически полностью остановили развитие теплоснабжающих систем.

О несостоятельности института муниципальных унитарных предприятий говорят процессы, происходящие сейчас в различных городах страны. В некоторых крупных городах (Ростов, Чита) муниципальные тепловые сети передаются на баланс или в доверительное управление предприятиям тепловых сетей АО-энерго. В некоторых областях (Смоленская, Вологодская) идет процесс постепенной передачи котельных из муниципальной собственности в областную с принятием на баланс государственными областными предприятиями "Облкоммунэнерго". В нескольких городах и поселках Кемеровской области муниципальные котельные и тепловые сети переданы в доверительное управление градообразующим предприятиям. Это позволило значительно улучшить качество и

надежность теплоснабжения. Шесть котельных передаются под реконструкцию израильской фирме с созданием совместного акционерного капитала.

В Постановлении Правительства РФ "О реформе предприятий и иных коммерческих организаций" (октябрь 1997 г.) отмечается, что дальнейшее существование в российской экономике правового института муниципальных унитарных предприятий ведет к замедлению структурной перестройки, необходимой для экономического роста. Предлагается их преобразование в хозяйственные общества с закреплением прав участия в уставном капитале таких обществ собственности Российской Федерации или органов местного самоуправления.

В отношениях собственности это должно выразиться в переходе от чисто муниципальной к муниципально-концессионной форме, для чего на базе муниципальных унитарных предприятий должны быть созданы АО-теплоэнерго с контрольными пакетами акций у муниципальных администраций. Тем самым у городской администрации остается возможность определять основные стратегические направления развития и функционирования теплоснабжающих систем. Оперативное управление системами осуществляется АО-теплоэнерго. Акционерное общество получает возможность самостоятельно регулировать такие существенные моменты хозяйственной деятельности, как формирование кадрового состава предприятия, определение структуры себестоимости, определение направлений использования прибыли и т.д.

Во всем мире отношения разных собственников, осуществляющих совместное производство товара, строятся на основе создания совместного акционерного капитала. Нам же необходимо осознать тот факт, что в сложившихся условиях без частных инвестиций надежное, качественное и экономичное теплоснабжение во многих регионах обеспечить невозможно. Преимущества объединения интересов разных собственников путем создания акционерных обществ по теплоснабжению должны быть использованы в полной мере как для повышения эффективности управления существующими системами, так и для их модернизации.

Необходимо преодолеть распространенное мнение о том, что коммунальную энергетику приватизировать нельзя. Запрет был введен государственной программой приватизации только на 1992–1993 гг. Согласно закону "Об общих принципах организации местного самоуправления в РФ" от 28.08.95 г., "Порядок и условия приватизации муниципальной собственности определяются населением непосредственно или представительными органами местного самоуправления самостоятельно". Оптимальная величина предприятия должна определяться экономическим расчетом и сравнением нескольких вариантов с учетом структуры и территориального расположения теплоисточников, а необходимая реорганизация должна сопровождаться соответствующими изменениями в нормативно-правовой базе, особенно в части тарифообразования и антимонопольного регулирования.

2.7.4. Организация и развитие рынка тепловой энергии

Только в процессе приватизации муниципальных теплоснабжающих предприятий можно решить проблему *управления едиными системами централизованного теплоснабжения* (СЦТ), разделёнными в настоящее время между акционерной и муниципальной собственностью. Наличие двух теплоснабжающих организаций в одной СЦТ *вовсе не означает создание здоровой рыночной конкуренции*, а лишь существование двух субъектов естественной монополии, которые развивают свою деятельность в разных частях одной системы. Это приводит к дублированию управленческих функций, избыточности и распылению трудовых и материальных ресурсов, увеличивает тариф на тепловую энергию, порождает безответственность при решении вопросов теплоснабжения, усложняет эксплуатацию системы, создает трудности в её наладке, тормозит создание работоспособной структуры управления теплоснабжением города.

Ответственность за различные части единых СЦТ разделена не только на местном, но и на федеральном уровне. Искусственное деление теплоэнергетики на "большую" и коммунальную с соответствующим разделением функций между Госстроем (эти функции закреплены за ним после шести реорганизаций бывшего министерства ЖКХ) и Минэнерго, привело к тому, что за решение общей проблемы теплоснабжения в стране не отвечает никто. Отдел коммунальной энергетики Госстроя включает всего 4 человека, а в Минэнерго структура, отвечающая за теплоснабжение, вообще отсутствует.

Проблема преобразования форм собственности в теплоснабжении тесно связана с вопросами финансирования. Ограниченные инвестиции в муниципальные теплоснабжающие системы в настоящее время осуществляются только из местных бюджетов, не имеющих достаточно средств на развитие теплоснабжения. Сторонние инвестиции встречаются в единичных случаях в виде прямых займов на страх и риск муниципальных администраций. Инвесторы не желают вкладывать свои средства по причине отсутствия имущественных гарантий либо их низкой ликвидности. Возвратность инвестиций ограничена вследствие низкой платежеспособности потребителей тепловой энергии и использования бартерно-взаимозачетных операций в оплате за тепло. Акционерная форма собственности дает возможность имущественного участия инвестора в управлении теплоснабжающей системой и гарантирует получение прибыли в случае успешной работы предприятия.

Процесс организации локальных рынков тепловой энергии на основе акционерных обществ может выглядеть следующим образом:

- для единой теплоснабжающей системы создается акционерное предприятие по централизованному теплоснабжению, включающее все тепловые сети, как магистральные, так и распределительные, вплоть до тепловых пунктов потребителей;
- источники тепловой энергии являются независимыми компаниями, осуществляющими поставку энергии теплоснабжающему предприятию на конкурсной основе; однако источники могут быть и частью предприятия тепловых

сетей, что предпочтительно для небольших систем либо систем с одним-двумя источниками тепла;

- формируется коллегиальный управляющий орган, в котором представляются интересы собственников имущества, используемого при организации акционерного предприятия по ЦТ, интересы инвесторов и местных органов власти. В него также включаются представители потребителей тепловой энергии, для обеспечения защиты их интересов. Таким органом может быть совет директоров.

Функции совета директоров устанавливаются в соответствии со ст. 65 Федерального Закона "Об акционерных обществах", которой к компетенции совета директоров относятся вопросы определения приоритетных направлений деятельности общества, созыва общих собраний акционеров и их организация, изменение объема уставного капитала, эмиссия ценных бумаг предприятия и ряд других вопросов. Совет директоров также отвечает за образование исполнительного органа общества и досрочное прекращение его полномочий, если уставом это отнесено к его компетенции. Исполнительный орган (директор предприятия либо исполнительная дирекция) осуществляют непосредственное управление.

Необходимо поддерживать разумный баланс между преимуществами участия заинтересованных сторон в управлении развитием теплоснабжения и общими недостатками коллегиального управления. Частично это обеспечивается ст. 69 Закона "Об акционерных обществах". Лицо, осуществляющее функции единоличного исполнительного органа общества (директора), выполняет также функции председателя коллегиального исполнительного органа общества (исполнительной дирекции, правления).

К компетенции исполнительной дирекции в крупной теплоснабжающей системе должны быть отнесены следующие функции:

- Оптимизация загрузки теплоисточников, осуществляемая по критериям минимизации суммарных расходов, и организация конкуренции между инвесторами на право строительства новых источников или реконструкцию существующих.

- Предоставление гарантий покупки тепловой энергии инвесторам, осуществляющим финансирование наиболее эффективных проектов производства тепла. Принятие решений о переводе в пиковый режим, в резерв, либо о полном отказе от использования тепловой мощности наименее эффективных источников тепла.

- Совершенствование экономического механизма управления теплоснабжением, разработка схем улучшения финансового состояния системы и условий для привлечения инвестиций.

- Определение основных направлений тарифной политики. Определение нормативов рентабельности, закладываемой в тариф на тепловую энергию и зависящей от эффективности работы предприятия.

- Подготовка предложений по формированию законодательной базы теплоснабжения на уровне муниципального образования и региона, разработка проектов нормативно-правовых актов.
- Анализ объемов потребления и потерь тепловой энергии с разбивкой по звеньям системы и группам потребителей. Выявление и формулирование проблем, подготовка предложений по их решению.
- Осуществление стратегического планирования развития теплоснабжающей системы с учетом изменений спроса на тепловую энергию, интенсивности конкуренции с децентрализованным теплоснабжением, возможных объемов энергосбережения.

2.7.5. О конкуренции в сфере теплоснабжения

Экономическая нецелесообразность дублирования тепловых сетей делает сферу ЦТ *локальной естественной монополией* с ограниченной конкуренцией. Тем не менее мировой опыт показывает, что конкуренция в области теплоснабжения может быть достаточно интенсивной. Например, в *Швеции* многие потребители имеют возможность быстрого переключения потребителей с системы централизованного теплоснабжения на альтернативные источники – электрокотлы, котельные на жидком или твердом топливе, тепловые насосы. В ряде случаев переключение с одного источника на другой происходит периодически в соответствии с сезонными колебаниями цен на энергоносители.

На *российских рынках тепла* конкуренция также существует, и ее интенсивность увеличивается с каждым годом. Конкурентами предприятий по ЦТ являются автономные теплоисточники на газе и электроэнергии. Для сохранения конкурентоспособности предприятий ЦТ в рыночных условиях при планировании их работы необходимо использовать *механизмы спроса и предложения*. При этом следует учитывать, что характеристики спроса и предложения на рынках централизованного теплоснабжения имеют существенные особенности (рис. 2.15). *Краткосрочный спрос* на тепловую энергию (в течение отопительного сезона) в системе централизованного теплоснабжения фиксирован и жестко привязан к конкретной системе. Кривая краткосрочного спроса представляет собой вертикальную линию (1 на рис. 2.15, а), отсекающую на оси абсцисс величину годового потребления тепловой энергии. Характер кривой предложения в этом случае (2 на рис. 2.15, а) обусловлен тем, что с уменьшением спроса на тепло себестоимость тепловой энергии растет, поскольку условно-постоянные затраты при этом не уменьшаются.

Теплоснабжающая организация в принципе может повышать уровень тарифа, что вызывает необходимость государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения.

Кривая *долгосрочного спроса* на рынках централизованного теплоснабжения (рис. 2.15, б) при превышении тарифом некоторого порогового значения (точка В) приобретает эластичность (линия АВ). Это связано с тем, что в настоящее время на рынках тепловой энергии предлагается эффективное оборудова-

ние для небольших и средних систем теплоснабжения на базе ТЭЦ и котельных. Для некоторых групп потребителей при том или ином значении тарифа на тепло в СЦТ становится целесообразным сооружение собственных установок небольшой мощности с приемлемыми единовременными затратами и сроками их окупаемости. В европейских районах страны с действующими СЦТ конкурируют установки на газе, в районах с большой долей выработки электроэнергии на ГЭС – электротеплоснабжение.

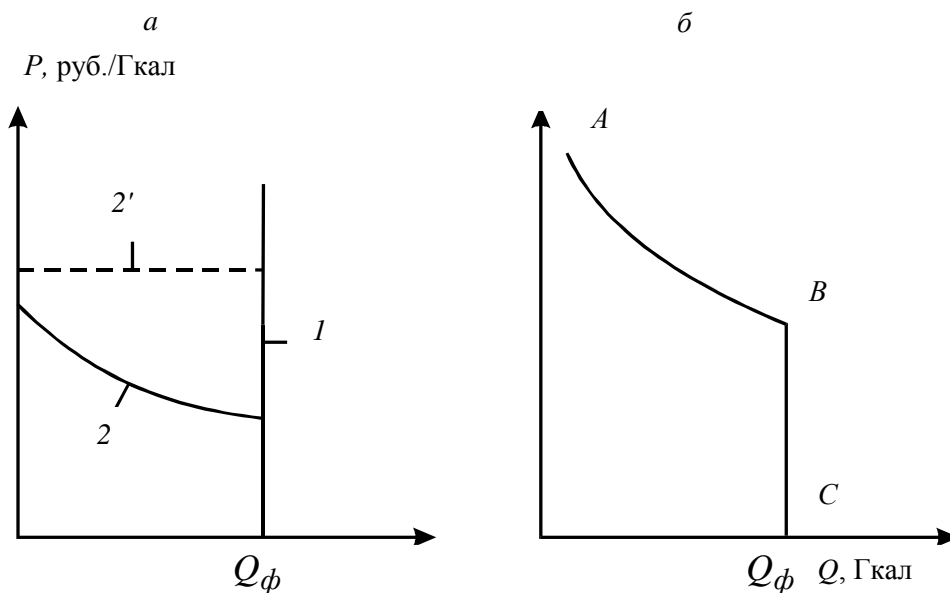


Рис.2.15. Кривые спроса и предложения в сфере централизованного теплоснабжения.

Анализ идеальных и реальных кривых спроса и предложения позволяет определять эффективные направления деятельности теплоснабжающих предприятий и разрабатывать новые маркетинговые подходы к их работе на рынках тепла.

В табл. 2.6 представлены данные (неполные) о проценте потребителей, перешедших в 1998 г. на теплоснабжение от автономных теплоисточников. Процент отключенных за один год объектов в общем количестве, на первый взгляд, незначителен. Однако на автономное теплоснабжение переходят потребители, оплачивающие тепловую энергию по самому высокому тарифу и формирующие пропорционально большую часть дохода теплоснабжающего предприятия. Существенно, что эти потребители имеют средства на приобретение автономного теплоисточника и его установку и, следовательно, имеют возможность оплачивать потребляемую энергию денежными средствами, а не бартером или взаимозачетами. Потеря высокоприбыльных потребителей, став тенденцией, может превратиться для теплоснабжающего предприятия в серьезную проблему, решение которой потребует значительных затрат финансовых и прочих ресурсов. В результате, средний процент потери прибыльного рынка за период 10 лет даже по неполным данным составляет более 27 %.

Доля потребителей, перешедших на автономное теплоснабжение

Методика расчета	Доля потребителей в общем количестве, %		
	максимальная	средняя	за 10 лет
В общем объеме потребителей	1,04	0,17	1,73
С учетом величины тарифа	1,56	0,26	2,60
В объеме платежеспособных потребителей	1,98	0,33	3,30
В объеме потребителей, оплачивающих "живыми деньгами"	16,33	2,72	27,22

Факторы, влияющие на интенсивность конкуренции на рынках ЦТ:

- уровень тарифов и объем потребления тепловой энергии в каждой тарифной группе;
- платежеспособность потребителей тепловой энергии;
- объем затрат, необходимый для приобретения, установки и эксплуатации автономного теплоисточника;
- региональные цены на энергоносители, используемые для теплоснабжения от автономных теплоисточников;
- уровень удовлетворенности потребителей качеством теплоснабжения и других услуг теплоснабжающей организации.

Исследование рынка тепла может быть проведено с помощью кривых спроса и предложения, дифференцированных по указанным факторам и срокам окупаемости перехода на автономный теплоисточник. Их построение дает возможность определить максимальный конкурентоспособный тариф на тепловую энергию в каждой тарифной группе.

На рис. 2.16 показаны кривые спроса на тепловую энергию, построенные для компании по ЦТ для различных сроков окупаемости автономных теплоисточников (от одного года до четырёх лет). Резкое снижение спроса на каждой "ступени" кривой означает переход соответствующих тарифных групп (табл. 2.7) на автономное теплоснабжение. При построении кривых характеристики потребителей варьировались по максимальной мощности и числу часов ее использования. Считалось, что с ЦТ конкурируют наиболее эффективные для данного рынка автономные источники. В тариф на тепловую энергию от этих источников включались эксплуатационные затраты и инвестиционная составляющая, рассчитанная как отношение затрат на приобретение и установку источника к объему потребления тепла за срок окупаемости. С увеличением мощности автономного теплоисточника тариф уменьшался. Предполагалось, что потребитель откажется от ЦТ, если тариф на рынке ЦТ будет выше тарифа автономного теплоисточника. При этом часть потребителей, принятая в объеме 10 %, считалась неплатежеспособной и, соответственно, неспособной перейти на автономное теплоснабжение при любом уровне тарифа.

На основе полученных кривых можно рассчитать максимальный средний тариф, при котором для всех потребителей будет выгоднее пользоваться услугами компании по ЦТ. В данном случае он составляет 130–137 руб./Гкал.

Кроме того, построенные таким образом кривые позволяют предприятию по ЦТ осуществлять планирование издержек и необходимого объема прибыли, чтобы сохранить имеющуюся у него долю рынка тепла.

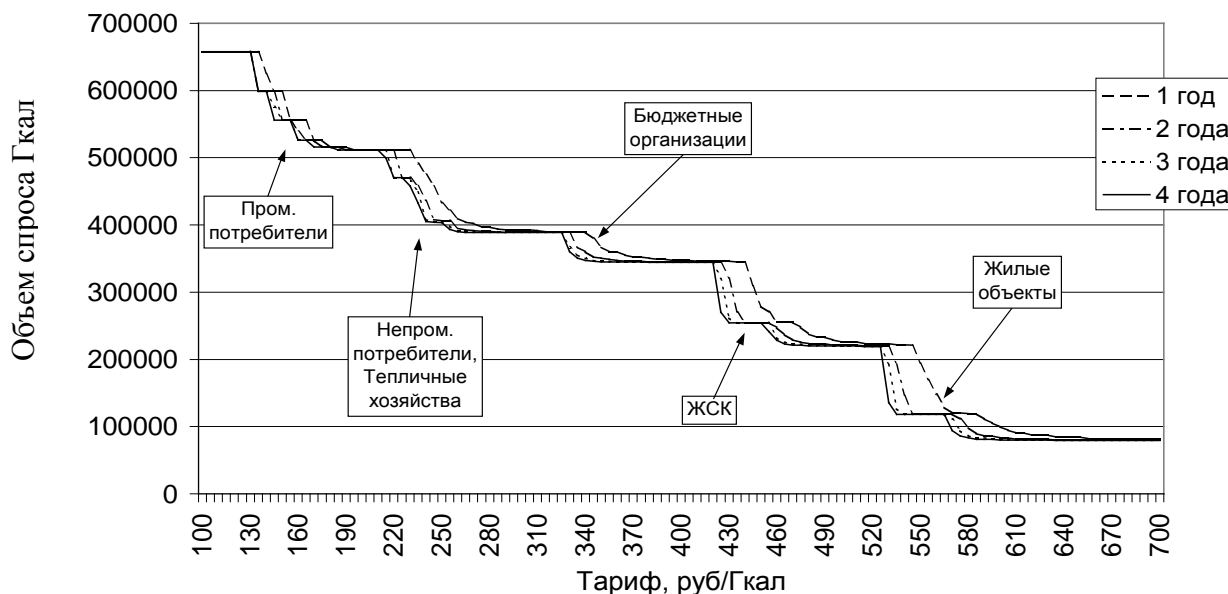


Рис. 2.16. Спрос на тепловую энергию компании по ЦТ при различных сроках окупаемости автономных источников.

Т а б л и ц а 2.7

Тарифные группы на локальном рынке тепла

Тарифная группа	Тариф, руб./Гкал	Годовой объем тепла, %
Промышленные потребители	250	28
Жилищные организации	80	22
Непромышленные потребители	200	10
Бюджетные организации	140	8
Жилищно-строительные кооперативы	100	20
Тепличные хозяйства	180	12
Средневзвешенный тариф	160	100 %

С помощью рассматриваемого механизма можно наглядно показать эффект от перекрестного субсидирования. Кривые на рис. 2.16 получены при условии субсидирования групп населения и бюджетных организаций промышленными и некоторыми другими группами потребителей. При переходе к экономически обоснованным тарифам кривые спроса на тепло претерпевают значительные изменения (рис. 2.17). В результате снижения тарифной нагрузки на промышленных потребителей максимально допустимый тариф на тепловую энергию увеличивается со 130 до 180 руб./Гкал. На промежутке от 180 до 290 руб./Гкал переход к экономически обоснованным тарифам дает преимущества по сравнению с субсидируемой схемой. В то же время при росте тарифа выше 290 руб./Гкал падение объемов сбыта идет значительно быстрее.

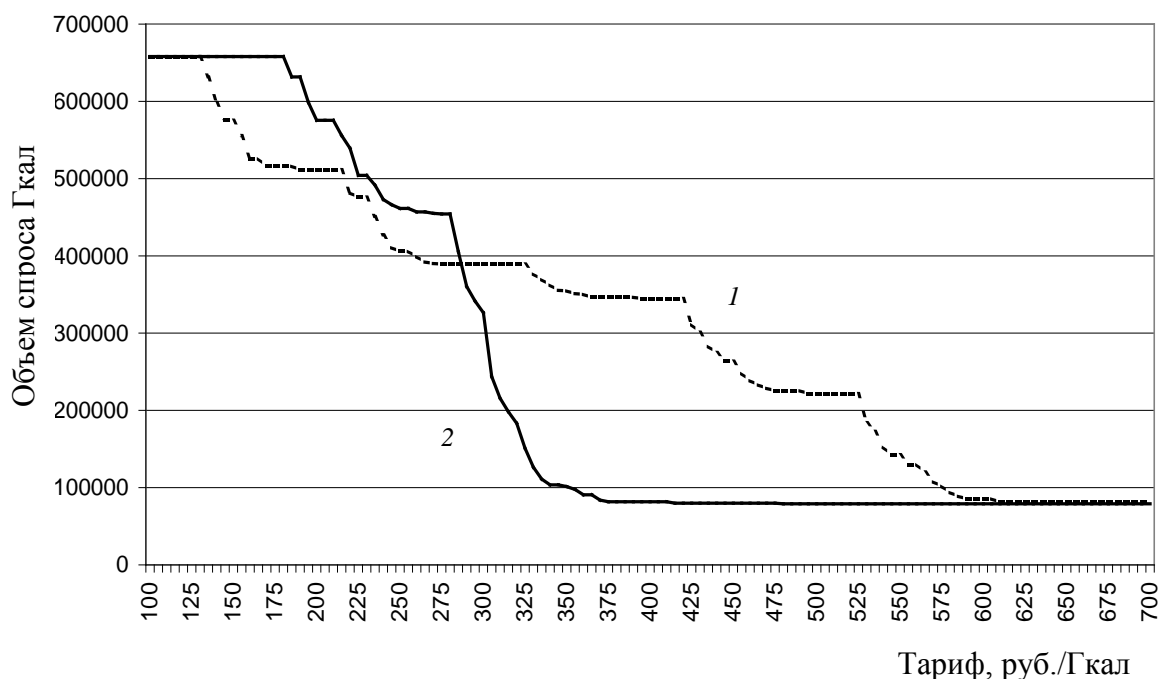


Рис. 2.17. Спрос на тепловую энергию компании по ЦТ при различных системах тарифов. 1 – при тарифах с субсидированием; 2 – при экономически обоснованных тарифах.

2.7.6. Направления развития системы тарифообразования

Тарифы на тепловую энергию должны обеспечивать устойчивое экономическое положение энергоснабжающих предприятий, стимулировать энергосбережение, быть гибкими к изменению спроса и предложения, учитывать затраты по всей цепочке производства и поставки тепла. В связи с прекращением централизованного финансирования работ по реконструкции и развитию систем и объектов теплоснабжения важной функцией тарифов становится привлечение инвестиций для реализации энергоэффективных проектов. Система экономически обоснованных тарифов (ЭОТ) должна стать механизмом регулирования взаимовыгодных отношений на тепловом рынке.

Основными принципами формирования системы ЭОТ на тепловую энергию должны стать:

- учет принципиальных различий в формировании регионального рынка электроэнергии и локальных рынков тепла;
- расчет тарифа как двухставочного: постоянная ставка за мощность и переменная ставка за количество тепла;
- разнесение затрат между различными группами потребителей с учётом места их подключения к сети и характеристик плотности графика нагрузок;
- разнесение затрат по видам деятельности (производство, передача, распределение, сбыт);

- гибкая политика разнесения затрат на электрическую и тепловую энергию с учетом местных особенностей энергетики и экономических условий, складывающихся в регионе;

- учет спросовых характеристик потребителей.

Локальный характер потребительских рынков тепловой энергии делает необходимым переход от определения среднеотпускного тарифа по региону в целом к расчёту системы тарифов, соответствующих количеству сформированных внутри региона потребительских рынков тепловой энергии.

Расчет тарифа как двухставочного с постоянной ставкой за мощность и переменной ставкой за энергию соответствует технико-экономическим особенностям производства и поставки энергии, обеспечивает равномерное поступление оплаты за энергию в течение периода регулирования независимо от внешних условий, а также смягчает нагрузку по оплате за энергию на потребителя.

Разнесение затрат по месту подключения к системе позволяет учитывать различие в условно-постоянных затратах по эксплуатации водяных и паровых сетей (постоянная ставка), в уровне потерь в процессе транспорта и распределения теплоэнергии (переменная ставка).

Основными факторами дифференциации тарифов должны стать:

- режимы потребления теплоэнергии;
- вид теплоносителя (вода, пар);
- параметры пара;
- место подключения потребителей теплоэнергии;
- уровень надёжности теплоснабжения.

Метод разделения затрат между электрической и тепловой энергией на ТЭЦ должен определяться особенностями экономики и энергетики региона и ориентироваться на гибкую маркетинговую политику, учитывающую особенности спроса и предложения обоих видов энергии.

Стимулирующий механизм двухставочных тарифов заключается в том, что уровень тарифа существенно зависит от величины потребляемой тепловой мощности и количества энергии. Повышение числа часов использования заявленной тепловой мощности приводит к снижению тарифа. На рис. 2.18 приведена зависимость величины тарифа на тепловую энергию от числа часов использования максимума нагрузки (n) для ОАО "Иркутскэнерго". Увеличение n с 500 ч до 6000 ч в год уменьшает тариф в 3 раза, а экономия на каждую Гкал может превысить 90 руб. Эффект еще более усиливается при одновременном сокращении теплопотребления. Так на рис. 2.19 показано, что при $n=1500$ ч экономия тепла на 30 % снижает оплату на 12 %, а при $n=3500$ ч и той же величине экономии тепла сокращение оплаты достигает 22 %, т. е. в 1,8 раза выше. Такие зависимости могут использоваться при экономической оценке результатов энергосбережения.

Серьезной проблемой российских ТСС является их гидравлическая регулированность. Создать стимулы для преодоления этой проблемы можно путем введения в тариф ставки за удельный расход сетевой воды (расход воды,

поделенный на потребленную теплоэнергию). При сокращении удельного расхода воды против расчетного уровень тарифа снижается и, наоборот, с ростом расхода воды уровень тарифа увеличивается.

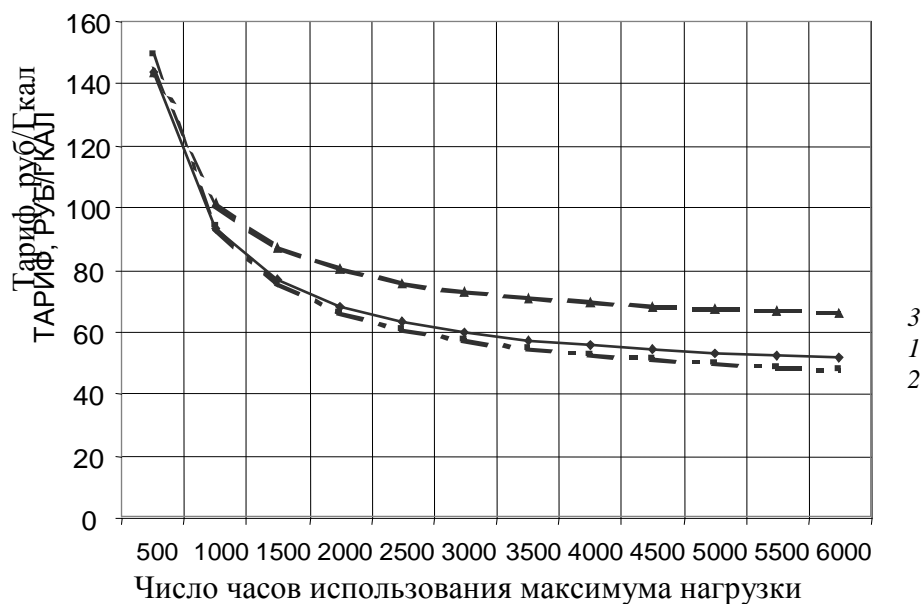


Рис. 2.18. Зависимость тарифа на тепловую энергию от числа часов использования максимума нагрузки. 1 – тепло в целом; 2 – горячая вода; 3 – пар.

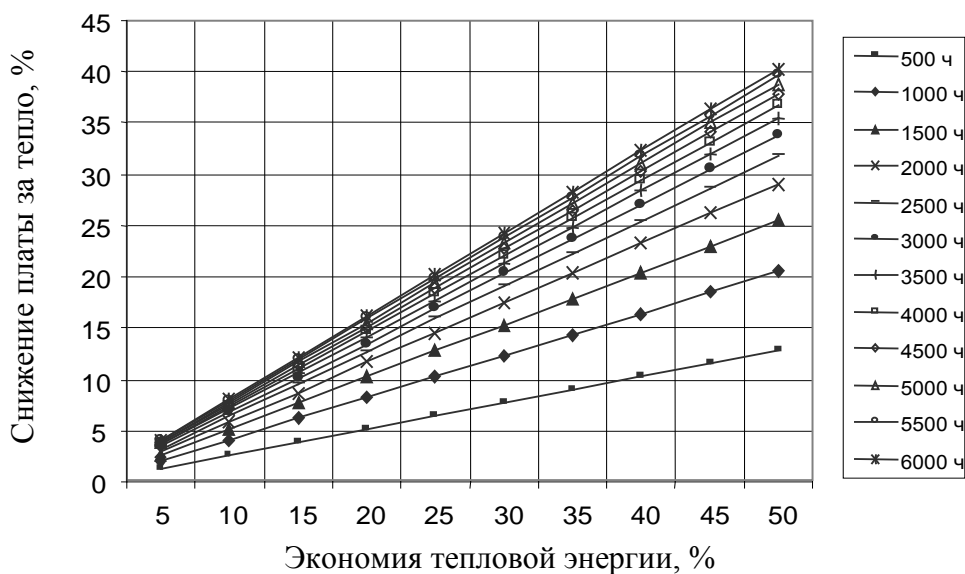


Рис. 2.19. Уменьшение оплаты за тепловую энергию в зависимости от ее экономии при различном числе часоиспользования максимума нагрузки.

2.7.6. Уровни управления тепловым хозяйством России и их функции

Перемещение ответственности за обеспечение потребителей теплом на местный уровень даже при изменении отношений собственности и отказе от муниципальных унитарных предприятий не означает, что необходимость в

верхних уровнях управления (федеральном и региональном) отсутствует. Так же, как и ранее, в новых экономических условиях на местном уровне могут быть решены не все вопросы, возникающие в сфере теплоснабжения. Переход на полностью децентрализованное управление невозможен.

В табл. 2.8 представлен комплекс функций, которые должны выполняться на *федеральном, региональном* (область, республика) и *местном* уровнях управления теплоснабжением страны на современном этапе развития экономики.

В настоящее время роль *федерального уровня* управления теплоснабжением свелась к экономическому (тарифная политика) регулированию этой сферы как локальной естественной монополии. Однако без создания на федеральном уровне благоприятной экономической и правовой среды для внедрения новых технологий и оборудования в сфере теплоснабжения и без формирования на этом уровне необходимой для государства технической политики кардинальное изменение ситуации в ТХ страны вряд ли возможно.

Большая территория России, существенные различия в топливно-энергетическом балансе регионов, запущенность вопросов коммунального теплоснабжения обуславливают важное место *регионального уровня*, который пока играет слабую роль в системе управления теплоснабжением. Этот уровень должен обеспечить формирование и поддержание эффективной для данного региона технической и экономической политики в сфере его теплоснабжения. Первоочередными задачами являются также: научно-информационное и методическое обеспечение брошенных сейчас на произвол судьбы многочисленных теплоснабжающих предприятий в населённых пунктах региона, организация региональных подразделений для проведения работ по испытаниям, модернизации, наладке и разработке режимов эксплуатации котельных и тепловых сетей, обучение персонала и подготовка кадров. Эти функции могут выполняться либо действующими областными предприятиями жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ), либо вновь создаваемыми региональными энергетическими центрами.

Конкретные вопросы организации теплоснабжения населенных пунктов должны решаться *на местном уровне*, который имеет важное значение для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей и повышения эффективности теплоснабжающих систем.

Здесь для рационального ведения дел необходимо:

- обеспечить отделение функций координации и контроля, которые должны выполняться администрацией населенного пункта, от функций хозяйственного управления теплоснабжающими предприятиями и технической эксплуатации систем и объектов теплоснабжения;

- организовать взаимодействие всех сторон и разработку механизмов, стимулирующих рациональное ведение дел в сфере теплоснабжения населённого пункта;

- восстановить процессы принятия и реализации решений по развитию городского теплоснабжения.

Основные функции уровней управления ТХ

Уровень	Функция	Исполнитель
Федеральный	<ol style="list-style-type: none"> 1. Тарифная политика 2. Правовое регулирование 3. Содействие внедрению новых технологий и оборудования, формирование технической политики 	ФЭК Подразделение министерства энергетики
Региональный (область, республика)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Взаимодействие с федеральным уровнем 2. Представительство в органах региональной власти 3. Формирование и поддержка приоритетной для региона технической политики. 4. Разработка региональной нормативно-правовой базы 5. Разработка экономических механизмов энергосбережения 6. Тарифная политика 7. Поиск кредитов и других средств на реализацию проектов 	Подразделение администрации области, республики
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Научно-информационное и методическое обслуживание теплоснабжающих предприятий региона 2. Организация производства современного оборудования 3. Организация подразделений по наладке и испытаниям котельных и тепловых сетей 4. Обучение персонала, подготовка кадров 5. Работа с потребителями 	Региональное предприятие ЖКХ (региональный энергетический центр)
Местный	<ol style="list-style-type: none"> 1. Управление развитием теплоснабжения населенного пункта 2. Координация взаимодействия сторон 3. Контроль над деятельностью предприятий и стимулирование их деятельности 4. Внедрение экономических механизмов энергосбережения 5. Тарифная политика 6. Поиск кредитов и других средств на реализацию проектов 7. Взаимодействие с региональным уровнем 	Администрация населенного пункта (городской совет по теплоснабжению)
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Эксплуатация систем и объектов теплоснабжения 2. Обеспечение надежного и экономичного теплоснабжения потребителей 	Теплоснабжающее предприятие

Для выполнения этих функций необходимо создание координирующего органа – Совета по управлению теплоснабжением (рис. 2.20), включающего

представителей всех заинтересованных сторон. Для организации его конструктивной работы в структуре администрации должен быть создан исполнительный орган, включающий специалистов по теплоснабжению и технического секретаря. В результате приходим к структуре двойного управления, как в акционерном обществе: Совет по управлению теплоснабжением является прообразом Совета директоров, а исполнительный орган – прообразом Правления.

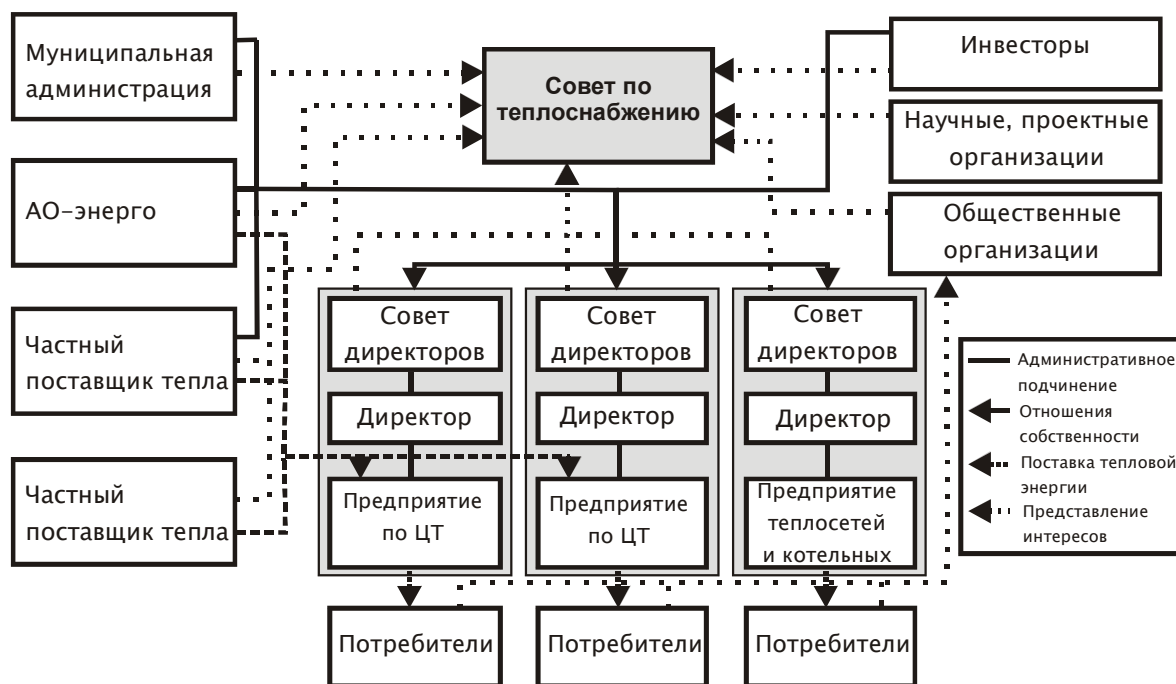


Рис. 2.20. Структура управления городским теплоснабжением.

Совет по управлению может некоторые из своих функций делегировать соответствующим организациям. Например, решение вопросов развития теплоснабжения города может быть передано опорному теплоснабжающему предприятию.

Экономическую и правовую основу взаимоотношений органов местного самоуправления, теплоснабжающих предприятий и потребителей должна составить система договоров, построенная на основе учета взаимных интересов сторон, возмещения всех затрат и обеспечения высокого качества услуг. Организация договорных отношений между органами местного самоуправления и теплоснабжающими организациями, а также между теплоснабжающими организациями и потребителями с соответствующим разделением прав, обязанностей и ответственности сторон является одним из основных условий построения эффективной системы управления. Именно с разработки и заключения новых договоров надо начинать работу по реорганизации системы управления теплоснабжением города. При этом необходимо учитывать, что никакой самый привлекательный экономический механизм не будет функционировать без организации достоверного учета измерения тепловой энергии и воды, на основании которых может быть организован коммерческий учет.

2.8. Состояние и перспективы развития принципов и систем технологического управления трубопроводными системами энергетики

2.8.1. Трубопроводные системы энергетики, уровень их автоматизации и принципы управления

Трубопроводные системы (ТПС) энергетики представлены достаточно широким спектром объектов, отличающихся своим назначением, масштабами, принципами построения и условиями функционирования. Здесь можно выделить:

– технологические трубопроводные и гидравлические системы промышленных предприятий и крупных технологических установок, а также промышленные нефтегазосборные системы, системы поддержания пластового давления, газлифта, и др.;

– коммунальные системы тепло-, водо-, газоснабжения городов и населенных пунктов;

– региональные и межрегиональные системы магистральных нефте- и газопроводов, групповые водопроводы и др.;

– большие системы типа Единых систем нефте- и газоснабжения или систем тепло- и водоснабжения крупных городов и агломераций.

Народно-хозяйственная важность и, одновременно, сложность этих объектов давно привели к осознанию необходимости автоматизации процессов их функционирования, что нашло свое отражение в разработке и внедрении автоматизированных систем контроля и управления на ТПС нефте- [132], газо- [133], тепло- [134], водоснабжения [135] и др. [136].

Относительно более высокий (по сравнению с ТПС тепло- и водоснабжения) уровень развития АСУ имеет место для систем магистрального транспорта нефти и газа, что выражается в достаточно высокой степени их технической оснащенности измерительными приборами, средствами дистанционного измерения, контроля и управления, вычислительной техникой, средствами локальной автоматики и т.п. Алгоритмическое и программное обеспечение задач диспетчерского управления, в особенности для нефтеснабжающих систем, еще находится на стадии развития. Определенный опыт в этом отношении накоплен для отдельных региональных систем газоснабжения, в частности для Московской [137] и Тюменской [138].

Уровень автоматизации процессов управления городскими ТПС тепло-, газо-, водоснабжения и др. пока еще существенно отстает от запросов практики. Вместе с тем в последнее время прослеживается значительная активизация работ в этом направлении. Так, еще в середине 1980-х годов в 17 городах бывшего СССР (Москве, Ленинграде, Харькове, Риге, Челябинске, Запорожье, Минске, Алма-Ате, Барнауле, Симферополе и др.) были определены опытные районы, для которых предполагалось выполнить работы по комплексной автоматизации теплоснабжения и теплопотребления с целью отработки концепций АСУ ТП для их дальнейшего массового внедрения [136]. Имеется положитель-

ный опыт эксплуатации АСУ ТП газораспределительных городских сетей, например в г. Ворошиловграде [139]. К настоящему времени введены в действие АСУ ТП водоснабжения в таких городах, как Зеленоград, Харьков, Екатеринбург, Челябинск, Нижний Новгород, Уфа, Пермь, Минск, Иркутск и др., ведется проектирование подобных систем для ряда крупных и средних городов [135].

Состав задач, решаемых в рамках диспетчерского управления режимами работы ТПС, к настоящему времени в основном устоялся. Подробную структуризацию этих задач, в том числе с анализом возможного обобщения на системы энергетики сетевой и иерархической структуры, можно найти, например, в [140].

В качестве главных задач, связанных с математическим моделированием ТПС, можно выделить:

- анализ и первичную обработку измерительной и сигнальной информации;
- оценивание текущего и прогнозирование будущих состояний ТПС и параметров внешней среды;
- идентификацию моделей и диагностику технического состояния оборудования;
- расчет режимов, их оптимизацию и планирование;
- формирование управляющих воздействий, обеспечивающих реализацию оптимального потокораспределения.

Практически для всех типов ТПС применяется концепция «программного» управления, в соответствии с которой на верхнем уровне временной иерархии решаются задачи планирования режимов на заданный интервал упреждения, а на нижнем (оперативного управления) – задачи их коррекции (или стабилизации), состоящие в обеспечении запланированных режимов на фоне случайных возмущений.

Этот же принцип применяется на разных уровнях территориально-технологической иерархии, меняется лишь состав моделей и используемых методов и способов управления. С верхнего уровня на нижний передаются уставки или диапазоны параметров режима на границах раздела уровней, которые должны быть выдержаны системой нижнего уровня. Снизу вверх передается информация о возможностях, состоянии системы и степени соблюдения граничных условий.

2.8.2. Методическая база

Для решения задач управления режимами ТПС к настоящему времени разработана достаточно разветвленная научно-методическая база. Отметим лишь сформировавшиеся и апробированные направления в данной области.

Так, для решения задач планирования и оперативного управления потоками на уровне единых или региональных систем нефте- и газоснабжения наибольшее развитие получил аппарат сетевых потоковых моделей, применяе-

мый также для задач развития и исследования надежности [141]. Методы оптимизации режимов магистральных нефте- и газопроводов на нижнем физико-техническом уровне их рассмотрения в основном базируются на различных схемах метода динамического программирования [132, 142 и др.]. Возможности и особенности применения методов теории нечетких множеств для задач управления газотранспортными системами в условиях неопределенности исследованы в работах [138, 143]. Методы нелинейного и стохастического программирования для оптимизации и управления режимами работы городских инженерных сетей получили существенное развитие в работах [144, 145]. Наибольшее распространение (как способ преодоления трудностей, обусловленных недостатком измерительной информации) в этих системах получили кибернетические модели и методы оперативного управления по принципу "черного ящика" [134, 135 и др.]. Достаточно подробный обзор многочисленных работ по идентификации ТПС различных типов приведен в [146].

Общие методы математического моделирования, расчета и оптимизации, справедливые для широкого спектра ТПС различных типов, разрабатывались в Сибирском энергетическом институте СО РАН в рамках развиваемого здесь, начиная с 1960-х годов, научного направления – теории гидравлических цепей (ТГЦ) [147–149].

Базовым инструментом анализа и количественного обоснования решений по организации режимов работы ТПС при их проектировании, эксплуатации и диспетчерском управлении традиционно являются методы расчета потокораспределения. Впервые математическая сущность нелинейных задач потокораспределения в гидравлических цепях с общих позиций была исследована в работах В.Я. Хасилева [147], на основе чего были разработаны обобщенные методы контурных расходов и узловых давлений [147, 148], дана обоснованная классификация известных инженерных и "увязочных" методов гидравлического расчета (Андрияшева–Лобачева–Кросса), а также выявлены условия их применимости и причины неудовлетворительной надежности [147–150].

В работах А.П. Меренкова выполнена дифференциация моделей потокораспределения в гидравлических цепях (ГЦ) с сосредоточенными, переменными и распределенными параметрами, выведены условия существования и доказаны теоремы единственности решения для установившегося потокораспределения, а также эквивалентности экстремальных и алгебраических моделей потокораспределения [148, 149]. На основе технологий разреженных матриц, современных методов решения нелинейных систем уравнений, методов эквивалентирования и декомпозиции в настоящее время разработаны алгоритмы расчета режимов ТПС [149–151], насчитывающих тысячи ветвей расчетной схемы, включая участки с автоматическими регуляторами – в пределах нескольких секунд на ПЭВМ типа "Pentium166", что еще 10 лет назад считалось нереальным. Применительно к теплоснабжающим системам разработаны модели и методы расчета теплогидравлических режимов в динамике с учетом транспортного запаздывания, при этом решение отыскивается на множестве как непрерывных гидравлических параметров режима, так и дискретных событий достижения температурным фронтом узлов многоконтурной расчетной схемы во времени

[140, 149]. Выполнена разработка и экспериментальная проверка новых сетевых моделей нестационарного потокораспределения в гидравлических цепях с сосредоточенными параметрами [152], их особенностью является возможность сведения исходной задачи к решению системы обыкновенных дифференциальных уравнений в пространстве контурных расходов.

Сетевой подход к проблеме идентификации ТПС впервые был сформулирован А.П. Меренковым, когда общая теория идентификации систем еще только формировалась. Основопологающей явилась разработка способа "математический расходомер" [148]. В его рамках впервые продемонстрирована принципиальная возможность отыскания полного решения модели потокораспределения по результатам множества наблюдений ее частичных решений на реальном объекте. На этой основе в дальнейшем проведена серия работ, посвященных идентификации ТПС конкретных типов [149].

Среди методов параметрической оптимизации, разработанных в рамках ТПЦ и потенциально применимых для оптимизации режимов ТПС (соответственно древовидной и многоконтурной структуры), можно выделить оригинальные алгоритмы, основанные на идеях метода динамического программирования, а также "метод многоконтурной оптимизации" [148, 149].

2.8.3. Краткая характеристика современных условий

Несмотря на то что исследования в области задач управления режимами работы ТПС характеризует достаточно широкий фронт работ и к настоящему времени получено много ценных результатов, следует констатировать, что имеющаяся научно-методическая база пока еще далека от своего завершения. В определенной степени это связано с тем, что эффективное применение методов математического моделирования и ЭВМ в практике эксплуатации и диспетчерского управления ТПС в прошедшие десятилетия в значительной мере сдерживалось по следующим основным причинам:

- отсутствие реальных стимулов и механизмов экономии затрат при эксплуатации ТПС;
- низкая либо недостаточная степень оснащенности ТПС средствами дистанционного контроля и управления;
- недостаток или отсутствие надежной информации о фактических параметрах и характеристиках элементов ТПС, что обесценивало эффективность и ставило под сомнение саму целесообразность применения методов оптимизации работы ТПС;
- недостаточная эффективность математических методов в сочетании с низкими вычислительными возможностями ЭВМ на фоне сложности возникающих задач в рассматриваемой области.

Среди основных факторов, определяющих эту сложность можно выделить следующие:

- большая размерность, неоднородность и иерархичность структуры ТПС;

- существенная нелинейность основных физико-технических и технико-экономических соотношений;
- большой удельный вес задач с дискретными переменными;
- многоэкстремальность и многокритериальность ряда важных оптимизационных задач;
- необходимость учета динамики протекающих процессов, стохастики возмущающих воздействий, неопределенности информации и др.

Последние 10 лет развитие ТПС отличает своеобразное сочетание негативных тенденций и позитивных возможностей для их устранения.

Основные негативные тенденции связаны с общим старением ТПС (обусловленным недостаточным вложением средств не только в развитие и реконструкцию ТПС, но зачастую даже на их поддержание в нормальном техническом состоянии), а также практически повсеместным несоответствием фактических режимов работы ТПС проектным вследствие существенного изменения структуры нагрузок.

К позитивным факторам следует отнести появление:

- рыночных взаимоотношений поставщиков и потребителей (что, в частности, проявляется в широком внедрении средств количественного учета целевого продукта) и, как следствие, реальных механизмов контроля и стимулирования эффективности работы ТПС;
- новых эффективных технологий и оборудования в ТПС, включая технические средства автоматизации и диспетчерского управления;
- высокопроизводительной вычислительной техники и развитых информационных технологий.

Изменение внешних обстоятельств и внутренних факторов принципиально изменили постановки задач в области математического моделирования ТПС с существенным смещением их актуальности в сторону задач функционирования. Появление новых технологий и оборудования позволяет изменять принципы работы и построения ТПС. При этом резко повышается востребованность методической и алгоритмической базы для организации эффективной работы ТПС.

2.8.4. Актуальные проблемы совершенствования технологического управления ТПС

Ключевой проблемой, сдерживающей эффективное развитие и внедрение новых методов и принципов управления функционированием ТПС, является низкая степень их наблюдаемости, идентифицируемости и управляемости, что особенно наглядно прослеживается для многоконтурных ТПС тепло-, водо-, газоснабжения и ряда других.

Обеспечение этих свойств должно закладываться уже на этапе проектирования ТПС, решения задач их развития и реконструкции.

С точки зрения повышения управляемости ТПС это связано с пересмотром сложившихся схемных решений, а при выборе параметров их основного оборудования требует учета переменности режимов, обусловленной не только изме-

нением потребления транспортируемой среды во времени, но и процессами целенаправленного управления.

Новые концепции проектирования и реконструкции ТПС должны быть дополнительно развиты включением в состав решаемых вопросов задач синтеза управляющих и информационно-измерительных систем для удаленного контроля и управления технологическими процессами.

Так, существующая практика оснащения ТПС средствами измерения в основном направлена на реализацию местного контроля технологических параметров в местах приложения управляющих воздействий. При этом основная масса измерительных приборов оказывается сосредоточенной на насосных станциях, регулирующих и прочих сооружениях, и в меньшей степени на трубопроводных коммуникациях и у потребителей, что делает ненаблюдаемой картину потокораспределения и, как следствие, ведет к невозможности оперативного контроля как технического состояния сетей, так и оптимальности управления.

Для самого управления в большинстве случаев закладывается очень мало степеней свободы, что выражается в низкой маневренности оборудования, устанавливаемого на источниках (расхода и напора), и отсутствии средств дистанционного управления элементами ТПС, расположенными вне основных сооружений. Особое внимание, как правило, уделяется лишь оснащению наиболее ответственного оборудования средствам локальной противоаварийной автоматики, а задачи оптимального размещения и выбора параметров средств дистанционного диспетчерского управления практически не рассматриваются.

Преодоление проблем технического перевооружения ТПС для обеспечения их идентифицируемости и управляемости позволит перейти к новым принципам и концепциям технологического управления, обеспечивающим качественно более высокий уровень их эксплуатации, повышение надежности и качества снабжения потребителей при одновременном снижении затрат на транспорт и распределение целевого продукта. В частности, такое перевооружение создаст предпосылки практического перехода от концепции "программного" управления к более эффективной концепции адаптивного оптимального управления режимами работы ТПС в реальном времени.

Получаемые при этом эффекты обеспечиваются за счет:

- 1) повышения степени адекватности применяемых математических моделей реальному состоянию ТПС;
- 2) наблюдаемости потокораспределения и контролируемости достижения целей управления;
- 3) возможности оперативной идентификации аварийных состояний и их локализации;
- 4) максимального использования имеющихся оперативных резервов энерго- и ресурсосбережения благодаря совмещению этапов оптимального планирования режимов и их коррекции.

Возможность перехода на другие концепции управления неизбежно вызовет новые требования к составу и функциональным характеристикам методического и алгоритмического обеспечения АСДУ и обучению персонала в виде тех

или иных "советчиков диспетчера", тренажеров и т.д. Причем самостоятельное значение должны приобрести задачи комплектации алгоритмического и программного обеспечения для анализа и принятия решений при управлении ТПС различного типа с учетом их конкретных особенностей, а также с учетом современных достижений в области вычислительной техники и информационных технологий (ГИС-технологии, распределенные БД и вычисления, интеллектуальное программное обеспечение, гибридные экспертные системы и др.).

2.8.5. Направления развития методической базы для анализа и управления ТПС

В соответствии с определенными приоритетами проблем технологического управления в ТПС можно выделить два основных направления развития научно-методической базы в данной области: подходы и методы для анализа и синтеза свойств ТПС как объектов управления; методическое и алгоритмическое обеспечение АСДУ нового поколения в ТПС.

Первое направление предполагает разработку и развитие критериев, методов и инструментария качественного и количественного анализа идентифицируемости и управляемости ТПС.

Свойство идентифицируемости здесь упоминается в широком смысле, предполагающем возможность восстановления моделей ТПС по результатам наблюдений за их функционированием, а также включение в себя таких частных свойств, как наблюдаемость (возможность определения текущих параметров режима), диагностируемость (возможность оперативного обнаружения изменений в состоянии элементов) и прогнозируемость (параметров режима и внешней среды).

Соответственно свойство управляемости ТПС для своего изучения требует рассмотрения таких частных свойств, как структурная и параметрическая неоднородность ТПС, чувствительность к управлениям и внешним возмущениям, устойчивость динамических процессов потокораспределения и управления, контролируемость (возможность поддержания заданных параметров режима), качество и эффективность функционирования ТПС и др.

Задачи синтеза перечисленных свойств тесно связаны с такими важными практическими проблемами, как:

- создание и оптимизация постоянно действующих информационно-измерительных систем для обеспечения контролируемости и идентифицируемости ТПС, а также коммерческого учета транспортируемой среды;
- оптимальное планирование испытаний ТПС с целью определения и уточнения их фактических характеристик и параметров;
- оптимизация расстановки и выбор параметров органов дистанционного управления потокораспределением;
- комплектация алгоритмического и программного обеспечения АСДУ.

Проблемы комплектации математического и алгоритмического обеспечения АСДУ ТПС в настоящее время во многом решаются стихийно и не имеют

должной научно-методической базы, регламентирующей состав решаемых задач и организацию их взаимодействия в зависимости от типа ТПС, ее масштабов и уровня оснащенности средствами автоматизации контроля и управления, структурных свойств, степени параметрической и режимной нестационарности и других факторов. Имеющиеся проработки в основном носят отраслевой либо частный прикладной характер, во многом дублируют друг друга при одновременном наличии целого ряда нерешенных вопросов.

Анализ и систематизация задач АСДУ ТПС различных типов (с учетом имеющегося опыта в электроэнергетике), возможных иерархических уровней и временных интервалов управления показывают [140], что по функциональному признаку они могут быть сгруппированы в две основные подсистемы АСДУ: 1) идентификации состояния; 2) принятия решений об управляющих воздействиях.

Первая подсистема предназначена для обеспечения надежной обратной связи с объектом управления (ТПС) в реальном масштабе времени и должна обеспечивать восстановление по данным измерений полного вектора текущих параметров состояния ТПС (включая параметры режимов и параметры элементов), его прогнозирование, выявление нештатных ситуаций и причин их возникновения.

Подсистема принятия решений предназначена для выбора способов управления, определения самих управляющих воздействий для вывода системы на оптимальную траекторию и порядка их выполнения. Выбор способов управления, критериев и расчетных методов зависит от текущих условий. Управление в нормальных (штатных) условиях, как правило, сводится к коррекции режима с учетом текущих ограничений. Управление в аварийных (нештатных) ситуациях предполагает локализацию и предотвращение развития аварий, ограничение потребителей в соответствии с их категорией, перераспределение потоков с целью ввода режима в допустимую область. Задачи, возникающие в аварийных ситуациях, наиболее сложные, что обусловлено как нестандартностью возникающих вопросов, так и ограниченностью времени на проведение расчетов и принятие решений.

В ИСЭМ СО РАН ведутся исследования в области проблем идентифицируемости и управляемости ТПС, научно-методического и алгоритмического обеспечения задач АСДУ.

Выполнена структуризация общей проблематики идентифицируемости ТПС, разработана система методов и алгоритмов качественного и количественного анализа этого свойства, предложены эффективные методы оптимизации расстановки измерительных приборов по информационному критерию [153].

Предложены модели и методы для анализа чувствительности и структурно-параметрической неоднородности ТПС как гидравлических цепей с сосредоточенными параметрами, позволяющие количественно обосновывать и минимизировать места приложения управлений потокораспределением [154].

Разработана новая методика и комплекс быстродействующих алгоритмов для расчета режимов ТПС с произвольным числом и размещением средств автономного автоматического регулирования [151]. Разрабатываются имитацион-

ные модели и методы расчета динамики режимов работы ТПС с учетом детерминированных законов управления, транспортного запаздывания и стохастичности внутренних и внешних возмущений. Их прикладное значение состоит в обеспечении возможности количественной оценки управляемости ТПС, обоснования рациональных масштабов автоматизации и сравнения эффективности различных сценариев управления [155].

В работе [146] на базе модельного аппарата ТГЦ разработаны общие методы статистического оценивания параметров ГЦ, составляющие основу теории синтеза процедур идентификации структуры, параметров и состояний ТПС различных типов и для разных условий их функционирования [156]. В том числе предложен новый подход к обнаружению и локализации аварийных ситуаций в ТПС как специальной задачи идентификации внезапно меняющихся параметров ТПС [140, 156].

Ведутся исследования по разработке и развитию общих методов расчета управлений для ввода режима в допустимую область, а также дискретно-непрерывной оптимизации режимов работы многоконтурных ТПС с учетом ограничений на места приложения и динамику управлений [157, 158].

2.9. Эволюция организации рынков газа

В последние 10–15 лет на газовых рынках мира идут процессы существенного изменения их организации и институциональной структуры. Цели данного исследования – выявить основные закономерности эволюции зарубежных рынков газа, разработать с учетом этого рекомендации по улучшению на них позиции России и дать рекомендации по трансформации внутреннего рынка газа России с учетом опыта зарубежных стран. Для этого осуществлен сравнительный и институциональный анализ истории развития основных рынков газа.

За рубежом, а в последние годы и в России происходящие изменения институциональной структуры газовых рынков обычно объясняют с помощью так называемой модели эволюционного развития, которая возникла в конце 1980-х годов. Существенный вклад в развитие этой теории внесли исследования норвежцев J. Estrada, A. Moe, K. Martinsen [159], американцев P. MacAvoy [160] и F. Juris [161] и специалистов Бритиш Петролеум (BP) [162]. Из отечественных исследователей этой проблемой занимались А. Конопляник [163] и В. Крюков [164].

Модель выделяет 4 этапа в развитии организационной структуры газовой промышленности: зарождение – рост – развитие – конкурентный рынок (табл. 2.9). В рамках данной модели предполагается, что по мере развития газопотребления и расширения инфраструктуры идет поступательное развитие организации газовой отрасли от менее совершенных форм – монополии – к более совершенным – конкурентным формам – за счет увеличения множественности поставщиков, потребителей и путей доставки. Идет постепенная дезинтеграция газовой цепочки поставок и уменьшение роли государственного регулирования. Этот процесс сопровождается переходом от долгосрочных контрактных отно-

шений на незрелых рынках к более гибким краткосрочным контрактам и в конечном счете, по примеру нефтяной отрасли, к привязке цен к биржевым котировкам. Вообще, эта модель во многом построена на предпосылке о том, что рынки газа должны развиваться по аналогии с нефтяными рынками с определенным лагом запаздывания.

Т а б л и ц а 2.9

Четырехэтапная модель развития рынков газа

Показатель	Зарождение	Рост	Развитие	Конкурентный
Спрос	Маленький рынок	Бурный рост	Замедление темпов роста	Начало насыщения
Инфраструктура	Ограниченное число объектов	Начало интеграции	Хорошо развитая система	Полное развитие – центры торговли, ПХГ
Институциональная структура газового рынка	Мало участников Вертикально-интегрированная монополия Незначительное государственное вмешательство	Рост числа участников Вертикально-интегрированная монополия (часто государственная) Сильная зарегулированность	Много участников У крупных потребителей право выбора поставщика Сторонний доступ к инфраструктуре, рынок мощностей	Число участников очень велико Дезинтеграция цепочки снабжения Право выбора для всех потребителей Конкуренция "газ-газ"
Тип контракта	Долгосрочные контракты на исчерпание	Долгосрочные контракты "take-or-pay"	Развитие рынков форвардных сделок	Краткосрочные контракты и спотовые сделки
Способ ценообразования	"Издержки плюс"	Формула привязки к нефти	Формула привязки к альтернативным видам топлива	Привязка к биржевым котировкам

Отсюда делается вывод о предпочтительности и неизбежности перехода к конкуренции. Однако, как показало проведенное исследование, при всем удобстве и наглядности данной модели, она не отражает реально происходящие процессы. Объясняется это тем, что в эволюционной модели не учтены фундаментальные особенности газовых рынков, отличающие их от рынков нефти: доля транспортных затрат в газовом секторе очень высока – достигает 70–80 %, при этом отрасль характеризуется чрезвычайно высокой капиталоемкостью. Кроме того, инвестиционный цикл в среднем составляет 8–10 лет. В связи с этим предложение газа неэластично – при увеличении цен производители не могут быстро наращивать добычу, решения об этом должны приниматься заранее. А в связи с необходимостью столь долгосрочных и крупных инвестиций

встает вопрос обеспечения гарантий их возврата и гарантий сбыта. Важнейшими условиями для этого является стабильность. Согласно новой институциональной экономической теории [165], оптимальной формой организации в таких условиях является вертикальная интеграция или ее ближайший заменитель – долгосрочные двусторонние контракты. Далее это рассматривается на примере развития основных рынков газа.

На первом этапе развития рынков газа инфраструктура представляет собой несколько не связанных друг с другом трубопроводов, проложенных между отдельным газовым месторождением и одним городом или крупным потребителем газа. Институциональная структура рынка – это локальные вертикально интегрированные монополии (рис. 2.21), обеспечивающие гарантии сбыта и возврата инвестиций за счет многолетних договоров франшизы. Конкуренция отсутствует в связи с фрагментарностью сети. Государственное регулирование в этот период незначительное.

На первом этапе развивались только локальные рынки. Примеры: США 1880–1930 гг., Великобритания 1930–1948 гг.

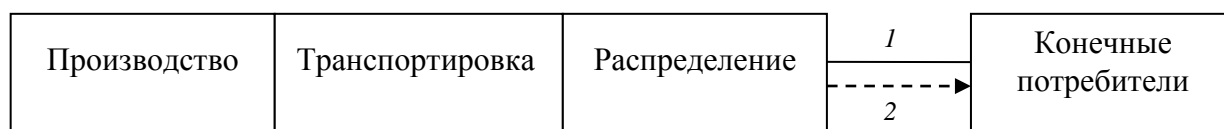


Рис. 2.21. Первый этап развития институциональной структуры газовых рынков – вертикально-интегрированные монополии. 1 – транспортировка газа; 2 – транзакции по поставкам газа

Быстрый рост спроса на газ при отсутствии государственного регулирования неизбежно привел к тому, что монополии стали взвинчивать цены – возник кризис высоких цен. Следует отметить, что переход от одного этапа развития газовых рынков к другому все время происходил в результате того, что накапливавшиеся противоречия вызывали очередной кризис, и государство вынуждено было проявлять политическую волю в разрешении этих противоречий. На выбор новой модели рынка повлияло распространение Кейнсианской доктрины государственного регулирования, что привело к введению жесткого административного регулирования.

Начался второй этап – сильного государственного вмешательства. К 20–30-м годам XX в. появились новые технологии в металлургии, которые позволили создать надежные трубопроводы [166]. В 1925 г. построен первый 200-км газопровод из Луизианы в Техас. С этого момента рынок стремительно расширяется. Институциональная структура рынка – либо, как на первом этапе, полностью вертикально интегрированная компания (зачастую государственная), либо монополия в транспорте и распределении при независимой, но жестко регулируемой добыче (рис. 2.22). На этом этапе государство регулирует отпускные цены у производителей, осуществляет прямое административное вмешательство, регулирование цен и тарифов.

Гарантии возврата инвестиций и сбыта обеспечивались здесь за счет вертикальной интеграции или за счет долгосрочных контрактов типа "take-or-pay" с разными формулами ценообразования – "издержки плюс", привязка к нефти или к нескольким альтернативным видам топлива. Примеры: США 1938–1978 гг., Россия 1942 г. – настоящее время, Канада до 1985 г., Великобритания до 1986 г., Япония до 1998 г.



Рис. 2.22. Второй этап развития институциональной структуры газовых рынков – независимые производители.

На этом этапе развиваются страновые рынки и выявляются существенные различия в институциональном устройстве, что, кстати, игнорируется эволюционной моделью. Как показал проведенный анализ, институциональную структуру газовой отрасли в конкретной стране во многом определяют специфические природные условия, при этом основную роль играют:

- *Размеры месторождений*, которые обуславливают размеры и количество фирм, действующих в сфере добычи; в США абсолютное большинство газовых месторождений – мелкие, и в добывающем секторе еще до либерализации действовало более 8000 компаний, а в Великобритании добыча осуществлялась из меньшего числа относительно небольших месторождений примерно 40 крупными фирмами.

- *Удаленность месторождений от потребителей*. Расстояния между месторождениями и основными районами потребления, а также степень диверсификации поставок газа из разных источников определяет протяженность и структуру системы магистральной транспортировки газа в каждой стране: в США производство и потребление газа в основном в пределах одного штата, что позволило создавать конкурирующие газопроводы. В Великобритании месторождения находятся недалеко от мест потребления в одном регионе (Северное море), поэтому конкуренция газопроводов неэффективна, до сих пор действует один оператор газотранспортной системы. В России большая часть газа добывается на очень значительном расстоянии от мест его потребления, при этом основной газодобывающий регион связан с основным регионом потребления всего тремя газотранспортными системами.

Таким образом, не существует единых шаблонов развития для всех стран.

Государственное регулирование достаточно долго (около 40–50 лет) обеспечивало необходимую газовой отрасли стабильность. Именно на этом этапе происходило основное развитие инфраструктуры. Но государство, обладая таким мощным рычагом воздействия на экономику, как регулируемая газовая отрасль, впадает в одну из крайностей:

- либо удерживает слишком низкие цены на газ для стимулирования роста других секторов экономики, что через определенное время вызывает дефицит газа из-за недостатка инвестиций (США в 1970-е годы – массовые отключения, ограничение использования газа на электростанциях; Россия – лимиты на газ);

- либо завышает цены на газ, для последующего перераспределения монопольной сверхприбыли на социальные нужды. Это порождает проблему высоких цен на газ и недовольство потребителей, чья продукция из-за этого становится менее конкурентоспособной (страны ЕС);

- либо и то и другое – низкие цены для производителей, высокие – для потребителей (Великобритания).

Причем во всех случаях у участников рынка отсутствуют стимулы для повышения эффективности газовой отрасли. В совокупности эти факторы приводят к очередной критической ситуации. Исторически она совпала по времени с изменением парадигмы государственного регулирования. В начале 1980-х годов произошел переход к либеральной доктрине, ярким примером которой была политика правительств Рейгана и Тэтчер, предусматривавшая резкое уменьшение государственного регулирования во всех секторах (не только в газовой отрасли). Все это привело к государственным решениям о дерегулировании отрасли.

Начался третий, переходный этап – либерализация (рис. 2.23). Инфраструктура к этому времени – зрелая, обладающая избыточными мощностями. В рамках эволюционной модели именно наличие разветвленной инфраструктуры, обеспечивающей множественность выбора между поставщиками и потребителями, считается объективной предпосылкой перехода к конкурентной организации рынка газа. Это объясняется тем, что формирование базовой инфраструктуры завершено и соответствующие инвестиции уже окупились.

На данном этапе происходит кардинальное изменение институциональной структуры рынка – отказ от государственного регулирования цен производителей, приватизация и разделение видов деятельности газотранспортной компании, проведение дерегулирования крупных потребителей, введение стороннего доступа к сетям.

Развитие конкуренции ведет к появлению спотовых рынков и развитию краткосрочных контрактов, при этом сохраняются долгосрочные контракты, сроки которых постепенно сокращаются, а привязка к альтернативным энергоносителям заменяется на привязку к ценам спотового рынка. Примеры: США 1984–1995 гг., Великобритания 1985–1998 гг., ЕС 1998 г. – настоящее время, Аргентина 1992–1998 гг., Япония 1998 г. – настоящее время.

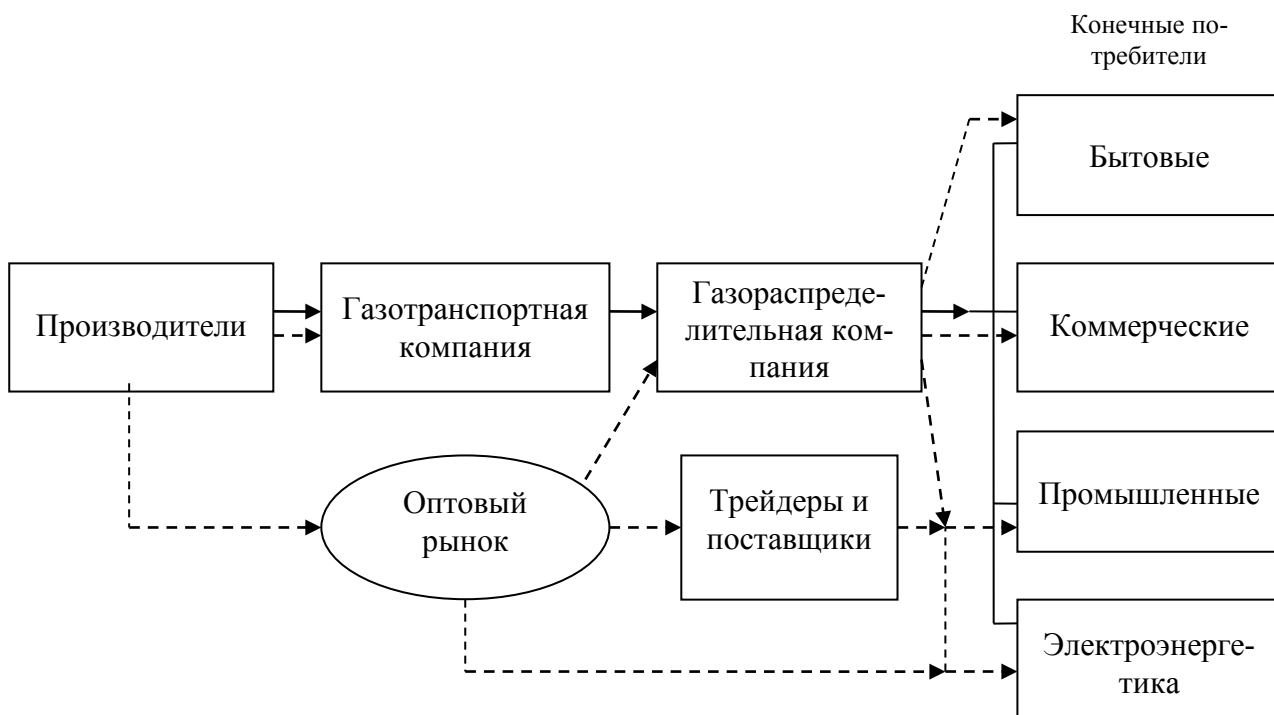


Рис. 2.23. Третий этап развития институциональной структуры газовых рынков – либерализация.

Эволюционная модель прогнозировала наступление четвертого этапа – конкурентного рынка (рис. 2.24). И можно сказать с определенными оговорками, что его формирование произошло в США в 1995–2003 гг. (в некоторых штатах) и в Великобритании в 1998–2001 гг. Его особенности:

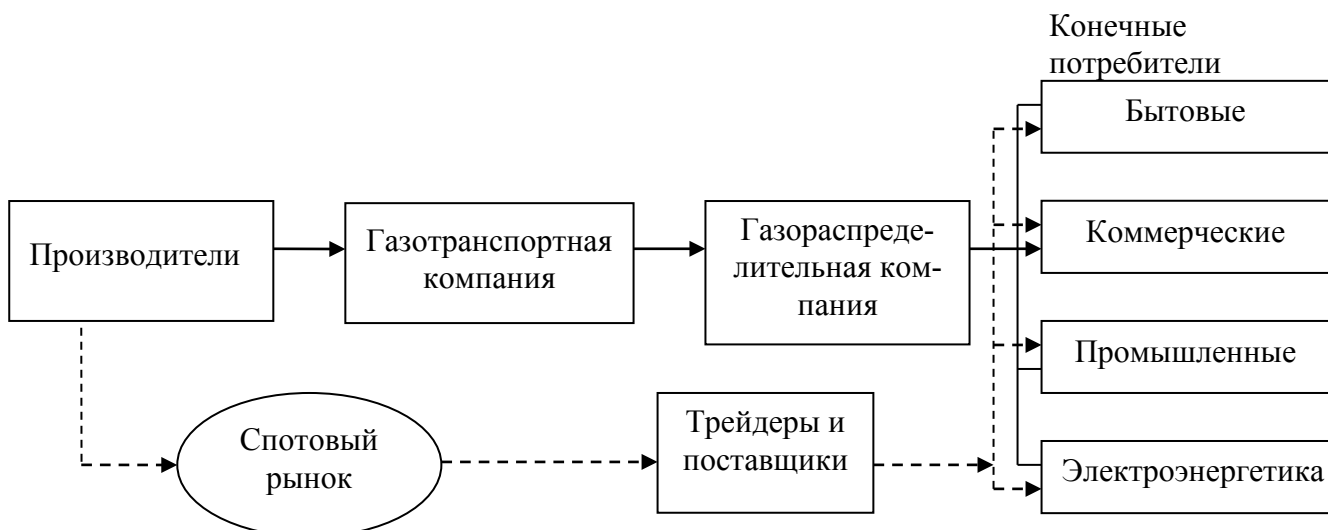


Рис.2.24. Четвертый этап развития институциональной структуры газовых рынков – конкурентный рынок.

- конкуренция – во всех звеньях цепочки поставок, снижение маржи и цен;
- структура рынка – дезинтеграция цепочки поставок; вывод на конкурентный рынок всех потребителей – даже мелкие потребители получают право

выбора поставщика; помимо рынков физической поставки развиваются финансовые рынки газа (фьючерсы, опционы), которые служат ориентиром для ценообразования по всем остальным контрактам;

- государственное регулирование минимизируется, предполагается, что действие "невидимой руки рынка" обеспечивает эффективность рынка.

Сначала результаты введения конкуренции казались весьма успешными: произошло существенное снижение цен на газ (в США в период с 1988 по 1995 г. оптовые цены снизились на 26 % [167], в Великобритании в 1990–1999 гг. средние цены на газ для промышленности упали на 45 %, для бытовых потребителей – на 20 % [168]), возросли объемы газопотребления. Либерализация привлекла на рынки газа большое количество продавцов и покупателей, привела к развитию новых услуг. Однако последние события зародили сомнения в успешности дерегулирования. В 2000–2003 гг. на этих рынках возник дефицит газа, сопровождающийся более чем двукратным ростом усредненных цен (рис. 2.25, 2.26). Одновременно резко возросла изменчивость цен, а возможности манипулирования ценами на бирже привели к спекуляциям газотранспортными мощностями в "узких местах" системы, что особенно ярко проявилось в Калифорнийском кризисе. Сильнее всего от высоких и нестабильных цен на газ пострадали промышленные потребители, спрос со стороны этого сектора в США в 2002 г. сократился на 23 % по сравнению с уровнем 1997 г. Целые производства переносятся в другие страны. Газовый кризис бьет и по электроэнергетике, поскольку большинство новых электростанций в этих странах построено в расчете на дешевый газ.

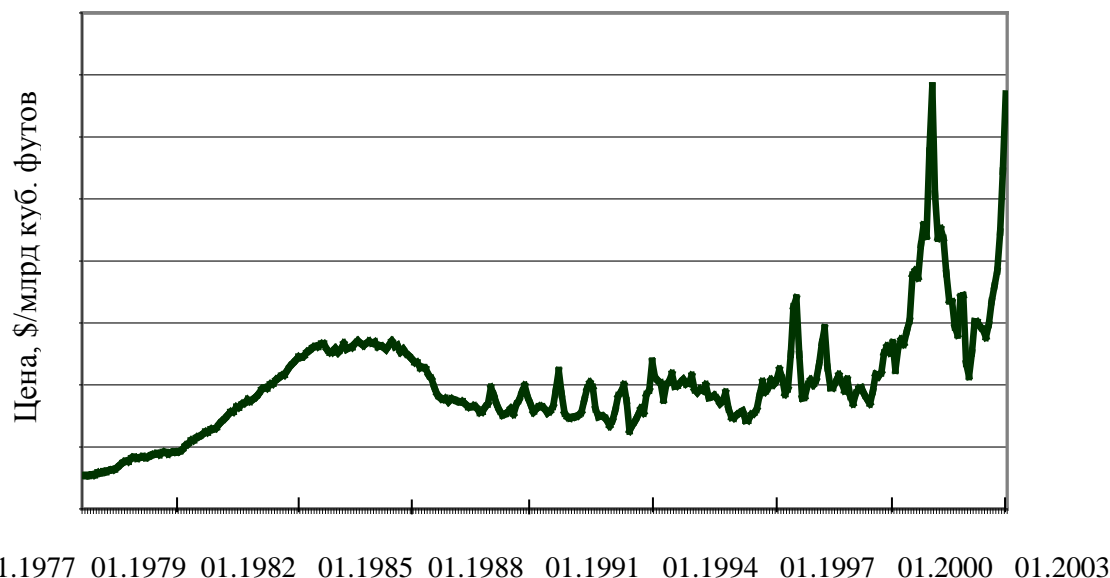


Рис. 2.25. Динамика оптовых цен на газ в США [169].

Цена, пенс/терма

Объем торгов, тыс. терм/день

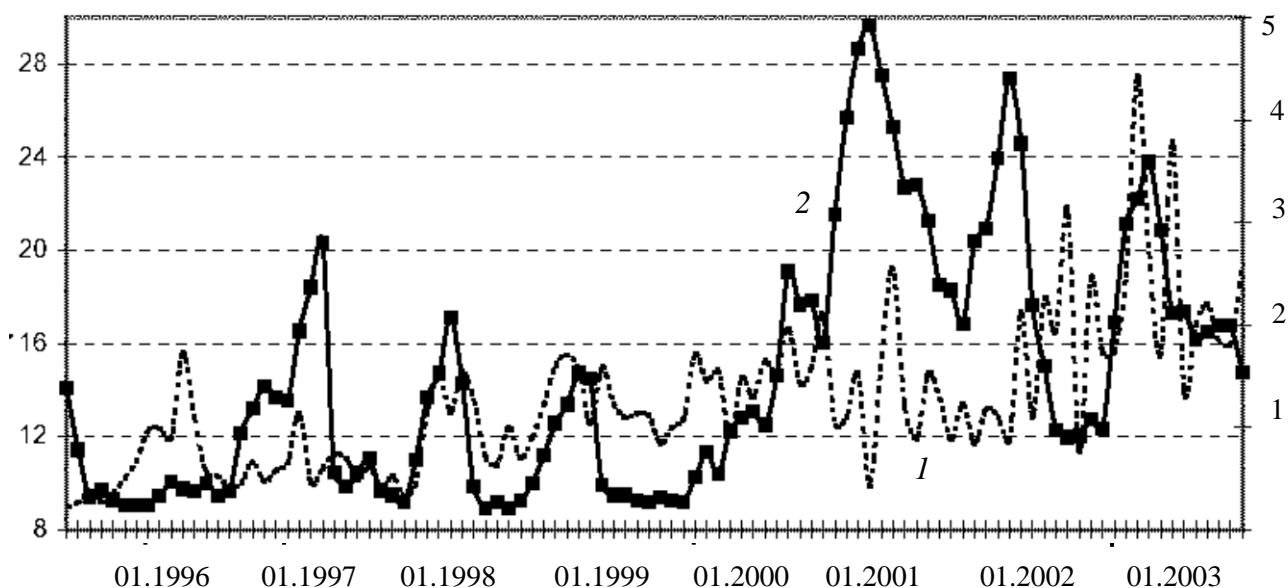


Рис. 2.26. Динамика спотовых цен (1) и объемов торгов (2) в Национальном балансирующем пункте Великобритании*

Чем объясняется данный кризис, противоречащий прогнозам эволюционной модели? Анализ последствий дерегулирования показал, что эти события носят закономерный характер. Предположение эволюционной модели о том, что на третьем этапе достигнуто полное развитие инфраструктуры и больше нет необходимости в крупномасштабных инвестициях, не учитывало ряд факторов:

1) избыток добывающих и газотранспортных мощностей, созданный в период государственного регулирования и обеспечивший снижение цен при проведении либерализации, к 2000 г. закончился (рис. 2.27);

2) идет значительный рост спроса (вызванный, в том числе, дешевизной газа) и появляется необходимость поставки все возрастающих объемов газа; при этом происходит переход стран с развитыми рынками газа в стадию падающей добычи (рис. 2.28). Возникает необходимость наращивания импорта из удаленных источников и создания соответствующей инфраструктуры;

3) происходит износ уже существующей инфраструктуры, созданной в период госрегулирования. Так, в США "Доклад о новой энергетической политике" в качестве одной из основных проблем называл необходимость перевооружения и расширения энергетической инфраструктуры, включая модернизацию

* Heren Index – в 1994 г. специализированный бюллетень "British Spot Gas Markets" ввел так называемый индекс Heren, который представляет собой средневзвешенную цену заключенных газовых контрактов на поставки в определенный месяц. Этот индекс, основанный на информации об объемах и ценах контрактов, собранной от трейдеров, является индикатором рыночной цены краткосрочного газа и используется трейдерами в качестве основного ценового ориентира. На данном графике именно он отражает движение цен.

Национальный балансирующий пункт – условный пункт поставки газа в газотранспортной системе Великобритании, в котором балансируется газотранспортная система высокого давления. В последнее время большая часть контрактов заключается на поставку газа именно в Национальный балансирующий пункт.

и строительство новых трубопроводных систем и газоперерабатывающих заводов, которые в значительной степени устарели.

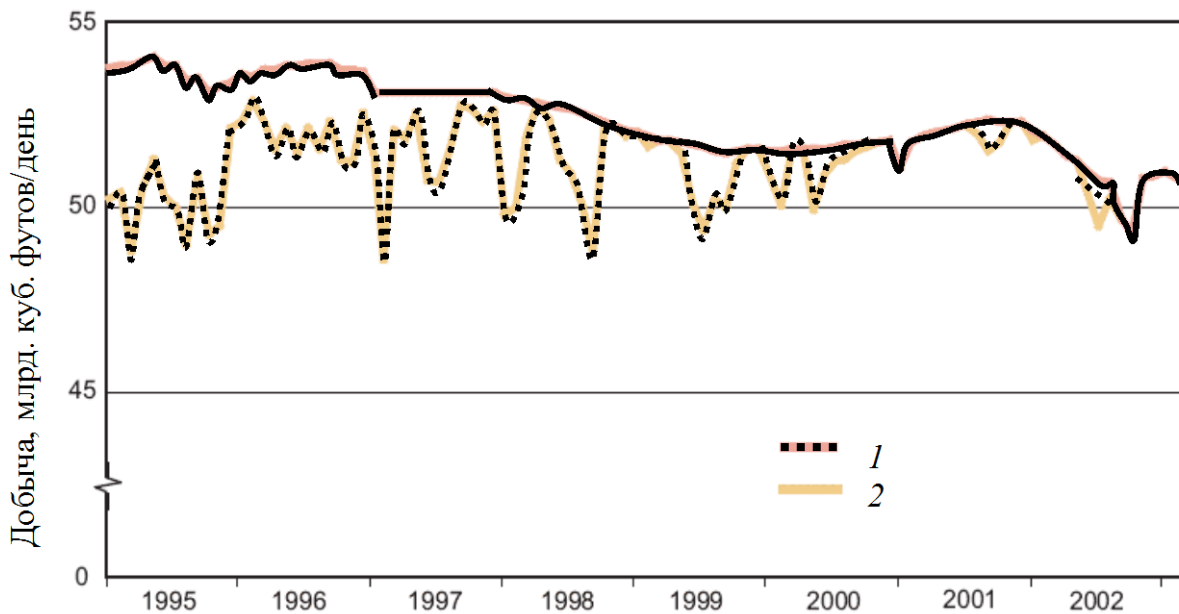


Рис. 2.27. Ежемесячная добыча газа (1) в США и производственные мощности (2) [170].

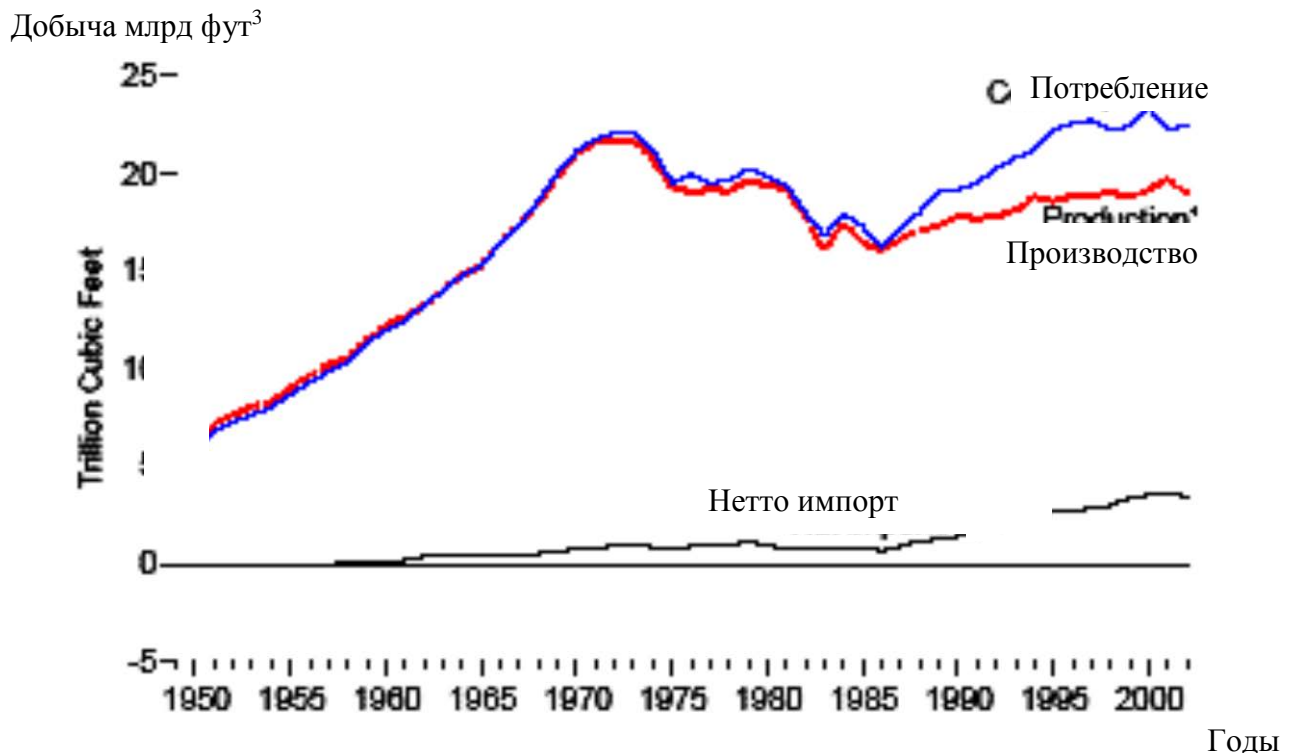


Рис. 2.28. Добыча, потребление и импорт газа в США в 1949-2002 гг.[171].

Таким образом, в отрасли сохраняются потребности в крупномасштабных инвестициях в добычу и транспортировку газа, но оказалось, что конкурентный рынок не в состоянии их обеспечить.

Дерегулирование газовой отрасли усиливает конкуренцию среди производителей и ведет к снижению цен и маржи, что не стимулирует инвестиционную деятельность. В результате в США к 1999 г. инвестиции упали на 30 %, а бурение новых скважин сократилось на 40 %. Из-за отсутствия финансирования все крупные проекты были отложены. Сокращение инвестиций привело к недостатку добывающих и транспортных мощностей. Одновременно низкие цены вызвали увеличение спроса, возник дефицит газа, и цены выросли. Но из-за неэластичности предложения производители не смогли отреагировать на этот рост цен увеличением добычи. Министерство энергетики США пришло к выводу, что конкурентные газовые рынки будут и впредь склонны к циклическому колебанию поставок и к сильным и непредсказуемым скачкам цен [172].

Главная проблема заключается в том, что непредсказуемыми становятся не только спотовые цены, но и цены по долгосрочным контрактам, привязанным к ценам спотового рынка. Это в сочетании с отсутствием гарантий по объему, существовавших в долгосрочных контрактах типа "take-or-pay", создает значительные ценовые и объемные риски. В результате увеличивается стоимость привлечения капитала в отрасль, и разрушаются стимулы для долгосрочных капиталовложений, поскольку производители газа не имеют гарантий возврата инвестиций, столь важных для газовой отрасли. Это переводит направление инвестиций с долгосрочных (таких как строительство СПГ-терминалов, газопровода с Аляски) на краткосрочные проекты (расконсервация скважин и мелких месторождений). Как утверждают производители, добыча газа останется низкой до тех пор, пока рынок не найдет способа аккумулировать большие финансовые ресурсы для инвестиций и гарантировать их возврат.

Итак, либерализация не приводит в конечном счете ни к стабильной добыче газа, ни к развитию газотранспортной инфраструктуры, ни к долгосрочному выигрышу потребителей от снижения цен. Кроме того, анализ последних тенденций на конкурентных рынках выявляет новые закономерности.

На конкурентных рынках в США, Великобритании, странах ЕС идут активные процессы вертикальной интеграции и концентрации (для аккумуляции инвестиций, использования эффекта масштаба, выхода на конечные рынки с максимальной добавленной стоимостью, снижения рисков за счет диверсификации). Активно идет интеграция между электроэнергетикой и газовой промышленностью. В первую очередь, большие размеры позволяют компаниям аккумулировать инвестиции для осуществления крупных газовых проектов, характеризующихся огромной капиталоемкостью. Интеграция обеспечивает как увеличение собственных инвестиций за счет укрупнения бизнеса, так и расширение возможностей привлечения заемного капитала, поскольку финансовые учреждения охотнее (и под меньшие проценты) кредитуют крупные известные компании, имеющие диверсифицированный стабильный бизнес в различных регионах. Подтверждает это волна мега-слияний компаний – ВРАмосо и компании Arco, Exxon/Mobil, Total/Fina/Elf – все они сумели диверсифицировать возможности газовых инвестиций и создали значительную капитальную базу для крупных газовых проектов.

Второй стимул для интеграции состоит в том, что вертикальная интеграция уменьшает риски за счет диверсификации рынков и видов деятельности, что повышает общую финансовую устойчивость компании.

Третье важное преимущество интеграции – сокращение транзакционных издержек и увеличение маржи, что жизненно важно для компаний на либерализованных рынках, которые характеризуются именно сокращением ренты во всех звеньях газовой цепочки поставок. Хорошим примером может служить ситуация на газовом рынке США в наиболее конкурентном сегменте – сбыте газа. Даже здесь по мере усложнения газового рынка маркетинговые компании были вынуждены увеличивать свои размеры для того, чтобы с минимальными издержками удовлетворять разнообразные нужды своих клиентов в условиях резко снизившейся маржи. Если в 1994 г. 10 крупнейших маркетинговых компаний в США обеспечивали продажу 42 % суточного потребления газа, то уже в 1996 г., после объединения нескольких крупных игроков, этот же объем продаж обеспечивали всего 4 компании [173]. Для увеличения маржи наиболее эффективна вертикальная интеграция между upstream и downstream, которая предотвращает двойную "маргинализацию" (т.е. создание двух последовательных надбавок), делая компанию более конкурентоспособной. При этом за счет выхода на рынки с максимальной добавочной стоимостью прибыль вертикально-интегрированной компании оказывается выше, чем сумма прибылей необъединенных компаний [174].

Особая сфера максимизации добавочной стоимости – интеграция между электроэнергетикой и газовой промышленностью. Это явление известно как конвергенция. Наиболее сильно в настоящее время этот процесс идет среди европейских электроэнергетических компаний. Яркий пример – слияние компаний VEBA AG и VEAG AG в Германии, в результате которого новообразованная компания E.ON.[175] стала третьей по величине электроэнергетической компанией в Европе, владеющей рядом газовых бизнесов. Вскоре новый энергетический концерн E. ON. осуществил еще более крупную сделку – покупку немецкого газового гиганта "Ruhrgas". В Бельгии идет процесс слияния электроэнергетических и газовых подразделений "Tractabel", "Electrabel" и "Distrigaz". В Великобритании компания RWE приобрела в 2002 г. одного из крупнейших газовых трейдеров – компанию "Innogy" [176].

В качестве еще одного результата либерализации нужно отметить активный процесс глобализации энергетических компаний. Либерализация дает компаниям возможность расширять свою деятельность за пределы национальных границ. Эксперты ожидают, что в будущем на европейских рынках будут доминировать две-три очень крупные компании, занимающиеся газовым бизнесом. Так, "Ruhrgas" захватил лидирующие позиции на газовых рынках в государствах Балтии, имеет долю в газовой промышленности Швеции и Финляндии. Крупная немецкая энергетическая компания RWE выиграла приватизационный тендер и приобрела 97 % чешской "Transgas AS" [177].

Итак, свободная конкуренция множества компаний довольно быстро приводит к тому, что на место прежних регулируемых национальных монополий приходят нерегулируемые вертикально-интегрированные компании.

- Наблюдается увеличение потребности в долгосрочных контрактах. В условиях высоких нестабильных цен на газ все больше потребителей желают гарантировать себе бесперебойные поставки по прогнозируемым ценам. В США доля краткосрочных контрактов постепенно сокращается с 80 % в конце 1980-х годов до 25–30 % в конце 1990-х [178]. Поставщики также хотят гарантировать себе возможность транспортировки с помощью долгосрочных контрактов на транспорт. Так, в Великобритании основным рыночным механизмом допуска поставщиков газа к национальной газотранспортной системе до последнего времени были аукционы по продаже объемов пропускной способности системы (entry capacity) на кратковременной основе. В январе 2003 г. система краткосрочных аукционов была реформирована – впервые введены долгосрочные аукционы с предложением к продаже права доступа к газотранспортной системе на определенные объемы газа сроком до 15 лет.

- В условиях дефицита газа и угрозы энергетической безопасности государство вновь усиливает свою роль. В Конгрессе США идут дебаты о предоставлении налоговых льгот и государственных гарантий по кредиту для проекта строительства газопровода с Аляски, а правительство Великобритании активно ищет способы обеспечения газоснабжения страны после 2005 г., не доверяя решение этого вопроса рыночным силам.

Таким образом, процессы, происходящие в последние годы на газовых рынках, дают основание считать, что концепция эволюционного развития не подтверждается. Скорее можно говорить о поиске оптимального сочетания государственного регулирования, обеспечивающего расширение основных фондов отрасли, и конкуренции, обеспечивающей эффективность их использования. Причем это происходит на фоне постепенного расширения рынков от локальных к страновым, затем – трансконтинентальным и наконец межконтинентальным – при торговле СПГ.

В результате проведенного анализа можно сформулировать следующие рекомендации для России.

1. При формировании экспортной стратегии России необходимо максимально учитывать особенности либерализованных рынков: рост нестабильности цен, усиление конкуренции и проблемы в инвестиционном процессе. В связи с этим целесообразно использовать механизмы адаптации, гибкости – механизмы "квазирынка":

- развитие производства СПГ, дающего гибкость в выборе направления поставок;

- увеличение гибкости поставок за счет участия в строительстве ПГХ в ЕС, участие в спотовом рынке в пиковые периоды;

- переход от стратегии низких цен, которая на либерализованных рынках ведет к размыванию маржи, к стратегии концентрации в наиболее прибыльных

сегментах. В этих сегментах необходим выход на прямые двусторонние контакты с потребителями;

- диверсификация направлений поставок (восточное направление) для обеспечения стабильности в условиях сильных ценовых колебаний;

- в условиях активных процессов вертикальной интеграции и создания альянсов на Европейском рынке кажется целесообразным сохранение единого экспортного оператора и вертикальной интеграции «Газпрома» как одного из конкурентных преимуществ.

2. При реформировании внутреннего газового рынка России необходимо учитывать следующие выводы из зарубежного опыта:

- ни государственное регулирование, ни чистая конкуренция не являются эффективными механизмами в газовой отрасли, необходимо гибкое сочетание двух этих подходов;

- в организации отрасли значительную роль играют специфические страновые условия – размеры и расположение месторождений и газотранспортной сети. Прямой перенос зарубежного опыта невозможен;

- любые институциональные изменения в газовой отрасли ввиду ее инерционного характера объективно требуют продолжительного времени и постепенности.

2.10. Проблемы реструктуризации газовой промышленности

2.10.1. Анализ мирового опыта либерализации и государственного регулирования газового рынка

Крупные газодобывающие и газопотребляющие страны высказывают противоречивые точки зрения на перспективу развития газового рынка. Если первые хотят стабильных цен, покрывающих все понесенные этими странами расходы, то последние требуют снижения стоимости газа, по крайней мере на ближайшую перспективу. Баланс интересов на мировом рынке углеводородов находится в неустойчивом равновесии.

Анализ эволюции организации рынков газа (см. п. 2.9) и мирового опыта по соотношению рыночных сил и государственного регулирования в газовой промышленности показывает, что в настоящее время можно выделить четыре типа основных моделей [179]:

- 1) децентрализованные системы с независимыми органами контроля и регулирования в газовом секторе (Великобритания, США);

- 2) системы с регулированием государством газовых компаний (Бельгия, Нидерланды, Швеция);

- 3) децентрализованные системы с участием регионального или муниципального правительства (Австрия, Дания, Финляндия, Германия, Швейцария);

- 4) централизованные системы – государственные национальные компании (Франция, Ирландия, Италия, Испания).

Практически все эти модели существуют одновременно с превалированием какой-либо одной из обозначенных в п. 2.9 тенденций. Рассмотрим их на примере ряда стран.

1-й тип. К нему относятся государства с либерализованным (децентрализованным) рынком газа. Для них характерно следующее: должна быть создана прозрачная и недискриминационная система предоставления лицензий на строительство газопроводов; должны быть разделены управленческие функции и бухгалтерский учет по добыче, транспорту и распределению газа; газотранспортные и газораспределительные компании обязаны предоставлять доступ к их сетям потребителям по разумным тарифам в пределах имеющихся у них мощностей.

Вследствие этого может возникнуть конкуренция, которая теоретически приведет к снижению затрат и даст гарантии недискриминации потребителей. Производственная деятельность в транспорте и распределении газа отделена от коммерческой. Это позволяет производственные процессы в этих системах осуществлять естественным монополиям, а коммерческую деятельность по продаже или покупке газа открыть для конкуренции. Добыча, импорт и экспорт газа выносятся на свободный конкурентный рынок. Поисково-разведочные работы, добыча газа внутри страны и на континентальном шельфе регулируется правительством.

2-й тип. В этих государствах правительства осуществляют контроль за деятельностью газовой промышленности. То есть предоставляют лицензии на поисково-разведочные работы и на освоение месторождений газа, регулируют ценовую политику на газ, влияют на процессы импорта газа. Обычно государством используется лицензионная система и система концессий. Правительство получает часть экономической ренты через непосредственное участие в инвестициях, через платежи роялти, через государственную долю прибыли и подоходный налог с корпораций.

3-й тип. Для государств этого типа преобладает относительно мягкое регулирование энергетической политики. Газовая промышленность функционирует в законодательных рамках, отличных от остальных энергетических отраслей из-за специфики их сетей. Добыча и транспортировка газа осуществляется частными компаниями. Теоретически любая компания может получить лицензию на добычу или транспорт газа, но фактически сложившиеся к настоящему времени компании являются местными монополистами. Регулирование монопольного положения компаний осуществляется Комиссией по монополиям. Правительство имеет неформальное влияние на деятельность компаний.

4-й тип. Для этих стран характерна централизация государственного управления при проведении энергетической политики. Как правило, основная часть добычи газа в стране сосредоточена в одной компании. Транспортировкой, распределением и импортом газа занимаются государственные компании. Эти компании выплачивают государству относительно небольшие налоги (роялти, корпоративные и местные). Между государством и компаниями заключены соглашения, которые определяют основы тарифной политики. Цены для крупных потребителей газа контролируются государством.

К настоящему времени в Европе сложилась олигополия, в которую входят: Газпром от России, экспортные монополии Норвегии и Нидерландов (GFU, GASUNIE), а также монополия Алжира (Sonatrach) [180]. Основной задачей олигополии является транспорт, распределение и торговля газом, так как Европа в энергоснабжении потребителей делает ставку на природный газ. Это позволяет Европейскому Союзу создать более эффективную, экологическую энергетическую и уменьшить энергетическую зависимость от США. Наличие существенных запасов газа в России, Северном море, Африке и Иране дает возможность на длительную перспективу сделать природный газ базовым сырьем для производства электроэнергии, обеспечивает высокий КПД электростанций, примерно 65–70 %, а сроки строительства современных электростанций минимальны, для малых электростанций они составляют 18 мес. Все это способствует в Европейском Союзе к слиянию газовой отрасли и электроэнергетики, т.е. к созданию интегрированных компаний по снабжению потребителей топливом, электро- и тепловой энергией.

За последние 10 лет спрос на газ в Европе увеличился на 40 %, и на ближайшее десятилетие эта тенденция, по-видимому, не изменится. Сейчас Европа производит 60 % потребляемого ею газа. Однако к 2010–2015 гг. собственное производство газа в Европейском Союзе сократится и придется его импортировать из СНГ, Африки и Ирана (до 70 %). Потребители газа предполагают импортировать его по ценам более низким, чем планируют производители. В связи с этим ряд стран Европейского Союза ведет активную работу по либерализации энергетического рынка. Сторонники либерализации предполагают, что цену на газ будет устанавливать не производитель основных объемов газа, а тот, кто контролирует поступающие на рынок излишки газа. Таким образом, может быть установлена наиболее приемлемая цена для указанного "контролера", и это будет стимулировать его экономическое развитие.

Активную роль в отмеченном направлении играют Великобритания и США. Великобритания в начале 1990-х годов провела либерализацию своего газового рынка и построила подводный газопровод "Интерконнектор", который соединил ее газотранспортную систему с континентальной Европой. Данное обстоятельство позволило создать в Европе спотовый рынок газа.

Однако в континентальной Европе воздействие спотового рынка на сложившийся газовый рынок несущественно, так как на него поставляется всего около 5 % газа, и других свободных ресурсов в ближайшее время не предвидится.

Спотовый рынок газа предполагает: уменьшение роли монополистов на европейском рынке в результате конкуренции; переход газовых операторов на краткосрочные контракты со своими поставщиками, что лишает уверенности монополистов в развитии на перспективу добычи и транспорта газа в новых, еще не освоенных районах; организацию хранения крупных объемов газа в ПХГ или в виде сжиженного метана, что существенно увеличивает цену газа.

Конкуренция на газовом рынке означает некоторую форму обязательного свободного доступа к транспортным услугам. Обязательный свободный доступ

предполагает, что любая третья сторона в принципе имеет право купить услуги по транспортировке газа по газопроводу в соответствии с установленными законодательными или регулируемыми требованиями, которые накладывают ограничения на степень использования таких прав. Следовательно, реальная конкуренция может иметь место в таких системах газоснабжения, где имеется много участков, т. е. связана с наличием большого числа месторождений газа с параллельными независимыми газопроводами. Такая система практически отсутствует в Западной Европе и России.

2.10.2. Анализ возможных направлений реформирования газовой отрасли в РФ

В настоящее время в России реализация природного газа потребителям осуществляется следующим образом. С потребителями газа заключаются договоры на поставку природного газа (с основными требованиями по степени очистки, осушки, соответствию стандартам одоризации, давлению) сроком на 1 год (по кварталам). Существует установленный порядок их заключения. Потребители газа оценивают свои потребности на предстоящий год и направляют заявки в газосбытовые организации (горгазы, облгазы, крайгазы и т.д.). Эти организации оценивают спрос на газ в целом по региону и направляют соответствующие заявки в филиалы "Межрегионгаза". ОАО "Газпром" на основе заявок разрабатывает баланс газа по России, учитывая собственные возможности добычи и транспортировки газа, аналогичные возможности нефтяных компаний, а также предложения по экспорту в ближнее и дальнее зарубежье.

Данный баланс природного газа с указанием крупных потребителей, с разбивкой по основным отраслям народного хозяйства и промышленности (энергетика, металлургия, агрохимия, промышленность стройматериалов, агропромышленный комплекс, комбыт и население) представляется для согласования в Минэкономразвития РФ и для утверждения в Минпромэнерго РФ. Утвержденный баланс является основанием для распределения ресурсов газа между территориальными подразделениями ОАО "Газпром". Филиалы "Межрегионгаза" в пределах выделенных им объемов заключают договоры с газосбытовыми организациями и (или) прямые договоры с потребителями газа. Газосбытовые организации в свою очередь заключают договоры с конкретными потребителями газа в пределах согласованных объемов и с учетом технических возможностей обеспечения поставок.

Можно выделить три вида цен на природный газ, соответствующих стадиям его производства и реализации потребителям: оптовые цены газодобывающих предприятий, оптовые цены газовой промышленности и цены конечной реализации. Оптовая цена газодобывающего предприятия, отпускающего газ газотранспортному предприятию или потребителю, отражает цену газа промысла, связанную с добычей, разведкой, налогами и т.д. Оптовая цена газовой промышленности представляет собой цену, включающую затраты собственных потребностей отрасли (добычи газа, транспорт газа, инвестиции и т.д.) и платежи в бюджет. Цена конечной реализации является ценой, по кото-

рой конечные потребители рассчитываются с перепродавцами, т.е. цена реализации газа включает дополнительно к цене газовой промышленности надбавку посреднику.

Оптовые цены на газ, предназначенные для последующей реализации разнообразным потребителям и населению, утверждаются Федеральным регулирующим органом. Им устанавливаются ставки за пользование распределительными газопроводами и ставки за услуги по транспортировке газа по распределительным газопроводам, а также понижение цены на газ, поставляемый для отопления жилищного фонда малоимущих слоев населения.

Оптовые цены по территории России дифференцированы на 6 зон. Региональные энергетические комиссии в соответствии с действующими федеральными и местными законами устанавливают нормы потребления газа на одного человека, экономически обоснованный уровень тарифов (цен) на газ для населения, тарифы на транспортировку газа по местным газораспределительным сетям и осуществляют иные полномочия, установленные действующим законодательством.

Правительством РФ в июне 2000 г. было поручено ФЭК, Минэнерго, МАП, Минэкономразвития и ФСФО России разработать "Концепцию развития рынка газа в РФ". В рамках этого поручения группой специалистов Института энергетических исследований РАН подготовлен проект соответствующей Концепции. В данной Концепции предусматривается проведение мероприятий по принудительному изменению организационно-правового статуса добывающих предприятий ОАО "Газпром" (создание 6–8 новых АО) и возложение на добывающие предприятия сбытовых функций по продаже газа покупателям-перепродавцам. Из материалов Концепции неясно, кто будет нести ответственность за обеспечение надежного газоснабжения внутреннего рынка, за выполнение межгосударственных долгосрочных обязательств по экспортным поставкам газа и за возврат кредитов, полученных для развития газовой промышленности.

Рабочей группой ОАО "Газпром" подготовлен альтернативный проект "Концепции развития рынка газа в РФ", в котором сформулированы принципы реформирования единого рынка газа и его приоритеты, определены главные условия формирования и развития рынка газа в России, предусмотрена его структура, включающая регулируемый и нерегулируемый сегменты рынка и состав основных субъектов рынка, а также приведены предложения по этапному развитию сбалансированного рынка газа. Согласно этому проекту, для развития рынка газа в РФ необходима последовательно осуществляемая и предсказуемая государственная экономическая политика, включающая: ценообразование, налогообложение, кредитование и инвестирование; нормативно-правовую базу; условия свободы предпринимательства и недопущения неоправданного вмешательства в хозяйственную деятельность субъектов бизнеса со стороны ведомств; контроль государства за соблюдением своих интересов при осуществлении бизнеса; поддержание реализации крупных долгосрочных проектов.

В апреле 2002 г. были подготовлены предложения ФЭК России по созданию федерального оптового рынка газа (ФОРГ) [181]. ФЭК России исходил из

того, что в процессе развития рынка газа ОАО "Газпром" должно быть сохранено в качестве вертикально-интегрированной компании, а Единая система газоснабжения (ЕСГ) – в качестве централизованного комплекса технологически, организационно и экономически взаимосвязанных объектов по добыче, транспортировке, хранению и поставкам газа. ФЭК России не поддерживал утверждение о том, что конкурентный рынок газа может быть сформирован только путем раздробления ОАО "Газпром". На его взгляд, это приведет к росту цен, оттоку капитала и падению добычи. ФЭК предлагал создать систему стимулов для независимых производителей газа, которые в настоящее время имеют лицензии на 30% разведанных запасов, а добывают около 10 % газа. Необходимо независимым организациям нарастить ускоренными темпами объемы добычи газа, используя прямой доступ к системе оптовой торговли. Для потребителей газа необходимо создать соответствующие условия для экономии газа и других энергоресурсов. Целесообразно постепенно ликвидировать диспаритет цен между газом, углем, мазутом и развить за счет этого конкуренцию всех видов топлива.

ФОРГ предполагается создавать в пределах ЕСГ, с охватом европейской части России и Западной Сибири и с возможным включением в перспективе в его структуру других систем газоснабжения. Его структура будет состоять из двух секторов: регулируемого и нерегулируемого (свободной торговли).

Регулируемый сектор ФОРГ фактически уже сформирован и нуждается лишь в совершенствовании. Здесь будут функционировать следующие участники: ООО "Межрегионгаз", региональные компании по реализации газа, крупные потребители газа, допущенные на ФОРГ в соответствии с установленными правилами. Газ на этом секторе ФОРГ будет приобретаться по регулируемым ценам, установленным в соответствии с действующей методологической базой.

Нерегулируемый сектор ФОРГ пока еще не определен. Учредителями этого сегмента свободной торговли газом могут стать: основные поставщики газа (ОАО "Газпром; независимые производители газа; организации, обеспечивающие импорт газа), а также крупные его потребители. Должно быть образовано некоммерческое партнерство "Администратор торговой системы" (АТС). Необходимо создать правила доступа на сектор свободной торговли крупных холдингов. Данный сектор должен стать рыночным ориентиром для регулируемого сектора при формировании уровня цен, принципов вывода на него потребителей газа и способствовать образованию среднерыночной цены газа.

Поставки газа населению, бюджетным организациям и производителям тепла предлагается оставить в рамках регулируемого сектора ФОРГ. Оставшиеся объемы "регулируемого" газа должны равномерно распределяться между остальными потребителями. Недостающие объемы газа будут приобретаться ими на свободном секторе рынка. Новые потребители могут обеспечиваться газом через сектор свободной торговли.

Важнейшим элементом обеспечения технической реализуемости проведения свободных торгов является детальная проработка взаимодействия АТС и системного оператора по вопросам сочетания элементов биржевой торговли и нормального функционирования ЕСГ. Может быть предложена следующая

схема взаимодействия АТС и системного оператора. АТС собирает заявки на получение доступа и проводит оперативную работу по получению доступа независимых организаций к ЕСГ и включению этих объемов газа в баланс нерегулируемого сектора ФОРГ. Системный оператор, исходя из возможностей ЕСГ, сформированного баланса газа обоих секторов ФОРГ, выдает ограничения по объемам приобретения газа на нерегулируемом секторе ФОРГ по согласованному перечню крупнейших потребителей. На первом этапе функционирования АТС возможно государственное регулирование на торгах (ограничение предельного уровня цен, размера вознаграждения посредников и т.д.).

2.10.3. Предложения по концепции развития газового рынка

Несмотря на огромные потенциальные и разведанные запасы природного газа в РФ, в последнее десятилетие в газовой отрасли накопился ряд негативных моментов: добыча газа превышала прирост разведанных запасов, срабатывались дешевые запасы газа сеноманских залежей в уникальных месторождениях, не обновлялись морально и физически изношенные основные фонды и т.п. В связи с этим, а также и по другим причинам в настоящее время в газовой промышленности сложилась критическая ситуация. Все это требует совершенствования эффективности работы газовой отрасли, ценовой, налоговой и инвестиционной политики, а также разработки концепции по реформированию газового рынка.

Предложения по реформированию газовой отрасли направлены в основном на создание условий для конкуренции на рынке природного газа (повышение доли независимых поставщиков газа на базе освоения новых месторождений, создание льготных условий торгово-посредническому капиталу и поддержка сбытовой деятельности).

Независимыми организациями являются нефтяные компании, разрабатывающие нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения. В настоящее время примерно 70 % добытого ими газа, содержащего в основном метановую фракцию, используется без переработки. Остальной газ перерабатывается и потребляется в народном хозяйстве. Около 1 % попутного газа сжигается в факелах. Основная причина неполного использования ресурсов нефтяного попутного газа – его высокая себестоимость. Она обусловлена меньшими дебитами нефтяных скважин по газу по сравнению с чисто газовыми, большими дополнительными энергетическими и материальными затратами на сбор газа, переработку и подготовку для подачи потребителям, а также необходимостью применения многоступенчатой системы отделения попутного газа от нефти и более разветвленными газосборными трубопроводами.

Несмотря на то что независимые организации получили доступ к газотранспортной системе и льготы по налогообложению, их доля участия на российском рынке составляет всего 7 % в общем объеме добычи газа в РФ. Маловероятно, что изменение пропорций их участия на российском рынке в перспективе на основе экономической конкуренции с ОАО "Газпром" сколько-нибудь существенно увеличит это соотношение.

Усиление структур по перепродаже газа и создание для них льготных условий будет способствовать конкуренции финансовых ресурсов в сфере торгово-посреднического бизнеса в ущерб разведке запасов, добыче и транспортировке газа, так как для производственной деятельности необходимы огромные капиталовложения и объективно имеется большой риск для инвесторов не получить планируемый ими экономический доход.

Таким образом, для РФ следует учитывать то обстоятельство, что складывающийся газовый рынок не представляет собой совершенную конкуренцию, а является естественно-монополистическим образованием. Поведение монополии согласно рыночной концепции описывается с помощью неоклассической модели чистой монополии. Здесь функция предложения не имеет смысла. Монополист будет подстраиваться под спрос, предоставляя такое количество газа и по такой цене, которые удовлетворяют его рыночные стратегии и возможности производства и сбыта. Данные возможности будут находить отражение в функции издержек, форма которой может различаться в зависимости от используемой технологии добычи, транспорта газа и цен. В этом случае монополию можно отождествить с отраслью. Так как создание конкурентной среды на рынке газа в РФ не выгодно обществу в силу технологических особенностей добычи и транспорта газа практически из одного источника (Западной Сибири), то под выгодой для общества можно понимать выгоду экономическую (минимально возможные затраты) и социальную (удовлетворение потребителей качественным продуктом). Противоречие между склонностью монополии к неэффективному хозяйствованию и необходимостью поддержания соответствующего производства можно преодолеть путем внерыночного регулирования (государством и общественными органами). Под регулированием понимается установление действенного контроля государством над ценовой, налоговой, кредитной, амортизационной и экспортно-импортной политикой.

Обеспечению экономической эффективности и инвестиционной привлекательности газовых компаний может отвечать плавное и постепенное реформирование уже существующего газового рынка на территории РФ. Созданные ОАО "Газпром" и ООО "Межрегионгаз" являются координаторами и организаторами оптового рынка газа в европейской части России и части Западной Сибири. Функционируют еще три изолированных региональных рынка газа с независимыми производителями: "Норильскгазпром", "Якутгазпром" и "Роснефть-Сахалинморнефтегаз". Фактически эти производители являются естественными монополистами, каждый из которых обслуживает свою территорию.

Структура перечисленных рынков газа имеет регулируемый и нерегулируемый сегменты. Уже сегодня можно поэтапно приступить к созданию ФОРГ, как было предложено ФЭК России (рис. 2.29).

В Единой системе газоснабжения должна быть сохранена действующая система диспетчерского управления – Центральный пункт диспетчерского управления (ЦПДУ ОАО "Газпром"). Как субъект рынка газа, ОАО "Газпром" через ЦПДУ осуществляет непрерывный диспетчерский контроль за деятельностью всех объектов ЕСГ, включая графики ремонтов объектов системы, что обеспечивает надежность газоснабжения потребителей.

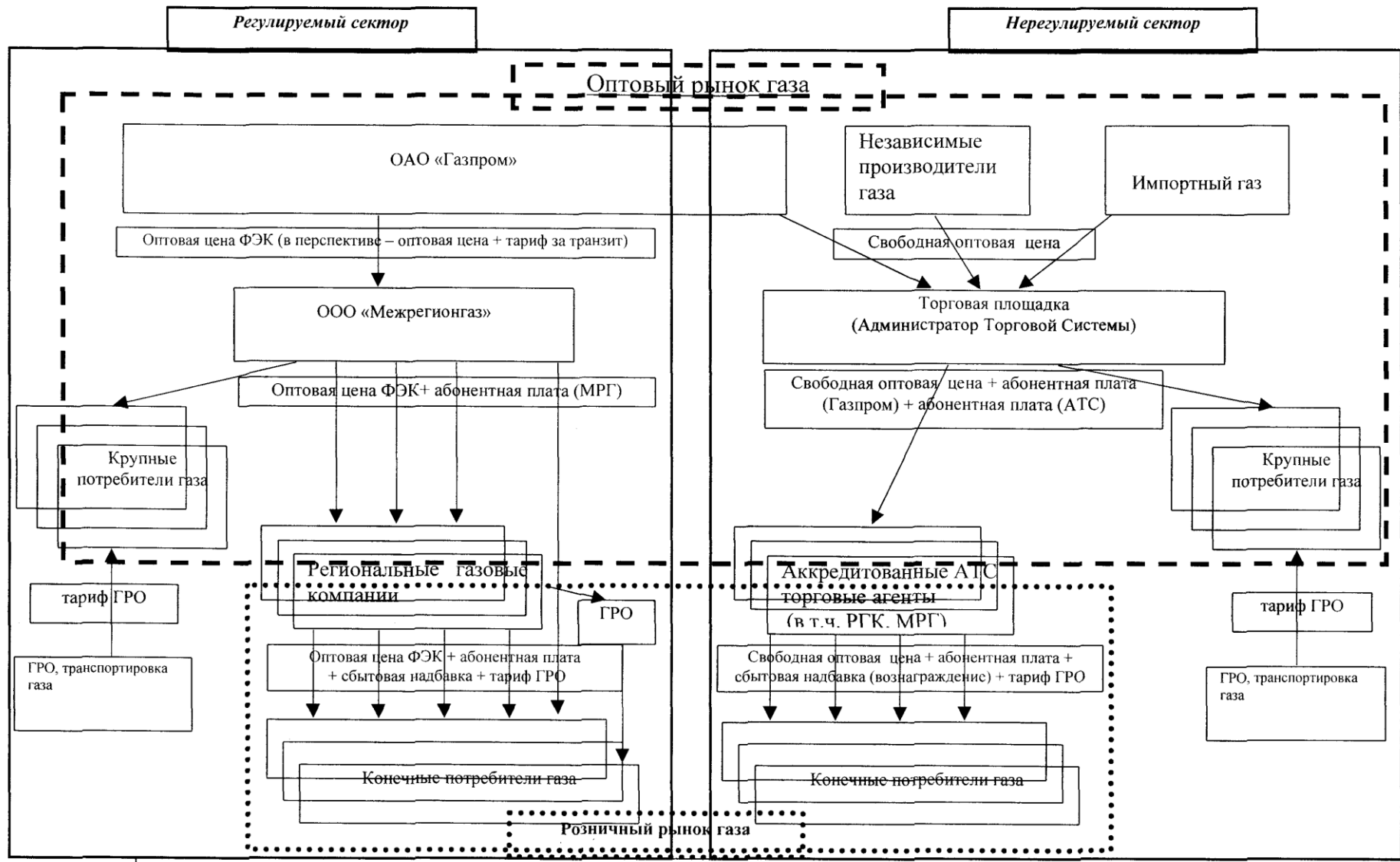


Рис. 2.29. Структура Федерального оптового рынка газа (проект).

Создание ФОРГ, в особенности его нерегулируемого сектора, потребует перехода от рекомендательных балансов газа к нормативно устанавливаемым уполномоченными федеральными органами исполнительной власти по согласованию с ОАО "Газпром" и независимыми поставщиками балансам газа оптового и региональных рынков, определяющих границы между регулируемым сектором и сектором свободной торговли. Эта норма необходима, поскольку именно государство должно определить ресурсную базу нерегулируемого сегмента и тех потребителей, которые будут выведены на него.

В ходе создания ФОРГ необходимо осуществить реформу ценообразования в области установления тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам – ввести на нерегулируемом сегменте некий аналог абонентной платы РАО "ЕЭС России" на ФОРЭМ. При этом абонентная плата будет напрямую платиться покупателями, имеющими выход на ФОРГ, ОАО "Газпром". Абонентная плата будет формироваться по общепринятым принципам ценообразования – исходя из условия покрытия текущих операционных расходов ОАО "Газпром", связанных с транспортировкой газа, оказанием информационных услуг, и получения необходимой прибыли для осуществления инвестиционных программ, одобренных правительством, обслуживания привлеченных средств, создания резервного фонда, выплаты дивидендов и т.д.

При этом может быть предусмотрена ее территориальная дифференциация, аналогичная действующей дифференциации оптовых цен по поясам. Такие принципы формирования абонентной платы выравнивают условия доступа к системе магистральных газопроводов независимых производителей и ОАО "Газпром", устраняют причины возможных конфликтов по выбору маршрутов транспортировки (в случае наличия альтернатив выбора маршрутов, что случается достаточно часто). Кроме того, без введения указанной абонентной платы проведение торгов по принципу двухстороннего открытого аукциона (биржевые торги) будет крайне затруднено. Проблема доступа к системе магистральных газопроводов ЕСГ будет ограничена двумя точками:

- точкой подключения газопровода независимой организации к магистральному газопроводу ОАО "Газпром" (системой магистральных газопроводов ОАО "Газпром" в основных местах добычи);
- границей раздела магистральных и распределительных сетей, через которые осуществляется газоснабжение потребителей (системой магистральных газопроводов ОАО "Газпром" в рамках региона).

Таким образом, при взаимодействии покупателя и продавца (производителя) будет определяться (устанавливаться регулирующим органом) цена "на устье скважины", а общая стоимость газа для потребителей с учетом заранее известной регулируемой добавки (абонентной платы), повторяющей территориальную дифференциацию оптовых цен на регулируемом секторе, будет полноценным рыночным ориентиром для регулируемого сектора.

Развитие федерального оптового и региональных рынков газа потребует переноса уплаты акциза на газ на стадию его добычи, что только подтвердит экономическую природу акциза как рентного платежа. Параллельно можно бу-

дет провести дифференциацию его размера от нынешних абсолютных 15 % от цены реализации газа конечному потребителю в зависимости от условий разработки различных месторождений (что полностью совпадает с предложениями ОАО "Газпром" по изменению налогового законодательства).

2.11. Основные особенности либерализации нефтяной промышленности в России на фоне мировых тенденций

Сложившаяся структура мирового нефтяного рынка является достаточно сложной. До начала 1970-х годов рынок нефти являлся одним из наиболее монополизированных в мировой торговле. Весь цикл операций на нем, от поисково-разведочных работ до сбыта нефтепродуктов различным покупателям, практически полностью контролировался вертикально интегрированными компаниями Международного нефтяного картеля (МНК), к поведению которых приспосабливались и аутсайдеры. Цены в этот период устанавливались нефтяными монополиями в одностороннем порядке, носили по существу трансфертный характер и были заниженными, что соответствовало стратегии Картеля, направленной на всемерное расширение потребления жидкого топлива.

В 1970-е годы с переходом контроля над собственным нефтяным хозяйством (ресурсы, добыча, цены) к странам ОПЕК, на нефтяном рынке произошла смена конкуренции с горизонтальной (между отдельными вертикально интегрированными нефтяными монополиями) на вертикальную (между хозяйствующими субъектами – представителями отдельных звеньев вертикальной структуры нефтяного бизнеса). В различных аналитических обзорах и суждениях известных экспертов мирового нефтегазового рынка [182 и др.] отмечается, что практически вся поступающая на рынок нефть стала закупаться уже не на внутрифирменной, а на коммерческой основе, т.е. по официальным отпускным ценам стран-членов ОПЕК, которые стали играть роль мировых цен на нефть. Это, по существу, лишило возможности компаниям МНК влиять на конъюнктуру рынка со стороны предложения, т.е. путем манипулирования уровнями добычи и отпускных цен. Однако, контролируя транспортировку, переработку и сбыт, МНК сохранил возможность влияния на конъюнктуру со стороны спроса, манипулируя, в первую очередь, коммерческими запасами и ценами у потребителей.

В этих условиях произошла резкая дестабилизация и дезинтеграция рынка нефти:

- участились случаи нарушения нефтеснабжения в странах-потребителях;
- увеличилась неустойчивость цен и пределы их колебаний;
- расширилось число компаний, ведущих операции с нефтью и нефтепродуктами: наряду с международными монополиями активно начали функционировать нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие независимые, посреднические, а также государственные компании промышленно развитых и развивающихся стран и конечные потребители. При этом число участников рынка

нефти увеличилось как на стороне спроса, так и на стороне предложения, поскольку в 1970-е годы произошла массовая национализация добывающих активов компаний МНК, расположенных в основных нефтедобывающих странах Ближнего и Среднего Востока и Африки, и создание на базе этих национализированных активов национальных нефтяных компаний стран-экспортеров.

К концу 1980-х годов сформировалась мировая система биржевой торговли нефтью и нефтепродуктами, обслуживаемая в основном тремя центрами (Нью-Йорк – NYMEX, Лондон – IPE, Сингапур – SIMEX). Можно выделить три основных маркерных сорта в международной биржевой торговле нефтью: Brent (для Европы), Дубай (для Азии) и Западно-техасскую смесь (для Америки). Brent – маркерный сорт для Лондонской биржи, Западный Техас – для Нью-Йоркской, Дубай – для Сингапурской. Brent и Дубай являются экспортно-ориентированными сортами, объем их продаж на спотовом рынке, т. е. продаж наличного товара на рынке разовых сделок, составляет соответственно, 60 и 80 % от объема добычи нефти этих сортов. Западно-техасская нефть продается в основном на внутреннем рынке США, по долгосрочным контрактам, на рынке разовых сделок обращается всего 4 % от объемов добычи нефти этого сорта.

Крупные центры биржевой торговли, наряду с мощным развитием компьютеризации, телекоммуникации и информационных технологий, обеспечили глобализацию мирового рынка нефти, его функционирование в режиме реального времени, взаимозависимость и соподчиненность цен на нефть в разных районах земного шара.

Такой элемент глобализации, как слияние и поглощение компаний, реализующие эффект концентрации мощностей, явился важным фактором снижения финансовых издержек в мире. Процесс консолидации компаний начался в 1996 г. с создания альянса "British Petroleum" (BP) и "Mobil" по переработке и маркетингу в Европе. В августе 1998 г. компания BP объявила о покупке нефтяной компании "Amoco". В начале декабря 1998 г. нефтяной гигант "Exxon" объявил о покупке компании "Mobil". Буквально сразу после этого французская "Total" объявила о покупке бельгийской "Petrofina".

В России процесс активной реструктуризации нефтяной промышленности с образованием новых более или менее самостоятельных нефтяных компаний, включающих как нефтедобывающие, так и нефтеперерабатывающие производственные мощности, пришелся на 1991–1992 гг. К 1994 г. насчитывалось уже более 80 самостоятельных компаний, занимающихся добычей и подготовкой нефти. В это время можно было выделить около 20 компаний, играющих существенную роль в балансе российской нефти. Процессы слияния (укрупнения) компаний, позволяющие вытеснить значительное количество малых компаний и компаний-однодневок, привели к сокращению численности заметных субъектов нефтяного рынка. В результате российские компании оказались в состоянии конкурировать на мировых рынках с ведущими монополиями промышленно развитых стран.

Присутствие вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) на внутреннем российском рынке создает предпосылки для развития конкурен-

ции между ними. Однако до настоящего времени эти предпосылки на региональном уровне не реализуются, так как пока фактически произошел раздел российского рынка нефтепродуктов на зоны влияния вновь образуемых нефтяных компаний.

Поставки нефти по прямым связям осуществляются и другими компаниями, но их доля в объеме поставок на региональные рынки слишком мала. Наряду с этим рост цен на нефть ВИНК в среднем ниже, чем по нефтедобывающим предприятиям, не сформированным в компании.

В табл. 2.10 представлены некоторые характеристики основных нефтяных компаний, работающих в России на конец 2002 г.

Кроме компаний, приведенных в табл. 2.10, и более мелких субъектов нефтяного рынка (в том числе работающих в режиме СРП), добычу нефти в России осуществляют также компании "Газпром" – 2,9 % и РОСТОППРОМ – 0,2 % от общероссийской добычи соответственно, они же осуществляют ее частичный экспорт.

Т а б л и ц а 2.10

Основные характеристики нефтяных компаний России (в отношении к общероссийским показателям) в 2002 г.*

Компания	Доля в добыче нефти, %	Доля в экспорте нефти, %	Доля в переработке нефти, %	Доля в фонде добывающих нефтяных скважин, %	Доля в кап. вложениях в разведочное бурение на нефть, %
ЮКОС	20,2	20,1	19,6	19,3	19,8
Сургутнефтегаз	18,1	18,6	18,4	9,8	5,8
Тюменская нефтяная компания (ТНК)	13	13,5	8,8	12,8	52,5
Сибнефть	9,9	10,2	6,0	8,3	1,8
Татнефть	6,8	7,8	8,0	3,4	3,2
СИДАНКО	6,6	6,6	0	15,7	1,3
Роснефть	4,3	4,1	2,7	4,7	0,4
Славнефть**	4,3	4,8	5,0	6,7	6,8
Башнефть	4,3	4,1	6,9	3,8	0
Прочие	3,2	3,3	0	12,3	8,4
	9,3	6,9	24,6	3,2	0

* Таблица разработана на основе данных журнала "Нефтегазовая вертикаль".

** В конце 2002 г. приобретена компаниями Сибнефть и ТНК.

Наряду с крупными ВИНК, перерабатывающими нефть, на рынке производства и распределения нефтепродуктов работают самостоятельные нефтеперерабатывающие компании, такие как Башнефтехимзаводы – 11,1 %, ЦТК – Московский НПЗ – 5,5 %, Салаватнефтеоргсинтез – 3,6 %, ОНАКО – 2,3 %, группа "Альянс" (Хабаровский НПЗ) – 1,6 % от общероссийской нефтепереработки соответственно.

По поводу нефтепереработки в России остается отметить, что если по объемам выпуска нефтепродуктов Россия занимает 3-е место в мире (после США и Японии), то по уровню их качества находится на 12–14-м местах [183]. Поэтому необходимы серьезное совершенствование целого ряда технологических процессов и наращивание соответствующих производственных мощностей. Необходимо сконцентрировать усилия на дальнейшем развитии процессов гидрорегенизации, каталитического крекинга, алкилирования, изомеризации. Соответствующие установки должны обладать общей производительностью порядка 30–35 млн т. в год, что позволит довести средний российский уровень глубины нефтепереработки до 75 % [183].

Характеризуя нынешние финансовые показатели работы нефтяных компаний, нужно заметить, что процесс снижения финансовых издержек в России относительно остального нефтяного мира идет пока с трудом, хотя этому и способствуют процессы слияния некоторых компаний. Конкурентные преимущества России, по сравнению с районами (работающими на этих же рынках) с более дорогой добычей, за последние годы сходят на нет из-за ухудшения условий нефтедобычи в основных российских нефтегазоносных провинциях. В то же время активное применение достижений НТП в районах добычи дорогой нефти за пределами нашей страны приводит к снижению соответствующих издержек. Многие из стран с более дорогой нефтью, чем российская (что на первый взгляд несколько успокаивает), работают на других рынках, не являясь конкурентами. Поэтому основные сегодняшние и потенциальные конкуренты России на мировом нефтяном рынке – это те страны, где издержки находятся на более низком уровне, чем в России. Это страны Ближнего и Среднего Востока, Северной Африки, регион Северного моря. В ближайшем будущем к данному перечню конкурентов добавится Каспий, кроме того, в силу реализации восточной энергетической политики России география конкуренции с ОПЕК появится и на дальневосточном рынке.

Технологически большинство крупных нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих объектов различных компаний и экспортные нефтяные терминалы объединяет система магистральных нефтепроводов. Централизованное руководство системой нефтепроводов после распада СССР в 1991 г. осуществлялось компанией "Транснефть", преемником советской Главтранснефти. Ее основные функции – оказание услуг по транспорту нефти, учет ресурсов нефти, управление нештатными ситуациями, контроль технологической дисциплины и управление централизованными средствами Управлений магистральных нефтепроводов. В соответствии с межправительственными соглашениями со странами бывшего СССР АК "Транснефть" осуществляет централизованный диспетчерский контроль и управление всей нефтепроводной системой РФ и СНГ.

В настоящее время АК "Транснефть" осуществляет транспорт 99,5 % добываемой в России нефти внутри страны, на нефтеперерабатывающие заводы стран СНГ – Украины, Белоруссии, Казахстана, а также Литвы и на экспорт в дальнее зарубежье.

В связи с существенным (практически в 2 раза) снижением добычи нефти с советских времен основные проблемы АК "Транснефть" – недозагрузка большинства трубопроводов, соответственно – недостаток финансовых средств, проблемы, связанные с увеличением тарифов на электроэнергию, и наличие большого фонда изношенного оборудования на нефтеперекачивающих станциях и в линейной части.

В европейской части России спрос на транспортные услуги для вывоза нефтеналивных грузов за рубеж превышает предложение. В результате каждая нефтяная компания осуществляет собственную экспортную стратегию, которая во многом обусловлена взглядами ее руководства и его взаимоотношениями с участниками рынка перевозок.

Экономическая эффективность экспорта на каждом направлении определяется соотношением экспортных и внутренних цен (с учетом налогообложения), а также величиной транспортных издержек. Последние складываются из стоимости доставки груза до порта, его перевалки на борт судна, фрахта танкера, сопутствующих услуг (экспедирование, таможенное декларирование, независимый анализ качества), а также косвенных расходов, связанных в основном с нарушениями перевозочного процесса: задержками продвижения груза, ухудшением его качества и т.д.

Рост нефтедобычи и благоприятная конъюнктура мирового рынка позволяют российским нефтяным компаниям активно наращивать экспортные поставки. Около 60 % продукции нефтяной отрасли уходит из России через портовые перевалочные комплексы. Морской экспорт по своей эффективности практически не уступает трубопроводному и позволяет компаниям осваивать новые рынки за пределами Европы.

Многообразие экспортных направлений (рис. 2.30, [184]) и стремление нефтяных компаний, с одной стороны, сократить транспортные издержки, а с другой – диверсифицировать поставки, усиливают конкуренцию между экспортерами. Однако существующая транспортная инфраструктура не соответствует в полной мере экспортному потенциалу российской нефтяной отрасли.

Экономика поставок нефтеналивных грузов через порты во многом зависит от вида транспорта, который используется для доставки нефти или нефтепродуктов в порт. Наиболее экономичным считается доставка нефти по трубопроводу.

Стоимость перекачки нефти на экспорт по системе "Транснефти" определяется на основе двухставочного тарифа, включающего оплату услуг по перекачке (в рублях) и диспетчеризации (в долларах).

Как правило, тарифы "Транснефти" до российских портов выше, чем до сухопутных границ. Однако если экспортный маршрут пролегает по территории сопредельных государств, то суммарная стоимость прокачки увеличивается на транзитный тариф, получателями которого являются национальные трубопроводные операторы.



Рис. 2.30 Основные направления и объемы мировой торговли нефтью, млн т.

Экспортные возможности российских портов по перевалке нефти ограничены, в том числе из-за недостаточных мощностей трубопроводной системы. Использование альтернативных видов транспорта для доставки сырья в порт значительно увеличивает транспортные издержки по сравнению с любым трубопроводным направлением. Так, стоимость доставки нефти из Самары до терминала в Новороссийске по железной дороге составляет около 18 дол. за тонну, тогда как прямая прокачка в Бутинге обойдется экспортеру с учетом транзитного тарифа в 8,3 дол. за тонну. Стоимость нефти на морском побережье европейских стран, как правило, выше, чем на границе Польши, Чехии, Словакии, Венгрии. Поэтому, несмотря на относительно высокую транзитную составляющую, экспорт нефти трубопроводом через порты сопредельных стран остается крайне привлекательным для российских экспортеров.

Между тем ввод в эксплуатацию новых трубопроводных мощностей в России позволяет нефтяным компаниям сокращать транспортные издержки при использовании трубопроводного транспорта как на российской территории, так и за ее пределами.

В отличие от трубопроводного транспорта затраты по доставке груза по железной дороге до различных терминалов могут отличаться в несколько раз. Кроме того, стоимость железнодорожной транспортировки зависит от ряда факторов, и чтобы определить ее, необходимо рассматривать каждый конкретный случай.

Существуют различные способы по сокращению транспортных издержек. При экспорте нефтеналивных грузов в собственных цистернах к железнодорожному тарифу для парка МПС применяется дополнительная скидка в размере 35 %, в результате с учетом расходов по возврату цистерн к пункту налива экономия составляет около 30 %. Некоторые компании имеют специальные скидки. Создание в России операторских компаний, в том числе специализирующихся на перевозках нефтеналивных грузов, создало дополнительные возможности по оптимизации перевозочного процесса. В случае привлечения к перевозке собственного локомотива оператор перевозки получает дополнительные тарифные преимущества.

Ряд российских НПЗ имеет возможность экспортировать дизельное топливо трубопроводным транспортом. Система магистральных нефтепроводов компании "Транснефтепродукт" имеет прямой выход на Вентспилский порт, где поступающее по трубе топливо переваливается в танкеры через терминал Ventbunkers. Кроме того, НПЗ в Киришах соединен трубой с Петербургским нефтяным терминалом. Использование системы магистральных трубопроводов позволяет экспортерам снизить транспортные издержки по сравнению с железнодорожными поставками. В трубопроводной монополии расценивают железную дорогу как своего основного конкурента, поэтому тарифы на транспортировку газойля по трубе ниже и, соответственно, экономика поставок лучше.

В настоящее время стоимость экспортной прокачки "Транснефтепродукта" определяется по двухставочной системе. Первая ставка взимается за услуги по транспортировке нефтепродуктов и устанавливается в рублях, причем ее размер не может превышать 70 % от железнодорожного тарифа на аналогичном маршруте. Вторая ставка устанавливается в долларах США "за услуги по обеспечению надежности системы магистральных нефтепродуктов" и устанавливается в долларах за одну тонну для каждого маршрута. При этом ФЭК определяет только предельный уровень ставок, а окончательные тарифы устанавливает непосредственно сама монополия.

Кроме того, "Транснефтепродукт" является в лице своих дочерних предприятий оператором продуктопроводов в Украине и Белоруссии, а также акционером латвийского оператора Latrostrans, что позволяет ему контролировать тарифы не только внутри России, но и за ее пределами.

Кроме прямых поставок дизельного топлива, трубопроводные мощности компании используются для комбинированных схем экспорта с участием железнодорожного транспорта. Газойль прокачивается по трубе от завода до пунктов налива и далее экспортируется по железной дороге.

Последние несколько лет в России наблюдается тенденция увеличения объемов экспортных поставок нефти с НПЗ по железной дороге или водным транспортом. Например, сырье доставляется трубопроводом до завода, где подобно нефтепродуктам переливается в железнодорожные цистерны и направляется на экспорт. Принимать нефть по железной дороге могут не все терминалы, однако популярность такого способа транспортировки стимулирует создание соответствующих мощностей.

По своей экономике подобные поставки хуже, чем трубопроводные. Однако доступ к экспортной трубе ограничен: нефтяные компании могут поставить на экспорт по трубопроводу одну треть от объема, сданного в трубу. Использование подобной схемы позволяет экспортировать дополнительные объемы сырья. В нефтяных компаниях часто оценивают эффективность подобной схемы исходя из эффективности продаж на внутреннем российском рынке нефтепродуктов. В случае если доходность экспорта сырья по железной дороге выше, чем его переработка или реализация внутри России, подобная схема считается экономически оправданной.

Существенным преимуществом любого терминала является способность принимать крупнотоннажные танкеры. В пересчете на одну тонну фрахт при экспорте нефти и нефтепродуктов в крупнотоннажном танкере дешевле [185, 186], а соответственно лучше экономика поставок.

Грузоподъемность танкеров, используемых для экспорта российской нефти и нефтепродуктов на южном и северном направлениях, ограничивается глубиной турецких и датских проливов. В этой связи крупной партией считается объем в размере 120–130 тыс. т. Однако подобные танкеры могут обслуживать только крупные порты, например такие, как Вентспилс, Новороссийск, Таллинн, что делает их более привлекательными по сравнению с нефтеперевалочными комплексами с небольшими глубинами. Возможность отгрузки нефтеналивных грузов крупным тоннажем также позволяет экспортерам и трейдерам расширить регионы поставки.

Кроме того, в портах отмечают, что на судовом рынке наблюдается тенденция строительства танкеров дедвейтом около 60–120 тыс. т, перевозка которыми наиболее рентабельна как для судовладельца, так и для фрахтователя. В этой связи многие порты и нефтяные терминалы стремятся увеличить глубины для приема подобного тоннажа. В 2002 г. терминал Klaipėdos Nafta начал отгрузки танкеров грузоподъемностью 100 тыс. т, против 60 тыс. т, которые принимались ранее.

Петербургский нефтяной терминал в 2003–2004 гг. планирует совместно с администрацией порта углубить дно для приема танкеров дедвейтом 80 тыс. т, для которых ведется строительство глубоководных причалов (в настоящее время терминал может принимать суда грузоподъемностью около 40 тыс. т) [186].

Вообще, с позиций мировой торговли нефтью, на протяжении двух последних лет нефтяной рынок развивался в условиях высокой нестабильности: напряженные отношения США и Ирака, приведшие к войне, и общенациональная забастовка в Венесуэле, заблокировавшая в конце 2002 г. экспорт почти 2 млн баррелей нефти в сутки. В результате цена нефти к 2003 г. по сравнению с началом 2002 г. выросла на 10 дол. (рис. 2.31, [187]) и перевалила за 30 дол. за баррель. Несмотря на усилия ОПЕК, за два месяца на 13 % увеличившей квоты добычи, и на повышенный экспорт нефти из России, цены до сих пор держатся на высоком уровне.

Что касается российской нефтедобычи, то впервые с начала 1990-х годов с 1999 г. начали расти ее объемы. Так, в 2000 г. по сравнению с 1999 г. этот рост составил 6,1 %, в 2001 г. – 7,7 %, в 2002 г. – 9,1 %. Похоже, такая тенденция

должна сохраниться и дальше, но в нынешней ситуации, к сожалению, ненадолго, так как подобный рост объемов нефтедобычи продиктован прежде всего ситуацией с ценами на нефть на мировом рынке, а отнюдь не положительными сдвигами в разведке, освоении и разработке новых доступных нефтяных месторождений. Сегодня в России мобилизованы все имеющиеся ресурсы накопленной ранее минерально-сырьевой базы, качество которой неуклонно ухудшается. Сравнительно небольшой прирост запасов в последние годы был получен за счет доразведки ранее открытых месторождений, а также за счет перевода запасов из категории предварительно оцененных в категорию разведанных. В то же время активно идет списание запасов как не подтвердившихся [187]. По утверждению Министерства природных ресурсов РФ [188], в настоящее время более 90 % нефтяных ресурсов уже переданы компаниям – недропользователям, осталось менее 9 % трудноизвлекаемых запасов – в труднодоступных районах, готовых месторождений в государственном резерве нет.

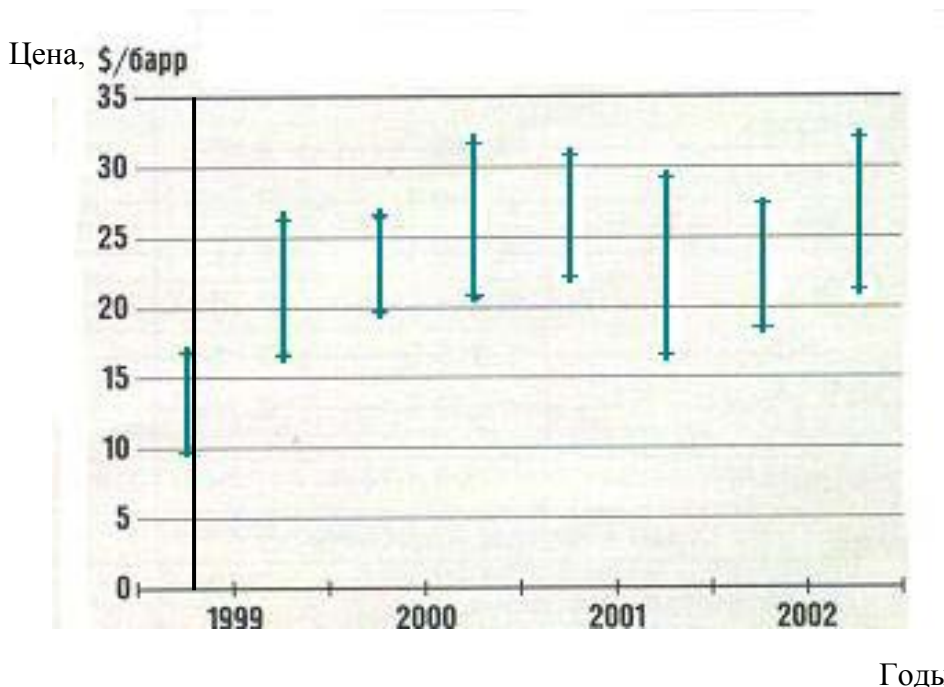


Рис. 2.31. Уровень и амплитуда колебаний цены нефти Brent, 1999-2002 гг.

Понятно, что в настоящее время нужно заниматься не только воспроизводством минерально-сырьевой базы, но и усилить контроль за соблюдением лицензионных условий, прежде всего на тех участках недр, которые представлены для геологического изучения. Неполный объем геолого-разведочных работ у некоторых компаний значительно снижает эффективность воспроизводства минерально-сырьевой базы. Безусловное внимание должно быть уделено и эффективности нефтеотдачи за счет методов интенсификации. Если же в целом не сменятся нынешние тенденции, касающиеся темпов добычи нефти и прироста запасов, то достаточно обоснованно выглядит мнению экспертов, в частности [188], о том, что активные запасы нефти в России иссякнут примерно за 13–14 лет, при этом к 2005 г. у нас будет 75 % трудноизвлекаемых запасов. Следует

также учесть, что и при якобы "нормально" извлекаемых запасах наша страна находится в нижней части списка нефтедобывающих стран, ранжированного по среднему дебиту добывающих скважин (см. табл. 2.11, представленную на основе данных [187]).

Кроме того, большинство российских нефтегазовых месторождений находится относительно далеко от рынков, что активно влияет на рост затратной части наших ресурсов.

В долгосрочном плане перспективы выхода на новые возможности нефтедобычи и потенциальные рынки сбыта можно и нужно связывать с формированием сбалансированной восточной энергетической политики (учитывая разумные возможности экспорта энергоресурсов, в том числе нефти).

Т а б л и ц а 2.11

Средний дебит добывающих скважин в 2002 г. т/сут на скважину

Страны ОПЕК	Средний дебит	Крупнейшие нефтедобывающие страны вне ОПЕК	Средний дебит
Саудовская Аравия	643	Норвегия	514
Иран	419	Великобритания	221
Кувейт	275	Мексика	145
Катар	209	Бразилия	17
Абу-Даби	191	Россия	9
Ирак	164	Китай	6
Ливия	120	Канада	5
Нигерия	102	США	1,5
Алжир	88		
Венесуэла	21		
Индонезия	2		
ОПЕК в среднем	93	Мир в среднем	10

Одновременно с АК "Транснефть", где государство, являясь основным акционером, диктует свои условия транспортировки нефти и устанавливает в централизованном порядке тарифы, крупные нефтяные компании начинают строить свои планы транспортировки нефти с вновь осваиваемых месторождений. Порой эти планы встают в разрез с планами АК "Транснефть" в развитии своей трубопроводной сети. Так, в настоящее время проходит экспертиза проекта по строительству магистрального нефтепровода "Ангарск – Находка". Согласно проекту, по нефтепроводу должно будет ежегодно перекачиваться 50 млн т нефти, в том числе на первом этапе 30 млн т. Протяженность трассы составит 3885 км. Предполагается построить 22 нефтеперекачивающие станции и резервуары на 2735 тыс. м³. Проект оценивается в 5,8 млрд дол. В свою очередь, НК "ЮКОС" планирует начать строительство своего нефтепровода "Ангарск – Дацин (КНР)" практически той же производительностью. Но если НК "ЮКОС" собирается транспортировать "свою" нефть, добываемую им на новых месторождениях Восточной Сибири, то при тенденции сокращения добычи в Западной Сибири и при сохранении существующего уровня экспорта нефти в западном направлении возникает вопрос: «Какую нефть собирается транспортировать в Находку АК "Транснефть"?».

В то же время нефтепровод, строящийся НК "ЮКОС", привязывает экспортную политику России и данной компании, в частности, к практически единственному потребителю, что может быть чревато элементами ценового диктата с его стороны. АК "Транснефть" предлагает более независимый вариант транспортировки, оканчивающийся строительством морского нефтеналивного терминала на дальневосточном побережье. Это создает перспективу прямого (без участия транзитных государств) выхода России на более широкий круг возможных потребителей нефти в странах тихоокеанского региона. Правда, интересен будет этот вариант, только если на данный нефтепровод начнут работать восточно-сибирские месторождения НК "ЮКОС" и перспективные месторождения Якутии.

По данным экспертов [188 и др.], азиатско-тихоокеанский рынок активно развивается и уже к 2020 г. его потребности в энергоносителях вырастут минимум в 2 раза. Особый интерес в этом плане может представлять Китай – крупнейший потребитель нефти в АТР. К 2020 г. дефицит потребления нефти в Китае может достичь 200 млн т. Учитывая местоположение российских (дальневосточных и сибирских) нефтяных месторождений, реализация соответствующих нефтепроводных проектов уже сейчас является достаточно разумным шагом. В первую очередь это месторождения Сахалинского шельфа, Восточно-Сибирской платформы, Чукотки, Охотского моря. При правильном подходе к организации разведки и освоения этих месторождений сегодня, в период до 2020 г. можно ожидать устойчивой тенденции роста нефтедобычи в этом регионе и достижения ее уровня в 60–70 млн т в год. При таких объемах добычи один Китай сможет потребить 50 млн т российской нефти, однако нужно отдавать себе отчет, что неограниченное увеличение экспорта нефти вряд ли должно соответствовать национальным интересам России на востоке страны, остаются ведь еще проблемы социального и экономического развития собственных территорий.

На основании изложенного остается заметить, что при неминувости и необходимости процессов либерализации в российской экономике и в том числе в нефтяном комплексе политика, проводимая государством, должна выстраиваться таким образом, чтобы, способствуя развитию самостоятельных компаний и уходя от монополизации производства, государство могло отстаивать общеэкономические интересы (включая единую экспортную политику), возможно неполно оцениваемые с позиций какой-либо конкретной компании.

2.12. Либерализация в угольной отрасли: мировой опыт, состояние в России, возможные тенденции на перспективу

2.12.1. Объективная необходимость реформирования угольной отрасли

Уголь по важности является вторым после нефти источником первичной энергии и доминирует в производстве электроэнергии. На долю угля, по данным Мирового угольного института, приходится почти 90 % энергетического

потенциала пригодных для разработки полезных ископаемых органического происхождения. Для выработки электроэнергии и тепла потребляется около 60 % всего используемого в мировом сообществе угля, 25 % – на коксохимическое и металлургическое производства, 15 % – на другие секторы промышленности и коммунально-бытовое хозяйство. Примерно половина (44 %) электроэнергии вырабатывается на угольных теплоэлектростанциях.

Исторически сложилось так, что угольная промышленность в XIX–XX вв. существенно влияла на социальное и экономическое развитие общества. Большая значимость угля как "хлеба тяжелой промышленности", специфика шахтерского труда (предельная физическая нагрузка, уникальная специфика подземных работ, высокая степень концентрации трудовых ресурсов в "угольных регионах") – все это превратило шахтеров в одну из наиболее социально значимых, территориально сконцентрированных, политически организованных социальных групп в мире [189].

Непосредственное влияние на угольную промышленность оказали радикальные перемены в мировом экономическом развитии, имевшие место во второй половине XX в.:

- уголь утратил роль единственного, практически безальтернативного источника энергии, поскольку нефть, газ и атомная энергетика составили углю серьезную конкуренцию;

- появились новые транспортные средства для дешевой перевозки угля – прежде всего морем, что резко понизило себестоимость транспортировки дешевого угля из отдаленных районов;

- удешевилась добыча угля за счет ее механизации, поскольку стало возможным вести добычу открытым способом.

К тому же, поднялся уровень социального и профессионального самосознания работников, возникла мощная инфраструктура организации труда и защиты прав занятых в отрасли, в корне изменилась специфика взаимоотношений между работодателями и работниками.

Резкое удешевление транспортных расходов и угледобычи позволило перейти к концентрации производства исключительно в тех регионах, где возможна эффективная и дешевая добыча открытым способом и откуда возможна удобная и дешевая транспортировка. При этом занятость в угольной отрасли объективно должна была существенно понизиться. Высвобождаемых шахтеров необходимо было направить в другие отрасли.

Специфика производства и организации труда в угольной отрасли, социально–психологические особенности шахтерского сообщества превращали угольные регионы в источник потенциальной угрозы для социальной и политической стабильности стран, в которых существенную роль играла угольная промышленность.

В Западной Европе государством принимались серьезные меры социального характера. Так, в Англии и Франции увольняемым шахтерам выплачивались

весьма крупные пособия по увольнению, которые позволяли им длительное время не работать. В ФРГ избрали иную тактику – там ряду традиционных шахт и работающим на них шахтерам были предоставлены существенные госдотации на поддержание "статус-кво" на действующих угольных шахтах, вплоть до ухода большинства занятых там шахтеров на пенсию.

В наименьшей степени участвовало в процессе реструктуризации угольной отрасли государство в США. Это объяснялось традиционно малой степенью вовлеченности государства в решение социальных проблем на частных предприятиях и столь же традиционно высокой территориальной и профессиональной мобильностью населения.

Так или иначе, мировая тенденция к реформированию угольной отрасли четко обозначилась уже в середине столетия – даже в тех странах, где угледобыча не сократилась, а занятость в угольной промышленности упала радикально.

Таким образом, характерной особенностью современной экономики угледобывающих стран является перестройка угольной отрасли. В каждой стране имеются свои особенности функционирования предприятий, обусловленные уровнем социально-экономического развития, обеспеченностью энергоресурсами, формами собственности и т.д. Общей характерной особенностью угольных отраслей большинства стран мира является традиционная дотационность, которая выражается в виде прямой либо косвенной господдержки из бюджета либо их сочетанием. Исключением являются страны (США, Австралия, ЮАР) с исключительно благоприятными горно-геологическими условиями разработки угольных месторождений.

Практически во всем мире реструктуризация угольной отрасли осуществляется при активном участии государства. Господдержка обусловлена тем, что развитая отрасль гарантирует обеспеченность собственной энергетики и безопасности страны.

Можно выделить две основные цели реструктуризации отрасли: наращивание объемов добычи и (или) ликвидация убыточных предприятий, работающих в опасных и тяжелых условиях, обуславливающих повышенные производственные издержки, негативные социально-экологические последствия и большой уровень травматизма. Наращивание объемов добычи наблюдается в странах с богатыми запасами угля, добыча которого не требует значительных затрат. Это – развивающиеся страны (Индия, ЮАР) и отдельные развитые страны (США). Среди наращивающих добычу стран следует выделить Австралию (табл. 2.12) [190–193]. Здесь объем добычи увеличился с 225,5 млн т (1994 г.) до 305,9 млн т (2000 г.) Лидирующее положение в мире занимает Китай, добывший в 2000 г. примерно 1200 млн т.

Производство угля в странах, наращивающих угледобычу, млн т

Страна	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.
Китай	1239,9	1343	1401,8	1367,2	1305,5	1238,3	1171,1	1294
США	937,6	937,1	965,1	989,2	114,1	998,4	974	1017,3
Индия	277,1	292,2	308,1	319,3	321,1	314,6	334,8	343,5
Австралия	225,5	241,9	247,1	264,5	287,4	294,2	291	315
Южная Африка	195,8	206,2	206,4	220,1	223	222,3	224,1	225
В с е г о	1239,9	1343	1401,8	1367,2	1305,5	1238,3	1171,1	1294
Доля в мировом производстве угля, %	64	65	66	66	48	70	69	70

Реструктуризация угольной отрасли в разных странах имеет свои особенности.

2.12.2. Реструктуризация угольной отрасли в странах, наращивающих объемы угледобычи

В *Китае* добыча угля ведется на государственных и частных предприятиях.

За последние 20 лет до 2000 г. добыча угля увеличилась с 620,1 млн т в 1980 г. до 1089,7 млн т в 2001 г. (см. табл. 2.12). Угольная промышленность Китая активно развивается и реструктуризируется. Темпы роста добычи за последние 10 лет остаются стабильными, составляя в среднем 4,46 % в год. При этом рост добычи на негосударственных предприятиях (частных, акционерных и др.) составил около 7,5% в год – примерно в 3 раза выше, чем на государственных шахтах и разрезах. Увеличение добычи сопровождалось снижением численности работающих в отрасли и видоизменением структуры занятости, а следовательно, повышением производительности труда. При общем снижении количества работающих в отрасли в государственном секторе происходил рост численности (1991–1994 гг.). В 1995–1996 гг. число работающих на государственных шахтах сократилось за счет создания высокопроизводительных предприятий и роста производительности труда [194, 195].

Реструктуризация угольной промышленности Китая сопровождается процессом плавного перехода от государственной формы собственности к негосударственной в различных видах – за счет приватизации, акционирования, перехода предприятий в частные руки.

Видоизменение структуры занятости (уменьшение рабочих занятых на добыче и увеличение другого промышленного персонала) является одним из важных звеньев реформирования отрасли. Применяются меры государственного поощрения для популяризации шахтерского труда, поднятия статуса шахтера.

В угольной отрасли Китая ведется активная политика привлечения иностранных инвестиций, в основном из Японии и США.

Реорганизация убыточной угольной промышленности происходит на основе создания на конкурентной основе угольных конгломератов с целью повышения конкурентоспособности отрасли. Разработан Государственной торгово-экономической комиссией пятилетний (на 2001–2005 гг.) план. Предусмотрено создание одной или двух угольных компаний с годовой добычей свыше 100 млн т каждая, а также пяти-шести компаний, производящих каждая более 50 млн т угля в год. Этот процесс будет происходить путем слияния и объединения существующих угольных компаний, самые крупные из которых в настоящее время добывают 30–40 млн т угля в год. В то же время средние и мелкие шахты, принадлежащие государству, будут объединены, сданы в аренду или проданы. В стране существует серьезная оппозиция этим планам.

В *Соединенных Штатах Америки* процесс реструктуризации идет относительно безболезненно для отрасли и экономики. Объем добычи увеличился с 370 млн т в 1960 г. до 1017 млн т в 2001 г. (по данным администрации энергетической информации), а занятость в угольной отрасли упала радикально, с 230 до 130 тысяч человек. В 1990–2000 гг. происходило снижение уровня добычи угля, а в 2001 г. объем добычи снова увеличился на 43,3 млн т и составил 1017 млн т в 2001 г. (табл. 2.12). Сократилась добыча угля главным образом в восточных районах [195]. Рост объемов добычи происходил преимущественно за счет ввода новых угольных разрезов на Западе США с наиболее благоприятными условиями и соответственно низким уровнем затрат на добычу. Этот процесс обусловлен двумя факторами. Во-первых: введены более строгие ограничения на выбросы серы в атмосферу, поэтому работающие на угле электростанции перешли на использование менее сернистых западных углей. Во-вторых, себестоимость производства западных углей значительно ниже, чем восточных. Поскольку электростанции были вынуждены снижать цены на производимую электроэнергию под влиянием нормативных актов и процессов либерализации, они переключились на более дешевые западные угли.

Среднегодовой объем добычи на одно предприятие, составлявший в 1976 г. всего 83 тыс. т, вырос за 20-летний период более чем в 3 раза. Соответственно выросла и производительность труда с 1630 т на человека в год в 1960 г. до более чем 8200 т в 1995 г. Устойчивое повышение производительности труда связано с увеличением доли добычи угля открытым способом и внедрением высокомеханизированных методов угледобычи при подземной разработке.

В угольной промышленности США постоянно происходит слияние компаний и концентрация производства. Доля крупных компаний в объеме общей добычи угля постоянно возрастает.

В США отсутствует прямое централизованное государственное управление угольной промышленностью, поскольку действуют только частные угольные компании. Интересы угледобывающих предприятий во взаимоотношениях с федеральным правительством и его ведомствами представляют две старейшие отраслевые ассоциации: Национальная угольная ассоциация и Американский горный конгресс. Обе ассоциации выступают в роли координаторов деятельно-

сти предприятий угольной промышленности во взаимоотношениях, прежде всего с Министерством энергетики и Министерством труда.

Исключительно высокая эффективность функционирования угольной промышленности США с учетом специфики этой страны определяется взаимовлиянием таких ключевых факторов, как [194]:

- разработка месторождений с наиболее благоприятными горно-геологическими условиями;
- опережающее развитие самого экономичного открытого способа разработки;
- полная механизация практически всех основных и вспомогательных производственных процессов на шахтах и разрезах с помощью высокопроизводительного оборудования повышенной надежности;
- исключительно рациональная организация производства и труда в условиях частной собственности, практически без всякой государственной поддержки отрасли.

В *Австралии* за последние пять лет добыча угля возросла с 225 до 315 млн т в год. По объемам потребления угля Австралия занимает девятое место в мире и является самым крупным экспортером угольной продукции. Угольная промышленность отличается высокой степенью концентрации производства. Из 50 угольных компаний, действующих в стране, на долю 9 крупных (мощностью свыше 5 млн т угля в год каждая) приходится около 55 % общей добычи.

Система собственности угольных компаний отличается многообразием и включает: частную собственность, акционерную и государственную.

Значительна роль иностранного капитала в угольной промышленности Австралии. Около 75 % добычи каменного угля приходится на примерно 40 % угольных компаний, которыми владеют полностью или частично иностранные инвесторы.

Развитие угольной промышленности имеет свою специфику. Она заключается в постоянном обновлении и расширении железнодорожного транспорта, угольных терминалов и грузовых портов – в соответствии с наращиваемым объемом экспорта австралийских углей, которые являются конкурентоспособными во многих топливодефицитных регионах мира.

Южно-Африканская Республика, начиная с 1980-х годов, наращивает объемы угледобычи. За пятнадцать лет добыча угля в этой стране возросла со 140 до 224,7 млн т. (см. табл. 2.12). Из этого количества более 50 % идет на экспорт, остальной уголь потребляется внутри страны, при этом на нужды электроэнергетики – почти 50 %. Значительная часть угля (более 40 млн т) идет на производство синтетических углеводородов (жидкого топлива), небольшое количество – на производство бытового газа [194].

Численность трудящихся на угледобывающих предприятиях ЮАР, несмотря на рост добычи угля, в последние годы заметно сокращается – примерно на 10 % в год. При этом уровень производительности весьма высок – 4350 т на человека в год. Улучшение показателей работы достигается за счет повышения

уровня механизации работ на шахтах и улучшения организации производства и труда на разрезах и шахтах.

Основные факторы успешной работы угольной отрасли этой страны аналогичны таковым США; дополнительный важный фактор – дешевая рабочая сила, особенно на вспомогательных и сопряженных с основной работой.

2.12.3. Реструктуризация угольной промышленности в развитых странах, снижающих объемы угледобычи

В число этих стран входит большинство угледобывающих государства Западной и Центральной Европы.

Еще в 1950-е годы в связи с убыточностью, нарушением экологической обстановки в районах угледобычи, непривлекательностью и опасностью шахтерского труда угольные шахты и разрезы в Европе начали закрываться.

Полностью закрыты к настоящему времени угольные предприятия в Голландии, Бельгии, Португалии, Франции и продолжается закрытие шахт и разрезов в Великобритании, Германии и Испании.

При этом закрытие шахт и разрезов проводится с резким сокращением добычи угля, что ведет к его импорту и поиску других энергоносителей. Однако не все европейские страны имеют энергоносители, способные возместить снижающиеся объемы добычи угля, потребные для энергетики, что обуславливает к росту импорта угля в Европу из других частей света.

В 1987 г. была проведена первая конференция представителей шахтерских коллективов западных стран, рассмотревшая проблемы угольной промышленности, в результате чего в Европейском парламенте создана Европейская ассоциация угледобывающих регионов (Евроком). С того времени Еврокомом проведено пять конференций, где рассматривались проблемы шахтерских регионов. На одной из них обсуждался вопрос о помощи шахтерам России и выборе разных моделей ее осуществления.

Евроком подписал соглашение с рядом стран для решения шахтерских проблем до 2000 г.: профессиональное обучение, проблемы угольного производства и др. В Евроком входят все крупные угледобывающие страны Западной Европы, где проведена или проводится реструктуризация угольной промышленности.

Европейский парламент и Евроком выработали и реализуют в практической деятельности основные направления защиты шахтеров при закрытии шахт: принятие мер, исключаящих безработицу; гарантии на труд; создание новых рабочих мест как на новых предприятиях и в организациях, так и на действующих за счет расширения производства и создания новых цехов и услуг и др.; создание малых и средних предприятий, в том числе на специально подготовленных новых промышленных зонах с финансированием этих проектов через свои программы; обучение шахтеров новым профессиям для новых производств и услуг; передача опыта по закрытию шахт с финансированием этих программ; рассмотрение региональных проектов угольных регионов, их отбор и финансирование; осуществление контроля за правительствами стран в отно-

шении использования выделенных им финансовых средств на отобранные проекты в угольных регионах.

Участие российской делегации в работе подобных конференций является весьма полезным, так как изучение опыта западных стран в вопросах реструктуризации угольных отраслей и закрытия шахт и разрезов позволяет более взвешенно подойти к их решению, учитывая современные финансовые трудности в Российской Федерации.

В угольных бассейнах западных стран, где проводится закрытие шахт, концерны (фирмы) и угольные предприятия имеют перспективные планы, где определяются все технические и социально-экономические меры по решению этой проблемы как во времени, так и в количественной оценке, в соответствии с которой проводится работа (инженерно-техническая, экономическая, социальная и кадровая).

Современное состояние и динамика процесса реструктуризации в ряде стран Западной Европы, снижающих добычу угля (табл. 2.13), по каждой угледобывающей стране имеют как общие черты, так и различия.

Т а б л и ц а 2.13

Производство угля в развитых странах, снижающих объемы добычи угля, млн т

Страна	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.
Германия	264,7	251,7	240,4	228,4	211,3	200,8	201	202,5
Великобритания	49,3	54,6	50,2	48,5	41,2	37,1	31,2	32,1
Испания	29,6	28,5	27,4	26,4	26	24,3	23,5	23,1
Франция	9,6	9,9	8,6	7,3	6,1	5,7	3,5	2,4
В с е г о	353,2	344,7	326,6	310,6	284,6	267,9	259,2	260,1
Доля в мировом производстве угля, %	7,9	7,4	6,9	6,5	6,1	6,1	6,0	5,7

В *Германии* роль угля снижается как в абсолютном, так и в относительном выражении. Доля угля в угольном балансе падает [194].

С начала 1960-х годов по 2000 г. произошло резкое падение добычи каменного угля со 140 до 37 млн т. Количество работающих в отрасли сократилось более чем в 4 раза, а производительность труда повысилась более чем в 2 раза с 360 до 1053 т на человека в год в 2000 г. При этом затраты на производство каменного угля остались неизменными и превышают стоимость импортируемого угля. Европейской комиссией принято решение о государственных дотациях германской каменноугольной промышленности.

Германия является крупнейшим производителем бурого угля, используемого для выработки тепловой и электрической энергии.

Угольная промышленность Германии состоит из двух частных акционерных обществ, и эта структура за последние годы не менялась. В 1968 г. крупные акционеры, главным образом сталелитейной промышленности и электроэнергетики, объединили свои предприятия с производителями угля в Руре и образовали акционерное общество "Рурколе" (РАГ). Эта структура создана при

поддержке со стороны государства с целью содействия преобразованиям и для повышения рентабельности производственных мощностей.

Стратегия государства по отношению к угольной промышленности включает три основных элемента:

- энергетическая политика, направленная на диверсификацию энергоснабжения с учетом конъюнктуры рынка при поддержании добычи угля на некоем минимальном уровне по соображениям энергетической безопасности;
- частная собственность на угледобывающие предприятия;
- уникальная процедура достижения консенсуса с участием государства, предприятий отрасли и профсоюзов.

РАГ и менее крупные производители угля за пределами Рура находятся под защитой законодательства, гарантирующего определенные позиции на рынке и дотации в случае невозможности обеспечить конкурентоспособный уровень цен на уголь. При поддержке правительства заключены два долгосрочных соглашения:

– между производителями угля и предприятиями системы электроснабжения о поставках ежегодно 45 млн т местного угля по ценам, обеспечивающим возмещение затрат, при этом разница в ценах между местным и импортным углем компенсируется из специального фонда;

– между производителями угля и стали, по которому все сталелитейные заводы обязуются покупать коксующийся уголь только из местных источников, а правительство за счет прямых выплат покрывает разницу между ценой угля на местном рынке и ценой международного рынка.

Однако, несмотря на заметные достижения в области технического прогресса, модернизацию производственных мощностей и концентрацию добычи на нескольких крупнейших предприятиях, значительно снизить производственные затраты не удалось. Оказалось, на что реализацию германской модели реструктуризации нужны огромные средства.

В угольной отрасли Германии сокращение кадров осуществляется главным образом за счет ухода рабочих на пенсию, в том числе досрочно. При закрытии предприятия более молодые рабочие переводятся на работу в головное предприятие.

Диверсификация производства, в основном в смежных с горным делом отраслях, является одним из основных направлений реструктуризации германской угольной промышленности. Благодаря «не угольным» направлениям деятельности, начиная с 1995 г., РАГ начал получать прибыль.

Заслуживают внимания примеры переоборудования административно-бытовых комбинатов закрытых шахт под крупные самоокупающиеся центры обучения и переподготовки кадров.

Стратегическая цель РАГ – превратиться в международный концерн. В настоящее время РАГ принадлежат частично или полностью некоторые предприятия в США, Восточной и Западной Европе и Австралии.

В **Великобритании** основным потребителем угля являются предприятия электро- и теплоэнергетики, доля которых в общем объеме потребления составляет 75 % [194].

С начала 1960-х годов добыча в стране сократилась с 200 до 32 млн т в 2000 г. Снизилось более чем в десять раз количество занятых работников с 490 000 примерно до 15 000. Производительность труда при этом выросла почти втрое.

Угольная промышленность Великобритании была в 1947 г. национализирована с целью поддержания и расширения добычи угля в условиях роста экономики в послевоенный период. В начале 1960-х годов правительство решило перестроить процесс управления угольной промышленностью на коммерческих принципах. После этого значительно ускорился процесс закрытия нерентабельных предприятий и активизировались усилия по приватизации небольшого числа конкурентоспособных шахт. В 1994 г. угольная промышленность Великобритании была полностью приватизирована.

Начиная с 1980 г. угольная промышленность Великобритании получила от государства дотации и помощь на сумму более 32 млрд дол. Дотации предназначались: для структурной перестройки, на выплату выходных пособий уволенным шахтерам, для покрытия убытков угледобывающих компаний при сбыте угля государственным электростанциям и т. п.

В 1984 г. при государственной корпорации "Бритиш Коул" образована компания "Бритиш Коул Энтерпрайз" (БКЭ), в задачи которой входило трудоустройство работников корпорации, увольняемых при сокращении объема производства и закрытии шахт. Основным направлением деятельности компании БКЭ является поддержка фирм, не имеющих сильных позиций на рынках, финансирование новых предприятий или развитие действующих. Благодаря деятельности БКЭ создано свыше 39 тыс. новых рабочих мест в разных отраслях промышленности.

Компания БКЭ действует также в следующих направлениях:

- использование собственности угольной промышленности;
- создание собственных бюро по трудоустройству уволенных в связи с сокращением объема производства работников угольной промышленности;
- подготовка программ переобучения и изменения профессий;

Компания БКЭ рентабельна. Капвложения в проекты позволяют получать прибыль около 20 % в месяц. БКЭ оказывает консультации странам Восточной Европы. Благодаря ее усилиям созданы и найдены рабочие места для почти 70 % работников, потерявших работу в угольной промышленности.

Несмотря на эффективность мер правительства и БКЭ, Британская угольная промышленность уже в течение ряда лет находится в кризисном состоянии [195].

Во **Франции** уголь в настоящее время играет незначительную роль в энергетическом балансе. Для электроэнергетики Франции решающее значение имеет атомная энергетика.

Объемы запасов угля Франции ниже, чем Великобритании или Германии, к тому же горно-геологические условия залегания углей сложные (табл. 2.13).

Преследуя те же цели, что и правительство Великобритании, правительство Франции в 1946 г. национализировало угольную промышленность, создав компанию "Шарбонаж де Франс". Однако в начале 1960-х годов правительство Франции приняло энергетическую стратегию, которая предусматривала интенсивное развитие атомной энергетики и постепенное закрытие угольных шахт.

Процесс преобразований приобрел особенно широкий размах в середине 1980-х годов. С тех пор цель государства – скорейшее прекращение добычи угля с учетом социальных и политических факторов. При этом основное внимание уделяется переподготовке кадров и созданию новых рабочих мест. В отрасли все меньше капиталовложений направляется на цели перестройки производства и повышение рентабельности. Наиболее важными формами помощи угольной отрасли Франции со стороны государства является государственная поддержка сбыта угля, прямые дотации на покрытие убытков угледобывающей компании, а также содействие в решении вопросов трудоустройства. Следует особо подчеркнуть, что во Франции наибольший удельный вес имеют затраты на досрочные пенсии и особенно – на переподготовку кадров.

В результате реструктуризации произошел рост производительности труда: на одного рабочего за семь лет (1985–1993 гг.) она удвоилась с 3,5 т до 7,05 т в смену.

Государственная помощь осуществлялась по следующим двум направлениям [194]:

– фонды промышленного развития угольных предприятий. Финансируемые этими фондами программы не являются программами прямой помощи предприятиям. Они преследуют далеко идущие цели, заключающиеся в создании и улучшении условий для развития новых видов деятельности (программы начальной и непрерывной профессиональной подготовки, центры передачи технологии, создание промышленных зон и сооружений, возрождение временно бездействующих промышленных зон);

– конверсионные компании. Финансовые операции осуществляются в форме участия в капитале и предоставления долгосрочных и среднесрочных кредитов. Их деятельность направлена на оказание помощи средним и малым предприятиям, планы промышленного производства которых должны содействовать созданию рабочих мест в зонах закрытия угольных шахт.

В 1967 г. Компания "Шарбонаж де Франс" создала в Париже подразделение под названием СОФИРЕМ – государственную финансовую компанию по оказанию содействия промышленному развитию угольных районов. Ее цель – оказание помощи в создании и развитии французскими и иностранными компаниями предприятий в различных регионах страны, главным образом угольных, где угольная промышленность находится в упадке.

Компания оказывает два вида помощи:

– бесплатные консультации и наблюдения в течение всех этапов осуществления проекта;

– прямая финансовая поддержка в форме негарантированных займов и капитала в виде акций.

Всего за период функционирования СОФИРЕМ число вновь созданных рабочих мест превысило число высвобожденных трудящихся. Источником финансирования деятельности СОФИРЕМ является государственная дотация, выделяемая для "Шарбонаж де Франс". Компания СОФИРЕМ работает в 12 угольных районах Франции и сотрудничает с французскими и более чем 200 зарубежными фирмами из 15 стран мира. Для компаний, решивших создать производственное предприятие или начать какую-либо деятельность в любом из районов, курируемых СОФИРЕМ, возможен один из четырех видов финансовой помощи – субсидии, займы, капитал, поступающий от передачи акций, или освобождение от уплаты налогов.

Надежная социальная защита высвобождаемых трудящихся во Франции является важнейшим приоритетом в реализации программы закрытия шахт. Практически все намечаемые и реализуемые мероприятия подчинены следующим основным целям: не допускать социальных конфликтов; не увольнять работников, а решать вопросы трудоустройства по согласованию с ними; свести к минимуму возможный материальный ущерб.

Для реализации названных мероприятий разработан социальный план, согласованный с объединением "Шарбонаж де Франс", муниципальными органами и профсоюзами. Социальным планом предусмотрен широкий набор мероприятий, в число которых входят обязательное трудоустройство высвобождаемых шахтеров, выход на пенсию, в том числе досрочный, предварительное обучение новым профессиям и т.д. Сокращения численности работающих на угольных предприятиях проводилось в следующих направлениях: прекращение приема трудящихся на работу; сокращение численности естественным путем; содействие возвращению на родину иностранных рабочих; переход на созданные новые рабочие места и в другие отрасли, стимулируемый дополнительными материальными льготами за согласие сменить профессию; добровольный перевод работников после переобучения в электротехническую промышленность, находящуюся в одной системе управления. Источниками финансирования для переобучения трудящихся угольной отрасли Франции и создания новых рабочих мест служат государственные субсидии и средства из бюджета Европейского Союза.

В процессе реструктуризации угольной отрасли Управление угольной промышленностью Франции приобрело обширный опыт по конверсии производства по следующим направлениям: производство электроэнергии, машиностроение, защита окружающей среды, международная торговля.

В *Испании* реструктуризация угольной отрасли направлена на стабилизацию работы государственных предприятий, добывающих уголь с относительно невысокой себестоимостью, и на закрытие шахт, добывающих низкокачественные угли, не выдерживающие конкуренции с импортными и другими энергоносителями [194]. Добываемый в стране уголь используется в основном для выработки электроэнергии, хотя доля собственного угля в общей выработке электроэнергии составляет всего 9 %, а импортного – 7 %.

Реструктуризация угольной промышленности осуществляется во всех угледобывающих провинциях Испании. Программы для каждого из угледобыва-

ющих районов основаны на поддержке, предоставляемой районными и муниципальными администрациями и центральным правительством по Плану реорганизации угледобывающего сектора (ПРУС), а также с учетом содействия некоторых заинтересованных предприятий. Главной целью ПРУСа для каждого угледобывающего района является создание новых рабочих мест для бывших работников угледобывающих и других предприятий.

Угольная промышленность Испании пребывает в условиях продолжения и обострения кризиса. Остро стоит проблема занятости. В наиболее глубоком кризисе находится государственная угледобывающая компания "ХУНОСА" [194], добывающая низкокачественные угли. Принят ряд программ по оздоровлению экономики, в том числе самой угледобывающей компанией. Можно назвать следующие основные направления деятельности: стимулирование досрочного выхода шахтеров на пенсию и диверсификация деятельности угольных предприятий, направленная на утилизацию отходов угледобычи, использование земель для нужд других отраслей и др. Центральное правительство отвечает за предоставление субсидий на угледобычу, которые выплачиваются предприятиям, имеющим соответствующее соглашение с правительством.

В качестве мер по преобразованию промышленной инфраструктуры в рамках комплексного плана промышленного обновления регионов можно выделить следующие:

- поощрение новых видов экономической деятельности;
- стимулирование отрасли туризма;
- модернизация инфраструктуры шоссе и коммуникаций;
- природоохранные мероприятия;
- планирование землепользования – промышленные зоны, планирование городов и жилищное строительство.

Высокий уровень экономических затрат, необходимых для реструктуризации угольной отрасли Испании, по мнению правительства, требует помощи со стороны Европейского Союза, поскольку возможности центральных и областных властей весьма ограничены.

В рассмотренной группе стран [194] имеются существенные различия в целях и моделях реструктуризации их угольных отраслей, постепенно снижающих объемы угледобычи и даже полностью свертывающих угольное производство, как это делается во Франции. Французская и немецкая модели "мягкой" реструктуризации отличаются от английской и испанской моделей в сторону существенно более сильной финансовой поддержки государствами их угольных отраслей. Большой практический интерес представляют изложенные конкретные направления богатого опыта диверсификации производства и социальной защиты высвобождаемых шахтеров, являющиеся, по существу, важнейшими приоритетами для всех стран с развитой экономикой при снижении ими объемов угледобычи и массовом закрытии шахт и разрезов.

Условия функционирования предприятий угольной промышленности каждой из угледобывающих стран имеют свои специфические особенности и, несмотря на различия, явно прослеживаются общие подходы к формированию си-

стем управления в угольной промышленности, которые заключаются в следующем:

- все страны разрабатывают и реализуют политику реструктуризации угольной промышленности, направленную на повышение эффективности функционирования предприятий и решение социальных проблем шахтеров;
- угольная промышленность во всех странах пользуется государственной поддержкой;
- несмотря на различия в законодательстве, предприятия угольной промышленности во всех странах функционируют в режиме специального правового пространства, обусловленного наличием специальных законов или договоров (соглашений), заключенных угольщиками под эгидой правительства;
- в рассмотренных структурах управления отсутствуют узкоспециализированные угольные министерства, а необходимая увязка межотраслевых пропорций (объемных и финансовых) осуществляется на уровне соответствующего структурного подразделения Министерства экономики или промышленности;
- в странах, осуществляющих структурную перестройку угольной промышленности, обязательно наличие в структуре управления отраслевой компании (государственной либо акционерной), проводящей по поручению правительства реструктуризацию угольной промышленности и осуществляющей функции государственной поддержки производственных и социальных программ предприятий.

2.12.4. Реструктуризация угольной промышленности в странах с переходной экономикой

Отличительной особенностью реструктуризации угольных отраслей в странах с переходной экономикой является переход от плановой к рыночной экономике. Начатые в ряде стран в 1990 – начале 1991 г. мероприятия по реструктуризации сталкиваются с серьезными трудностями. Правительства стран не были готовы к разработке реалистичных программ и мер по оказанию поддержки угольным отраслям в столь сложный переходный период. Проблемы усугубились высокой инфляцией, экономическим спадом и социальной напряженностью, а также отсутствием должной финансовой поддержки и институционального регулирования, необходимых для успешного завершения процесса либерализации. Кроме того, помощь со стороны международных банков и фондов была очень скромной по сравнению с огромными потребностями в капиталовложениях для успешной реструктуризации. Некоторые задачи поэтому корректируются или видоизменяются, а сроки их выполнения откладываются в обстановке продолжающегося ухудшения социально-экономического положения. Несмотря на названные особенности, в целом реструктуризация является, безусловно, необходимым и достаточно эффективным направлением модернизации угольной промышленности в большинстве стран в процессе их перехода к рыночной экономике, хотя и сопровождается всевозможными трудностями.

Это утверждение базируется в значительной мере на материалах ЕЭК ООН, в секретариат которой к концу 2001 г. были представлены доклады правительствами следующих стран: Польши, Чешской Республики, Боснии и Герцеговины, Болгарии, Венгрии, Румынии, Украины, Казахстана, Словакии, Словении, Турции, Китая и Российской Федерации. На основании представленных докладов 12 стран секретариат ЕЭК подготовил сводную записку [196, 197], при этом Китай не был включен в нее.

На долю указанных 12 стран, добывших в 2000 г. около 723 млн. т угля приходится примерно три четверти общего объема угледобычи в Европе и Содружестве независимых государств (табл. 2.14).

Т а б л и ц а 2.14

Производство угля в странах с переходной экономикой, млн т

Страна	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.
Россия	271,3	262,8	255	244,4	232,3	249,4	257,9	269
Польша	200,7	200,7	201,7	201	178,5	172,7	162,8	163,4
Украина	94,4	84,4	74,8	76,9	76,8	82,8	81,3	83,9
Казахстан	104,4	83,2	76,6	72,6	69,8	58,4	74,9	79
Чехия	77	74,9	77,2	74	67,5	59,1	65,2	66,1
Румыния	40,6	41,1	41,8	33,9	26,2	22,9	29,2	33,3
Болгария	28,8	30,8	31,3	29,7	30,1	25,9	27,1	28,2
Венгрия	14,1	14,6	15,2	15,6	14,7	14,6	14	13,8
Словения	4,9	4,9	4,8	4,3	4,2	4	5,2	*
Словакия	3,6	3,8	38	3,9	4	3,7	3,6	*
Босния-Герцеговина	1,4	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	*
В с е г о	841,2	802,8	818,1	758	705,9	695,3	723,1	736,7**
Доля в мировом производстве угля, %	18,7	17,2	17,2	15,9	15,1	16,0	16,7	16,1

* Нет данных.

**Без стран, по которым нет данных.

Динамика основных показателей (табл. 2.15) реструктуризации угольных отраслей по рассматриваемым странам в целом за период 1990–2000 гг. достаточно наглядно характеризует ее относительную эффективность. Это прежде всего связано с тем, что при уменьшении объемов угледобычи в соответствии с рыночным спросом в переходный период, при соответствующем сокращении числа действующих (как правило, особо убыточных) угледобывающих предприятий и количества занятых в отрасли трудящихся во всех странах имел место существенный рост производительности труда – главного показателя экономической эффективности. Следовательно, угольные отрасли во всех странах адекватно реагировали на рыночные силы и в какой-то мере адаптировались к рыночной экономике. Подтверждающие этот факт данные об основных показателях реструктуризации по всем рассматриваемым странам с переходной экономикой (суммарно) приведены в табл. 2.15.

Динамика основных показателей реструктуризации в 1990–2000 гг.

Показатель	1990 г.	1995 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
Число шахт и разрезов	946	904	836	783	702	650
Число занятых, тыс. чел.	2020,5	1520,9	1294,1	1153,3	1056,8	1014,6
Государственные субсидии, %	100	38,2	23,1	41,2	23,3	7,5
Рост производительности труда, %	100	149,5	111,6	128,6	153,8	179,0
Капиталовложения, %	100	53,6	71,1	59,1	34,0	35,6

Из приведенных данных следует, что в странах с переходной экономикой в период 1990 – 2000 гг. добыча угля сократилась на 33,5 %, число угледобывающих предприятий – на 31,3 %, а число занятых в угольной отрасли – на 49,8 %. Однако государственные субсидии и капиталовложения в угольную промышленность этих стран за тот же период сокращались более интенсивно – на 92,5 и 64,4 % соответственно.

Польша обладает достаточно большими запасами каменного угля и является одним из крупнейших его производителей. Уголь – важнейший компонент топливно-энергетического баланса страны. Около 90 % электроэнергии вырабатывается на базе угля; он также используется для получения 80 % тепла, потребляемого в промышленности и коммунальном хозяйстве [194]. Около 15 % от добытого угля ежегодно поставляется на экспорт.

В июле 1990 г. в Польше началась либерализация цен. Однако, несмотря на повышение цен, угольная промышленность осталась убыточной. Дотации выделялись в размере 3 дол. на 1 т, а убытки составляли более 7 дол. на тонну. С повышением цен многие потребители угля стали неплатежеспособными, что привело к большой задолженности.

Программа структурной перестройки угольной отрасли была разработана государственными органами в 1993 г. С марта 1993 г. большинство шахт объединены в акционерные общества и компании с участием государственной формы собственности. Несколько шахт, находящихся на стадии закрытия, продолжают оставаться в собственности государства. Основными направлениями деятельности вновь образованных угольных объединений явились:

- приведение в соответствие объема добычи со спросом на него на внутреннем и внешнем рынках;
- стабилизация продажных цен на уголь, установленных в соответствии с механизмом ценообразования и согласованных с основными потребителями;
- осуществление различных видов деятельности, направленных в основном на приватизацию оборудования и сооружений на шахтной поверхности. Передача отдельных видов хозяйственной деятельности муниципальным и местным властям;
- продолжение процесса закрытия шахт;

– другие виды деятельности, направленные на совершенствование организационной структуры предприятий, производственных процессов, системы экспорта и концентрацию производства.

Финансовая помощь со стороны государства является обязательным условием для успешного осуществления реструктуризации угольной отрасли.

Сокращение численности трудящихся, занятых на действующих шахтах, осуществляется за счет следующего:

- уход с работы по собственному желанию или в связи с выходом на пенсию, в том числе досрочно с предоставлением определенных льгот и пособий;
- отказ от приема на работу лиц из других отраслей;
- перевод работников, занятых на шахтах, на работу на другие предприятия за счет средств данных шахт.

Добыча каменного угля в Польше за 1990–2000 гг. упала с 147 до 102 млн т, число шахт сократилось с 70 до 41, число занятых с 388 до 155 тыс. чел. Производительность труда повысилась почти в 2 раза по отношению к 1990 г, государственных субсидий с 1993 г. не выделялось, а капиталовложения все эти годы были выше, чем в 1990 г., и составляли от 147 % в 1993 г. к уровню 1990 г. до 111 % – в 2000 г. При этом улучшились качественные показатели угля. Сократилась так же добыча бурого угля. Существенно изменилась прибыль на 1 т угля: в 1992 г. добыча угля была убыточной, убытки составили 68,7 тыс. злотых на 1 т угля, а в 1995 г. прибыль составила 180 тыс. злотых на 1 т угля, цена угля возросла с 375 тыс. злотых за 1 т в 1992 г. до 650 тыс. злотых в 1995 г. Себестоимость не претерпела существенных изменений: 444–470 тыс. злотых за 1 т, соответственно, а общая прибыль в 1995 г. составила 24420 млрд злотых [197].

Можно сделать вывод, что угольная отрасль Польши трансформировалась из убыточной в полностью прибыльное производство.

Украина располагает значительными запасами коксующихся и энергетических углей. Более 60 % добываемого угля используются в качестве энергетического топлива. При существующих объемах добычи запасов угля достаточно более чем на 1000 лет [195].

В течение продолжительного времени угольная промышленность Украины развивалась экстенсивно. Для нее характерны: сложнейшие горно-геологические условия добычи угля и низкая производительность труда, которые являются решающими негативными факторами при переходе к рыночной экономике. Однако ввиду ограниченных запасов нефти и природного газа на Украине, уголь является главным источником энергии. В перспективе твердому топливу отводится доминирующая роль в производстве электроэнергии. Становление экономики страны в большой мере зависит от реструктуризации угольной промышленности.

Первостепенное значение для угольной отрасли приобретает проблема совершенствования технической базы угольных шахт и реструктуризации угледобывающих регионов в условиях разработки низкорентабельных месторождений и функционирования нерентабельных предприятий.

Реструктуризация угольной отрасли осуществляется при активной поддержке со стороны государства. В угледобывающих регионах ведется работа по созданию условий для развития деятельности, не связанной с добычей угля, по определению уровня дотаций и регулированию их распределения с учетом структурных изменений в отрасли.

Реконструктивный этап (1995–1999 гг.) перестройки угольной отрасли Украины отмечен поспешной и нерациональной по количеству и местоположению ликвидацией убыточных шахт, приватизацией других объектов, массовым увольнением по различным причинам трудящихся. Среднегодовые темпы сокращения составили от 13,3 до 27 % в год. Создание рабочих мест в таком количестве в короткие сроки и при кризисном положении экономики страны – невыполнимая задача. Все это, а также низкий уровень зарплаты и пенсий служат постоянным источником социальной напряженности в угледобывающих районах [198].

Добыча угля на Украине с 1990 г. упала со 164,8 до 81,3 млн т в 2000 г., за эти же годы число шахт (карьеров) сократилось с 268 (6) до 197 (3). Число занятых сократилось с 609 до 530 тыс. чел., производительность труда при этом снижалась, минимальный уровень производительности труда составил 59,1 % к уровню 1990 г. в 1995 г., затем производительность труда стала расти и в 2000 г. составила 79,3 % к уровню 1990 г. В рассматриваемые годы выделялись государственные субсидии угольной отрасли, кроме 1995 г., данные о капвложениях за 1990–1997 гг. отсутствуют, в 2000 г. капвложения составили 247 млн дол. США.

Добыча угля в *Казахстане* упала с 131,4 млн т в 1990 г. до 74,8 млн т в 2000 г., за эти же годы число шахт (карьеров) сократилось с 40 (14) до 37 (24). Число занятых сократилось с 88,9 до 51,1 тыс. чел., производительность труда колебалась, минимальный уровень производительности труда составил 74,8 % к уровню 1990 г. в 1997 г., максимальный 146,4 % в 1995 г. Производительность труда в 2000 г. составила 108,7 % к уровню 1990 г. Государственных субсидий в эти годы не выделялось. Капиталовложения в угольную отрасль Казахстана за 1997–2000 гг. составили 138,6 млн дол. США.

В *Чехии*, ввиду практически полного отсутствия природного газа и нефти, уголь является важнейшим энергоносителем.

В 1992 г. в Чешской Республике принята государственная программа реструктуризации угольной промышленности на 1993–1996 гг. Цель реструктуризации, с одной стороны, – закрытие нерентабельных шахт и разрезов, с другой – образование акционерных обществ, объединяющих прибыльные предприятия для работы в рыночных условиях и конкуренции. Чешское правительство при этом подтвердило свое участие в финансовом обеспечении процесса закрытия шахт и разрезов в бассейнах. Значительные изменения в угольной отрасли в Чешской Республике связаны с приватизацией, затуханием угледобычи и закрытием ряда угледобывающих предприятий. К настоящему времени угольная промышленность Чехии почти полностью находится в акционерной собственности. И все же правительство республики исходит из того, что на ближайшие

10 лет уголь будет играть значительную роль в энергетическом обеспечении страны.

Определяющими принципами реструктуризации угольной отрасли в Чешской Республике были:

- создание рыночной среды;
- постепенная либерализация цен на уголь;
- контроль за объемами импорта угля;
- уменьшение участия государства в расходах социального, экологического и технико-технологического характера;
- сохранение определенного равновесия в плане социальной устойчивости.

Конкуренция в сфере добычи угля обеспечивается путем создания нескольких различных организационных структур и поставки ограниченных объемов угля на внутренний рынок, кроме того, путем поэтапной либерализации цен. Осуществлен переход на свободные цены при поставке угля ТЭС, вырабатывающим электроэнергию. Государственному регулированию подвергаются только цены на уголь, поставляемый для отопления и снабжения населения.

Проблему занятости в Чешских угольных бассейнах стремятся решить самостоятельно. Появились агентства поддержки предпринимательства и занятости, предоставляющие работу шахтерам. Эти агентства используют в своей работе английский опыт. Финансовое участие государства в реструктуризации угольной отрасли заключается в оказании финансовой помощи при закрытии предприятий. На производственную деятельность в угольную промышленность субсидии не направляются.

В Чехии добыча угля за последние 10 лет сократилась с 101 млн т в 1990 г. до 65 млн т в 2000 г., особенно в значительных размерах произошло падение добычи коксующегося угля. Число занятых в угольной отрасли Чехии уменьшилось с 110 тыс. чел в 1990 г. до 41 тыс. чел. в 2000 г., соответственно производительность труда выросла примерно в 1,7 раза.

В **Румынии** добыча угля упала с 37,6 млн т в 1990 г. до 22,9 млн т в 1999 г., а в 2000 г. составила 29,1 млн т; число шахт (карьеров) при этом уменьшилось с 100 (37) в 1990 г. до 33 (32) в 2000 г., число занятых сократилось со 134 до 46,6 тыс. чел. за эти же годы; объем государственных субсидий уменьшился до 9,5 % к уровню 1990 г. и капиталовложений от 231 млн. дол. США в год в 1990 г. до 30,6 млн дол. США в год в 2000 г. При этом производительность труда в 2000 г. составила 222,5 % по отношению к 1990 г.

Энергетическим сектором потребляется более 90% всего угля. Работающие на угле ТЭС расположены вблизи угольных бассейнов или непосредственно в местах угледобычи, поэтому среднее расстояние транспортировки топлива не превышает 40 км.

Начатая в 1990-х годах в Румынии перестройка имеет главную цель – децентрализацию экономики и переход на свободный рынок. В угольной отрасли перестройка началась в конце 1990 г., когда было организовано автономное объединение "Лигнита".

В последующем был принят ряд организационных и технологических мер для улучшения работы угольной отрасли. Одна из наиболее сложных проблем, с которыми столкнулась отрасль, – финансовое блокирование всей экономики. Это привело к большим затруднениям при закупке оборудования, материалов, запчастей, а также оплате труда шахтеров. Чтобы выйти из этого положения, объединение было вынуждено обратиться к банкам за получением ссуд под большие проценты для поддержания и развития производственных фондов. Кроме того, был сделан заем в Международном банке.

Была повышена ответственность руководителей, организованы их пере-подготовка и изучение опыта других стран. Цены на уголь и электроэнергию в Румынии регулирует правительство. За последние годы улучшились практически все технико-экономические показатели работы угольной отрасли.

Румыния – одна из немногих восточно-европейских стран, где процесс реструктуризации угольной промышленности в основном осуществлен в сравнительно короткий срок и где достигнуты заметные позитивные результаты.

В *Болгарии* уголь является единственным долговременным энергетическим ресурсом и в качестве энергетического потенциала занимает весьма важное место.

С начала 1992 г. в угольной отрасли Болгарии осуществляется процесс реструктуризации, направленный на создание условий, способствующих переходу к рыночным отношениям и обеспечению возможностей для предприятий пользоваться полной свободой в своей деятельности. Созданы акционерные коммерческие и акционерные предприятия с ограниченной ответственностью.

Около 90 % всего объема угля, в основном лигнита, добывается открытым способом, причем прямая господдержка при добыче лигнита отсутствует (правительство только несколько раз в год пересматривает цены на лигнит – в сторону их повышения) [195].

Для решения проблем, возникающих в ходе реструктуризации угольной промышленности, намечено осуществить следующие меры:

- изменить систему выхода шахтеров на пенсию, в том числе с возможностью досрочного;
- осуществить программы диверсификации производства со смежными отраслями;
- разработать программы закрытия шахт;
- разработать программы восстановления окружающей среды в районах закрытия шахт.

Предусмотрено финансирование этих мероприятий из специальных фондов субсидирования основной деятельности предприятий, а не за счет бюджетных средств.

В динамике добычи угля в Болгарии нет устойчивой тенденции к снижению объемов добычи: в 1993 г. она составляла 30,2 млн т, в 1998 г. – 33,33 млн т., в 1999 г. – 26 млн т., а в 2000 г. – 27 млн т.; число шахт уменьшилось с 33 до 20, число занятых на угледобывающих предприятиях снизилось с 37,6 тыс. чел. в 1993 г. до 20,3 тыс. чел. в 2000 г., производительность труда при этом соста-

вила в 2000 г. 220 % по отношению к 1993 г. Государственные субсидии в 2000 г. составили всего 12 % к уровню 1993 г.

В **Венгрии** добыча угля снизилась с 17,6 млн т в 1990 г. до 13,8 млн т в 2000 г. Число шахт уменьшилось с 41 до 11 соответственно, число занятых сократилось с 49 до 11,3 тыс. чел., а производительность труда при этом составила в 2000 г. 284 % по отношению к 1990 г. Объемы государственных субсидий составляли в 2000 г. всего 9 % по отношению к 1990 г.

Из общего объема добычи угля в стране примерно 70 % приходится на уголь, используемый как топливо для ТЭС. Остальной уголь используется для бытовых целей, на коммунальных предприятиях для производства брикетов.

В рыночных условиях будущее угледобывающих компаний в стране в значительной мере определяется объемом производства электроэнергии твердотопливных ТЭС. Стремительное сокращение объема промышленного производства в Венгрии, резкий спад деятельности энергоемких отраслей промышленности привели к тому, что спрос на электроэнергию из года в год сокращался.

Спрос на уголь, расходуемый на бытовые цели, также постоянно сокращается; эта тенденция стала отчетливо проявляться после либерализации импорта угля из стран, в которых экспорт угля дотируется. В связи с этим правительство Венгрии несколько раз рассматривало вопрос о концепции сокращения добычи угля. При этом были разработаны основные принципы полного преобразования системы организации производства, собственности и контроля в угольной отрасли.

Суть концепции заключается в том, что перспективные шахты будут в организационном отношении или на правах совместной собственности объединяться с электростанциями. Планируется преобразовывать в акционерные компании шахты, в отношении которых принимается решение о закрытии, и их владельцем станет государство. Перед этими акционерными компаниями поставлены такие задачи, как выполнение обязательств по закрытию шахт, возмещение ущерба, связанного с эксплуатацией шахт, дальнейшее устранение социальных последствий, вызванных горно-добывающей деятельностью. Эти компании будут, естественно, убыточными и предусматривается для них поддержка государственными субсидиями.

Специальной программы, посвященной урегулированию будущего положения шахтеров, теряющих работу в результате перестройки угольной промышленности, разработано не было. Вместе с тем предусмотрены меры урегулирования положения лиц, теряющих работу в угольной промышленности.

Основная специфика реструктуризации угольной отрасли Венгрии заключается в том, что для угольной и энергетической отраслей характерна вертикальная интеграция.

В **Словакии и Словении** ситуации схожи: при падении добычи примерно на 25 % с 1990 г. к 2000 г. число шахт осталось неизменным, число занятых сократилось примерно в 1,8 раза, при этом производительность труда возросла примерно в 1,5 раза. В рассмотренные годы имели место и государственные субсидии, и капиталовложения в угольную отрасль.

Добыча угля в *Боснии и Герцеговине* с 1990 г. упала с 18,1 до 7,4 млн т в 2000 г., за эти же годы число шахт сократилось с 15 до 14. Число занятых сократилось с 30,1 до 17,5 тыс. чел.; производительность труда при этом снизилась, минимальный уровень производительности труда составил 32,4 % к уровню 1990 г. в 1993 г., затем отмечен рост производительности труда и в 2000 г. она составила 72 % к уровню 1990 г. Государственных субсидий в эти годы не выделялось. Капиталовложения в угольную отрасль Боснии и Герцеговины за 1997–2000 гг. составили 40 млн дол. США.

2.12.5. Общие закономерности реструктуризации в мировом опыте

В странах с развитой экономикой, независимо от того, наращивают они или снижают уровень угледобычи, характерными особенностями реструктуризации угольных отраслей являются:

- а) стремление к снижению общего числа угледобывающих предприятий, к концентрации и повышению технического уровня производства и улучшению технико-экономических показателей работы и, соответственно, снижению числа занятых в угольной отрасли;
- б) повышенное внимание к вопросам социального обеспечения работников угольных отраслей, особенно высвобождаемых в результате реструктуризации;
- в) приоритетное отношение к вопросам охраны природы как при эксплуатации действующих угледобывающих предприятий, так и при их закрытии.

Особо следует отметить, что западно-европейские компании проявляют повышенное внимание: к социальной защищенности высвобождаемых работников при закрытии предприятий посредством выплат выходных пособий, досрочного перевода на пенсию, обязательного трудоустройства лиц допенсионного возраста; к охране окружающей среды.

Заслуживает внимания опыт организации компаний, государственных или частных, деятельность которых связана с обучением другим профессиям увольняемых трудящихся и помощью малому бизнесу для организации в регионах дополнительных рабочих мест.

Страны с переходной экономикой в большинстве своем адаптировались к рыночным условиям, за исключением стран бывшего СССР и Боснии и Герцеговины.

2.12.6. Реструктуризация угольной промышленности в России

Специфика российского опыта. Характерно, что в целом развитие угольной отрасли в России не имело каких-либо существенных отличий от общемировых тенденций [189].

СССР занимал промежуточное положение между развитыми западными странами и третьим миром. Зарплата шахтеров в СССР была в целом в 2–3 раза ниже, чем на Западе, а потому до определенного момента сохранять прежнюю структуру угольной промышленности было возможно и экономически выгодно. В эпоху социалистической экономики угольная промышленность относилась к

базовым отраслям и рост объемов добычи угля был одним из государственных приоритетов. При принятии решений по развитию угольной промышленности главным критерием был рост объемов производства практически любой ценой. При этом вопросы эффективности играли второстепенную роль. Структура народного хозяйства, в том числе из-за ориентации на оборонный комплекс, нуждавшийся в большом объеме стали, обеспечивала высокую потребность в угольной продукции. К 1988 г. объем добычи угля достиг своего пика – 425,4 млн т.

Однако к началу 1990-х годов возможность затягивания реструктуризации была практически исчерпана. Обозначились главные общемировые тенденции – появление, с одной стороны, объективных возможностей для концентрации дешевой угледобычи и снижения занятости в угольной промышленности, и резкий рост себестоимости традиционного угольного производства – с другой.

Бюджетное дотирование угольной отрасли. Главной проблемой российской угольной отрасли до начала ее реструктуризации оказалось ничем не ограниченное бюджетное дотирование, превратившее угледобычу в большинстве угольных регионов в производство не просто нерентабельное, но высокоубыточное. И эта принципиально неустраняемая убыточность отрасли постоянно росла.

Структурные преобразования в экономике, связанные с началом рыночных реформ, обусловили падение спроса на уголь. Но на первом этапе реформ вместо адекватного снижения численности работающих в угольной промышленности, наблюдался ее рост, соответственно росли затраты.

Начатая в 1992 г. либерализация российской экономики, отказ государства от прямого регулирования цен на большинство видов ресурсов и, в частности, на продукцию и услуги естественных монополий при устанавливаемых центром и практически фиксированных ценах на уголь, обуславливали все возрастающую зависимость отрасли от бюджетных дотаций. К началу 1993 г. доля дотаций в объеме финансовых средств отрасли превысила 70 %. Иными словами, отрасль практически полностью стала финансироваться государством. Структура выделяемых дотаций была такова, что более 80 % шло на поддержку убыточного производства и на капитальные вложения. Практически не велись работы по оздоровлению отрасли за счет ликвидации убыточных предприятий и стимулированию высвобождения избыточной численности работников. Таким образом, не создавались даже предпосылки для снижения уровня дотаций в перспективе.

В июле 1993 г. правительство отменило государственный контроль над ценами на уголь. Это был решительный шаг, который в тех условиях вряд ли имел альтернативу. Однако подлинного перехода к рыночным механизмам формирования цен на угольную продукцию и свободной конкуренции в угольной отрасли не произошло. Существенную деформацию в этот процесс вносила политика предоставления бюджетных дотаций. В этих условиях правительство взяло курс на реструктуризацию отрасли.

Этапы реструктуризации угольной отрасли. Прошедший с 1993 г. период реформирования отрасли условно можно разделить на несколько этапов [189].

Первый этап – с 1993 г. до мая 1996 г.:

- акционирование угольных предприятий, передача принадлежащих государству пакетов акций шахт и разрезов в коммерческое управление ГП "Росуголь";
- прекращение добычи угля и начало ликвидационных работ на 60 шахтах;
- образование 10 частных шахт и разрезов. Создание Межведомственной комиссии по социально-экономическим проблемам угольных регионов (МВК);
- переход к свободным ценам на уголь;
- преобразование ГП "Росуголь" в открытое акционерное общество, решение о передаче ОАО "Росуголь" госпакетов акций угольных компаний в доверительное управление.

Второй этап – с мая 1996 по декабрь 1997 г.:

- введение нового механизма государственной финансовой поддержки угледобывающих предприятий;
- экспериментальная передача на конкурсной основе госпакетов акций угольных компаний "Востсибуголь" и "Хакасуголь" в доверительное управление частным компаниям;
- прекращение добычи и начало ликвидационных работ на 101 угольном предприятии;
- введение в действие комплексной системы социальной защиты увольняемых работников и создания новых возможностей для обеспечения занятости в шахтерских городах и поселках;
- завершение передачи объектов социальной сферы с баланса угледобывающих предприятий в ведение местных органов власти;
- решение о ликвидации ОАО "Росуголь" и сосредоточение функций по управлению отраслью в Министерстве топлива и энергетики России;
- совершенствование механизма господдержки;
- подписание между Российской Федерацией и МБРР Соглашения о втором займе на структурную перестройку угольной промышленности (декабрь 1997 г.).

Третий этап (1998–2000 гг.):

- изменение пропорций распределения средств государственной поддержки – начиная с 1998 г., на приоритетные направления (ликвидация убыточных предприятий, социальная защита, возмещение вреда, программы местного развития, создание безопасных условий труда) направляется более 60 % всех средств государственной поддержки угольной отрасли; с 1999 г. – более 70 % этих средств;
- прекращение добычи на 170 шахтах (разрезах), на 153 из которых завершены основные работы по ликвидации;
- динамичное развитие процесса приватизации: проданы федеральные пакеты акций угольных компаний "Кузбассразрезуголь", "Южный Кузбасс", "Красноярскуголь", "Междуреченскуголь" и "Читауголь". Таким образом, в 2000 г. более 50 % угля было добыто частными компаниями;

– полное осуществление всех полагающихся по закону выплат всем высвобожденным работникам отрасли, реализация мер по их переобучению и трудоустройству;

– создание Комитета по угольной промышленности при Министерстве топлива и энергетики России и передача ему функций по управлению угольной промышленностью;

– корректировка условий Второго угольного займа МБРР (февраль 1999 г.) с проведением разбивки единого "социального" транша (200 млн дол. США) и "приватизационного" транша (200 млн дол. США) на 4 "социальных" (по 50 млн дол. США) и на 2 "приватизационных" (по 100 млн дол. США);

– подписание согласованного протокола переговоров между Российской Федерацией и МБРР об изменении Соглашения о Втором займе на структурную перестройку угольной промышленности (февраль 1999г.);

– в соответствии с п.18 Согласованного протокола обязанности по получению, обобщению и анализу информации, необходимой для подготовки для МБРР регулярных отчетов и обзоров хода выполнения условий четырех "социальных" и двух "приватизационных" траншей Второго угольного займа возлагаются на Фонд "РеформУголь".

Четвертый этап (начиная с 2001 г.):

– прекращение к концу 2002 г. добычи и завершение основных работ по ликвидации не менее чем на 192 шахтах (разрезах);

– направление в соответствии с утвержденной Программой ликвидации более 70 % (в 2001 г.) и 90 % (в 2002 г.) средств, выделяемых на ее реализацию, на ликвидацию социальных и экологических последствий массового закрытия шахт (разрезов);

– совершенствование процесса ликвидации шахт (разрезов), повышение эффективности использования средств государственной поддержки и сокращение расходов на ликвидацию. Завершение процесса приватизации угольных компаний – к 2004 г. подавляющая часть добычи угля обеспечивалась частными компаниями;

– финансовое оздоровление угольных компаний: проведение реструктуризации кредиторской задолженности юридических лиц по налогам и сборам, по начисленным пеням и штрафам перед федеральным бюджетом, а также задолженности по страховым взносам в государственные внебюджетные фонды;

– применение новых схем государственного кредитования инвестиционных проектов: предоставление угольным компаниям (независимо от формы их собственности) бюджетных кредитов под гарантии коммерческих банков и при условии софинансирования этих расходов из собственных или привлеченных средств коммерческих структур, возмещение из федерального бюджета разницы процентных ставок по кредитам, полученным в российских кредитных организациях организациями угольной промышленности;

– совершенствование законодательства, регулирующего деятельность организаций угольной промышленности.

Роль государства в реструктуризации угольной отрасли России. Специфика реструктуризации угольной промышленности России заключается прежде всего в роли государства в этом процессе. В угольной отрасли впервые выявилась тенденция, которая еще некоторое время назад могла показаться парадоксальной – без решительного участия государства в экономических процессах, без государственного вмешательства переход к принципам свободного рынка оказывается невозможным.

При реструктуризации угольной промышленности впервые стало очевидным, что радикальное, рыночное реформирование столь мощной отрасли возможно только при жестком государственном участии. И наоборот, невмешательство государства в процессы в отрасли неминуемо привело бы к дальнейшему сращиванию отрасли с государственным управлением, к превращению потенциально богатейшей промышленности в вечного социального иждивенца. В течение долгого времени в отрасли и вокруг нее складывалось своеобразное социальное привыкание к убыточности угледобывающих предприятий как к "непреодолимому внешнему фактору", а значит, к господдержке угольной отрасли, к дотированию угледобычи как неизбежному (а может быть, единственному) способу участия государства в управлении отраслью.

Действительно, в новых рыночных условиях значительная доля угледобывающих предприятий – главным образом с подземным способом добычи угля – оказались убыточными и могли существовать только за счет дотаций из госбюджета. Этот факт сам по себе непосредственным образом вовлек государство в процесс изменений в угольной отрасли. В отличие от многих других отраслей, в случае с угледобычей государство лишено возможности "отодвинуться" от отрасли и предоставить ей "разбираться" в одиночку. Главной составной частью политики реструктуризации оказывается ее социальная составляющая – процесс затрагивает социальные интересы значительных слоев и групп населения, так или иначе взаимодействующих с угольной отраслью, с общей социальной ситуацией в угольных регионах.

Кроме того, финансирование реструктуризации осуществляется в основном за счет бюджетных средств, т.е. за счет общества в целом. А значит, те проблемы, с которыми сталкиваются в ходе реструктуризации предприятия угольной отрасли, шахтеры, население угольных регионов, становятся болевыми точками всего российского общества в целом. Это делает участие государства – объективного выразителя общественных интересов – неизбежным и объективным фактором в процессе реструктуризации.

Политический фактор в реформировании угольной отрасли. Одним из основных препятствий на пути эффективной реструктуризации российской угольной промышленности являлась исторически сложившаяся высокая степень политизированности проблем, связанных с угольной отраслью.

Активное участие шахтеров в демократическом движении как бы "связало руки" реформаторам в правительстве России именно в те годы, когда реструктуризация могла бы осуществляться наиболее эффективно. При этом для периода "медового месяца" между российской властью и шахтерами (продолжавшегося несколько лет) было характерно сочетание понимания того факта, что ра-

дикальное реформирование отрасли, в том числе закрытие нерентабельных шахт и т.д., жизненно необходимо, а с другой – сохранение определенного экономического романтизма: от реструктуризации и реформ в отрасли ожидалось исключительно улучшение условий жизни, повышение зарплат и т.д.

В результате основное отличие российской ситуации от "западной" оказалось не в сути проблем, а в очень неблагоприятном сочетании экономических и политических тенденций. Активные шаги по реструктуризации отрасли подменялись государственным дотированием убыточного производства, повышением зарплат шахтерам и другими мерами, усугубляющими положение угледобывающей промышленности.

К середине 1990–х годов ситуация стала стремительно ухудшаться, что проявилось в лавинообразном нарастании количества случаев невыплаты зарплаты. Одновременно исчерпался и необходимый экономический ресурс государства, который несколькими годами ранее мог бы позволить существенно облегчить социальное положение высвобождаемых шахтеров. Более того, наращивание долгов (перед работниками – по зарплате, перед партнерами – за выполненную работу или поставленный товар) стало скрытой формой кредитования предприятий в условиях снижения государственного финансирования.

Реальной задачей реструктуризации угледобывающей промышленности стало отделение "здорового ядра" отрасли от ее убыточного сегмента, т.е. от предприятий, которые не смогут стать рентабельными ни при каких обстоятельствах (выработавших ресурс угледобычи и т.п.).

Одной из основных задач социальной политики государства в таких условиях стало направление высвобождаемых и привлекаемых средств на согласованную деятельность по защите интересов работников, вовлеченных в масштабные процессы перемен в отрасли.

Результаты реструктуризации угольной отрасли России. В настоящее время в угольной промышленности России происходят позитивные процессы, связанные как с успехами проводимых с 1993 г. в отрасли реформ, так и с улучшением общей экономической ситуации в стране. Об этом свидетельствуют достигнутые результаты [199]:

- можно отметить положительную тенденцию ежегодного снижения объемов государственной поддержки угольной промышленности с 1,76 млрд дол. США в 1993 г. (2,053 млрд руб.)* до 0,27 млрд дол. (8 млрд руб.)* в 2001 г., благодаря чему снизилась нагрузка отрасли на федеральный бюджет, а доля бюджетных средств в суммарных ресурсах организаций отрасли снизилась с 70 % в 1993 г. до 10–11 % в 2001 г., что свидетельствует о значительно меньшей зависимости угледобывающих предприятий от федерального бюджета и их большей экономической самостоятельности;

- 188 убыточных особо опасных шахт (разрезов), неперспективных и опасных по горно-геологическим условиям предприятий прекратили добычу угля и находятся в стадии ликвидации; из них на 153 основные технические работы по ликвидации в основном завершены;

* Нужно иметь в виду разное соотношение доллара и рубля в эти годы.

- в 1998 г. впервые с 1988 г. удалось переломить процесс падения объемов добычи угля;

- улучшились денежные расчеты за угольную продукцию (с 24 % в 1998 г. до 56,4 % в 2000 г.);

- изменена экономическая основа функционирования отрасли, сегодня она формирует свои финансовые ресурсы только за счет реализации продукции в результате реструктуризации более 93 %;

- снижена задолженность по выплате заработной платы (с 5,5 до 1,5 мес);

- в целом по отрасли угледобыча вышла на положительный уровень рентабельности, хотя около 50 % компаний пока работают с убытками;

- более 75 % добычи угля обеспечивается частными компаниями;

- численность работников отрасли сократилась с 860 тыс. чел. в 1993 г. до 346 тыс. чел. в 2001 г.;

- производительность труда в отрасли за последние 5 лет выросла на 75 %;

- нагрузка на очистной забой составляет более 1200 т/сут (это в 2,5 раза выше, чем в 1993 г.);

- травматизм со смертельным исходом на 1 млн т добытого угля снизился в 1,5 раза;

- разработана и реализуется система социальной защиты высвобождаемых работников;

- в какой-то мере стабилизировалась социально-политическая обстановка в угледобывающих регионах, практически нет забастовок.

Указанные результаты были достигнуты путем структурной перестройки производственного потенциала, в основном за счет ликвидации особо убыточных производств, концентрации работ на действующих предприятиях и приватизации угледобывающих компаний. За период реструктуризации акционировано и приватизировано более 500 предприятий отрасли. Большинство из них на основе консолидации пакетов акций вошли в состав 60 крупных акционерных обществ и холдингов. Общая цена продажи федеральных пакетов акций, по результатам проведенных в 1997–2001 гг. торгов, составила 430,2 млн дол. США, а объем средств, перечисленных в федеральный бюджет, 376,1 млн дол. США.

Нагрузка на федеральный бюджет в части государственной поддержки угольной промышленности снизилась более чем в 10 раз (с 1,4 до 0,12 % ВВП). Прекращено дотирование убытков от промышленной деятельности. В угольной отрасли создан институт частной собственности, сформированы рыночные отношения. В целом приход к управлению угольными компаниями частных владельцев положительно сказался на оздоровлении акционерных обществ – ускорились процессы погашения долгов по заработной плате, активизировалась маркетинговая и финансово-экономическая деятельность. Выросла добыча угля с 232,2 млн т в 1998 г. до 269,3 млн т в 2001 г., в 2002 г. объем добычи снизился на 17 млн т, по сравнению с 2001 г. Наибольшее падение добычи отмечено в Восточной Сибири.

Вместе с тем массовая ликвидация шахт в столь сжатые сроки (было в 1990 г. 238 (63) шахт (карьеров), в 2000 г. стало 106 (119) шахт (карьеров)) и недостаточное внимание к развитию угледобычи существенно обострили социальные проблемы в угледобывающих регионах. По мнению рабочей группы по вопросам государственной политики развития угольной отрасли, при сохранении существующей практики финансирования и выполнения работ процесс ликвидации предприятий может растянуться еще на десятки лет [199].

Производительность труда рабочего по добыче в первые годы реструктуризации снижалась с 82,4 т/мес в 1991 г. до 63,7 т/мес в 1994 г. Затем производительность труда плавно росла, до 116,6 т/мес в 2001 г. Травматизм со смертельным исходом снизился с 328 случаев в 1993 г. до 132 случаев в 2001 г.

В процессе структурной перестройки были также упущены проблемы инвестиций в развитие отрасли, в наращивание ее производственного потенциала. В динамике ежегодные инвестиции за 1993–2001 гг. снизились в сопоставимых ценах в 7 раз, в том числе из федерального бюджета – более чем в 400 раз. За весь период реструктуризации отрасли (1993–2001 гг.) общее выбытие мощностей составило 173,2 млн т, в том числе из-за ликвидации убыточных предприятий 56,9 млн т, а введено всего 57,3 млн т.

В качестве негативной тенденции отмечается резкий спад закупок угля, начиная с четвертого квартала 2001 г. Снижены объемы закупок энергетического угля, коксующегося угля и угольного топлива для населения и АПК. При этом потребление газа электростанциями растет. В том числе в результате действия этих причин снизилась добыча угля в 2001 г. и за первые 6 мес 2002 г.

Позитивные изменения в угольной отрасли, наблюдаемые в 1999–2001 гг., не сопровождались созданием благоприятной внешней макроэкономической среды для ее дальнейшего развития. В результате несбалансированной тарифной политики по регулированию цен на продукцию и стоимость услуг естественных монополий, в первую очередь цен на природный газ, емкость внутреннего рынка энергетических углей, особенно объемов его потребления тепловыми электростанциями, постоянно уменьшается.

2.12.7. Проблемы российской угледобывающей промышленности и пути их решения

За годы реструктуризации четко обозначились многочисленные проблемы развития угольной отрасли – кроме финансовых, технических, технологических также и социальные, безопасности и охраны труда, промышленной санитарии и экологические.

Потребность угольных компаний в инвестициях превышает собственные возможности по инвестициям в основной капитал в 2–2,5 раза. Привлечение заемных средств осложнено тяжелым финансовым состоянием предприятий. В целом по отрасли кредиторская задолженность превышает дебиторскую задолженность в 2,8 раза.

В 1999–2002 гг., в соответствии с постановлениями Правительства Российской Федерации от 3 сентября 1999 г. № 1002 и от 1 октября 2001 г. № 699,

по большинству организаций угольной отрасли приняты решения о реструктуризации кредиторской задолженности в федеральный бюджет и государственные внебюджетные фонды. Однако в связи с резким сокращением сбыта угольной продукции финансовое состояние предприятий отрасли значительно ухудшилось. Большинство организаций не в состоянии выполнить установленные налоговыми органами графики погашения кредиторской задолженности. Это в немалой степени связано с высокими долгами предприятий энергетики за поставленный уголь. Одним из факторов, снижающим конкурентоспособность российских углей на внутреннем и внешнем рынках, является высокая транспортная составляющая в цене конечного потребления угля.

Отрасль остро нуждается в инвестициях на техническое перевооружение, строительство новых предприятий, освоение новых технологий добычи и переработки угля, на подготовку и переподготовку кадров. Технический и технологический уровень угольного производства является одним из сдерживающих факторов развития отрасли. Более чем на 60 % изношены основные фонды. Действующий на шахтах парк очистного оборудования на 50 % требует полной замены, а остальное оборудование изношено более чем на 70 %. На разрезах из общего количества экскаваторов более 60 % эксплуатируется со сверхнормативным сроком службы. Около 27 % мощностей обогатительных фабрик находятся в эксплуатации более 30 лет. Потребности в финансах на переоборудование превышают собственные возможности угледобывающих предприятий. В то же время машиностроительные предприятия угольной промышленности снизили свой производственный потенциал из-за отсутствия заказов. Как показывает мировой опыт, решение задач обновления и технического перевооружения действующих угольных производств наиболее эффективно может быть осуществлено только путем внедрения лизинга оборудования.

К наиболее острым социальным проблемам угольной отрасли сегодня можно отнести следующие:

- обеспечение занятости высвобожденных работников угольной отрасли;
- содействие гражданам в приобретении жилья взамен сносимого ветхого жилья, ставшего в результате ведения горных работ на ликвидируемых шахтах непригодным для проживания по критериям безопасности;
- переселение высвобожденных работников ликвидируемых шахт из районов Крайнего Севера и приравненным к ним местностей;
- низкий уровень заработной платы;
- обеспечение предприятий угольной промышленности кадрами и др.

В 1996–1997 гг. большинство объектов социальной сферы были переданы с баланса угледобывающих предприятий на баланс администраций органов местного самоуправления шахтерских городов и поселков. Это позволило в известной степени снизить финансовую нагрузку на бюджеты угледобывающих организаций, однако не дало возможности до конца решить весь комплекс проблем.

Серьезной проблемой угольных компаний является большой объем обязательств в области безопасности и экологии. Производственный травматизм в

угольной промышленности остается еще одним из наиболее высоких в мире, а уровень профессиональной заболеваемости в России – одним из самых высоких среди других отраслей промышленности. По причине сложного финансового состояния предприятий потребность в средствах для обеспечения безопасных и здоровых условий труда на шахтах за счет собственных средств покрывается только на уровне 60 %.

Экологические обязательства угольных компаний формируются как из обязательств действующих, так и ликвидируемых предприятий. Для уточнения объемов экологических обязательств по заданию Правительства РФ в 1998 г. был проведен экологический аудит закрывающихся угольных шахт и разрезов, по результатам которого утвержден и реализуется одобренный Правительством РФ календарный план действий по устранению негативного влияния ликвидируемых угледобывающих предприятий на окружающую среду и совершенствованию нормативной базы. В текущем году завершен экологический аудит действующих шахт и разрезов, который позволил оценить сложившуюся экологическую ситуацию на угледобывающих предприятиях и разработать рекомендации по совершенствованию управления природоохранной деятельностью в отрасли.

Нуждается в совершенствовании процесс ликвидации особо убыточных шахт (разрезов). В соответствии с утвержденной Программой ликвидации особо убыточных шахт (разрезов) на 2001–2002 гг. в этот период должны быть завершены основные работы по ликвидации не менее чем на 22 шахтах (разрезах). В результате к концу 2002 г. прекращена добыча и завершены основные работы по ликвидации не менее чем на 192 шахтах (разрезах), для чего более 70 % (в 2001 г.) и 90 % (в 2002 г.) средств, выделяемых из федерального бюджета на реализацию Программы, направлено на ликвидацию социальных и экологических последствий массового закрытия шахт (разрезов). Для повышения эффективности использования средств государственной поддержки и сокращения расходов на ликвидацию проведен соответствующий анализ, по результатам которого Правительством РФ одобрен план действий по совершенствованию процесса ликвидации. Реализация этого плана позволила сократить расходы на ликвидацию шахт и разрезов не менее чем на 20 %.

К настоящему времени завершен анализ законодательных и нормативных основ, а также институциональных возможностей нормативного регулирования угольной промышленности по заданию Правительства РФ. Рекомендации по совершенствованию законодательных и нормативных актов, регулирующих работу угольной отрасли, рассматривались на Межведомственной комиссии по социально-экономическим проблемам угледобывающих регионов, направлены Минэнерго России в заинтересованные министерства и ведомства и уже включены или будут включены в планы законопроектной деятельности. Часть рекомендаций вошла в утвержденный Правительством РФ план действий по совершенствованию процесса реструктуризации угольной промышленности на период 2001–2002 гг.

Для выхода из сложившейся ситуации в отрасли необходимо в числе прочих провести следующие мероприятия [189]:

- завершить приватизацию всех действующих угольных компаний, не включенных в Программу ликвидации;

- осуществить государственную постприватизационную поддержку эффективных собственников угольных компаний путем предоставления льготных бюджетных кредитов для осуществления эффективных инвестиционных проектов под гарантии коммерческих банков и при условии софинансирования этих расходов из собственных средств или привлеченных средств коммерческих структур и на возмещение из федерального бюджета разницы процентных ставок по кредитам, полученным в российских кредитных организациях организациями угольной промышленности;

- совершенствовать законодательную и нормативную базы, регулирующие деятельность частных организаций угольной промышленности и способствующие созданию равных условий их конкуренции на рынке угольной продукции, включая проблемы лицензирования, природоохранной деятельности, охраны труда и безопасности;

- создать условия и оказать помощь в принятии решений, способствующих финансовому оздоровлению угольных компаний, в частности по реструктуризации кредиторской задолженности угольных компаний по платежам, включая пени и штрафы, в бюджеты всех уровней и внебюджетные фонды;

- прекратить добычу и завершить основные работы по ликвидации на всех ликвидируемых шахтах (разрезах);

- передать ответственность и финансирование социально значимых направлений технических работ по ликвидации местным администрациям и определить источники финансирования этих работ.

Ожидается, что реализация этих мер позволит к моменту прекращения государственной поддержки угольной промышленности качественно изменить ситуацию в отрасли:

- на всех особо убыточных шахтах (разрезах) будет прекращена добыча угля, завершены основные работы по ликвидации, а оставшиеся объемы технических работ будут выполняться местными администрациями и местными экологическими организациями за счет региональных трансфертов или других источников финансирования;

- завершится приватизация всех действующих угольных компаний, а добыча угля на 96 % будет обеспечиваться исключительно частными компаниями;

- в отрасли начнет функционировать полноценный рынок угольной продукции;

- изменится роль федеральных органов власти в области угольной отрасли от непосредственного управления к регулированию деятельности частных угольных компаний через создание экономических и законодательных механизмов, обеспечивающих надежное топливообеспечение страны.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изложенные в данной книге характеристики и тенденции развития систем энергетики (систем электро-, газо-, нефте-, угле- и теплоснабжения) показывают, что эти системы в различных странах и регионах мира все в большей мере приобретают инфраструктурную роль. Особенно это относится к электроэнергетическим, газо- и нефтеснабжающим системам. Развитие транспортных коммуникаций, объединение региональных и государственных электроэнергетических систем, систем газо- и нефтеснабжения в интегрированные на огромной территории энергетические объединения, с одной стороны, создает потенциальные системные эффекты, реализация которых снижает затраты на производство и доставку потребителям электроэнергии, газа, нефти и нефтепродуктов. С другой стороны, усиление инфраструктурной роли этих систем энергетики приводит к тому, что в любой точке появляющийся платежеспособный спрос на рассматриваемые энергоносители может быть удовлетворен с приемлемыми показателями надежности энергоснабжения и качества энергоносителя.

Либерализация инфраструктурных секторов энергетики призвана повысить эффективность их функционирования и развития, в том числе за счет реализации системных эффектов. В то же время, опыт, полученный в электроэнергетике, газовой, нефтяной и угольной промышленности, показывает недостаточную эффективность чисто рыночных механизмов, создающих существенные колебания цен на энергоносители, недостаточную мотивацию для инвестирования этих секторов энергетики и др. Поэтому в электроэнергетике и газовой промышленности закономерности развития рыночных отношений привели к осознанию необходимости разумного сочетания рыночных механизмов и государственного или межгосударственного регулирования. Аналогичные тенденции характерны и для нефтяного рынка в котором регулирующие функции фактически выполняет ОПЕК.

Другим результатом влияния неопределенности рыночной конъюнктуры явилось глобализация корпоративных структур и формирование транснациональных энергетических компаний (ТНЭК). Эта тенденция, как видно из изложенного, характерна для электроэнергетики, газовой и нефтяной промышленности, частично для угольной промышленности. Крупные ТНЭК в отличие от небольших компаний имеют большую финансовую устойчивость, большие возможности концентрации капитала на крупные проекты, а также другие выгоды эффекта масштаба. В то же время укрупнение энергетических компаний и, как следствие, сокращение их количества ведут к формированию олигополий и тем самым к снижению конкуренции. Кроме того, концентрация рыночной власти ТНЭК приводит к обострению проблем энергетической безопасности и энергетической независимости государств. Оба последних фактора объективно ведут к необходимости определенного государственного вмешательства в рыночные отношения в рассматриваемых секторах энергетики путем законодательного регулирования деятельности ТНЭК на территории суверенных стран.

Обращает на себя внимание тенденция возврата к вертикальной интеграции компаний, особенно характерная для газового сектора, в несколько меньшей мере – для нефтяного. Эта тенденция объективно обусловлена влиянием рыночных сил и ведет к сокращению транзакционных издержек и упрощению управления. В электроэнергетике, как видно из изложенного, в некоторых странах сохраняются вертикально интегрированные компании, но во многих случаях произведена их вертикальная дезинтеграция. При всех положительных аспектах такой дезинтеграции с точки зрения организации рынков электроэнергетики имеется один весьма существенный недостаток – несовпадение технологической и организационной структур электроэнергетических систем, что коренным образом усложняет управление системами, как экономическое, так и технологическое.

Отдельно следует отметить тенденцию межотраслевой интеграции, прежде всего электроэнергетических и газовых компаний, имеющих место в Европе.

Либерализация систем энергетики, их технологическая и корпоративная интеграция идет с неодинаковой интенсивностью в разных частях Евразийского континента. Наиболее продвинуты эти вопросы в Европе, чему в определяющей степени способствует экономическая и политическая интеграция государств. В Азии эти процессы идут более осторожно, поскольку экономические и политические их предпосылки здесь выражены существенно меньше, а кроме того азиатские страны активно учитывают европейский опыт, его как положительные, так и негативные результаты.

Вполне очевидно, что уровень развития систем энергетики определяется уровнем экономического развития стран и регионов. В этом плане целесообразно отметить две наиболее развитые зоны Евразийского континента – Европу и Северо-Восточную Азию (Япония, Республика Корея, Китай). Представляется, что Россия призвана сыграть определенную интегрирующую роль между этими зонами, поскольку она в наибольшей мере готова к этому как в плане потенциала развития энергетики, так и особенно по причине отсутствия межгосударственных экономических и политических проблем, характерных для некоторых зон континента южнее России, которые безусловно будут тормозить технологическую и корпоративную интеграцию систем энергетики.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

К разделу 1

1. **Илькевич Н.И., Рабчук В.И., Сендеров С.М.** Развитие систем газоснабжения России в первой половине XXI века на фоне мировых тенденций // Изв. РАН. Энергетика. – 2004. – № 1. – С. 34–45.
2. **BP Statistical Review of World Energy**, 2002. – (http://www.mycgiserver.com/~jossobri/energia_arquivos/sheet022.htm).
3. **Ремизов В.В., Пономарев В.А., Тер-Саркисов Р.М.** и др. Сырьевая база газовой промышленности России: состояние и перспективы // Газовая промышленность. – 2000. – № 9. – С. 4–6.
4. **Основные** положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года: Прил. к обществ.-дел. журн. "Энергетическая политика". – М.: ГУ ИЭС, 2001. – 120 с.
5. **Поршаков А.А.** Реалии и перспективы российского газового рынка с точки зрения ценообразования // Нефть и газ. – 2000. – № 1. – С. 23–25.
6. **Славинская Л.** Газовый рынок США и его уроки // Нефтегазовая вертикаль. – 2002 – № 1. – С. 70–73.
7. **Орлов В.П.** Сырьевая экономика в условиях глобализации// Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2001. – № 3. – С. 3–9.
8. **Ryan R.G., Bowkley C., Varuch P.** LNG's Evolution. Technology, Commercial Developments// Oil and Gas Journal. – July 16, 2001. – P. 60–67.
9. **Гриценко А.И., Крылов Н.А., Аленин В.В., Ступаков В.П.** Нефть и газ России в XXI в.: прогноз добычи и развития сырьевой базы// Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2001. – №3. – С.10–19.
10. **Мировой рынок СПГ**// БИКИ 23.VI.2001 ВН.
11. **Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Чельцов М.Б.** Возможная диверсификация способов транспортировки российского газа на экспорт // Перспективы энергетики. – 2003. – Т.7. – С. 57–64.
12. **Flower A.** Market Access Remains Key for LNG Producers // Oil and Gas J. – Apr. 22, 2002. – P. 74–80.
13. **Fesharaki F., Smith R.** Environmental Concern to Stimulate Asia-Pacific LNG Use // Oil and Gas J. – July 16, 2001. – P. 68–71.
14. **Технико-экономическое обоснование** целесообразности освоения Харасавэйского газоконденсатного месторождения путем строительства завода сжижения и вывоза сжиженного природного газа танкерами. Кн. 1. Пояс. записка. – М.: ВНИИГаз, 1995. – 219 с.
15. **Рабчук В.И., Пяткова Н.И., Чельцов М.Б. и др.** Оценка возможностей газовой отрасли в обеспечении энергетической безопасности России в пе-

риод с 2000 по 2020 г. – Иркутск, 2001.– 51 с. – (Препринт / ИСЭМ СО РАН; № 5).

16. **Клименко С.М., Сендеров С.М.** Долгосрочные тенденции развития нефтяной промышленности мира и России // Изв. РАН, Энергетика. – 2004. – № 1. – С. 14–25.

17. **BP** Statistical Review of World Energy, 2001. – (<http://www.amoco.com/downloads/downloads.asp?sort=&sort2=&category=94>).

18. **Energy** Information Administration (EIA). – (<http://www.washprofile.org/SUBJECTS/Economy.html>).

19. **Wu K., Fesharaki F.** Central Asia's Potential as Asia-Pacific Oil Supplier Limited for Years to Come // Oil and Gas J. – Aug. 5, 2002, P. 18–22.

20. **International** Energy Agency. World Energy Outlook. – Paris, 1998. 113 p.

21. **Панорама** строительства трубопроводов в мире // Нефтегазовые технологии. – 2000. – № 2. – С. 70–89.

22. **Проблемы** и перспективы развития нефтегазового комплекса России в первые десятилетия XXI века / А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев, В.Б. Леонтович и др. // Энергетика России в 21 веке: проблемы и научные основы устойчивого и безопасного развития. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2001. – С.107–112.

23. **Основные** концептуальные положения развития нефтегазового комплекса России: Спец. выпуск журн. "Нефтегазовая вертикаль". – 2000. – № 1. – 112 с.

24. http://www.ngv.ru/lenta/lenta_sign.hsml?id=34189.

25. **Регионы** России. Стат. сб.: Офиц. изд. Т.2. – М.: Госкомстат России, 1999. –Т. 2. – 861 с.

26. **Топливо** и энергетика России (Справочник специалиста топливно-энергетического комплекса) / Под ред. А.М. Мастепанова. – М.: Минэнерго РФ, 2000. – 453 с.

27. **Программа** развития топливно-энергетического комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2000. – Т.1. – 246 с.

28. **Крейнин Е.В., Грабская Е.П.** Состояние и перспективы ТЭКа России: роль угольной отрасли // Уголь. – 1998. – № 4. – С. 39–45.

29. **Минерально-сырьевая** база угольной промышленности России. Регионы и бассейны. В 2 т. – М.: Изд-во Моск. гос. горн. ун-та, 1999. – 448 с.

30. **Малышев Ю.Н., Трубецкой К.Н.** Угольная промышленность России на пороге и в начале XXI века // Уголь. –2001. – №2. – С. 16–20.

31. **Российский** статистический ежегодник: Стат. сб. –М.: Госкомстат России, – 2000. – 642 с.

32. **Краткие** итоги работы угольной промышленности России за 2000 год// Уголь. – 2001. – № 3. – С. 55–59.

33. **Итоги** работы угольной промышленности России за январь-апрель 2001 года // Уголь. –2001. – № 7. – С. 26–35.

34. **Братченко Б.Ф., Никонов Е.С.** Некоторые проблемы перспективного развития угольной промышленности России// Уголь. – 1999. – № 12. – С. 45–50.

35. **International Energy Outlook – 1999/** Energy Information Administration. U.S. Department of Energy. – Washington, 1999. – 226 p.
36. **Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.** – М.: ГУИЭСС, 2000. – 441с.
37. **Прогноз энергетической комиссии ЕС на период до 2020 г.** – Париж, 1996. – 326 с.
38. **World Energy Outlook 2000. Second Edition,** OECD/IEA, Feb.2001. – Paris, 2001. – 92 p.
39. **Сухов В.Н.** Уголь – мост в будущее // Уголь. –1998. – № 1. – С. 33–34.
40. **Гаврин А.С.** Об "Энергетической стратегии России на период до 2020 г." и структурной реформе в электроэнергетике// Энергет. политика. – 2001. – Вып. 1. – С. 3–14.
41. **Энергетика XXI века: условия развития, технологии, прогнозы /** Под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 2004. – 386 с.
42. **Пучков Л.А., Гринько Н.К., Козовой Г.И.** Будущее угля за технологиями // Уголь. – 2001. – № 5. – С. 44–45.
43. **International Energy Database.** Energy Information Administration. January 2002. – 256 p. – (<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/data.html>).
44. **World Energy Outlook, 2000.** – 312 p. – (<http://www.eia.org/weo>).
45. **Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию /** Л.С.Беляев, О.В.Марченко, С.П.Филиппов и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние РАН, 2000. – 269 с.
46. **Bayegan M.** Vision of the Future Grid// IEEE Power Engineering Review. – 2001. – Vol. 21, N 12. – P. 10–12.
47. **International Energy Outlook 2001.** – Energy Information Administration, US Department of Energy. – Washington, 2001. – 288 p. – (<http://www.eia.doe.gov/oiaf/-ieo/index.html>).
48. **Зарубежные энергообъединения /**А.Ф.Бондаренко, Н.В.Лисицын, Ф.Я.Морозов и др.; Под ред. В.А. Семенова. – М.: НЦ ЭНАС, 2001. – 360 с.
49. **Энергетика за рубежом.** Прил. к журн. "Энергетик". – М.: НТФ "Энергопрогресс". – 2002. – Вып. 1. – 56 с.
50. **Файбисович Д.Л.** Энергетика Южной Кореи в 1999 году // Электр. станции. – 2001. – № 8. – С 67–70.
51. **Проблемы функционирования и развития электроэнергетики /** В.А. Баринов, В.В. Бушуев, Н.И. Воропай и др. – М.: МГФ "Знание", 2001. – 480 с. – (Тем. блок: Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность).
52. **Энергетическая стратегия России на период до 2020 года:** Прил. к обществ.-дел. журн. "Энергетическая политика". – М.: ГУ ИЭС, 2003. – 136 с.
53. **Веселов Ф.В.** Организация устойчивого инвестиционного процесса при реформировании электроэнергетики // Матер. открытого сем. "Экономические проблемы энергетического комплекса". – М.: ИНХП РАН, 2003. – 43 с.

54. **Долгосрочные** тенденции развития электроэнергетики мира и России / Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, Л.А. Кошечев и др. // Изв. РАН. Энергетика. – 2004. – № 1. – С. 3–13.

55. **Федяев А.В., Сеннова Е.В., Федяева О.Н., Карасевич А.М.** Эффективность развития малых ТЭЦ на базе газотурбинных и дизельных энергоустановок при газификации регионов // Теплоэнергетика. – 2000. – № 11. – С. 24–26.

56. **Макаров А.А.** Мировая энергетика и Евразийское энергетическое пространство. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 380 с.

57. **Топливо-энергетический** комплекс России: современное состояние и взгляд в будущее / А.П. Меренков, Н.И. Воропай, Б.Г. Санеев и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1999. – 312 с.

58. **Мастепанов А.М.** Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития. – М.: Совр. тетради, 2001. – 624 с.

59. **Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С.** Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 432 с.

60. **Воропай Н.И., Ершевич В.В., Руденко Ю.Н.** Развитие международных энергообъединений – путь к созданию мировой электроэнергетической системы. – Иркутск, 1995 – 28 с. – (Препринт СЭИ СО РАН; № 10).

К разделу 2

1. **Brennan T.J., Palmer K.L., Kopp R.J.** e.a. A Shock to the System. Restructuring America's Electricity Industry. Resources for future. – Washington, 1996. – 132 p.

2. **Morgan M.G., Talukdar S.** Nurturing R&D in the New Electric Power Regime // IEEE Spectrum. – 1996. – Vol. 33, – No.7. – P. 32–33.

3. **Clayton R.E., Mukerji R.** System Planning Tools for the Competitive Market // IEEE Comp. Appl. in Power. – 1996. – Vol. 9, N 7. – P. 50–55.

4. **Electricity** Trading in Europe. The Implications of Competition for Pricing and Contracts. – L.: EJC Energy, 1999. – 276 p.

5. **Hunt S., Shuttleworth G.** Competition and Choice in Electricity. – Chichester: John Willey and Sons, 1996. – 237 p.

6. **Rudnick H.** Pioneering Electricity Reform in South America // IEEE Spectrum. – 1996. – Vol. 33, N 8. – P. 39–44.

7. **Rudnick H.** The California Model as the Paradigm for Second Generation Reforms in Latin America // IEEE PES 2001 Summer Meeting, Vancouver, July 15–19, 2001. – P. 131–137.

8. **Littlechild S.** Privatization, Competition and Regulation in the British Electricity Industry, With Implementation for Developing Countries // World Bank Rep., Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP). – Washington, 2000. – 51 p.

9. **Lamoureux M.A.** Evaluation of Electric Utility Restructuring in the UK // IEEE Power Eng. Rev. – 2001. – Vol. 21, No. 6. – P. 6–9.
10. **The Benefits and Deficiencies of Energy Sector Liberalization** // World Energy Council. – Paris, 1998. – 236 p.
11. **OFGEM Annual Report.** Office of Gas and Electricity Markets, 1999. – (<http://www.ofgem.gov.uk/public/annchoice.htm>).
12. **Kvennas O., Gjengetal T.** Premises for a Well-Functioning Deregulated Power Market // CIGRE-2000, Rep. 37/38/39-204. – 7 p.
13. **Джангиров В.А., Баринов В.А.** Рыночные отношения и системы управления в электроэнергетике // Электр. станции. – 2001. – № 6. – С. 2–18.
14. **Staschus K.** Open Access in Germany and Power Balance Analysis in Germany and Europe // IEEE PES 2001 Summer Meeting, Vancouver, July 15–19, 2001. – P. 138–144.
15. **Hyman L.S.** Transmission, Congestion, Pricing, and Incentives // IEEE Power Eng. Rev. – 1999. – Vol. 19, N 8. – P. 4–10.
16. **Povh D.** The Future of Power Systems // IEEE Comp. Appl. in Power. – 2000. – Vol. 13, N 4. – P. 10–12.
17. **Hingorani N.G., Gyugyi L.** Understanding FACTS: Concepts and Technology // IEEE Comp. Appl. in Power. – 2000. – Vol. 13, N 4. – P. 50–51.
18. **Stalkopf K.** Technology Offers Solutions to the Current Power Crisis // IEEE Spectrum. – 2001. – Vol. 38, N 6. – P. 14–15.
19. **Sweet W.** An Unnatural Rush to Natural Gas? // IEEE Spectrum. – 2001. – Vol. 38, N 1. – P. 83.
20. **Dale L.A., Zhou M.** Optimal Planning of the Transmission System in the Privatized Electricity Industry in England and Wales // Proc. PowerCon'98, August 18–21, 1998, Beijing, China. – Beijing: CEPRI, 1998. – Vol.1. – P. 27–31.
21. **Sakarias W.P.** The Future of Renewables in the New California Marketplace // IEEE Power Eng. Rev. – 1999. – Vol. 19, N 1. – P. 17–20.
22. **Энергетика XXI века: условия развития, технологии, прогнозы** / Под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск. Наука, Сиб. отд-ние, 2004. – 386 с.
23. **Rudnick H., Zolezzi J.** Electric Sector Deregulation and Restructuring in Latin America: Lessons to be Learnt and Possible Ways Forward // IEEE PES 2001 Summer Meeting, Vancouver, July 15–19, 2001. – P. 145–150.
24. **Amon A.** Experience from the Hungarian Privatization // Central European University Summer Course “Energy Policy for Economies in Transition: (De) Regulation for Development and the Environment”, Budapest, July 12–23, 1999. – P. 37–49.
25. **Концепция реформирования электроэнергетики** / Доклад рабочей группы Национального инвестиционного совета. Рук. А.Д. Некипелов. – М., 2001. – 59 с.
26. **International Comparison of Electricity Regulation** / Ed. by R.J.Gilbert, E.P. Kahn. – Cambridge: University Press, 1996. – 500 p.

27. **Finon D.** Restructuring and Competitive Arrangements in the Electricity Supply Industry: Towards a Better Efficiency // *Deregulation of Electric Utilities* / Ed. by G.Zaccour. – Boston, Dordrecht, London: Kluwer Acad. Publ., 1998. – P. 149–178.
28. **Smeloff E., Asmus P.** Reinventing Electric Utilities: Competition, Citizen Action, and Clean Power. – Washington, Covelo, California: Island Press, 1997. – 240 p.
29. **Об электроэнергетике.** Федеральный закон РФ от 26 марта 2003 года.
30. **Воропай Н.И.** Инвестиции и развитие электроэнергетики в рыночной среде // ТЭК. – 2002. – № 3. – С. 69–72.
31. **De Vries L.J., Hakvoort R.A.** Market Failure in Generation Investment? The Dutch Perspective // 5th Int. Conf. on Power System Management and Control, Proc., London, Apr. 17–19, 2002. – P. 7–12.
32. **Беляев Л.С., Марченко О.В., Подковальников С.В.** Рост цены электроэнергии, необходимый для развития электроэнергетики при переходе к конкурентному рынку // Изв. РАН. Энергетика. – 2002. – № 5. – С. 49–61.
33. **Borenstein S.** The Trouble with Electricity Markets (and Some Solutions). POWER Program of the University of California Energy Institute. – Berkeley, 2001. – 27 p.
34. **The Future of CHP in the European Market – The European Cogeneration Study.** Project EU "Future COGEN", N 4.1031/P/99-169. Final Publishable Rep. – Brussels, 2001. – 88 p.
35. **Федяев А.В., Сеннова Е.В., Федяева О.Н., Карасевич А.М.** Эффективность развития малых ТЭЦ на базе газотурбинных и дизельных энергоустановок при газификации регионов // Теплоэнергетика. – 2000. – № 11. – С. 24–26.
36. **Лунина Е.В.** Организация мировых энергетических рынков: проблемы и пути развития // Вест. ФЭК России. – 2002. – № 1. – С. 71–83.
37. **Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфанов В.В.** Методические основы обоснования развития электроэнергетических систем в либерализованных условиях // Изв. РАН. Энергетика. – 2002. – №4. – С.30–39.
38. **Лесных В.В.** Анализ риска и механизмов возмещения ущерба от аварий на объектах энергетики. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1999. – 251 с.
39. **Yajima M., Drillisch J., Hensing I., Hattori T.** Liberalisation of the Electricity Industry and Security of Supply // CRIEPI Rep. EY 97004. – Tokyo, 1998. – 49 p.
40. **Концепция стратегии ОАО РАО "ЕЭС России" на 2003–2008 гг. "(5+5)".** – (<http://www.rao-ees.ru/ru/investor/5+5n.htm>).
41. **Murray J.** The Regulation of Electricity Markets Worldwide: when Theory Meets Practice. Speech to IERE General Meeting, Jinan, China, 13 Nov. 2002. – (<http://www.worldenergy.org/wecgeis/publications/default/speeches/spc021113jm.asp>).
42. **Веселов Ф.В.** Реформирование электроэнергетики и проблемы развития генерирующих мощностей. – М.: ИНЭИ РАН. – 9 с. – (<http://www/energo21.ru/articles/Veselov.pdf>).

43. **Directive** 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 // Official Journ. Europ. Union, L 37–55. – 2003. – N 36. – P. 31–38.
44. **Марченко Г., Мачульская О.** Зарубежный опыт сопоставлений инвестиционного климата различных стран. – (<http://www.raexpert.ru/content.php?id=6677&1=0>).
45. **Рейтинг** регионов России // Эксперт. – 2002. – № 45. – С. 89–114.
46. **Миркин Я.** Конкурировать // Эксперт. – 2001. – № 27. – С.13.
47. **Отчет**, описывающий и сравнивающий законодательства, регулирующие рынок, и принципы функционирования рынка в регионах ЭЭС СНГ и EURELECTRIC, 2003. – 113 с. – (<http://www.euroelectric.org>).
48. **Financing** Worldwide Electric Power: Can Capital Markets do the job? // Resource Dynamics Corporation, Final Report under Contract DE-AC01-92FE62489. – 1996. – 147 p.
49. **Шамис Ю.Л.** Основные результаты и перспективы реформирования мировой электроэнергетики // Энергетика за рубежом. – 2002. – Вып. 2. – С.6–7.
50. **Варнавский В.Г.** Реформирование мировой электроэнергетики // Вопросы регулирования ТЭК: регионы и федерация. – 2003. – №2. – С.29–36.
51. **Бунаян А., Сиваков Д.** Корпоративные займы // Эксперт. – 2001. – № 26. – С. 7.
52. **Иоаннесян С.А.** Проблемы привлечения западного капитала в промышленность России // США–Канада. – 2000. – № 5. – С. 74-84.
53. **Кредитные** рейтинги. – (<http://info.olmagroup.ru/arch/?what=003/031009/daily>).
54. **Чуб Б.А.** Корпоративное управление. – (<http://www.cfin.ru/bandurin/lecture/kurs02.zip>).
55. **Холт Р.Н.** Основы финансового менеджмента. – М.: Дело, 1993. –128 с.
56. **Реструктуризация** и корпоративное управление в электроэнергетических компаниях: сравнительный анализ / НАУФОР. – М., 2001. – 41 с. – (<http://skrin.ru/-info/rep14021.htm>).
57. **Шамис Ю.Л.** Привлечение стратегических инвесторов в российскую электроэнергетику // ТЭК. – 2003. – № 1. – С.133.
58. **Веселов Ф.В.** Организация устойчивого инвестиционного процесса при реформировании энергетики/ Открытый семинар по экономическим проблемам энергетического комплекса. - М.: Ин-т народно-хоз. прогн. РАН. – 2003. – 43 с.
59. **8 CFR** Part 35, Docket No. RM01-12-000, Notice of Proposed Rulemaking // United States of America Federal Energy Regulation Commission. Washington, 2000. – 640 p.
60. **Хайман Д.Н.** Современная экономика: анализ и применение. В 2 т. – М.: Финансы и статистика, 1992. – Т.2. – 372 с.
61. **Макконнелл К.Р., Брю С.Л.** Экономикс: принципы, проблемы и политика: В 2 т.; Пер. с англ. 11-го изд.– М.: Республика, 1993. – Т.2. – 400 с.
62. **Fehr V.D., Harbord D.** Capacity Investment and Long Run Efficiency in Market-Based Electricity Industries // Competition in the Electricity Supply Industry

/ Ed. by O.J. Olsen. – Copenhagen: Jurist-og Okonomforbundets Forlag, DJOF Publ. 1995. – P.137 – 153.

63. **Grobman H.G., Carey J.M.** Price Cap and Investment: Long-Run Effects in the Electric Generation Industry // *Energy Policy*. – 2001. – Vol. 29, № 7. – P. 545–552.

64. **Ford A.** Waiting for the Boom: a Simulation Study of Power Plant Construction in California // *Energy Policy*. – 2001. – Vol. 29, N 11. – P. 847–869.

65. **Ford A.** Cycles in Competitive Electricity Markets: a Simulation Study of the Western United States // *Energy Policy*. – 1999. – Vol. 27, №. 11. – P. 637–658.

67. **Предпосылки** самодостаточного развития электроэнергетики России / Ю.С. Васильев, И.А. Глебов, К.С. Демирчян и др. // *Изв. РАН. Энергетика*. – 2001. – № 3. – С. 3–32.

68. **Масленников В.М.** Как выводить российскую энергетику из кризиса // *Энергия: экономика, техника, экология*. – 2001. – № 6. – С. 2–6.

69. **Платонов В.В.** Цели и пути реструктуризации энергетики. – М. – 2000. – 17 с. – (Препринт ИБРАЭ РАН № IBRAE–2001–10).

70. **Основные** положения стратегии развития электроэнергетики России на период до 2020 г. – М.: ИНЭИ РАН, 2000. – 168 с.

71. **Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С.** Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 432 с.

72. **Макаров А.А., Малахов В.А., Шапот Д.В.** Народнохозяйственные последствия роста цен энергоносителей // *ТЭК*. – 2001. – № 2. – С. 51–52.

73. **Макаров А.А.** Перспективы развития энергетики России в первой половине XXI века // *Изв. РАН. Энергетика*. – 2000. – №2. – С. 3–17.

74. **Handschin E., Petroianu A.** *Energy Management Systems*. – Berlin. Heidelberg: Springer Verlag, 1991. – 183 p.

75. **Решетов В.И., Семенов В.А., Лисицын Н.В.** Единая энергетическая система России на рубеже веков. – М.: Изд. НЦ ЭНАС, 2002. – 224 с.

76. **Хоган У.У.** Региональные энергопередающие организации: заказ тысячелетия на разработку рыночных институтов для систем электрических сетей // *Экономика энергетики: рыночная политика*. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2001. – С. 98–186.

77. **Гамм А.З., Голуб И.И.** Апостериорный анализ потокораспределения для построения финансово-технологических моделей ЭЭС. – (<http://www.energy-komisc.ru/seminar/zao5.htm>).

78. **Гамм А.З., Голуб И.И.** Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе // *Электричество*. – 2003. – № 3. – С. 9–16.

79. **Гамм А.З.** Коммерческое сопровождение диспетчерского управления объединением электроэнергетических систем // *Электричество*. – 1998. – № 3. – С.1–6.

80. **Гамм А.З.** Компромиссное управление хозяйственно независимыми электроэнергетическими системами // *Изв. РАН. Энергетика*. – 1993. – № 1. – С.46–57.

81. **Семенов В.А.** Управление электропотреблением в электроэнергетических системах СССР // Итоги науки и техники. Современные энергетические системы и их автоматизация. – М.: ВИНТИ, 1988. – Т.4. – С.112–151.
82. **Суслов Н.И., Гамм Б.З.** Влияние тарифов на энергию на уровни промышленного производства в Новосибирской области // Рынки электроэнергии: проблемы развития. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1999. – С. 200–216.
83. **Дикин И.И., Зоркальцев В.И.** Итеративное решение задач математического программирования: алгоритмы метода внутренних точек. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1980. – 144с.
84. **Войтов О.Н., Зоркальцев В.И., Филатов А.Ю.** Исследование систем неравенств алгоритмом внутренних точек на задачах поиска допустимых режимов электроэнергетических систем / ИСЭМ СО РАН Препр. – Иркутск, 1999. – 28 с.
85. **Гамм А.З., Иванов А.Г.** Адаптивная коррекция режима электроэнергетических систем // Сб. тр. Третьей всерос. науч.-техн. конф. с междунар. участием. 14–16 мая 2003. – Благовещенск, 2003. – С.47–52.
86. **Анализ неоднородностей ЭЭС / О.Н. Войтов, Н.И. Воропай, А.З. Гамм и др.** – Новосибирск: Наука, Сиб. изд. отд-ние, 1999. – 256 с.
87. **Artificial Neural Networks for Power Systems / D. Neubour, A. Germond, C. Liu et al.** // Electra. – 1995. – N 159. – P.77–101.
88. **Гамм А.З., Колосок И.Н.** Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах.–Новосибирск: Наука: Сиб. отд-ние, 2000.– 152 с.
89. **Гамм А.З., Гришин Ю.А.** Распределенная обработка информации в автоматизированных системах диспетчерского управления энергосистемами // Сб. тр. Пятого междунар.семинара "Распределенная обработка информации". – Новосибирск, 1995. – С.243–247.
90. **Voropai N.I.** Use of New Energy Technologies in the Asian Part of Russia // IEEE Power Eng. Rev. – 2001. – Vol. 21, N 7. – P. 7–10.
91. **Эшби У.Р.** Введение в кибернетику. – М.: Изд-во иностр. лит., 1959. – 432 с.
92. **Воропай Н.И.** Об учете фактора живучести при формировании основной электрической сети Единой электроэнергетической системы СССР // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1989. – № 1. – С. 65–70.
93. **Управление мощными энергообъединениями / Н.И. Воропай, В.В. Ершевич, Я.Н. Лугинский и др.** Под ред. С.А. Совалова. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 256 с.
94. **Совалов С.А., Семенов В.А.** Противоаварийное управление в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 416 с.
95. **Taylor C.W., Ericson D.C.** Recording and Analysing the July 2 Cascading Outage // IEEE Comp. Appl. in Power. – 1997. – Vol. 10, No.1. – P. 26–30.

96. **Kosterev D.N., Taylor C.W., Mittelstadt W.A.** Model Validation for the August 10, 1996 WSCC System Outage // IEEE Trans. Power Syst. – 1999. – Vol. 14, N 3. – P. 967–979.
97. **Hiskens I.A., Akke M.** Analysis of the Nordel Power Grid Disturbance of January 1, 1997 Using Trajectory Sensitivities // IEEE Trans. Power Syst. – 1999. – Vol. 14, N 3. – P. 987–994.
98. **Vargas L.D., Quintana V.H., Miranda R.D.** Voltage Collapse Scenario in the Chilean Interconnected System // IEEE Trans. Power Syst. – 1999. – Vol. 14, N 4. – P. 1415–1421.
99. **Strategie de Reinforcement du Reseau d'Hydro-Quebec a la Suite du Verglas Exceptionnel de Janvier 1998: Une Demarche Pour Securiser Davantage l'Alimentation Electrique / J.-P. Gingras, S. Breault, R. Brodeur e.a.** // CIGRE, 2000 Session, Rep. 37–101. – 10 p.
100. **Dass R.** Grid Disturbance in India on 2nd January 2001// Electra. – 2001. – N 196. – P. 6–15.
101. **Китушин В.Г.** Живучесть энергосистем // Труды 3-й Всесоюз. науч.-техн. конф. по устойчивости и надежности энергосистем СССР. – Л.: Энергия, 1973. – С. 405–412.
102. **Авраменко В.Н.** Анализ живучести электроэнергетических систем // Проблемы надежности при управлении функционированием и развитием энергосистем. – Л.: Энергоатомиздат, 1986. – С. 59–67.
103. **Воропай Н.И.** Живучесть электроэнергетических систем: методические принципы и методы исследования // Изв. РАН СССР. Энергетика и транспорт, 1991. – № 6. – С. 52–59.
104. **Fouad A.A., Zhou Qin, Vittal V.** System Vulnerability as a Concept to Assess Power System Dynamic Security // IEEE Trans. Power Syst. – 1994. – Vol. 9, N 2. – P. 1009–1015.
105. **Knight U.G.** System Restoration Following a major Disturbance // Electra. 1986. – N 106. – P. 33–61.
106. **Воевода А.И., Воропай Н.И., Кроль А.М. и др.** Восстановление электроэнергетических систем после крупных аварий / Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1991. – № 1. – С. 16–27.
107. **Зеккель А.С., Иванов В.Ф., Шлайфштейн В.А.** Динамические свойства протяженных энергообъединений//Электричество. – 2001. – №1 . – С. 2–8 .
108. **Баринов В.А., Воропай Н.И.** Влияние динамических свойств на принципы формирования основной электрической сети Единой электроэнергетической системы СССР // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1990. – № 6. – С. 37–42.
109. **Груздев И.А., Маслеников В.А., Устинов С.М.** Исследование собственных динамических свойств протяженных электроэнергетических объединений // Изв. РАН. Энергетика. – 1993. – № 1. – С. 63–68.

110. **Load flow Dependence of Slow Interarea Oscillations Occuring in the Extended European Power System** / M. Spanner, E. Welfonder, H.-B.Tillmann, J. Zerenyi // CIGRE, 1998 Session, Rep. 38–103. – 10 p.

111. **Bachmann U., Erlich I., Grebe E.** Analysis of Interarea Oscillations in the European Electric Power System in Synchronous Parallel Operation with the Central-European Networks // IEEE Budapest Power Tech. Conf. Proc., Budapest, Aug. 29 – Sept. 2, 1999. – P. 341–346.

112. **Asal H.P., Jacob B., Schmits J.** UCPT: Coordination of Frequency Control and Cross-Border Exchanges // Development and Operation of Latge Interconnection Systems, Conf. Proc., Tunis, May 3–5, 1993. – 11 p.

113. **Impact of the Distributed Utility on Transmission System Stability** / M.R. Donnelly, J.E. Dagle, D.J. Trudnowski, G.J. Riders // IEEE Trans. Power Syst. – 1996. – Vol. 11, N 2. – P. 741–746.

114. **Дмитриева Г.А., Макаревский С.Н., Хвощинская З.Г.** Результаты моделирования работы неуправляемой ветроэлектрической установки в энергосистеме большой мощности // Электричество. – 1998. – № 8. – С. 19–24.

115. **Studies on Stability of Power Systems Consisting of Many Dispersed Power Sources** / Y. Ohsawa, M. Hojo, A. Yoneda, H. Sugihara // Bulk Power System Dynamics and Control IV – Restructuring, Conf. Proc., Santorini, Greece, Aug. 24–28, 1998. – P. 36–40.

116. **Povh D.** Application of FACTS to Systems // EPSOM'98 Conf. Proc., Zurich, Sept. 23–25, 1998. – 18p.

117. **Load-Flow Control with FACTS Devices in Competitive Markets** / N. Schnurr, Th. Weber, W.H. Wellssow, T. Wess // Int. Conf. On Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Proc., London, April 4–7, 2000. – P. 17–22.

118. **Edris A.** FACTS Technology Development: on Update // IEEE Power Eng. Rev. – 2000. – Vol. 20, № 3. – P. 4–9.

119. **Distributed Energy Storage for Power Systems – Selected Problems** / Ed. K. Feser, Z.A. Stychynski. – Aachen; Mainz, 1998. – 131 p.

120. **Rehtanz C.** Systemmic Use of Multifunctional SMES in Electric Power Systems // IEEE Trans. Power Syst. – 1999. – Vol. 14, N 4 – P. 1422–1427.

121. **Кощев Л.А., Шлайфштейн В.А.** Области рационального применения линий электропередачи высших классов напряжений переменного и постоянного тока в ЕЭС России // Электр. станции. – 2001. – № 11. – С. 32–40.

122. **Галанов В.А., Кощев Л.А.** О роли противоаварийной автоматики и передач и вставок постоянного тока при системных авариях // Электр. станции. – 1997. – № 4. – С. 36–40.

123. **Ковалев В.Д.** Противоаварийное управление электроэнергетическими системами // Электричество. – 2001. – № 9. – С. 38–39.

124. **Bates I.P., Gawler R.A., Frearson K.** Review of Power System Defence Plans // Electra. – 1990. – N 128. – P. 127–153.

125. **Faucon O., Dousset L., Boisseau J.** Coordinated Defence Plan – An Integrated Protection System // CIGRE, 1995 Session, Rep. 200-07. – 6 p.
126. **Grudin N., Roytelman I.** Heading off Emergencies in Large Electric Grids // IEEE Spectrum. – 1997. – N 4. – P. 43–47.
127. **Trudel G., Bernard S., Scott G.** Hydro-Quebec's Defence Plan Against Extreme Contingencies // IEEE Trans. Power Syst. – 1999. – Vol. 14, N 3. – P. 958–966.
128. **Wehenkel L.** Intelligent Systems Applications to Emergency Control // IEEE PES 2000 Summer Meeting Proc., Seattle, Washington, July 16–20, 2000. – 6 p.
129. **Voropai N.I., Efimov D.N., Etingov P.V.** Coordination of Electric Power System Emergency Control in a Market Environment // IFAC Symp. On Power Plants and Power Syst. Contr., Proc., Seoul, Sept. 15–19, 2003. – P. 131–136.
130. **Амбардумов А.А., Стерликов Ф.Ф.** 1000 Терминов рыночной экономики. Спр. учеб. пособие. – М.: Экономика, 1993. – 302 с.
131. **Велихов Л.А.** Основы городского хозяйства. – М.: Наука, 1996. – 480 с.
132. **Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов / А.И. Владимирский, Ю.М. Дрогновский, Л.А. Зайцев, Ю.В. Ливанов.** – М.: Недра, 1976. – 160 с.
133. **Берман Р.Я., Панкратов В.С.** Автоматизация систем управления магистральными газопроводами. – Л.: Недра. Ленингр. отд-ние, 1978. – 159 с.
134. **Автоматизация систем теплоснабжения и отопления / С.А. Чистович, В.К. Аверьянов, Ю.Я. Темпель, С.И. Быков.** – Л.: Стройиздат, 1987. – 248 с.
135. **Эгильский И.С.** Автоматизированные системы управления технологическими процессами подачи и распределения воды. – Л.: Стройиздат, 1988. – 216 с.
136. **Баясанов Д.Б.** Автоматизированные системы управления трубопроводными объектами коммунального хозяйства. – М.: Стройиздат, 1974. – 312 с.
137. **Панкратов В.С., Дубинский А.В., Сиперштейн Б.И.** Информационно-вычислительные системы в диспетчерском управлении газопроводами. – Л.: Недра. – Ленингр. отд-ние, 1988. – 246 с.
138. **Кучин Б.Л., Алтунин А.Е.** Автоматизированные информационные системы объектов газоснабжения. – М.: Недра, 1989. – 199 с.
139. **Торчинский Я.М.** Оптимизация проектируемых и эксплуатируемых газораспределительных систем. – Л.: Недра, 1988. – 239 с.
140. **Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях / Н.И. Воропай, Е.В. Сеннова, Н.Н. Новицкий и др.** – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1995. – 335 с.
141. **Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник в 4т. Т.3: Надежность систем газо- и нефтеснабжения. Кн.1 / Под ред. М.Г. Сухарева.** – М.: Недра, 1994. – 414с.
142. **Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р.** Оптимизация систем транспорта газа. – М.: Недра, 1975. – 276 с.

143. **Кучин Б.Л., Алтунин А.Е.** Управление системой газоснабжения в осложненных условиях эксплуатации. – М.: Недра, 1984. – 208 с.
144. **Евдокимов А.Г.** Минимизация функций и ее приложения к задачам автоматизированного управления инженерными сетями. – Харьков: Вища шк., 1985. – 288 с.
145. **Евдокимов А.Г., Тевяшев А.Д., Дубровский В.В.** Моделирование и оптимизация потокораспределения в инженерных сетях. – М.: Стройиздат, 1990. – 368 с.
146. **Новицкий Н.Н.** Оценивание параметров гидравлических цепей. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1998. – 214 с.
147. **Хасилев В.Я.** Элементы теории гидравлических цепей // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1964. – № 1. – С. 69–88.
148. **Меренков А.П., Хасилев В.Я.** Теория гидравлических цепей. – М.: Наука, 1985. – 294с.
149. **Математическое** моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения / А.П.Меренков, Е.В.Сеннова, С.В. Сумароков, Новицкий Н.Н. и др. – Новосибирск: Наука, СО, 1992. – 407 с.
150. **Сеннова Е.В., Сидлер В.Г.** Математическое моделирование и оптимизация теплоснабжающих систем. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1987. – 221 с.
151. **Новицкий Н.Н., Токарев В.В.** Релейная методика расчета потокораспределения в гидравлических цепях с регулируемыми параметрами // Изв. РАН. Энергетика. – 2001. – № 2. – С. 88–98.
152. **Балышев О.А., Таиров Э.А.** Анализ переходных и стационарных процессов в трубопроводных системах (теоретические и экспериментальные аспекты.) – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1998 – 164 с.
153. **Новицкий Н.Н., Гребнева О.А.** Методы анализа и обеспечения идентифицируемости трубопроводных систем // Трубопроводные системы энергетики: модели, приложения, информационные технологии /Атавин А.А. Карасевич А.М., Сухарев М.Г. и др. – М.: ГУП Изд. "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – С.90–105.
- 154 **Новицкий Н.Н., Епифанов С.П.** Использование свойства неоднородности при управлении потокораспределением в трубопроводных сетях // Системные исследования проблем энергетики / Л.С. Беляев, Б.Г. Санеев, С.П. Филлипов и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. изд. фирма РАН, 2000. – С.172–177.
155. **Шалагинова З.И.** Методы количественного обоснования рациональной степени автоматизации тепловых сетей // Трубопроводные системы энергетики: модели, приложения, информационные технологии / А.А. Атавин, А.М. Карасевич, М.Г. Сухарев и др. – М.: ГУП Изд. "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – С.232–246.
156. **Новицкий Н.Н.** Элементы теории и методов сетевой идентификации трубопроводных систем // Изв. РАН. Энергетика. – 2000. – № 6. – С. 87–97.

157. **Новицкий Н.Н., Дикин И.И., Епифанов С.П.** Применение методов вспомогательных функций и внутренних точек для расчета потокораспределения в гидравлических системах // Трубопроводные системы энергетики: модели, приложения, информационные технологии / А.А. Атавин, А.М. Карасевич, М.Г. Сухарев и др. – М.: ГУП Изд. "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – С.105–114.
158. **Новицкий Н.Н., Дикин И.И.** Расчет допустимых режимов работы трубопроводных сетей методом внутренних точек. – Иркутск: 2002. – 48 с. – (Препринт / ИСЭМ СО РАН; № 8).
159. **Estrada J., Moe A., Martinsen K. D.** The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives. – London: F. Nansen Institute, 1995. – 320 p.
160. **MacAvoy P.W.** The Natural Gas Market: Sixty Years of Regulation and Deregulation. – New Haven, Conn.: Yale University Press, 2000. – 226 p.
161. **Juris A.** The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry. Policy Research Working Paper. – World Bank, 1996. – 286 p.
162. **Лейрд Э.** Регулирование газового рынка и опыт Великобритании (газ, энергия и возобновляемые источники в Великобритании) // Материалы семинара Бритиш Петролеум и МЭРТ РФ в Центре стратегических разработок – М., 2002. – С. 77–94.
163. **Договор** к Энергетической Хартии: путь к инвестициям и торговле для Востока и Запада / Под ред. А. Конопляника. – М.: Междунар. отношения, 2002. – 37 с.
164. **Крюков В.** Институциональная структура нефтегазового сектора. Проблемы и направления трансформации. – Новосибирск: Изд-во ИЭиОПП СО РАН, 1998. – 382 с.
165. **Природа** фирмы / Под ред. О.И. Уильямсона и С. Дж. Уинтера. – М.: ДЕЛО, 2001. – 344 с.
166. **Ордин О.** Еженедельный аналитический обзор. Газовая индустрия. – М.: Ин-т фин. исслед., 2000. – 188 с.
167. **Juris A.** Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States. Public Policy for the Private Sector. Note N 141. – The World Bank Group, 1998. – 266 p.
168. **U.S.** Natural Gas Markets: Mid-Term Prospects for Natural Gas Supply // Energy Information Administration. Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Department of Energy. – Washington, 2001. – 334 p.
169. **U.S.** Department of Energy, Energy Information Administration. Average Natural Gas Prices Monthly. – Washington, 2003. – 288 p.
170. **Balancing** Natural Gas Policy – Fueling the Demands of a Growing Economy. Vol. I. A Report of the National Petroleum Council. – Washington, 2003. – 222 p.
171. **Mariner-Volpe D.** The Evolution of Gas Markets in the United States / U.S. Department of Energy, Energy Information Administration – Washington, 2000. – 192 p.

172. **U.S.** Natural Gas Markets: Mid-Term Prospects for Natural Gas Supply / Energy Information Administration. Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Department of Energy. – Washington, 2001. – 136 p.
173. **Juris A.** Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States. Note No.164. – The World Bank Group, 2000. – 98 p.
174. **Oostvoorn van F.** Gas Market Liberalisation In Europe: Outlook for Gas Prices and Trade // IAEE Newsletter. – 2001. – Vol. 1. – P. 71–89.
175. **Energy** Information Administration: International Energy Outlook 2001. – Washington, 2001. – 334 p.
176. **UK** Energy Trading Unaffected by Takeovers: RWE Trading. – London, 2002. – 232 p.
177. **Кравец М.** Газовая реформа Восточной Европы // Нефтегазовая вертикаль. – 2003. – №3. – С. 11–15.
178. **Risk** Management with Natural Gas Futures and Options. Publications Office New York Mercantile Exchange, 2001. – (<http://www.nymex.com>).
179. **Мухаметкулов В.А., Мухаметкулов А.В.** Государственное регулирование в газовой промышленности зарубежных стран // Топливо-энергетический комплекс. – 2002. – № 1. – С. 116–119.
180. **Дмитриевский А.Н., Миловидов К.Н., Серебряков С.Г.** Газовая директива европейского союза и последствия реализации для стран-производителей природного газа // Нефть, газ и бизнес. – 1999. – № 5. – С. 69–72.
181. **Становление** федерального рынка газа. Предложения ФЭК России по созданию федерального (общероссийского) оптового рынка газа в РФ // Вест. ФЭК России. – 2002. – № 7. – С. 63–68.
182. **Конопляник А.А.** Мировой рынок нефти: возврат эпохи низких цен? (последствия для России). – М.: Изд-во ИНП РАН, 2000. – 126 с.
183. **Баженов В.** Возможности нефтепереработки пока недооценены // Нефть России. – 2003. – № 1. – С. 30–31.
184. **BP Statistical** Review of World Energy, 2001. – (<http://www.amoco.com/downloads/downloads.asp?sort=&sort2=&category=94>).
185. **Портнов К.** Эффективность экспортных маршрутов // Нефтегазовая вертикаль. – 2003. – № 1. – С. 43–46.
186. **Виноградова О.** Мировая нефть в отсутствии мира // Нефтегазовая вертикаль. – 2003. – № 2. – С. 4–7.
187. **Калюжный В.** Планы по добыче перевыполнены. А зачем? // Нефть России. – 2003. – № 1. – С. 15–17.
188. **Садовник П.** Россия богата ... потенциалом // Нефть России. – 2003. – № 1. – С. 21–23.
189. <http://www.reformugol.ru>
190. <http://www.rosugol.ru>
191. **International** Energy Agency. Coal Information, 2001; BP Statistical Review of World Energy. – Paris: IAE, 2001. – 320 p.

192. **Chadwick J.** World Coal Report // Mining Magazine. – 2001. – No. 10. – P. 37–51.
193. **Гребенщиков В.П., Гусев С.М.** Современное состояние мировой угольной промышленности // Уголь. – 2001. – №12. – С. 64–65.
194. **Реструктуризация** угольной промышленности (Теория. Опыт. Программы. Прогноз) / Ю.Н. Малышева, В.Е. Зайденварг, В.М. Зыков и др. – М.: Компания "Росуголь", 1996. – 536 с.
195. **Гребенщиков В.П., Гусев С.М.** Современное состояние мировой угольной промышленности // Уголь. – 2002. – № 1. – С. 63–67.
196. **Реструктуризация** угольной промышленности стран с переходной экономикой: Сводная записка секретариата ЕЭК ООН, ноябрь 2001. – 226 с .
197. **Зыков В.М., Скрыль А.И.** Основные результаты 10-летней реструктуризации угольных отраслей стран с переходной экономикой// Уголь. – 2004. – № 4. – С. 69–72.
198. <http://www.uran.donetsk.ua>
199. **Государственный Совет Российской Федерации, Рабочая группа по вопросам государственной политики развития угольной отрасли.** Доклад об основных направлениях государственной политики развития угольной отрасли и повышения конкурентоспособности ее продукции на внутреннем и внешнем рынках // Уголь. – 2002. – №10. – С. 9–21.

Научное издание

Подковальников Сергей Викторов
Сендеров Сергей Михайлович
Стенников Валерий Алексеевич и др.

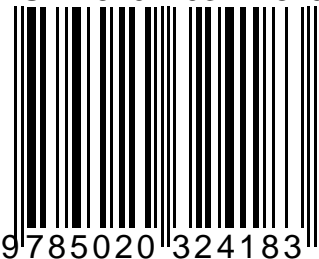
Энергетика XXI века
Системы энергетики и управление ими

Редакторы *Е.Г. Макеенко, М.Б. Успенская*
Операторы компьютерной верстки *Л.В. Иванова*

Изд. лиц. № 020297 от 23.06.1997. Подписано в печать 26.10.04. Бумага офсетная.
Формат 70x100 1/16. Печать офсетная. Усл. печ. л. 20.1. Уч.-изд. 19.5. Тираж 600 экз.

Сибирская издательская фирма "Наука" РАН. 630090, Новосибирск, ул. Советская, 18.
Отпечатано полиграфическим участком ИСЭМ СО РАН. Изд. лиц. № 00639 от 05.01.2000.
Лиц. ПЛД № 40-61 от 31.05.1999. 664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130

ISBN 5-02-032418-3



9785020324183