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

В.Я. Ушаков

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

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

Издательство
Томского политехнического университета
2013

УДК 621.31(075.8)
ББК 31.2я73
У93

Ушаков В.Я.

У93 Современные проблемы электроэнергетики: учебное пособие / В.Я. Ушаков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 448 с.

В пособии рассмотрены: краткая история становления и развития электроэнергетики и её современное состояние; проблемы обеспечения энергетики первичными ресурсами; производство, передача и накопление электроэнергии; экологические проблемы, обусловленные ростом производства и потребления энергии; геополитические и социальные угрозы, связанные с энергообеспечением. Акцент сделан на проблемах и способах их преодоления на всех этапах жизненного цикла энергоресурсов – от поиска, разведки и добычи сырья до потребления электрической и тепловой энергии.

Адресовано магистрантам, изучающим курс «Современные проблемы электроэнергетики», а также аспирантам, научным сотрудникам и специалистам, занимающимся проблемами энергетики и смежных с ней областей.

УДК 621.31(075.8)
ББК 31.2я73

Рецензенты

Доктор технических наук
профессор Новосибирского государственного
технического университета,
заместитель директора-главного инженера филиала
ОАО «Электросеть-сервис ЕНЭС»
А.Г. Овсянников

Заслуженный энергетик России председатель правления
НП «Региональный центр управления энергосбережением»
(г. Томск)
М.И. Яворский

© ФГБОУ ВПО НИ ТПУ, 2013
© Ушаков В.Я., 2013
© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2013

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ УЧЕБНОГО ПОСОБИЯ 8

ВВЕДЕНИЕ. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОБЛЕМ МИРОВОЙ И РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ 11

Литература к введению 17

Раздел 1. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ И СОВРЕМЕННЫЙ ОБЛИК РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ 18

Глава 1. ИЗ ИСТОРИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ 18

1.1. Становление электроэнергетики как самостоятельной отрасли промышленности и экономики 18

1.2. Реформа электроэнергетики в новой России 28

Вопросы и задания 31

Глава 2. СОВРЕМЕННАЯ СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ 32

2.1. Целевая структура отрасли 32

2.1.1. Инфраструктурные организации 33

2.1.2. Генерирующие компании 39

2.1.3. Сбытовые компании 43

2.1.4. Сервисные компании 43

2.1.5. Научно-проектный комплекс 45

2.2. Рынки электроэнергии и мощности 48

2.2.1. Особенности электроэнергии как товара 48

2.2.2. Конкурентный оптовый рынок 50

2.2.3. Конкурентные розничные рынки 53

2.3. Постреформенное состояние российской электроэнергетики 55

Вопросы и задания 64

Список литературы к разделу 1 65

Раздел 2. МИНЕРАЛЬНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ 66

Глава 3. ТРАДИЦИОННЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ 66

3.1. Углеводородное сырье 72

3.1.1. Поиск и разведка, запасы, прогнозы 72

3.1.2. Добыча нефти 79

3.1.3. Повышение эффективности работы нефтяной отрасли 83

3.1.4. Добыча газа 87

3.2. Уголь 90

3.3. Уран 95

Вопросы и задания 97

Глава 4. ТРАНСПОРТ МИНЕРАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЫРЬЯ 98
4.1. Транспорт нефти и нефтепродуктов 102
4.1.1. Западное и северо-западное направления 103
4.1.2. Южное и юго-западное направления 108
4.1.3. Восточное направление 111
4.2. Транспорт газа 116
4.2.1. Западное и северо-западное направления 118
4.2.2. Южное и юго-западное направления 122
4.2.3. Восточное направление 127
4.2.4. Транспортировка сжиженного и сжатого природного газа 131
4.2.5. Проблемы газотранспортной системы России и их решение 134
4.3. Транспорт угля 136
Заключение к главам 3 и 4 139
Вопросы и задания 140

Глава 5. НЕТРАДИЦИОННЫЕ (ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ) ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ 141
5.1. Горючие и газоносные сланцы 141
5.2. Битуминозные песчаники 144
5.3. Газогидраты 145
5.4. Попутный нефтяной газ 146
5.5. Угольный (шахтный) метан 148
Вопросы и задания 151
Список литературы к разделу 2 151

Раздел 3. ПРОИЗВОДСТВО, ТРАНСПОРТИРОВКА И АККУМУЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ 153

Глава 6. ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И КОТЕЛЬНЫЕ НА ОРГАНИЧЕСКОМ ТОПЛИВЕ 155
6.1. Оптимизация структуры топливных генерирующих мощностей 155
6.2. Повышение эффективности и экологичности сжигания угля 161
6.2.1. Совершенствование конструкции и режимов работы котлов 162
6.2.2. Предварительная подготовка топлива 165
6.3. Когенерация 166
6.4. Другие способы повышения эффективности использования топлива 170
Вопросы и задания 171

Глава 7. МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА НА ОСНОВЕ ТРАДИЦИОННОГО ТОПЛИВА 172
7.1. Место малой энергетики в энергоснабжении потребителей 172
7.2. Генерирующие установки для малой энергетики 178
7.2.1. Газотурбинные, газопоршневые и дизельные двигатели и двигатели внешнего сгорания 178
7.2.2. Детандер-генераторные агрегаты 188
Заключение к главам 6 и 7 191
Вопросы и задания 192

Глава 8. АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА 193
8.1. Мощные АЭС с урановым топливным циклом 195
8.2. АЭС малой мощности 206
Заключение к главе 8 210
Вопросы и задания 211

Глава 9. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА 212
9.1. Состояние в мире и России 212
9.2. Развитие российской гидроэнергетики 216
Вопросы и задания 219

Глава 10. ПЕРСПЕКТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА 220
10.1. Энергетика на основе нетрадиционных возобновляемых источников энергии 220
10.2. Альтернативные способы производства электрической и тепловой энергии. 227
10.2.1. Реакторы на быстрых нейтронах. Замкнутый ядерный топливный цикл 227
10.2.2. Термоядерная энергетика 232
10.2.3. Водородная энергетика 238
10.2.4. Магнитогидродинамический способ производства электроэнергии 242
Вопросы и задания 244

Глава 11. ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ 245
11.1. Технические и технологические проблемы электросетевого комплекса 248
11.1.1. Потери энергии 250
11.1.2. Качество электрической энергии 254
11.2. Системообразующие (магистральные) сети 255
11.3. Питающие и распределительные сети 256
11.4. Микросети (Microgrid) 258
11.5. Новые концепции развития электроэнергетических систем 260

11.5.1. «Сильные сети» на базе FACTS 262
11.5.2. «Интеллектуальные сети» (Smart Grid) 266
11.6. Передачи постоянного тока (ППТ)..... 275
11.6.1. Преимущества и недостатки ППТ 276
11.6.2. Схемы и области применения ППТ 277
Вопросы и задания..... 284

Глава 12. НАКОПЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ 285
12.1. Накопление электрической энергии 288
12.1.1. Емкостные накопители энергии 288
12.1.2. Электрохимические накопители энергии (аккумуляторы) и электрохимические генераторы (топливные элементы) .. 290
12.1.3. Сверхпроводниковые индуктивные накопители энергии.... 297
12.2. Накопление потенциальной и кинетической энергии 299
12.2.1. Гидроаккумулирующие электростанции..... 299
12.2.2. Воздушно-компрессорные накопители энергии..... 303
12.2.3. Инерционные накопители энергии (маховики и супермаховики) 304
12.2.4. Электромеханические накопители 307
Вопросы и задания..... 309
Список литературы к разделу 3 309

Раздел 4. ТЕХНОГЕННЫЕ УГРОЗЫ ПРИРОДЕ И ЧЕЛОВЕЧЕСТВУ, ИСХОДЯЩИЕ ОТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТЭК, И СПОСОБЫ ИХ ОГРАНИЧЕНИЯ 314

Глава 13. УЩЕРБЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ И АВАРИИ НА ОБЪЕКТАХ ТЭК.....314
13.1. Воздействие на климат и погоду 314
13.2. Проблемы экологии и безопасности при добыче и транспортировке энергетического сырья..... 322
13.3. Проблемы экологии и безопасности при производстве электрической и тепловой энергии 332
13.3.1. Топливные электростанции и котельные 334
13.3.2. Атомная энергетика..... 340
13.3.3. Объекты возобновляемой энергетики 343
13.4. Проблемы экологии при транспортировке электрической и тепловой энергии 345
Вопросы и задания..... 351

Глава 14. УМЕНЬШЕНИЕ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТОВ ТЭК НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ 352
14.1. Технические и технологические меры повышения экологической чистоты и безопасности эксплуатации энергетических объектов..... 353
14.1.1. Топливные электростанции и котельные 353
14.1.2. АЭС 356
14.1.3. Меры по сокращению негативного экологического влияния ЛЭП..... 360
14.2. Нормативно-правовое регулирование в области защиты окружающей среды..... 364
14.3. Энергоресурсосбережение как способ защиты окружающей среды..... 368
14.4. Международное сотрудничество в сфере экологической безопасности..... 379
Вопросы и задания..... 390
Список литературы к разделу 4 390

Раздел 5. ГЕОПОЛИТИЧЕСКИЕ И СОЦИАЛЬНЫЕ УГРОЗЫ, СВЯЗАННЫЕ С ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕМ.....392

Глава 15. МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЫНОК: ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ГЕОПОЛИТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ...393
15.1. Общая характеристика мирового энергетического рынка..... 393
15.2. Направления и мощность потоков на рынке углеводородов 396
15.3. Мировой рынок угля 408
15.4. Мировой рынок ядерного топлива и услуг по развитию атомной энергетики 410
15.5. Мировой рынок электроэнергии, энерготехнологий и оборудования..... 414
15.6. Геополитические аспекты мирового энергетического рынка..... 421
Вопросы и задания..... 432

Глава 16. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА НА ОБЩЕСТВО В СВЯЗИ С ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕМ 433

16.1. Социально-экономические последствия роста цены энергоресурсов **.....433**
16.2. Рыночные и государственные механизмы сдерживания роста стоимости энергоносителей..... 438
Вопросы и задания..... 444
Список литературы к разделу 5 444

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 445

Известное известно немногим
Аристотель

ПРЕДИСЛОВИЕ

ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ УЧЕБНОГО ПОСОБИЯ

Весь XX в. характеризовался быстрым ростом потребления первичных энергоресурсов и электрической энергии – суммарное мировое потребление энергии увеличилось в 15 раз, а душевое – в 4,4 раза. (Различие обусловлено увеличением численности населения от 1,6 до 6,0 млрд человек). Первое десятилетие нового столетия не внесло радикальных изменений в «энергетическую картину» мира, в сформировавшиеся тенденции. Продолжает возрастать потребление энергии, несмотря на периодически случающиеся экономические кризисы и вызванные ими кратковременные снижения энергопотребления. К середине XXI в. прогнозируется удвоение потребления энергетических ресурсов и утроение потребления электрической энергии. Вместе с этим обостряются проблемы, связанные с надежным обеспечением человечества энергией на приемлемых условиях.

Сформировалась «триада энергетических проблем», в наибольшей мере влияющих на все стороны жизни человека и затрагивающих сами основы устойчивого развития цивилизации. Эту триаду составляют:

- дефицит энергоресурсов и электроэнергии приемлемой стоимости (журналисты обозначили эту проблему как «энергетический голод»);
- угроза благополучию окружающей среды вследствие техногенного воздействия объектов энергетики (угроза «экологического инфаркта»);
- геополитические и социальные угрозы.

Решать эти проблемы предстоит прежде всего тем, кто сегодня заполняет вузовские аудитории. Для того чтобы добиться успехов в этом чрезвычайно трудном деле, необходимо отчётливое понимание проблем в их взаимосвязи и связи со всеми реалиями современного мира. Эти аргументы сыграли решающую роль при решении вопроса о включении в учебные планы магистрантов электроэнергетического направления курса «Современные проблемы электроэнергетики», при формировании его рабочей программы, формулировании цели курса, а также выборе структуры и содержания базового для него учебного пособия.

Основная цель курса – способствовать формированию у студентов широкого кругозора, системы компетенций в области энергетики и в смежных с ней областях, пониманию на примере энергетики логики научного прогресса, его позитивных и негативных последствий для общества, для каждого жителя планеты Земля.

В результате изучения курса студенты должны:

знать:

- современное состояние и сложившиеся на сегодня тенденции и направления развития российской и мировой энергетики;
- основные проблемы обеспечения энергетической, экологической и геополитической безопасности, обусловленные быстрым ростом энергопотребления;
- подходы и способы решения обозначенных выше проблем;
- реальное положение России на мировых рынках энергоресурсов, электрической энергии и энергетических услуг (современное состояние и перспективы);

уметь:

- оценивать масштабы и приоритеты проблем и угроз;
- при профессиональной деятельности выбирать оптимальные решения, которые не усугубляли бы эти проблемы, а, напротив, способствовали их решению на всех стадиях жизненного цикла энергоресурса – от добычи и преобразования в электрическую и тепловую энергию до потребления и реализации на внутреннем и мировом рынках;
- ориентироваться в потоке информации и отличать реальные проблемы и вызовы от порождённых некомпетентностью или корыстью (энергетика на сегодня сильно политизирована и криминализирована).

Автор надеется, что издание учебного пособия облегчит ориентацию студентов в сложных проблемах энергетики и в обусловленных ими глобальных проблемах современности. Учитывалось, что в современной России выпускники большинства вузов не имеют гарантированного места работы, и далеко не каждому выпускнику удаётся во время учёбы определиться с будущим местом и характером работы. В этих условиях особое значение приобретает широкая научная и техническая эрудиция – хорошие знания не только в области выбранной специализации, но и в смежных с ней областях. В рабочей программе и, соответственно, в учебном пособии большое место отведено ресурсному сектору Топливно-энергетического комплекса России (ТЭК). Сделано это с учётом трёх обстоятельств: 1) производство, транспортировка и потребление электрической и тепловой энергии – сфера интересов и ответствен-

ности собственно электроэнергетики – являются звеньями неразрывного жизненного цикла энергоресурсов, начинающегося с поиска, разведки и добычи первичных энергоресурсов, 2) в рамках концепции «интеллектуализации» всего энергетического хозяйства, а не только электрических сетей (Smart Grid), газо-, тепло- и электроснабжение рассматриваются как единая задача энергообеспечения потребителей, 3) ресурсный сектор ТЭК сам является одним из крупнейших потребителей электроэнергии и работодателем для выпускников вузов электроэнергетического профиля; знания в области первичных энергоресурсов ускорят их адаптацию к профессиональным требованиям.

Учебное пособие состоит из пяти разделов, в которых последовательно рассматриваются: 1) краткая история становления и развития электроэнергетики как самостоятельной отрасли науки и экономики, а также современное состояние энергетики; 2) обеспечение энергетики первичными ресурсами; 3) производство, передача и накопление электроэнергии; 4) экологические проблемы, обусловленные ростом производства и потребления энергии; 5) геополитические и социальные угрозы, связанные с энергообеспечением.

Широкий спектр рассматриваемых проблем потребовал от автора тщательного выбора глубины погружения читателя в каждую из них. Были приняты во внимание острота, масштабы и место данной проблемы в ряду других и её прогнозируемая эволюция, а также возможность (или отсутствие таковой) у студентов познакомиться с ней при изучении предшествующих и последующих учебных дисциплин.

Заключающие каждую главу контрольные вопросы и задания помогут сконцентрировать внимание на ключевых проблемах, закрепить прочитанный и услышанный на лекции материал.

В списки литературы (по разделам) включены только те публикации, доступ к которым, по мнению автора, не вызовет у читателей затруднений, а содержащихся в них материалов вполне достаточно для углубленного изучения проблем, рассматриваемых в данной части пособия.

Автор благодарит своих коллег по Региональному центру ресурсосбережения Н.Н. Харлова, М.В. Волкова, Е.В. Богданову, В.С. Боровикова, Т.Б. Акимжанова, а также проректора-директора Энергетического института Национального исследовательского Томского политехнического университета Ю.С. Боровикова за благоприятные условия, созданные автору при работе над книгой.

С благодарностью будут приняты замечания и предложения, которые читатели могут направлять по электронному адресу: vyush@tpu.ru.

ВВЕДЕНИЕ

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОБЛЕМ МИРОВОЙ И РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Энергия и ее эффективное использование превратились в важнейшие факторы выживания и развития цивилизации, в основной современный индикатор благосостояния нации. Исключительная важность для современной цивилизации удовлетворения её потребностей в энергии нашла отражение во введении в обиход такой характеристики, как ***энергетическая безопасность***, которая является одним из важных элементов национальной безопасности страны (наряду с военной, экономической, экологической, продовольственной и другими видами безопасности) [1, 2].

В одном из документов, определяющих развитие российской энергетики, – «Энергетической стратегии России до 2030 г.» (ЭС-2030) – энергетическая безопасность трактуется как «состояние защищённости страны, её граждан, общества, экономики от угроз надёжному топливо- и энергообеспечению».

Наблюдается практически линейная связь между удельным объёмом потребления энергии, выраженного, например, в кВт·ч электроэнергии, потребляемой одним жителем данной страны в год, и индексом человеческого развития (ИЧР) – введённой ООН количественной характеристикой состояния общества/государства. (Коэффициент детерминации около 0,85).

В ИЧР учтены три основных параметра:

- ожидаемая средняя продолжительность жизни человека;
- образованность (грамотность взрослого населения и охват населения тремя ступенями образования – начальным, средним и высшим);
- материальный уровень жизни, определяемый величиной реального ВВП на душу населения.

Россия разработала и предлагает мировому сообществу проект Конвенции по обеспечению глобальной энергетической безопасности. Для нашей страны под эгидой Совета безопасности РФ разработана «Доктрина энергетической безопасности РФ», которая по важнейшим позициям перекликается с подобными документами, принятыми в других развитых странах. (Например, национальные приоритеты США в области энергетики сформулированы в документе «Новая энергетическая политика», стратегия энергетической безопасности стран ЕС отра-

жена в «Зеленой книге», энергетическая стратегия Японии опирается на 3E: Energy Safety – энергобезопасность, Energy Efficiency – энергоэффективность и Ecological Safety – экологическая безопасность).

Первая проблема, связанная с исчерпаемостью основных на сегодня и на достаточно отдалённую перспективу энергетических ресурсов (из них сегодня вырабатывается более 80 % электроэнергии), со временем только обостряется:

- растёт численность населения и одновременно увеличивается душевое потребление энергии и, как следствие, растет суммарное энергопотребление, рис. 1;
- происходит истощение удобных для разработки месторождений минеральных энергетических ресурсов; освоение сложных месторождений ложится тяжелым бременем на потребителей – на экономику и социальную сферу.

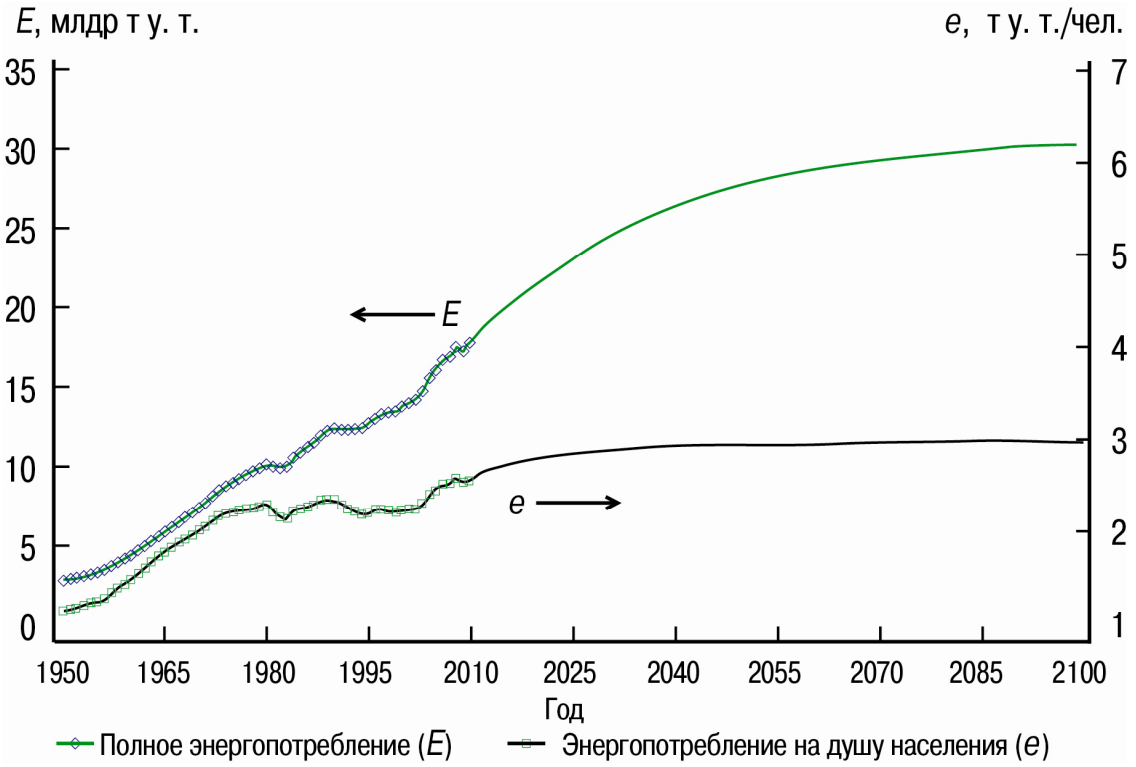


Рис. 1. Динамика мирового энергопотребления

Нехватку доступных по стоимости энергетических ресурсов и опасные техногенные изменения среды обитания эксперты называют в числе самых крупных проблем, определяющих настоящее и будущее цивилизации Земли. (К этому числу относят также потребность в новых материалах и демографический взрыв в слаборазвитых странах).

Энергодефицитные страны не только вынуждены тратить значительную часть своего ВВП на закупку энергоресурсов, они к тому же оказываются уязвимыми для политических и социальных катаклизмов в странах-поставщиках энергоресурсов на мировой рынок.

В последние 5–7 лет экономики развивающихся стран росли самыми высокими в истории темпами – быстрее, чем экономики развитых стран, входящих в ОЭСР (Организация экономического сотрудничества и развития, созданная в 1961 г. и объединяющая 34 государства, в которых проживает 18 % населения Земли и производится 75 % мирового ВВП). Кризис 2008–2010 гг. укрепил эту тенденцию. Как следствие, потребление энергоресурсов развивающимися странами превысило этот показатель для стран, входящих в ОЭСР (51,2 % против 48,8 %). Китай уже догнал США по установленной энергетической мощности. Важно отметить, что для производства ВВП на сумму в 1 тыс. долл. в странах, не входящих в ОЭСР, затрачивается 3,4 барреля нефтяного эквивалента (н. э.), а в странах ОЭСР – 1,1 барреля н. э. Это обусловлено двумя основными причинами: страны, не входящие в ОЭСР, в своём экономическом развитии проходят этап индустриализации, опирающийся на энергоёмкое промышленное производство; для этих стран характерна технологическая отсталость со свойственной ей высокой энергоёмкостью.

Кажется парадоксальным, но проблема энергоресурсов есть и у энергоизбыточных стран. Речь идёт об опасности для них «сесть на нефтегазовую иглу», т. е. жить за счёт природной ренты. Сырьевая траектория развития экономики страны, привлекательная простотой реализации вначале, впоследствии оборачивается опасной зависимостью от конъюнктуры на мировом энергетическом рынке, ослаблением стимулов к инновационному развитию. Россия в последние десятилетия оказалась в числе таких стран. Именно поэтому отказ от сырьевой модели развития экономики, переход на инновационный путь развития объявлены руководством страны важнейшей стратегической задачей.

У нашей страны есть значительное время на адаптацию к перестройке мировой экономики, в частности к снижению её энергоёмкости, но нет перспектив бесконечно получать природную ренту. Масштабы сырьевого сектора российской экономики позволяют осуществить прорыв в сфере развития наукоёмких технологий и финансовых инфраструктурных проектов. ТЭК на протяжении последних десятилетий фактически играл (и продолжает играть) роль кредитного учреждения России. За последнее десятилетие на экспорте только углеводородов Россия заработала около 1 трлн долл. В 2010 г. доля ТЭК в экспорте составила 67,6 %, а в 2011 г. – 69 %. (Крупнейшим налогоплательщиком является ГК «Роснефть» – за 2012 г. 1,7 трлн руб. налоговых поступле-

ний). Решающую роль ТЭК сыграл в формировании Резервного фонда и Фонда национального благосостояния. По состоянию на октябрь 2011 г. в первом было накоплено 1,6 трлн руб. (на 01.01.2013 г. – 1,885 трлн руб.), во втором – 2,6 трлн руб. Опыт Норвегии, Канады, США подтверждает возможность использования богатых сырьевых ресурсов в качестве трамплина в инновационное общество. Но при этом необходимо учитывать ряд особенностей сырьевого сектора [3, 4]:

- высокая капиталоёмкость проектов освоения и использования природных ресурсов, особенно стратегических (энергоресурсы, полиметаллические руды и т. п.);
- длительные сроки реализации проектов;
- усложнение техники и технологий поисков, разведки, освоения, добычи и переработки сырья;
- значительное влияние институциональных условий (нормы, правила и процедуры освоения минерально-сырьевых ресурсов и их последующего использования).

На мировом рынке энергоресурсов на долю России приходится 12 % нефти, 25 % природного газа, 12 % угля, 45 % обогащённого урана; она находится на четвёртом месте в мире по выработке электроэнергии (после США, Китая и Японии), на первом месте по запасам традиционного газа (24 %), на седьмом по запасам нефти (6 %). Всё это предопределяет существенную роль России во всех мировых энергетических сценариях, но не гарантирует долгосрочное устойчивое развитие отрасли и страны в целом [5].

К концу прошедшего столетия созданный ранее «запас прочности» ТЭК снизился до предельного уровня, и его состояние стало представлять серьёзную угрозу экономической безопасности страны. Эта проблема в Энергетической стратегии сформулирована так: «В долгосрочной перспективе сам топливно-энергетический комплекс может не выдержать своей ведущей роли «локомотива» и «донора» российской экономики не в силу исчерпания самих природных ресурсов, а в силу технологических и финансовых ограничений, сдерживающих не только расширенное, но подчас и простое воспроизведение энергетического потенциала, которое становится всё более капиталоёмким» [6].

Ближайший к потребителю – электроэнергетический сектор ТЭК России – остро нуждается в переводе на инновационный путь развития. Если идти по традиционному экстенсивному пути развития электроэнергетики, то очень скоро дефицит электроэнергии станет тормозом для развития страны, т. к. в таком сценарии к 2020 г. её ежегодное производство должно достигнуть 1620 млрд кВт·ч. Это, в свою очередь, требует ежегодного увеличения генерирующих и передающих мощно-

стей на 6–8 млн кВт. Обеспечить такой рост практически невозможно по двум причинам: а) требуются огромные инвестиции – 6–8 млрд долл. (при умеренной расчётной цене ввода 1 кВт мощности – 1000 долл.); б) износ основного энергетического оборудования в среднем составляет 60 %, причём половина оборудования выработала свой нормативный срок, а примерно десятая часть отработала его дважды. Около 60 % оборудования ТЭС введено в эксплуатацию более 30 лет назад, 80 % оборудования АЭС – более 20 лет назад, 21 % оборудования ГЭС – более 50 лет назад [7]. Состояние электросетевого комплекса также характеризуется сверхнормативным сроком эксплуатации. (Следует отметить, что высокий процент находящегося в эксплуатации старого энергетического оборудования – проблема глобальная. Порождена она высокой капиталоёмкостью энергетики. Российское оборудование со «средним возрастом» около 40 лет старше западноевропейского всего на 5–6 лет).

Важно также, что инновационное развитие российской экономики на основе новой техники и технологий будет предъявлять всё более жесткие требования к качеству электроэнергии, к надёжности и эффективности энергоснабжения. С другой стороны, выход энергетики на качественно новый уровень создаст положительный мультипликативный эффект для многих отраслей промышленности и экономики в целом.

Вторая проблема – экологическая – нарастает по мере роста масштабов энергетики. А эти масштабы и используемые энергетикой технологии на сегодня таковы, что более 50 % техногенных выбросов в атмосферу парниковых газов приходятся на объекты энергетики. Энергетика интенсивно загрязняет также литосферу и гидросферу. Даже в России – стране с низкой плотностью населения – часть территории, на которой проживает его половина, квалифицируется как экологически неблагополучная. Потоки энергии в энергосистемах становятся соизмеримыми или даже превосходящими потоки энергии в крупномасштабных природных процессах, табл. 1.

Таблица 1

Сопоставление мощностей потоков энергии природного и антропогенного характера

Параметры	Энергия, ТВт	
	в настоящее время	в середине XXI в.
Антропогенная энергия	12…14	55… 100
Мощность электростанций	4,8	25…40
Тепловой потенциал океанов и суши	2,0…2,5	
Приливы и отливы	5…6	
Ураганы (торнадо)	20…30	
Землетрясения	25…40 и более	

Всё это негативно влияет на климат («парниковый эффект», сопровождающийся повышением температуры атмосферы) и на погоду (проявляется в аномально большой нестабильности). Техногенные аварии на энергетических объектах вследствие их огромных масштабов и мощностей стали приобретать черты техногенных катастроф. (Ближайшие примеры – аварии на нефтяной платформе в Мексиканском заливе и на японской АЭС «Фукусима-1»).

Крайняя неравномерность распределения энергоресурсов на Земле, дефицит энергоресурсов в большинстве наиболее развитых стран создают основу *третьей проблемы*. (Четверть населения Земли, проживающего в высокоразвитых странах, потребляет 80 % всех добываемых в мире ресурсов).

Даже в рамках «большой восьмёрки» энергообеспеченность (отношение объёма наличных энергоресурсов к их потребному объёму) изменяется в пределах порядка величин, рис. 2.

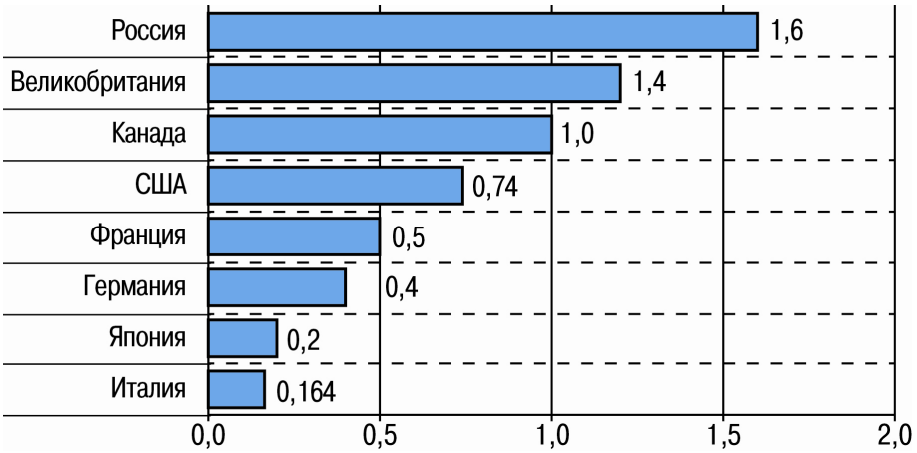


Рис. 2. Энергообеспеченность стран «большой восьмёрки (По данным [8])

Около 65 % мировых запасов нефти и 34 % природного газа сосредоточены в регионе, простирающемся от Центральной Азии и бассейна Каспийского моря до Персидского залива, который характеризуется наибольшей политической и социальной нестабильностью.

Следствиями неравномерности распределения природных ресурсов являются:

- неоднократно предпринимавшиеся попытки насильственного передела энергетических ресурсов (экономическими, политическими и даже военными средствами);
- угроза массовой неконтролируемой миграции населения вследствие катастрофического изменения климата и вызванного им голода;
- опасность перерастания социальной напряжённости в социальный взрыв при ухудшении условий жизни.

Дальнейшее развитие энергетики будет представлять собой постоянное решение трёх рассматриваемых глобальных проблем, осложняемое разнообразными препятствиями [9, 10]:

- технологическими – невозможность быстрой смены технологических укладов;
- экономическими – необходимость инвестирования средств в огромных объёмах;
- социальными – а) быстрый рост населения в развивающихся странах; б) невозможность быстрого изменения сложившихся бытовых укладов;
- историческими и географическими – большой разрыв в уровне развития стран (например, по душевому потреблению электроэнергии различие достигает 470 крат) и крайняя неравномерность распределения энергоресурсов по странам и регионам.

Все эти вопросы (или, по крайней мере, большинство из них) рассмотрены в данном учебном пособии.

Литература к введению

1. Закон РФ от 5 марта 1992 г. № 2446-I «О безопасности».
2. Бушуев В.В., Воропай Н.И., Мастепанов А.И. и др. Энергетическая безопасность России. – Новосибирск: Наука, 1998. – 302 с.
3. Григорьев Л., Крюков В. Мировая энергетика на перекрёстке дорог: какой путь выбрать России?// Вопросы экономики. – 2009. – № 12. – С. 22–37.
4. Ушаков В.Я. Современная и перспективная энергетика: технологические, социально-экономические и экологические аспекты. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 469 с.
5. Россия в мировой энергетике XXI века // Велихов Е.П., Гагаринский А.Ю., Субботин С.А., Цибульский В.Ф. – М.: ИздАТ, 2006. – С. 48.
6. Энергетическая стратегия России на перспективу до 2030 года, утверждённая распоряжением 2 Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715 р.
7. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SmartGrid. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.
8. Безруких П.П. Роль возобновляемой энергетики в энергосбережении в мире и России // Электрика. – 2004. – № 4. – С. 3–5.
9. Макаров А.А., Фортов В.Е. Тенденции развития мировой энергетики и энергетическая стратегия России // Вестник РАН. – 2004. – № 3. – С. 195–208.
10. Хлебников В.В. Топливно-энергетический комплекс России в XXI веке. Стратегия развития энергетического будущего – М.: Научтехлитиздат, 2006. – 331 с.

Раздел 1
ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ И СОВРЕМЕННЫЙ ОБЛИК РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Глава 1
ИЗ ИСТОРИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Знание истории развития электроэнергетики помогает понять логику выбора направления её развития, природу возникающих перед ней проблем и возможные способы их решения.

1.1. Становление электроэнергетики как самостоятельной отрасли промышленности и экономики

История науки и техники ведет отсчет развития электроэнергетики с 1891 г., когда состоялось испытание трехфазной системы электропередачи на международной электротехнической выставке в г. Франкфурте-на-Майне [1].

На гидроэлектростанции в Лауфене электрическая энергия вырабатывалась гидроагрегатом, состоящем из турбины, конической зубчатой передачи и трехфазного синхронного генератора (мощность 230 кВ·А, частота вращения 150 об/мин, напряжение 95 В, соединение обмоток звездой). В Лауфене и Франкфурте находилось по три трансформатора, погруженных в баки, наполненные маслом.

Трехпроводная линия была выполнена на деревянных опорах со средним пролетом около 60 м. Медный провод диаметром 4 мм крепился на штыревых фарфоро-масляных изоляторах. Интересной деталью линии являлась установка плавких предохранителей со стороны высокого напряжения: в начале линии в разрыв каждого провода был включен участок длиной 2,5 м, состоявший из двух медных проволок диаметром 0,15 мм каждая. Для отключения линии во Франкфурте посредством простого приспособления устраивалось трехфазное короткое замыкание, плавкие вставки перегорали, турбина начинала развивать большую скорость, и машинист, заметив это, останавливал ее.

На выставочной площадке во Франкфурте был установлен понижающий трансформатор, от которого при напряжении 65 В питались 1000 ламп накаливания, расположенных на огромном щите. Здесь же был установлен трехфазный асинхронный двигатель Доливо-

Добровольского, приводивший в действие гидравлический насос мощностью около 100 л. с., питавший небольшой искусственный водопад. Одновременно с этим мощным двигателем М.О. Доливо-Добровольский экспонировал асинхронный трехфазный двигатель мощностью около 100 Вт с вентилятором на его валу и двигатель мощностью 1,5 кВт с сидящим на его валу генератором постоянного тока.

Испытания электропередачи, которые проводились Международной комиссией, дали следующие результаты: минимальный КПД электропередачи (отношение мощности на вторичных зажимах трансформатора во Франкфурте к мощности на валу турбины в Лауфене) – 68,5 %, максимальный – 75,2 % при линейном напряжении около 15 кВ, а при напряжении 25,1 кВ максимальный КПД составил 78,9 %.

Результаты испытаний электропередачи Лауфен–Франкфурт не только продемонстрировали возможности передачи энергии на большие расстояния в виде электрической энергии, но и поставили точку в давнем споре сторонников постоянного либо переменного тока в пользу переменного тока.

Создание трехфазной системы – важнейший этап в развитии электроэнергетики и электрификации. После закрытия Франкфуртской выставки электростанция в Лауфене перешла в собственность г. Хейльборна, расположенного в 12 км от Лауфена, и была пущена в эксплуатацию в начале 1892 г. Электроэнергия использовалась для питания всей городской осветительной сети, а также ряда небольших заводов и мастерских. Понижающие трансформаторы устанавливались непосредственно у потребителей.

В том же 1892 г. была сдана в эксплуатацию линия Бюлах–Эрликон (Швейцария). Электроэнергия, вырабатываемая гидроэлектростанцией с тремя трехфазными генераторами мощностью 150 кВт каждый, построенная у водопада в г. Бюлахе, передавалась на расстояние 23 км для электроснабжения завода.

Вслед за этими первыми установками в короткое время были построены ряд электростанций; наибольшее их число находилось в Германии.

В США (в Калифорнии) первая трехфазная установка была сооружена в конце 1893 г. Темпы внедрения трехфазной системы в Америке вначале были заметно ниже, чем в Европе, из-за настойчивых попыток одной из крупнейших американских фирм – компании «Вестингауз» – развернуть работы по сооружению электростанций и электрических сетей по системе Теслы, т. е. двухфазных.

Для переходного периода в любой области техники характерны попытки комбинирования устаревающих и новых технических реше-

ний. Так, в течение почти двух десятилетий делались попытки «примирить» трехфазные системы с другими системами. В эти годы существовали электростанции, на которых одновременно работали генераторы постоянного, переменного однофазного, двухфазного и трехфазного тока или любая их комбинация. Напряжения и частоты были различными, потребители питались по раздельным линиям. Попытки спасти устаревающие системы, а вместе с ними и освоенное заводами электрооборудование, приводили к созданию комбинированных систем.

Но уже начиная с 1901–1905 гг. в основном сооружаются трехфазные электростанции, которые вначале преимущественно были станциями фабрично-заводского типа. Трехфазная техника позволяла строить крупные электростанции на месте добычи топлива или на подходящей реке, а вырабатываемую энергию транспортировать по линиям электропередачи в промышленные районы и города. Такие электростанции стали называть районными.

Первые районные электростанции были построены во второй половине 90-х гг. XIX в., а в следующем столетии они составили основу развития электроэнергетики. Первой районной электростанцией считают Ниагарскую ГЭС. Строительство таких электростанций приобрело широкий размах с начала XX в. Этому способствовал рост потребления электроэнергии, связанный с внедрением в промышленность электропривода, развитием электрического транспорта и электрического освещения городов. Электрические станции становились крупными промышленными предприятиями, сети разных станций объединялись, создавались первые энергетические системы. Под энергетической системой стали понимать совокупность электростанций, линий электропередачи, подстанций и тепловых сетей, связанных общностью режима и непрерывностью процесса производства и распределения электрической и тепловой энергии.

Потребность объединять работу нескольких электростанций в общую сеть стала проявляться уже в 90-х гг. XIX в. Она обусловлена тем, что при совместной работе уменьшается необходимый резерв на каждой станции в отдельности, появляется возможность ремонта оборудования без отключения основных потребителей, создаются условия для выравнивания графика нагрузки базисных станций в целях более эффективного использования энергетических ресурсов. Первое известное объединение двух трехфазных электростанций было осуществлено в 1892 г. в Швейцарии.

Русские электротехники сумели быстро оценить достоинства трехфазной системы. Уже в январе 1892 г. на 4-й Петербургской электротехнической выставке демонстрировались две трехфазные машины

системы Доливо-Добровольского мощностью по 15 кВт. В России первым предприятием с трехфазным электроснабжением был Новороссийский элеватор. Он представлял собой огромное сооружение, и задача распределения энергии по его этажам и различным зданиям могла быть решена наилучшим образом только с помощью электричества. Элеватор был электрифицирован в 1893 г. Все машины по разработанным за границей проектам изготовлялись в собственных мастерских элеватора. На электростанции, построенной рядом с элеватором, были установлены четыре синхронных генератора мощностью 300 кВт каждый. В то время это была самая мощная в мире трехфазная электростанция. В помещениях элеватора работали трехфазные двигатели мощностью 3,5–15,0 кВт, которые приводили в действие различные машины и механизмы. Часть энергии использовалась для освещения.

Первая в России электропередача значительной протяженности была сооружена на Павловском прииске Ленского золотопромышленного района в Сибири. На электростанции, построенной в 1896 г. на р. Ныгра, были установлены трехфазный генератор (98 кВт, 600 об/мин, 140 В) и трансформатор соответствующей мощности, повышающий напряжение до 10 кВ. Электроэнергия передавалась на прииск, удаленный от станции на расстояние 21 км. На прииске для привода водоотливных устройств использовались трехфазные асинхронные двигатели мощностью 6,5–25,0 л. с. (напряжение 260 В). С 1897 г. началась электрификация крупных городов: Москвы, Петербурга, Самары, Киева, Риги, Харькова и др.

Интересно отметить, что во время бурного развития трехфазных электропередач высокого напряжения (до 150 кВ) М.О. Доливо-Добровольский на основе технико-экономических расчетов пришел к выводу о том, что при передаче энергии на несколько сотен километров при напряжении свыше 200 кВ целесообразно генерирование и распределение энергии осуществлять переменным током, а передачу – постоянным током высокого напряжения. Линия постоянного тока в начале и в конце должна подсоединяться к преобразовательным подстанциям, на которых устанавливаются ртутные выпрямители. К такому выводу он пришел, даже не зная о такой проблеме для мощных линий передач переменного тока, как устойчивость.

В наши дни его предсказание оправдалось, и во многих странах успешно действуют линии электропередачи постоянного тока сверхвысокого напряжения (подробнее см. в 11.6). На рис. 1.1 и 1.2 показана динамика роста рабочего напряжения воздушных линий передач переменного и постоянного тока.

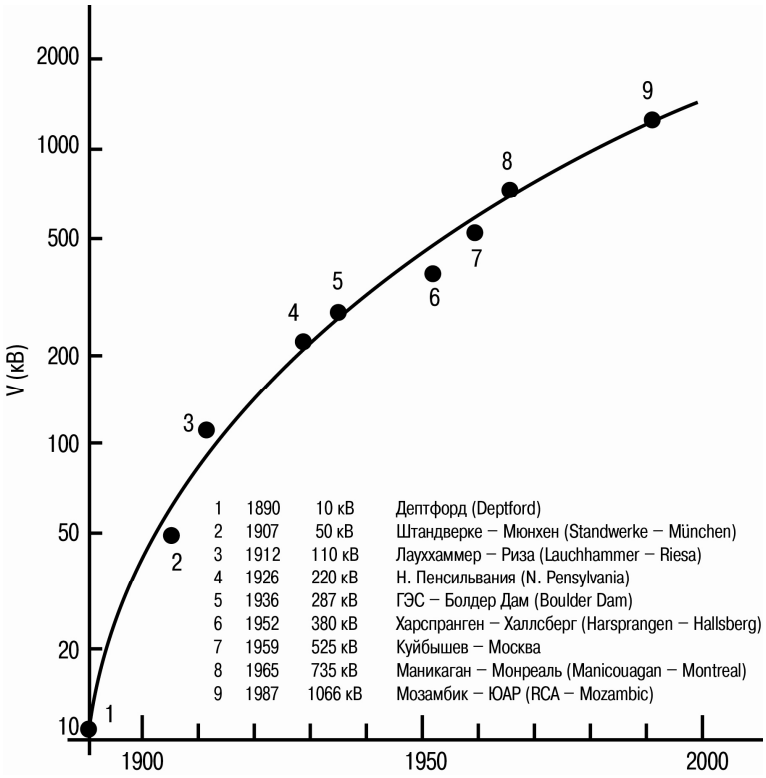


Рис. 1.1. Хронология ввода в эксплуатацию ЛЭП переменного тока новых (рекордных) классов напряжения

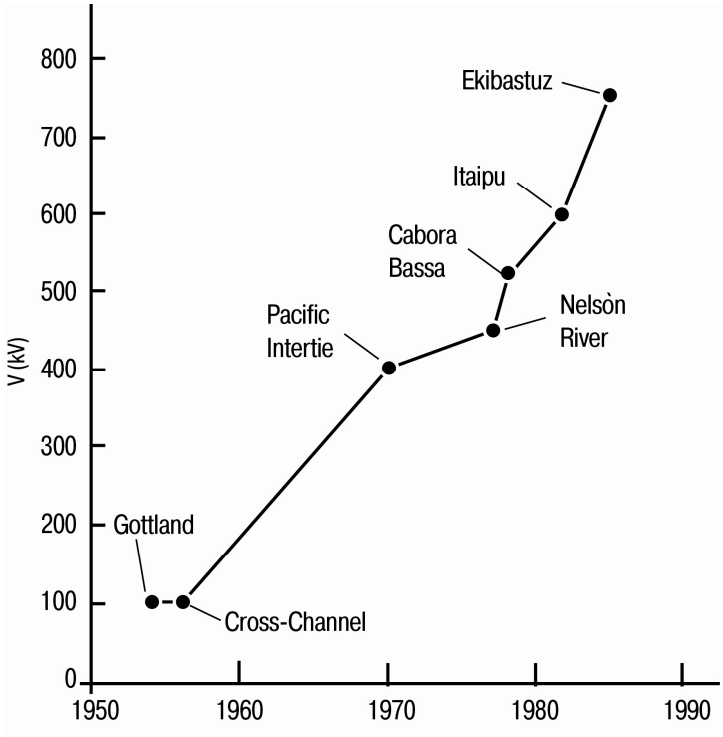


Рис. 1.2. Хронология ввода в эксплуатацию ЛЭП постоянного тока новых (рекордных) классов напряжения

Дальнейшее развитие электроэнергетики в нашей стране проходило в несколько этапов:

- соединение электростанций на параллельную работу и образование первых энергосистем;
- образование территориальных объединений энергосистем (ОЭС);
- создание Единой энергетической системы (ЕЭС);
- функционирование ЕЭС России после образования независимых государств на территории бывшего СССР.

Основа создания энергетических систем в нашей стране была заложена Государственным планом электрификации России (ГОЭЛРО), утвержденным в 1920 г. Этот план предусматривал централизацию электроснабжения путем строительства крупных электростанций и электрических сетей с последовательным объединением их в энергетические системы. Планом ГОЭЛРО предусматривалось также всемерное развитие отечественной электротехнической промышленности, освобождение ее от засилья иностранного капитала, удельный вес которого составлял в ней в начале 20-х гг. 70 %. Для решения всех вопросов электротехники и подготовки высококвалифицированных специалистов в октябре 1921 г. был создан Государственный экспериментальный электротехнический институт, переименованный впоследствии во Всесоюзный электротехнический институт (ВЭИ).

Под руководством ведущих членов комиссии ГОЭЛРО (руководитель Г.М. Кржижановский) были спроектированы и построены ряд электростанций и линий электропередач: Шатурская ГРЭС (мощность 48 МВт, ввод в эксплуатацию в 1925 г.), Волховская ГЭС (66 МВт, 1926 г.), Нижнесвирская ГЭС (90 МВт, 1933 г.), Днепровская ГЭС (580 МВт, 1932 г.). Днепровская ГЭС была в то время самой крупной в Европе.

Первые энергосистемы – Московская и Петроградская – были созданы в 1921 г. В 1922 г. в Московской энергосистеме вошла в строй первая линия электропередачи напряжением 110 кВ Каширская ГРЭС – Москва длиной 120 км, а в 1933 г. была пущена ЛЭП напряжением 220 кВ Нижнесвирская ГЭС – Ленинград. (Первая линия 220 кВ во Франции была построена всего на полгода раньше). Были образованы новые энергосистемы: Донбасская (1926 г.), Ивановская (1928 г.), Ростовская (1929 г.) и др.

За 15-летний срок план ГОЭЛРО был значительно перевыполнен. Установленная мощность электростанций страны в 1935 г. составила 6,9 млн кВт, годовая выработка электроэнергии достигла 26,8 млрд кВт·ч. По производству электроэнергии Советский Союз занял второе место в Европе и третье в мире.

Процесс объединения энергосистем начался еще в первой половине 30-х гг. с создания сетей 110 кВ энергосистем в районах Центра и Донбасса. В 1940 г. для руководства параллельной работой Верхневолжских энергосистем (Горьковской, Ивановской и Ярославской) была создана объединенная диспетчерская служба. В связи с намечавшимся объединением энергосистем Юга в 1938 г. было создано Бюро Южной энергосистемы, которое затем было преобразовано в Оперативно-диспетчерское управление Юга; в 1940 г. была введена в эксплуатацию первая межсистемная связь напряжением 220 кВ Днепр–Донбасс.

Мощность всех электростанций страны в 1940 г. достигла 11,2 млн кВт, выработка электроэнергии составила 48,3 млрд кВт·ч.

Интенсивное плановое развитие электроэнергетики было прервано Великой Отечественной войной. Перебазирование промышленности западных районов на Урал и в восточные районы страны потребовало форсированного развития энергетики Урала, Казахстана, Центральной Сибири, Средней Азии, Поволжья, Закавказья и Дальнего Востока. Особенно большое развитие получила электроэнергетика Урала, где выработка электроэнергии с 1940 по 1945 гг. увеличилась в 2,5 раза.

В ходе войны электроэнергетике был нанесен громадный ущерб: взорваны, сожжены или частично разрушены 61 крупная электростанция и большое число мелких общей мощностью 5 млн кВт, т. е. почти половина установленных к тому времени мощностей. Разрушено 10 тыс. км магистральных линий электропередачи высокого напряжения, большое количество подстанций.

Восстановление энергетического хозяйства началось уже с конца 1941 г. В 1942 г. восстановительные работы велись в центральных районах европейской части СССР, а к 1945 г. эти работы распространились на всю освобожденную территорию страны.

В 1946 г. суммарная мощность электростанций СССР достигла довоенного уровня: в 1947 г. страна по производству электроэнергии вышла на первое место в Европе и на второе в мире.

В 1954 г. в г. Обнинске была введена в эксплуатацию первая в мире атомная электростанция мощностью 5 МВт.

В 1955 г. суммарная мощность электростанций достигла 37,2 млн кВт, выработка электроэнергии составила 170,2 млрд кВт·ч.

Переход к следующему, качественно новому этапу развития электроэнергетики был связан с вводом в эксплуатацию мощных Волжских ГЭС и дальних линий электропередачи 400–500 кВ. В 1956 г. была введена в работу первая электропередача 400 кВ Куйбышев (ныне Самара) – Москва.

ЛЭП 400 кВ Куйбышев–Москва объединила энергосистемы Средней Волги, линия Куйбышев–Урал – с энергосистемами Предуралья и Урала. Этим было положено начало объединению энергосистем различных регионов и созданию ЕЭС европейской части СССР.

В течение 60-х гг. завершилось формирование ЕЭС европейской части СССР, и в 1970 г. начался следующий этап развития электроэнергетики страны – формирование ЕЭС СССР в составе: ОЭС Центра, Урала, Средней Волги, Северо-Запада, Юга, Северного Кавказа и Закавказья, включавших 63 энергосистемы; три территориальные ОЭС – Казахстана, Сибири и Средней Азии работали раздельно; ОЭС Дальнего Востока находилась в стадии формирования.

В 1972 г. в состав ЕЭС СССР вошла ОЭС Казахстана. В 1973 г. энергосистема Болгарии присоединена на параллельную работу с ЕЭС СССР по межгосударственной связи 400 кВ Молдавская ГРЭС–Вулканешты–Добруджа.

В 1978 г. с завершением строительства транзитной связи 500 кВ Сибирь–Казахстан–Урал присоединилась на параллельную работу ОЭС Сибири. В том же году было закончено строительство межгосударственной связи 750 кВ Западная Украина – Альбертирша (Венгрия), и с 1979 г. началась параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран-членов Совета экономической взаимопомощи (СЭВ).

От сетей ЕЭС СССР осуществлялся экспорт электроэнергии в МНР, Финляндию, Турцию и Афганистан; через преобразовательную подстанцию постоянного тока в районе Выборга ЕЭС СССР соединилась с энергообъединением Скандинавских стран NORDEL.

Динамика структуры генерирующих мощностей в 70-х и 80-х гг. характеризуется: нарастающим вводом мощностей на АЭС в западной части страны и дальнейшим вводом мощностей на высокоэффективных ГЭС преимущественно в восточной части страны; началом работ по первому этапу создания Экибастузского энергетического комплекса; общим ростом концентрации генерирующих мощностей и увеличением единичной мощности агрегатов. Мощность наиболее крупных электростанций России в настоящее время составляет: ТЭС – 4800 МВт (Сургутская ГРЭС-2), АЭС – 4000 МВт (Балаковская, Ленинградская, Курская), ГЭС – 6400 МВт (Саяно-Шушенская).

Технический прогресс в развитии системообразующих сетей характеризовался последовательным переходом к более высоким ступеням напряжения. Освоение напряжения 750 кВ началось с ввода в эксплуатацию в 1967 г. опытно-промышленной электропередачи Конаковская ГРЭС – Москва. В течение 1971–1975 гг. в ОЭС Юга была соору-

жена широтная магистраль 750 кВ Донбасс – Днепр – Винница – Западная Украина. В 1975 г. была сооружена межсистемная связь 750 кВ Ленинград–Конаково, позволившая передать в ОЭС Центра избыточную мощность ОЭС Северо-Запада. Для создания мощных связей с восточной частью ЕЭС сооружалась магистральная линия электропередачи 1150 кВ Сибирь–Казахстан–Урал. Было начато также строительство электропередачи постоянного тока напряжением 1500 кВ Экибастуз–Центр.

В табл. 1.1 приведены данные по установленной мощности электростанций и протяженности электрических сетей 220–1150 кВ ЕЭС СССР за период 1960–1991 гг.

В послевоенные годы электрификация стала основой научно-технического прогресса страны. На ее базе происходило непрерывное совершенствование технологий в промышленности, транспорте, связи, сельском хозяйстве и строительстве, осуществлялась механизация и автоматизация производственных процессов. Рост производства электроэнергии в эти годы опережал рост произведенного национального дохода в 1,6 раза.

Таблица 1.1

Рост установленной мощности электростанций и протяженности электрических сетей 220–1150 кВ ЕЭС СССР

Показатель	Годы						
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1991
Установленная мощность электростанций, млн кВт	29,1	53,9	104,9	153,1	223,4	265,3	288,2
Высшее напряжение, кВ	500	500	750	750	750	750	1150
Протяженность электрических сетей, тыс. км:							
220 кВ	9,68	17,27	30,11	44,55	72,63	90,29	196,52
330 кВ	0,66	4,58	12,86	18,79	23,63	27,66	31,93
500 кВ	4,40	5,90	9,77	14,67	23,75	30,85	43,93
750 кВ	–	–	0,09	1,68	2,86	4,35	7,11
	–	–	–	–	–	0,89	1,90

Управление электроэнергетикой страны до 1991 г. происходило в условиях монополии государственной собственности на все предприятия отрасли. Все электростанции и ЛЭП принадлежали государству и строились за счет средств государственного бюджета. Строительство объектов электроэнергетики осуществлялось по критерию минимальных народно-хозяйственных затрат. Такой подход к развитию отрасли при полном государственном регулировании минимизировал непроиз-

водительные затраты. Выбор места размещения новых электростанций и их мощность определялись наличием ТЭР в данном районе и экономической целесообразностью их использования.

Каждая крупная электростанция строилась так, чтобы обеспечивать электроэнергией территорию, охватывающую несколько смежных областей или республик. Для таких электростанций использовался термин «государственная районная электрическая станция» – ГРЭС, т. е. электростанция, построенная на государственные средства, принадлежащая государству и обеспечивающая электроэнергией большой район радиусом до 500–600 км и более. Как правило, эти крупные ГРЭС конденсационного типа или АЭС рассчитаны на производство большого количества электроэнергии. Такие электростанции явились основными производителями электроэнергии в составе ЕЭС СССР.

Тепловая энергия производилась на ГРЭС в небольшом количестве для собственных нужд электростанции и для близлежащих населенных пунктов.

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), вырабатывающие электрическую и тепловую энергию по комбинированному циклу, размещались в местах сосредоточения больших тепловых нагрузок, например крупных промышленных предприятий или городских районов. В каждом крупном городе была построена одна или несколько ТЭЦ. Они обеспечивали население и промышленность, в первую очередь, тепловой энергией, а попутно и дешевой электроэнергией, вырабатываемой на тепловой нагрузке.

Эффективность работы электроэнергетики обеспечивалась централизованным управлением режимами работы электростанций и электрических сетей, планированием и контролем их технико-экономических показателей. Директивная система позволяла легко реализовать перераспределение экономического эффекта от деятельности различных предприятий электроэнергетики, исходя из интересов народного хозяйства страны, а экономические противоречия между производителями и потребителями разрешались самим же государством. Непротиворечивость интересов развития и функционирования отдельных предприятий электроэнергетики в этот период обеспечивалась единой нормативно-правовой основой, которая формировалась центральными органами государственного управления (Госпланом СССР и Минэнерго СССР) [2].

Централизованное распределение капитальных вложений в развитие и функционирование объектов электроэнергетики не было непосредственно связано с результатами хозяйственной деятельности отдельных предприятий, а непроизводительные расходы убыточных предприятий

покрывались перераспределением доходов внутри самой отрасли за счет прибыльных предприятий. Директивное управление было направлено в основном на выполнение плановых технико-экономических показателей и ограничивало инициативу предприятий по улучшению своей деятельности, поскольку экономический эффект от успешной деятельности мог быть просто перераспределен в пользу другого, убыточного предприятия. Эти издержки централизации отчётливо проявились при переходе страны к рыночной экономике и стали побудительной причиной радикальной реформы электроэнергетической отрасли.

1.2. Реформа электроэнергетики в новой России

В условиях, когда преобладающее большинство секторов реальной экономики приватизировано, руководством страны было признано целесообразным провести реформу и этой гигантской по масштабам и ответственности отрасли с целью её разгосударствления. Можно выделить ряд этапов реформирования электроэнергетики.

1. 1992 г. – акционирование энергетики в виде создания двухуровневой регулируемой монополии: РАО «ЕЭС России» – на федеральном уровне и 74 АЭ-энерго – на региональном уровне.
2. 28.04.1997 г. – указ Президента РФ о реформе электроэнергетики. Указ не был подкреплён организационной работой и поэтому никаких последствий не имел.
3. 1998–2003 гг. – подготовка к радикальной реформе.
4. 26.03.2003 г. – подписаны президентские указы о введении в действие 5 основных законов: а) «Об электроэнергетике»; б) «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов в связи с принятием Федерального закона “Об электроэнергетике”»; в) «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию»; г) «О внесении изменения и дополнения в Федеральный закон “О естественных монополиях”»; д) «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Гражданского кодекса РФ».
5. В мае 2003 г. – Совет директоров РАО одобрил «Концепцию стратегии РАО «ЕЭС России» на 2003–2008 годы “5+5”».
6. 27.06.2003 г. – правительство России распоряжением № 865-р утвердило «План мероприятий по реформированию электроэнергетики на 2004–2005 гг.», который базировался на Концепции «5+5».

7. 2003–2008 гг. – «распаковка» энергокомпаний, изменение структуры отрасли.
8. С июня 2008 г. (после ликвидации РАО «ЕЭС России») – непрерывное внесение коррективов с учётом реальных дел в электроэнергетике и в экономике страны в целом. Основной смысл коррективов – возвращение государства в эту отрасль и укрупнение её структуры, измельчённой в ходе реформы 2003–2008 гг.

В странах с развитой рыночной экономикой демонополизация структуры и либерализация экономических отношений в энергетике начаты в 80-х гг. и послужили стимулом для развития электроэнергетики. Однако, в отличие от этих стран, в России реформа электроэнергетики начата и проходила в условиях жестокого экономического и политического кризиса, когда система государственного регулирования и контроля была уже демонтирована, а рыночные отношения еще не сложились. Отношения в электроэнергетике оказались глубоко деформированными. Объемы государственных и частных инвестиций были минимальны.

Вполне естественно, что такая реформа не остановила постепенное ухудшение экономических показателей и технологическое отставание отрасли. Если иметь в виду ТЭК в целом, то диспропорции в ценовой и налоговой политике государства привели к нарушению условий самофинансирования хозяйственной и инвестиционной деятельности большинства структур ТЭК и деформациям структуры спроса энергоносителей. С целью выведения электроэнергетики из кризисного состояния, снижения темпа роста цен на электроэнергию, привлечения частных инвестиций, в том числе зарубежных, в первые годы нового столетия началось еще одно реформирование отрасли. При этом главным ориентиром названо создание нормального высокоэффективного рынка электроэнергии с введением и углублением конкурентных отношений.

Теоретически были еще два способа поддержать электроэнергетику: вложить в нее деньги, аккумулированные в Стабфонде (~ 3,5 млрд руб.), или в короткий срок повысить тарифы на электроэнергию не менее чем в 3 раза. В первом случае для макроэкономики это означало бы одно – дефолт. Реализация второго способа нанесла бы удар по населению и социальной стабильности страны.

Из четырех основных моделей организации рынка в производственных структурах, в том числе в электроэнергетике [3, 4], была выбрана наиболее радикальная четвёртая – ***конкуренция на оптовом и розничных рынках,*** когда свободно конкурируют как производители, так и потребители электроэнергии, ***разделены сферы производства, транспорта, распределения и сбыта электроэнергии.***

Концепция реформирования электроэнергетики России была отражена в законе РФ «Об электроэнергетике» [5] и реализовалась в соответствии с законодательными и нормативными актами РФ, решениями Правительства РФ и Совета директоров РАО «ЕЭС России», концепцией Стратегии РАО «ЕЭС России» на 2003–2008 гг. («5+5»).

Основными задачами реформы при этом объявлены:

- разделение отрасли на естественно-монопольные (передача и распределение энергии, диспетчеризация) и конкурентные (производство электроэнергии, сбыт) виды деятельности, рис. 1.3;
- создание системы эффективных рыночных отношений в конкурентных видах деятельности;
- обеспечение недискриминационного доступа к услугам естественных монополий;
- эффективное и справедливое государственное регулирование, обеспечивающее инвестиционную привлекательность предприятий отрасли, способствующее развитию конкуренции и повышению эффективности в сферах производства и сбыта электроэнергии и создающее стимулы к снижению издержек естественных монополий.

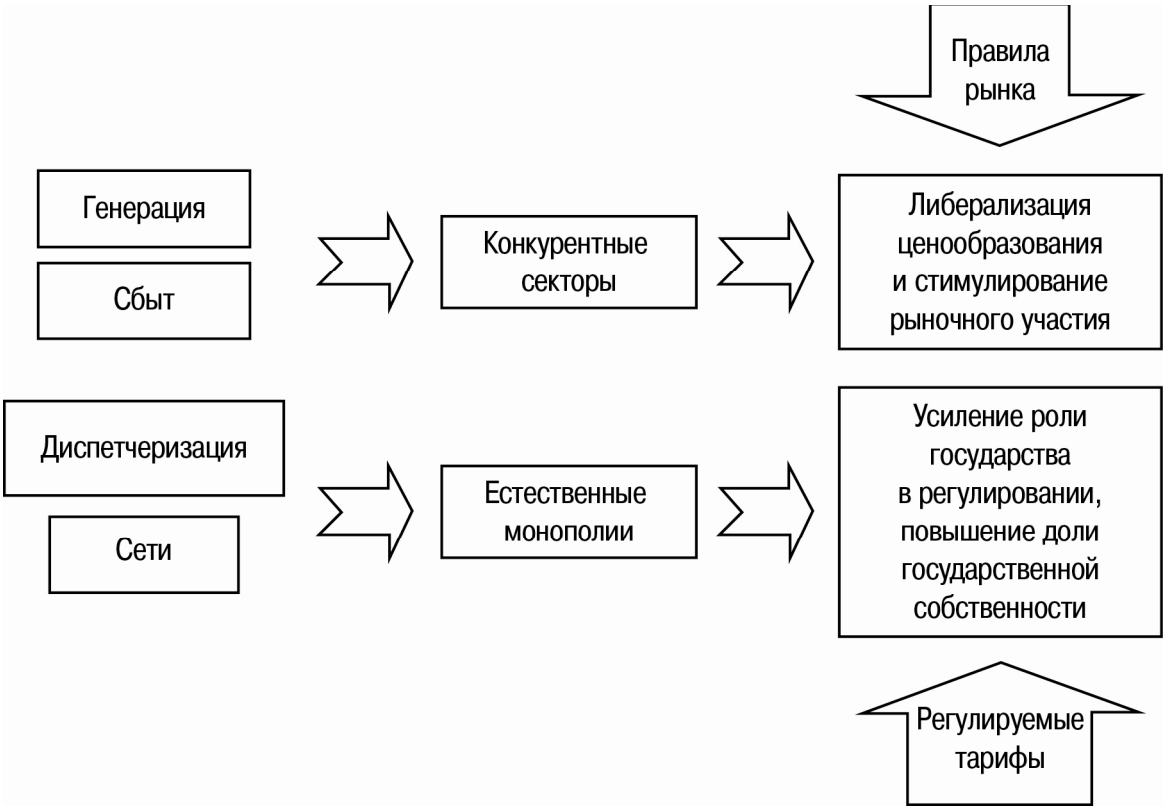


Рис. 1.3. Схема разделения монопольных и конкурентных секторов электроэнергетики

В результате реформы вместо централизованно управляемой отрасли в российской электроэнергетике стали функционировать более 6000 энергетических компаний в разных секторах (генерация, передача и распределение, сбыт электроэнергии), которые имеют различные формы собственности и организации бизнеса. Негативные последствия такого дробления стали проявляться почти сразу же, но особенно ярко – при восстановлении экономики страны после кризиса 90-х гг. и вызванного этим увеличении потребности в электроэнергии. Так, зимой 2006 г. 14 субъектов РФ превысили уровень потребления электроэнергии 1990 г., на который пришелся пик потребления электричества за всю советскую историю. Более того, даже в весенне-летний период 2006 г. приходилось ограничивать подачу электроэнергии некоторым потребителям вследствие нехватки мощностей.

Правительство страны в последние годы стало принимать меры по разумной интеграции структур и консолидации усилий для решения основной задачи отрасли – надёжного снабжения энергией потребителей по приемлемым ценам.

Вопросы и задания

1. Какое событие можно считать «фактом рождения» электроэнергетики?
2. Какие открытия и технические решения сыграли важную роль в развитии электроэнергетики, в частности в освоении технологии передачи электроэнергии на большие расстояния?
3. Назовите основные этапы становления электроэнергетической отрасли.
4. Назовите побудительные мотивы реформы электроэнергетики.
5. Назовите основные этапы реформы электроэнергетики.
6. Каковы основные заявленные цели реформы электроэнергетики?

Глава 2
СОВРЕМЕННАЯ СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

2.1. Целевая структура отрасли

Разделение большинства ОАО-энерго по видам деятельности для достижения заявленных целей реформы проводилось по так называемому базовому варианту, в котором была предусмотрена реорганизация АО-энерго в форме выделения новых обществ по видам бизнеса с пропорциональным распределением акций создаваемых компаний среди акционеров реорганизуемых АО-энерго. Совет директоров РАО «ЕЭС России» утвердил также ряд проектов реформирования АО-энерго (около 10) в индивидуальном порядке по схемам, отличным от «базового» варианта (Калининградская и Архангельская обл., республики Коми и Марий Эл, Дальний Восток и др.).

Вслед за разделением АО-энерго шло формирование новой структуры отрасли и ее субъектов. Из вновь образованных обществ созданы укрупненные компании (ОГК, ТГК, ФСК, МРСК) путем горизонтальной межрегиональной интеграции, а также дочерние компании. Объединение компаний имело целью повышение их финансовой устойчивости и обеспечение надежности и бесперебойности энергоснабжения потребителей. Принципы межрегиональной интеграции вновь создаваемых компаний заложены в «Основных направлениях реформирования электроэнергетики РФ», одобренных Постановлением Правительства РФ «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» № 526 от 11 июля 2001 года.

Объединение осуществлялось так, чтобы размер интегрированных компаний обеспечивал их равными начальными условиями функционирования и равными возможностями влияния на процесс формирования цен на электроэнергию. Это – обязательное условие функционирования полноценного конкурентного рынка электроэнергии / мощности.

На сегодня целевая структура отрасли включает в себя 5 основных компонентов:

1) инфраструктурные организации (государственные + акционированные);
2) генерирующие компании (акционированные);
3) сбытовые компании (акционированные);
4) сервисные компании (государственные + акционированные);

5) научно-проектный комплекс, включающий государственные и акционированные учреждения / организации.

В свою очередь, каждый компонент представляет собой сложную структуру, как это будет показано ниже.

2.1.1. Инфраструктурные организации

1. Единая национальная сетевая компания – ОАО «Российские сети». Единая национальная электрическая сеть (ЕНЭС) в ходе реформы была представлена двумя ОАО:
   Федеральной сетевой компанией «ФСК ЕЭС» и Межрегиональными распределительными сетевыми компаниями «МРСК» (в ноябре 2012 г. «ФСК ЕЭС» и «МРСК» объединены).
2. Системный оператор (ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»).
3. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору – Ростехнадзор.
4. Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии (АТС).

1. Единая национальная сетевая компания – ОАО «Российские сети»

Электросетевой сектор (Единая национальная электрическая сеть), некогда единый, в результате реформы был разделен на секторы передачи и распределения электроэнергии, управляемые двумя крупнейшими холдингами: ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС» и ОАО «Межрегиональные распределительные сетевые компании – “МРСК”».

ОАО «ФСК ЕЭС» образовано 25.06.2002 г. как монопольный оператор по управлению ЕЭНС с целью ее сохранения и развития; 77,66 % акций ФСК принадлежало государству. Объекты электросетевого хозяйства ОАО «ФСК ЕЭС» находились в 73 регионах РФ. Компания эксплуатировала 121 тыс. км линий электропередачи и около 800 подстанций общей установленной трансформаторной мощностью более 305,5 тыс. МВА класса напряжений 35–1150 кВ.

После корпоративного и организационного оформления новой структурной единицы возникла задача консолидации всех линий и подстанций, которые в соответствии с постановлением правительства относились к Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) и имели системообразующее значение для ЕЭС России.

В 2006–2007 гг. в зону ответственности ФСК вошли сети и подстанции напряжением 220 кВ, сосредоточенные в 56 ***территориальных***

распределительных сетевых компаниях (РСК), выделенных из АО-энерго по всей стране в ходе реформы и сохранившие, как правило, «брендовое» название энергосистемы.

В соответствии с Концепцией реформирования была осуществлена межрегиональная интеграция РСК и созданы в начале четыре **МРСК**, затем они были разукрупнены, и вместо них создано 11 новых МРСК и сетевая компания «Энергетические системы Востока», рис. 2.1.

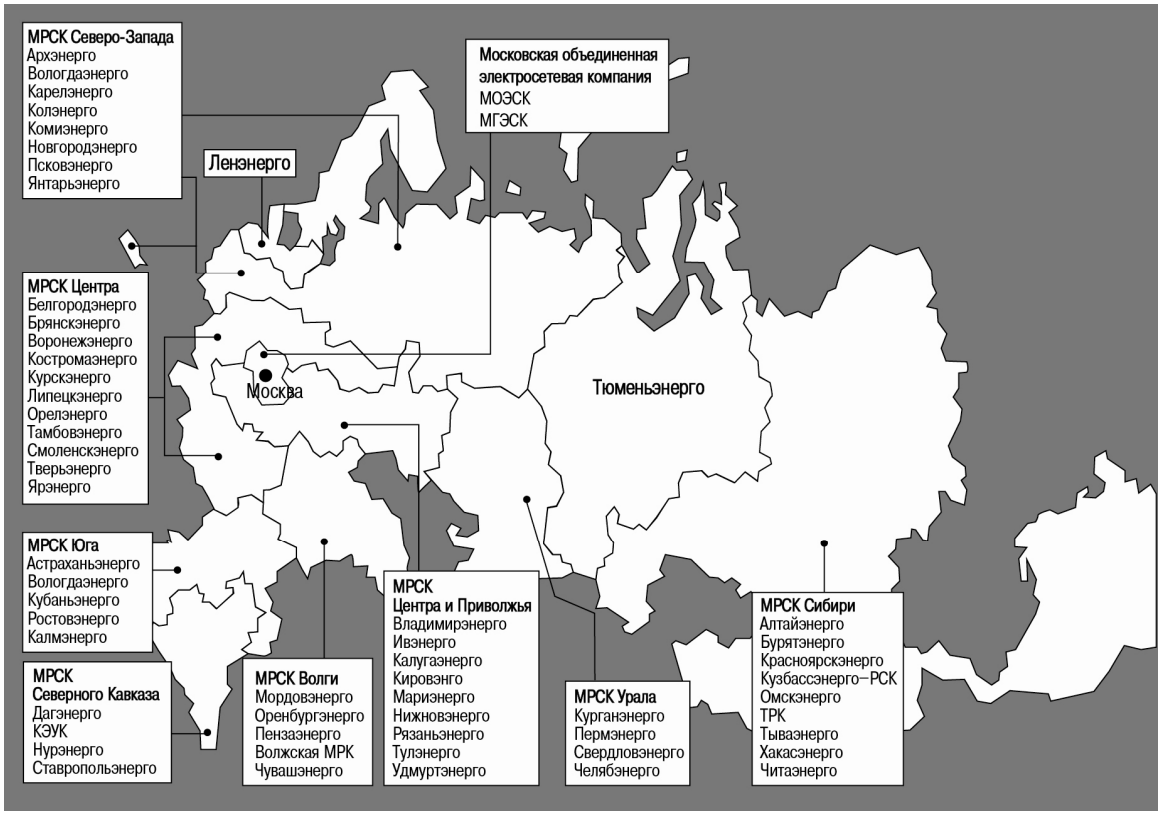


Рис. 2.1. Географическое положение, состав и название МРСК и РСК

Ожидалось, что такие компании со стоимостью активов 1,0–1,5 млрд долл. будут более привлекательны для инвесторов, чем гиганты. Основные показатели ОАО «Холдинг МРСК» по состоянию на 2008 г. приведены в табл. 2.1.

По состоянию на середину 2012 г. ОАО «Холдинг МРСК» объединял в своей структуре 11 межрегиональных и 5 региональных распределительных сетевых компаний, научно-исследовательские и проектно-конструкторские институты, строительные и сбытовые организации. 97 филиалов МРСК и РСК расположены на территории 69 субъектов Российской Федерации. В зоне ответственности компаний холдинга «МРСК» эксплуатируются электрические сети десяти классов напряжения от 0,4 до 220 кВ. Общая протяженность сетей превышает 2,1 млн км.

Таблица 2.1

Ключевые показатели ОАО «Холдинг МРСК» и распределительного сетевого комплекса

Наименование	Единицы измерения	Показатели 2008 г.
Уставный капитал ОАО «Холдинг МРСК»	млрд руб.	43,11
Установленная мощность подстанций холдинга	МВА	361 694
Протяженность воздушных линий электропередачи холдинга напряжением 35кВ и выше	км	356 173
Протяженность кабельных линий электропередачи холдинга напряжением 0,4–20,0 кВ	км	1 545 448
Протяженность кабельных линий электропередачи холдинга напряжением 0,38–220 кВ	км	130 652
Среднесписочная численность работающих в организациях холдинга	тыс. чел.	162,8
Среднесписочная численность работающих в ОАО «Холдинг МРСК»	чел.	268

В ноябре 2012 г. президент РФ подписал указ, которым предусматривается: а) объединение ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «ФСК ЕЭС»; б) переименование ОАО «Холдинг МРСК» в ОАО «Российские сети» и внесение в его уставной капитал находящегося в федеральной собственности пакета в 79,55 % акций ОАО «ФСК ЕЭС». По словам председателя правления ОАО «ФСК ЕЭС» О. Бударина, «очевидно, что сам процесс объединения будет сложным, займет значительное время, но важен итог – в результате повысится эффективность работы сетевых компаний. В частности, ФСК получает возможность сосредоточить основные усилия непосредственно на операционной работе... На согласование проектов в органах исполнительной власти, правительстве, на решение других организационных вопросов приходилось тратить много времени... Теперь же эти функции будут переданы создаваемой управляющей компании, что позволит уделять ФСК больше внимания непосредственно производственной деятельности, повышению эффективности проводимой работы, операционной, инвестиционной и инновационной эффективности. К тому же отсутствие синхронизации в деятельности ФСК и МРСК нередко приводило к значительным финансовым издержкам как с одной, так и с другой стороны. Теперь же появляется единый координатор, который сможет решить эти проблемы». ОАО «Российские сети» полноценно начнёт функционировать с середины 2013 г.

Основные ***технические*** проблемы сетевого хозяйства на сегодня и планы их решения изложены в гл. 11.

2. Системный оператор ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

Показатели надежности и качества работы распределительного сетевого комплекса во многом зависят от качества межсетевого взаимодействия ФСК и МРСК, прогнозирования спроса на электрическую энергию, разработки и реализации программ развития электрических сетей. При этом должен обеспечиваться клиенто-ориентированный подход. Программы их развития должны быть увязаны с программами развития территорий и регионов, с прогнозными данными генерирующих компаний и потребителей, а также с программами развития ЕНЭС.

На системном операторе – центральном диспетчерском управлении (СО-ЦДУ ЕЭС), часто называемом «мозгом всей энергосистемы», лежит особая ответственность за реализацию принципов надежности электроснабжения, за создание условий для успешного функционирования и развития рынков электроэнергии и мощности. (ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» было зарегистрировано 17 июня 2002 г.). Первая функция – ***технологическая*** – в процессах производства и транспорта электроэнергии является традиционной и включает:

1) планирование, координацию и управление процессами ремонтов и обслуживания генерирующего и электросетевого оборудования;
2) прогноз электропотребления;
3) прогноз гидроресурсов и определение суточных объёмов выработки электроэнергии;
4) определение сетевых ограничений;
5) формирование требований к техническим параметрам различных классов резервов мощности, используемых для регулирования частоты и напряжения;
6) планирование графиков регулирования напряжения и использования источников реактивной мощности.

Вторая функция СО-ЦДУ ЕЭС – участие в организации и функционировании ***рынка электроэнергии и мощности*** (см. ниже).

ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» создано на базе филиалов ОАО РАО «ЕЭС России» – ЦДУ ЕЭС России и семи объединенных диспетчерских управлений (ОДУ) энергосистемами: Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири и Востока. Региональные диспетчерские управления, в свою очередь, создавались путем выделения из АО-энерго диспетчерских и технологических подразделений. Впоследствии они стали филиалами СО-ЦДУ ЕЭС на территории субъектов РФ.

Работа СО-ЦДУ ЕЭС и его 66 филиалов (7 объединенных диспетчерских управлений (ОДУ) и 59 региональных (РДУ)) направлена на обеспечение надежной работы и устойчивого развития энергосистемы,

высокого качества электрической энергии, на реализацию государственной научно-технической политики, а также на внедрение новых, прогрессивных видов техники и технологий в производстве и передаче электроэнергии и реализации её на рынке, рис. 2.2.

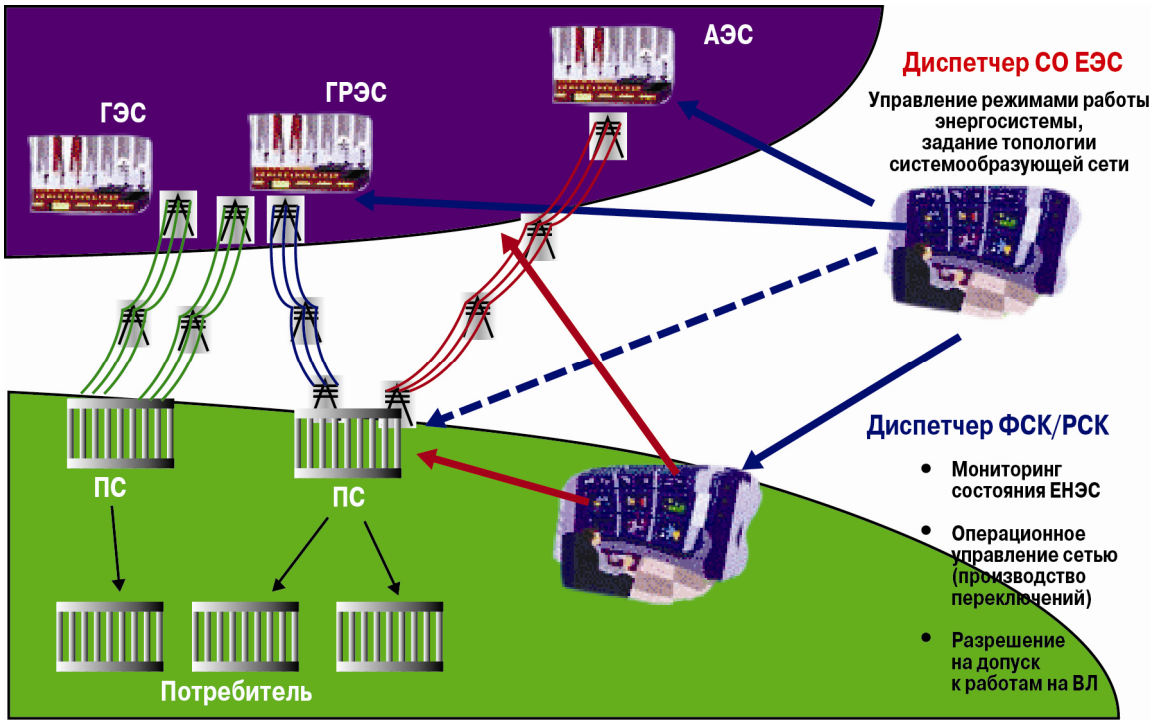


Рис. 2.2. Целевая модель СО-ЦДУ ЕЭС России

3. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор)

Ростехнадзор образован в 2004 г. путем слияния Федеральной службы по атомному надзору и Федеральной службы по технологическому надзору. Функции в сфере экологического надзора были переданы ему после преобразования Федеральной службы по надзору в сфере экологии и природопользования в Федеральную службу по надзору в сфере природопользования.

Служба подчиняется непосредственно Правительству РФ и выполняет следующие функции:

1. Осуществляет контроль и надзор (в пределах своей компетенции):
   - за соблюдением требований безопасности в электроэнергетике (технический контроль и надзор в электроэнергетике);
   - за соблюдением собственниками гидротехнических сооружений и эксплуатирующими организациями норм и правил безопасности гидротехнических сооружений.

2. Лицензирует виды деятельности, отнесенные к компетенции Ростехнадзора.
3. Проверяет (инспектирует) соблюдение требований законодательства РФ, нормативных правовых актов и правил в установленной сфере деятельности, в том числе в электроэнергетике.

4. Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии (АТС)

Как следует из названия этой структуры, её назначение – организация работы рынка электроэнергии. Конкретная функция – заключение двусторонних договоров, фиксирующих объём и цену электроэнергии, условия расчётов. Участник регистрируется, получает доступ на рынок и включается в аукцион. Учитывая данные СО-ЦДУ ЕЭС, АТС рассчитывает объемы и цены, по которым идет купля-продажа электроэнергии. АТС занимается расчетами и на регулируемом секторе федерального рынка.

Особенности правового статуса коммерческой инфраструктуры оптового рынка – АТС – определены Федеральным законом № 250-ФЗ от 04.11.2007 г.

В соответствии с решением Наблюдательного совета НП «АТС» от 30.11.2007 г. на ОАО «АТС» возложено исполнение с 1 апреля 2008 г. функции коммерческого оператора оптового рынка с реализацией следующих видов деятельности:

- оказание услуги по организации оптовой торговли электрической энергией, мощностью и иными допущенными к обращению на оптовом рынке товарами и услугами;
- регистрация двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии и мощности;
- организация системы измерений и сбора информации о фактическом производстве электрической энергии и мощности и об их потреблении на оптовом рынке;
- взаимодействие с организациями технологической инфраструктуры в целях прогнозирования объема производства и потребления электрической энергии, поддержания установленных техническими регламентами параметров качества электрической энергии, устойчивости и надежности энергоснабжения;
- разработка, внедрение и сопровождение программных и информационных систем, обеспечивающих осуществление Обществом видов деятельности, указанных в настоящем пункте;
- оказание информационных и консультационных услуг;

- осуществление любой иной деятельности, не запрещенной законодательством РФ и соответствующей целям деятельности Общества.

В настоящее время ОАО «АТС» является 100%-й дочерней компанией НП «Совет рынка».

2.1.2. Генерирующие компании

В процессе реформы были созданы пять структур (большинство в форме акционерных обществ):

1) оптовые генерирующие компании (ОГК) – 6 ед.;
2) территориальные генерирующие компании (ТГК) – 14 ед.;
3) ОАО «Концерн Энергоатом» – 10 АЭС (33 энергоблока);
4) ОАО «РусГидро» – суммарная мощность ГЭС около 25 ГВт;
5) Прочие генерирующие компании – 21 ед. (суммарная мощность – 33,4 ГВт).

Генерирующие компании оптового рынка электроэнергии (оптовые генерирующие компании – ОГК) создавались на базе крупных электростанций, принадлежащих РАО «ЕЭС России» и АО-энерго, см. рис. 2.3.

Всего на оптовом рынке электроэнергии функционируют семь ОГК: шесть на базе тепловых электростанций и одна на базе гидроэлектростанций. Средняя суммарная установленная мощность станций, входящих в каждую тепловую ОГК, составляет около 9 ГВт. «РусГидро» объединяет крупнейшие ГЭС России. С целью ограничения монопольного влияния на рынок электроэнергии тепловые ОГК формируются по экстерриториальному принципу. Доля государства в уставном капитале более 60 %.

Территориальные генерирующие компании (ТГК) созданы на базе региональных электростанций, не вошедших в ОГК и не входящих в изолированные АО-энерго. (Последние объединены в «Интер РАО ЕЭС»). При формировании ТГК (14 единиц) большое внимание уделялось их масштабам, т. к. только крупная компания может обеспечить внедрение современных технологий, снижение издержек производства, экономию ресурсов, вывод генерации на более высокий уровень развития. Кроме того, крупная компания, имеющая разноплановые оборудование и мощности, высокую степень устойчивости, более привлекательна для инвесторов, см. рис. 2.4.

Реализация подобного сценария либерализации рынка электроэнергии, не подкрепленного формированием полноценной конкуренции в секторе генерации, как показал последующий опыт, может привести к необоснованному повышению цен на электроэнергию.

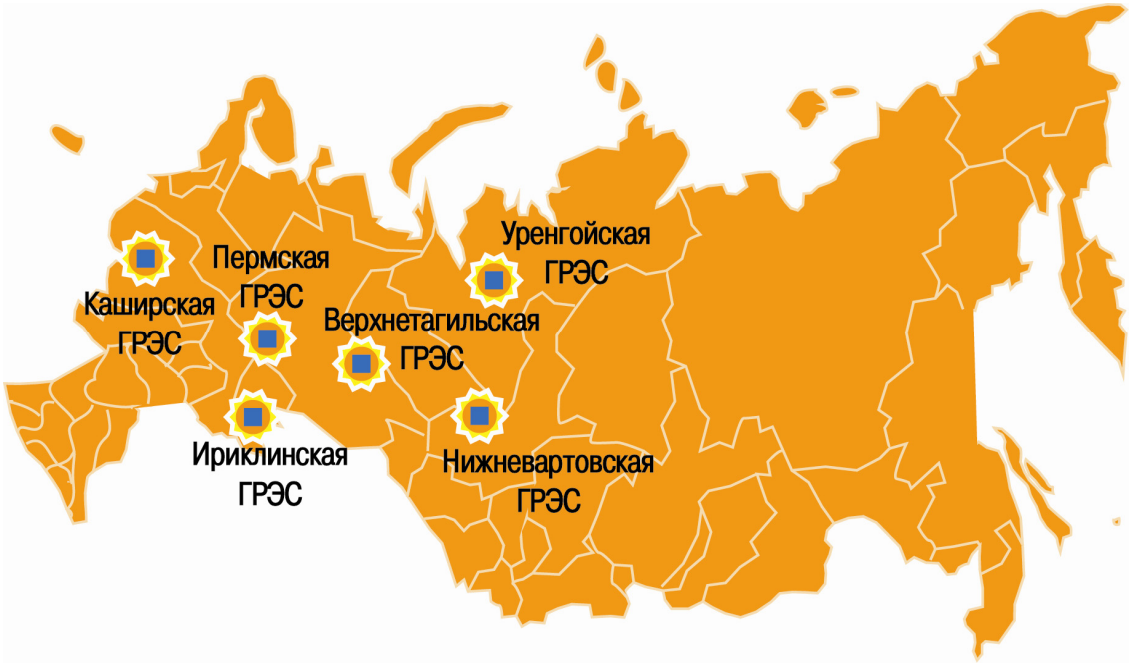


Рис. 2.3. Карта размещения ОГК

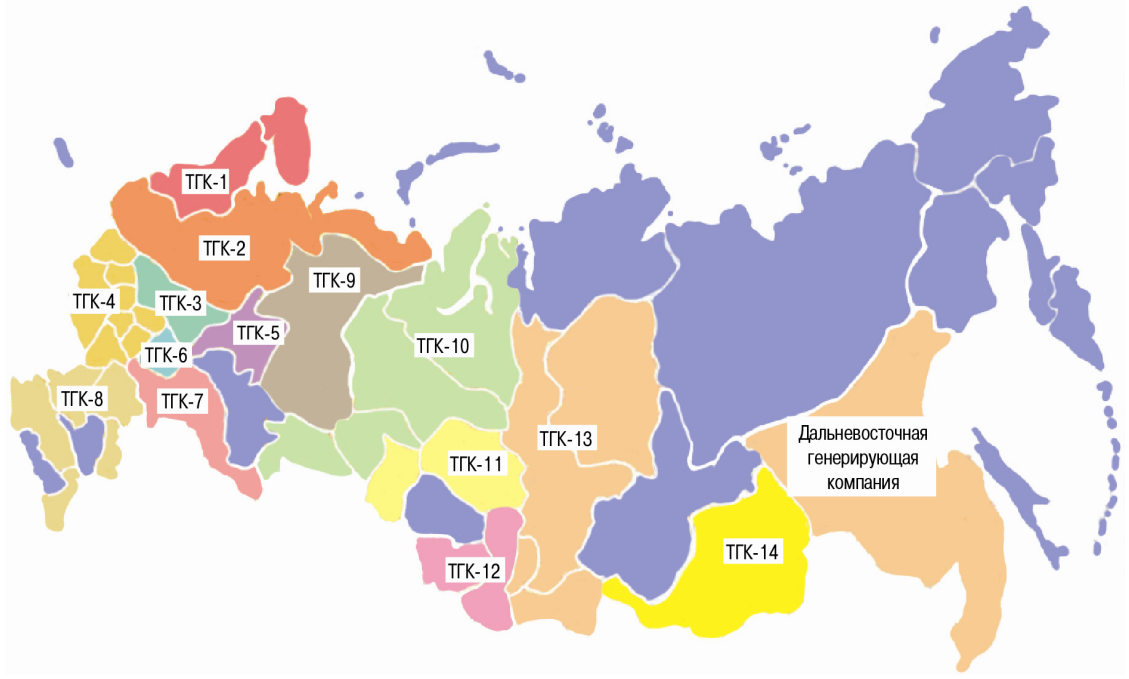


Рис. 2.4. Карта размещения ТГК

На базе активов, не входивших в структуру холдинга РАО «ЕЭС России», сформированы ***независимые генерирующие компании.***

Атомная энергетика является составной частью государственной корпорации «Росатом», объединившей ядерный оружейный комплекс и гражданский атомный комплекс – ОАО «Атомэнергопром», см. рис. 2.5. В последнем основными структурами являются:

- Росэнергоатом – эксплуатация АЭС;
- ТВЭЛ – добыча урана и производство топлива;
- Техснабэкспорт – добыча и обогащение урана, экспорт ядерных материалов;
- Атомстройэкспорт – строительство АЭС за рубежом.

Кроме того, в 2006 г. для консолидации предприятий атомного машиностроения была создана дочерняя компания ТВЭЛа – Атомэнергомаш, а для консолидации уранодобывающих активов в России и за рубежом учреждена «Урановая горно-рудная компания».

В надежде на приток частных инвестиций в атомную энергетику для реализации амбициозных планов её развития к 2020–2030 гг. (гл. 8) правительство приняло утвержденный президентом России в конце 2007 г. закон об акционировании объектов атомной энергетики. Этот закон открыл «зеленый свет» реструктуризации и акционированию в атомной отрасли.

Закон создал необходимые законодательные основы для реструктуризации отрасли, для разделения военных и гражданских задач так, чтобы не в ущерб обороноспособности страны стали утверждаться рыночные отношения в атомно-энергетическом секторе. Оружейный ядерный комплекс остается в форме ФГУПов (Федеральные государственные унитарные предприятия), промышленный (преимущественно энергетический) превращается в акционерные общества со 100%-й собственностью государства. Закон допускает для «отдельных юридических лиц», в том числе иностранных, право на владение ядерными материалами и ядерными установками. Перечень таких юридических лиц утверждается главой государства. Эта мера в сочетании с некоторыми другими положениями закона повысила конкурентоспособность предприятий и организаций Росатома на международном рынке, усилила их инвестиционную привлекательность.

Произошла консолидация активов с одновременным усилением вертикали управления, что, по словам генерального директора Росатома С.В. Кириенко, необходимо для повышения конкурентоспособности российской атомной отрасли на мировых рынках и для решения ее задач внутри страны. А чтобы исключить посягательства на исключительную собственность государства в этой «деликатной» сфере, президентским указом ОАО «Атомэнергопром» причислен к тем акционерным обществам, «акции которых находятся в федеральной собственности и участие Российской Федерации в управлении которыми обеспечивает стратегические интересы, обороноспособность и безопасность государства, защиту здоровья, прав и законных интересов граждан РФ». Какие-либо изменения в статусе ГК «Росатом» – исключительная прерогатива президента России.

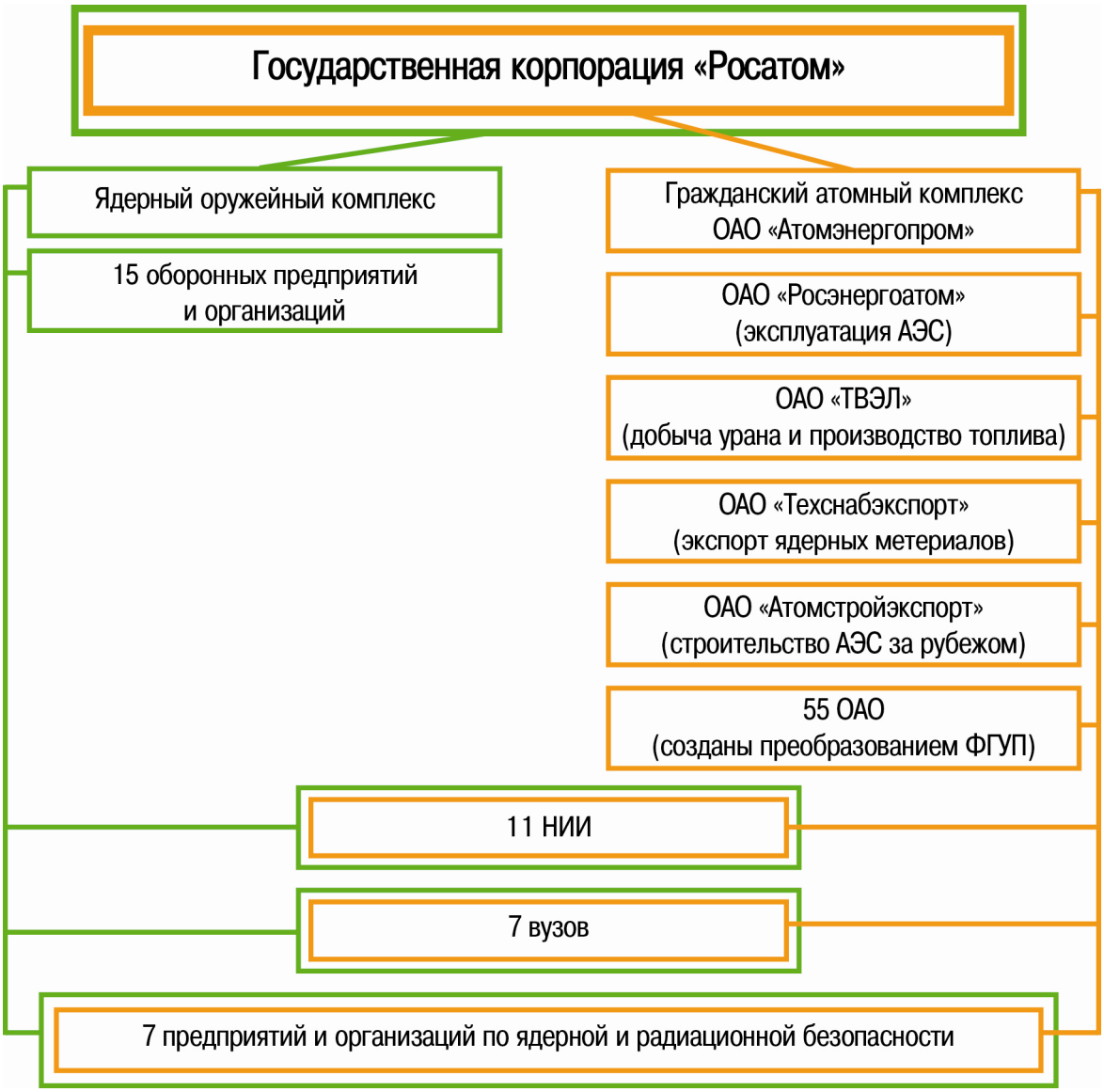


Рис. 2.5. Структура ГК «Росатом»

Вся атомная отрасль России – наследница Минсредмаша СССР и правопреемница Минатома РФ – превратилась в одну гигантскую корпорацию. По оценкам экспертов, капитализация Росатома к моменту создания госкорпорации составила 40–50 млрд долл. Управляет ею наблюдательный совет и генеральный директор, назначаемый президентом РФ. Принятие этого закона некоторые специалисты расценили как воссоздание легендарного Минсредмаша СССР, но в новых рыночных условиях.

2.1.3. Сбытовые компании

На рынке действуют, в основном, сбытовые компании 2 типов:

1) созданные в ходе разделения АО по видам деятельности,
2) специально созданные энергосбытовые компании. По состоянию на декабрь 2012 г. в стране действуют около 400 сбытовых компаний (от 2 до 10 в каждом субъекте РФ) в статусе *гарантирующего поставщика.*

Гарантирующий поставщик – коммерческая организация, обязанная в соответствии с ФЗ от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» или добровольно принятыми обязательствами заключить договор купли-продажи электроэнергии с любым обратившимся к ней потребителем либо с лицом, действующим от имени и в интересах потребителя и желающим приобрести электрическую энергию. Статус ГП распространяется на определенную территорию согласно реестру, деятельность регулируется уполномоченным региональным органом власти и ФСТ.

ГП закупают ЭЭ и мощность на оптовом и розничном рынках, заключают договор на передачу ЭЭ и мощности с сетевыми компаниями в своей зоне деятельности и договор на оплату потерь сетевых компаний, реализуют ЭЭ и мощность конечным потребителям на своей территории по договорам энергоснабжения, осуществляя расчет потребителя, выписку счетов (биллинг), сбор денежных средств, взыскание задолженности. Фактически ГП осуществляют функцию «единого окна» для потребителя.

Также многие ГП занимаются дополнительными видами деятельности: продажей, установкой и обслуживанием приборов учета и АСКУЭ, реализацией электротехнических товаров (лампочки, выключатели и т. п.), приемом платежей иных организаций (сотовые операторы, интернет-провайдеры, коммунальные организации), проведением энергоаудита, оказанием услуг энергосервиса, выдачей технических условий, проектированием, обслуживанием внутридомовых электрических сетей многоквартирных домов, работой в качестве УК для многоквартирных домов, производством, передачей и сбытом тепловой энергии, производством электрической энергии на локальных электроустановках.

2.1.4. Сервисные компании

С целью организации конкурентной среды в сфере ремонтно-сервисного обслуживания компаний электроэнергетики и формирования участников рынка ремонтных услуг было принято решение об обособлении ремонтных подразделений в дочерние компании АО-энерго,

АО-электростанций с последующей продажей акций данных дочерних ремонтных компаний сторонним заинтересованным организациям. В регионах, где невозможно формирование эффективного рынка ремонтных услуг, ремонтное обслуживание будет осуществляться дочерними структурами генерирующих и сетевых компаний, а также собственным персоналом этих компаний. (В последние время эта тенденция только усиливается).

В целевой структуре отрасли ремонтные услуги, наряду с созданными компаниями ремонтного профиля, будут предоставлять производители энергетического оборудования, инжиниринговые компании широкого профиля и другие участники данного рынка. Набор услуг, оказываемых сервисными компаниями, чрезвычайно широк. В самом обобщенном виде он может быть представлен как обслуживание, ремонт и развитие объектов энергетического хозяйства.

Согласно результатам исследования рынка *энергоремонтных* услуг, его структура представляет собой многоорбитную модель. Это подразумевает различные степени экономических и организационных связей энергокомпаний с субъектами рынка. В зависимости от того, насколько тесно субъекты рынка связаны с энергокомпанией, настолько они экономически и производственно зависимы от них. Согласно «орбитальной» модели, можно определить следующие группы предприятий энергоремонта:

1) подразделения, входящие в структуру сетевых и генерирующих компаний, которые выполняют ремонтные работы хозяйственным способом;
2) ремонтно-сервисные дочерние компании, которые являются юридическими лицами;
3) ремонтно-сервисные независимые компании;
4) компании-холдинги, созданные посредством объединения ремонтно-сервисных компаний;
5) инжиниринговые и консалтинговые компании различного профиля, производители энергооборудования и другие участники рынка энергоремонта.

На данный момент каждая региональная энергосистема обладает собственными энергоремонтными предприятиями. Кроме этого, на федеральном уровне в отрасли имеются крупные ремонтные организации и их региональные отделения. Общая численность персонала, выполняющего промышленно-производственные работы по текущему и капитальному ремонту энергооборудования и различных энергетических установок на энергоремонтных предприятиях вместе с персоналом специализированных предприятий энергоремонта, превышает 70 тыс. чело-

век, а общая численность ремонтно-сервисных компаний составляет около 180 единиц.

В ОАО «ФСК ЕЭС» наиболее крупными сервисными компаниями являются ОАО «Главсетьсервис» (учреждено в качестве 100%-го дочернего общества на основе Распоряжения ОАО «ФСК ЕЭС» от 06.12.2007 г. № 427р.) и ОАО «Центр инжиниринга и управления строительством Единой энергетической системы» (учреждено в качестве 100%-го дочернего общества на основе Распоряжения ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.12.2007 г. № 447р.) с 8 филиалами: ЦИУС Центра, Волги, Западной Сибири, Юга, Урала, Сибири, Северо-Запада.

Основными видами деятельности ОАО «Главсетьсервис» являются техническое обслуживание и ремонт магистральных электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства; работы по развитию электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства; работы по проектированию, монтажу, инженерным изысканиям, строительству, реконструкции, техническому перевооружению, наладке, диагностике, техническому обслуживанию и ремонту сетей технологической связи, средств измерений и учета, устройств релейной защиты и автоматики и иного технологического оборудования, связанного с функционированием электросетевого хозяйства и инфраструктуры рынка электрической энергии.

Базовая цель ЦИУС ЕЭС – эффективная реализация инвестиционной программы «ФСК ЕЭС» на всей территории России. Основным видом деятельности ЦИУС ЕЭС является выполнение функций заказчика-застройщика в области капитального строительства, реконструкции и технического перевооружения электросетевых объектов и объектов инфраструктуры.

2.1.5. Научно-проектный комплекс

На начальном этапе реформирования научно-проектный комплекс состоял из 62 организаций, в том числе 13 научно-исследовательских институтов и 49 проектных и сервисных организаций. В течение 2003–2004 гг. на базе научных, проектных и сервисных организаций были созданы многопрофильные комплексные инжиниринговые компании – научно-технические центры (НТЦ). Реорганизация проводилась путем присоединения институтов к созданным ранее управляющим компаниям. До реорганизации присоединенные институты являлись самостоятельными юридическими лицами. Всего к концу 2004 г. было создано 6 территориальных НТЦ – инжиниринговых компаний, 100 % акций которых принадлежали ОАО РАО «ЕЭС России», табл. 2.2.

Таблица 2.2

Перечень и состав научно-технических и инжиниринговых центров

▶	ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – Гидропроект, Ленгипропроект, Теплоэлектропроект, «Фирма ОРГРЭС», Энергомонтажпроект
▶	ОАО ««Инженерный центр энергетики Урала». Образовано путем присоединения к управляющей компании ОАО «Инженерный центр энергетики Урала» семи институтов
▶	ОАО «Южный инженерный центр энергетики». Образовано путем присоединения к управляющей компании ОАО «Южный инженерный центр энергетики» шести институтов
▶	ОАО «Северо-западный энергетический инжиниринговый центр». Образовано путем присоединения к управляющей компании ОАО «Северо-западный энергетический инжиниринговый центр» четырех институтов
▶	ОАО «Сибирский энергетический научно-технический центр». Образовано путем присоединения к управляющей компании ОАО «Сибирский энергетический научно-технический центр» 12 институтов
▶	ОАО «Поволжская электроэнергетическая инжиниринговая компания “Волгаэнергопроект–Самара”». Образовано путем присоединения к управляющей компании ОАО «Поволжская электроэнергетическая инжиниринговая компания “Волгаэнергопроект–Самара”» трех институтов

Их назначение – предоставлять полный комплекс услуг: от диагностики и проектирования до приемки работ, включая организацию поставок оборудования и выбора подрядчиков. В качестве стратегической цели названо создание конкурентных преимуществ научных организаций электроэнергетики перед НИИ смежных отраслей промышленности и РАН, а также зарубежными компаниями-разработчиками технологий для электроэнергетики; бизнес-стратегию определили как:

- расширение сферы оказываемых услуг и освоения новых инвестиционных продуктов;
- выполнение крупных инвестиционных проектов «под ключ», включающих полный цикл работ – от исследований, изысканий и проектирования до сдачи объекта в эксплуатацию;
- повышение качества научно-технической продукции и услуг на базе международных стандартов качества;
- снижение издержек;
- сохранение кадрового потенциала;
- улучшение финансового положения организаций и создание действенной системы материального стимулирования персонала.

В последующие годы продолжалось реформирование научно-технического комплекса электроэнергетики.

В 2006 г. создано ОАО «НТЦ Электроэнергетики» в результате реорганизации в форме слияния ОАО «Всероссийский научно-исследовательский институт электроэнергетики», ОАО «Научно-исследовательский центр по испытанию высоковольтной аппаратуры», ОАО «Институт по проектированию сетевых и энергетических объектов» и ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт энергетики». Цель – повышение эффективности их деятельности и улучшение управления научно-проектным комплексом электросетевого профиля.

Центр ведет НИР в сфере электроэнергетики, оказывает инжиниринговые услуги, осуществляет инновационную деятельность, проводит испытания и сертификацию оборудования, а также осуществляет проектирование электрических сетей.

ОАО «НТЦ Электроэнергетики» является признанным лидером в области научных, проектных и инженерных решений в сфере управления энергосистемами и энергообъединениями, в сфере генерации и распределения электроэнергии, оптимизации режимов и способов передачи электроэнергии, а также в сфере проектирования электросетевых и энергетических объектов. НТЦЭ является базовым корпоративным центром по формированию и реализации инновационной политики ОАО «ФСК ЕЭС» и внедрению инновационных разработок и должен максимально полно обеспечивать следующие потребности:

- проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ;
- разработка научно-технической документации;
- внедрение инновационных разработок;
- аттестация, испытания и сертификация электросетевого оборудования.

В 2012 г. в перечне структур научно-проектного электроэнергетического комплекса появилась новая единица – ОАО «Научно-технический центр Единой энергетической системы», которое по существу является новым названием ОАО «Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения». При создании в 1945 г. институт назывался «Научно-исследовательский институт постоянного тока» (НИИПТ) и более 60 лет является многопрофильным электроэнергетическим научно-исследовательским центром России, головной научной организацией отрасли в области развития системообразующей сети ЕЭС России и межгосударственных электрических связей. В 2007 г. на базе ОАО «НИИПТ» создан научный центр Системного оператора для комплексного научного сопровождения задач управления режимами и развития ЕЭС России в современных экономических условиях. В 2010 г. для расширения исследований по вопросам развития электроэнергетиче-

ских систем, регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС России открыт Московский филиал ОАО «НИИПТ» «Технологии автоматического управления».

Основными направлениями деятельности ОАО «НТЦ ЕЭС» являются:

- проектирование и развитие электроэнергетических систем;
- устойчивость, надёжность, живучесть и управляемость электроэнергетических систем;
- режимное и противоаварийное управление;
- развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами и нормативно-методическое обеспечение системы ОДУ;
- автоматизированные системы мониторинга, сбора, передачи, обработки информации и управления технологическими процессами;
- управляемые электропередачи: вставки и электропередачи постоянного тока, технологии FACTS;
- техника высоких напряжений и проектирование линий электропередачи постоянного и переменного тока;
- силовая преобразовательная техника.

(Более детальное описание Научно-проектного комплекса ЕЭС невозможно вследствие ограниченного объёма книги и нецелесообразно в связи с непрерывными структурными преобразованиями в российской электроэнергетике).

2.2. Рынки электроэнергии и мощности

2.2.1. Особенности электроэнергии как товара

Электроэнергия как товар обладает особенностями, обусловленными её физическими свойствами, которые необходимо учитывать при организации рынка:

- совпадение во времени процессов производства и потребления электроэнергии и равенство объема выработанной и потреблённой электроэнергии в каждый момент времени;
- невозможность запасания электроэнергии в достаточных в масштабе энергосистемы количествах; успехи последних лет в области создания накопителей электроэнергии пока ситуацию на рынке электроэнергии и мощности радикально не изменили (гл. 12);
- невозможность заранее точно оговорить объемы генерации и потребления электроэнергии;
- невозможность определить конкретного производителя электроэнергии, использованной тем или иным потребителем.

На других рынках товарной продукции кратковременный дисбаланс между производством и потреблением не приводит к потере устойчивости рынка, поскольку может быть устранён за счет складских запасов или товаров-заменителей. Рынок электроэнергии может нормально функционировать только при условии, что в каждый момент времени обеспечивается баланс производства и потребления.

Электроэнергетический рынок – это сфера операций по купле-продаже не только электроэнергии, но и следующих основных видов продукции и услуг:

- электрической мощности;
- услуг по транспортировке и распределению электроэнергии;
- технологических услуг, связанных с обеспечением надежного функционирования основной электросети и поддержанием качественных параметров электроснабжения на нормативном уровне;
- услуг по сбыту энергии (включая расчеты и измерения);
- услуг по повышению энергоэффективности, предоставляемых потребителям.

Особенностями рынка электроэнергии являются:

- территориальная ограниченность (локальный характер) рынка;
- участие в рынке различных видов электростанций, имеющих разные издержки производства;
- длительные сроки ликвидации дефицита на рынке электроэнергии, если он по каким-то причинам образовался.

В условиях рынка принципиально изменяются критерии, стимулы и механизм финансирования строительства новых электростанций по сравнению с регулируемой монополией. При этом при переходе к рыночным отношениям и разделении сфер генерации и транспорта электроэнергии сохраняется доминирование производителей над потребителями электроэнергии.

Субъектами рынка электроэнергии являются юридические лица, осуществляющие куплю-продажу электроэнергии (мощности) и/или предоставляющие услуги по передаче ее потребителям. Ими выступают предприятия-производители (электрические станции, региональные АО-энерго), предприятия-потребители (промышленность, сельское хозяйство, транспорт, коммунальные и приравненные к ним потребители), предприятия, обеспечивающие их связь (электрические сети) и оператор рынка. В идеале производители должны иметь возможность конкурировать между собой, а для потребителя должна существовать принципиальная возможность выбора производителя или их совокупности.

Рассмотрим основные принципы и проблемы формирования ***оптового и розничных рынков электроэнергии*** в российских условиях.

2.2.2. Конкурентный оптовый рынок

Он должен обеспечить:

- единое рыночное пространство на европейской территории России, Урале и в Сибири (пока за исключением изолированных энергосистем), рис. 2.6;
- разделение рынка на три разъединенных во времени, но связанных по формированию окончательных (фактических) объемов производства/потребления электроэнергии сектора: а) сектор долго- и среднесрочных двусторонних финансовых договоров (торговля по свободным ценам), б) рынок «на сутки вперед» (поставка электроэнергии на следующие сутки) и в) балансирующий рынок (рынок реального времени).

Началом функционирования оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) можно считать запуск с 1 ноября 2003 г. сектора свободной торговли (ССТ) в объемах до 15 % реализуемой электроэнергии в Европейской и Уральской частях ЕЭС. Этим начат первый этап переходного периода. (В Сибирской части ЕЭС переход на ССТ начат с 1 мая 2005 г.). Ему предшествовало принятие ряда законодательных актов и постановлений правительства, в том числе Постановление Правительства № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода», рис. 2.7.

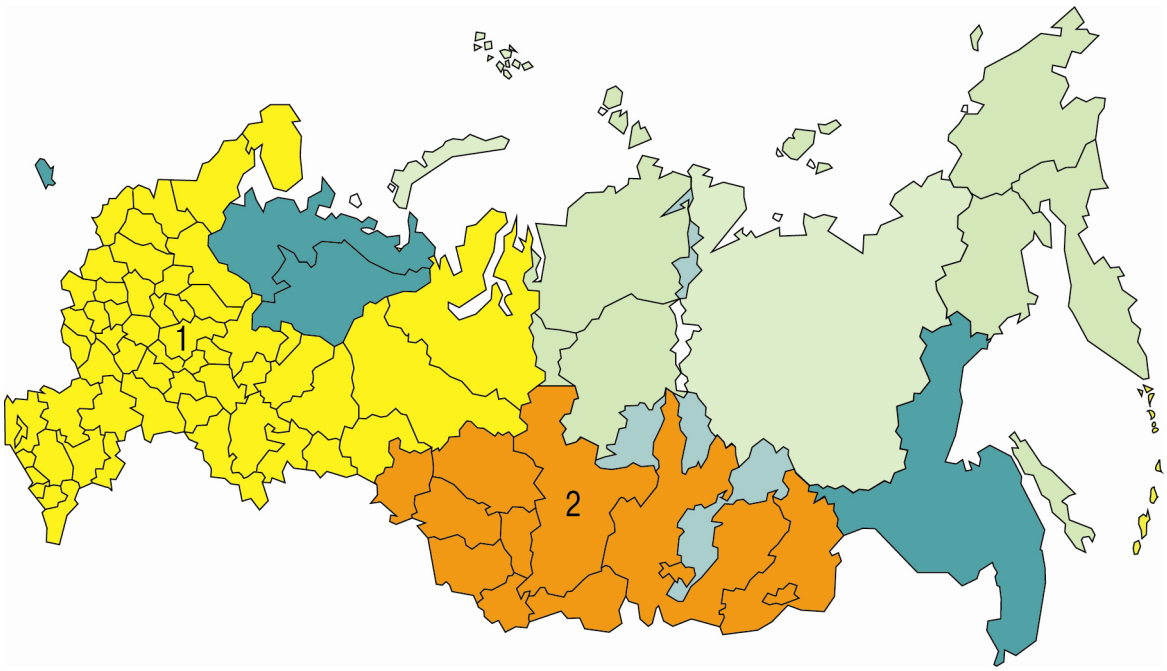


Рис. 2.6. Ценовые зоны оптового рынка электроэнергии:
1 – Европейская и Уральская части ЕЭС России;
2 – Сибирская часть ЕЭС России

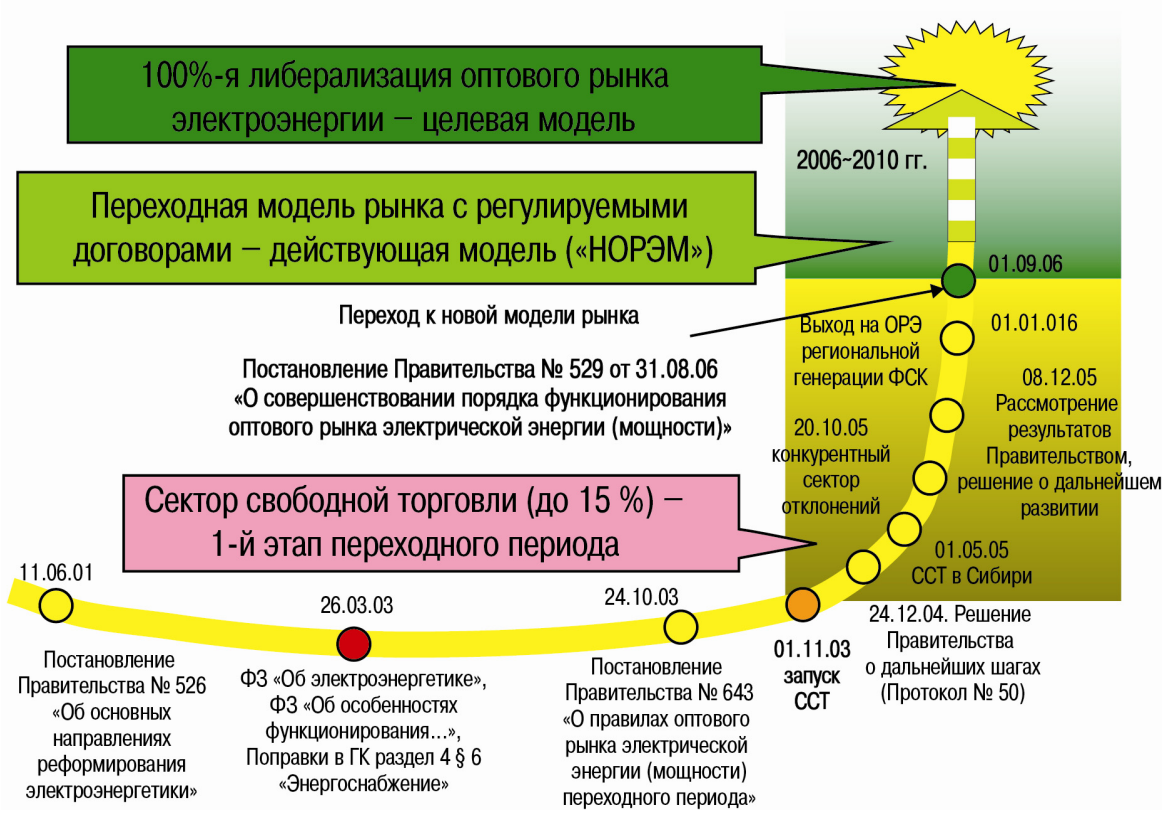


Рис. 2.7. Этапы развития оптового рынка электроэнергии

С 1 сентября 2006 г. начался второй этап переходного периода – запуск переходной модели рынка с регулируемыми договорами. Эта модель (НОРЭМ – новый оптовый рынок электроэнергии и мощности) предусматривала сокращение регулируемого сектора с темпами от 5 (обязательный) до 15 % (добровольный) в год. Реальные темпы оказались выше указанных, и уже в 2010 г. оптовый рынок электроэнергии России в двух ценовых зонах был почти полностью либерализован. Конкурентные торги проводятся отдельно в каждой из ценовых зон. Неценовыми зонами пока остаются: Дальний Восток, Республика Коми, Архангельская и Калининградская области. В этих зонах энергосистемы имеют ограниченную электрическую связь с ЕЭС России. В неценовых зонах в основном сохраняются регулируемые отношения.

Для НОРЭМ характерны следующие особенности:

- обязательное соблюдение планового баланса Федеральной службы по тарифам (ФСТ) с учетом либерализации;
- электроэнергия, недокупленная/перекупленная по регулируемым договорам (РД), торгуется на рынке на сутки вперед (РСВ) и по свободным двусторонним договорам (СДД);
- обязательства покупателей по оплате должны быть эквивалентны требованиям поставщиков;

- 100%-я оплата мощности потребителем с одновременным усилением требований к генераторам в виде штрафов за необеспечение оплаченной мощности и ее качества (уровня напряжения, частоты и др.).

С 1 ноября 2003 г. на российском оптовом рынке электроэнергии действуют три организационные структуры: 1) ***«Администратор торговой системы»,*** отвечающий за организацию расчетов на рынке; 2) ***Сетевые компании,*** осуществляющие транспортировку электроэнергии от поставщиков потребителям; 3) ***«Системный оператор – Центральное диспетчерское управление»***, ведущий торги (рис. 2.8). Первая из них является рыночной структурой, две другие контролируются государством для сохранения управляемости ЕЭС России в условиях рынка. (Их функции и структура описаны выше). Контрольный пакет акций ФСК и СО-ЦДУ сохраняется за государством.

На переходный период были предусмотрены пять видов договоров, обеспечивающих куплю-продажу электроэнергии и мощности:

- регулируемые договоры купли-продажи электроэнергии и мощности (РД);
- договоры комиссии на продажу электроэнергии и мощности;
- договоры, обеспечивающие куплю-продажу электроэнергии на рынке на сутки вперед (РСВ);
- договоры, обеспечивающие куплю-продажу электроэнергии на балансирующем рынке (БР);
- свободные двусторонние договоры купли-продажи электроэнергии (СДД).

Условиями регулируемых договоров являются:

- срок действия 1 год;
- цена электроэнергии и мощности определяется тарифами, устанавливаемыми ФСТ для поставщиков;
- разница между объемом РД и плановой поставкой покупается/продается поставщиком в РСВ или по СДД в целях исполнения обязательств по поставке/приему электроэнергии.

Введение конкурентных отношений между участниками оптового рынка электроэнергии затем будет мягко «транслироваться» на розничные рынки.

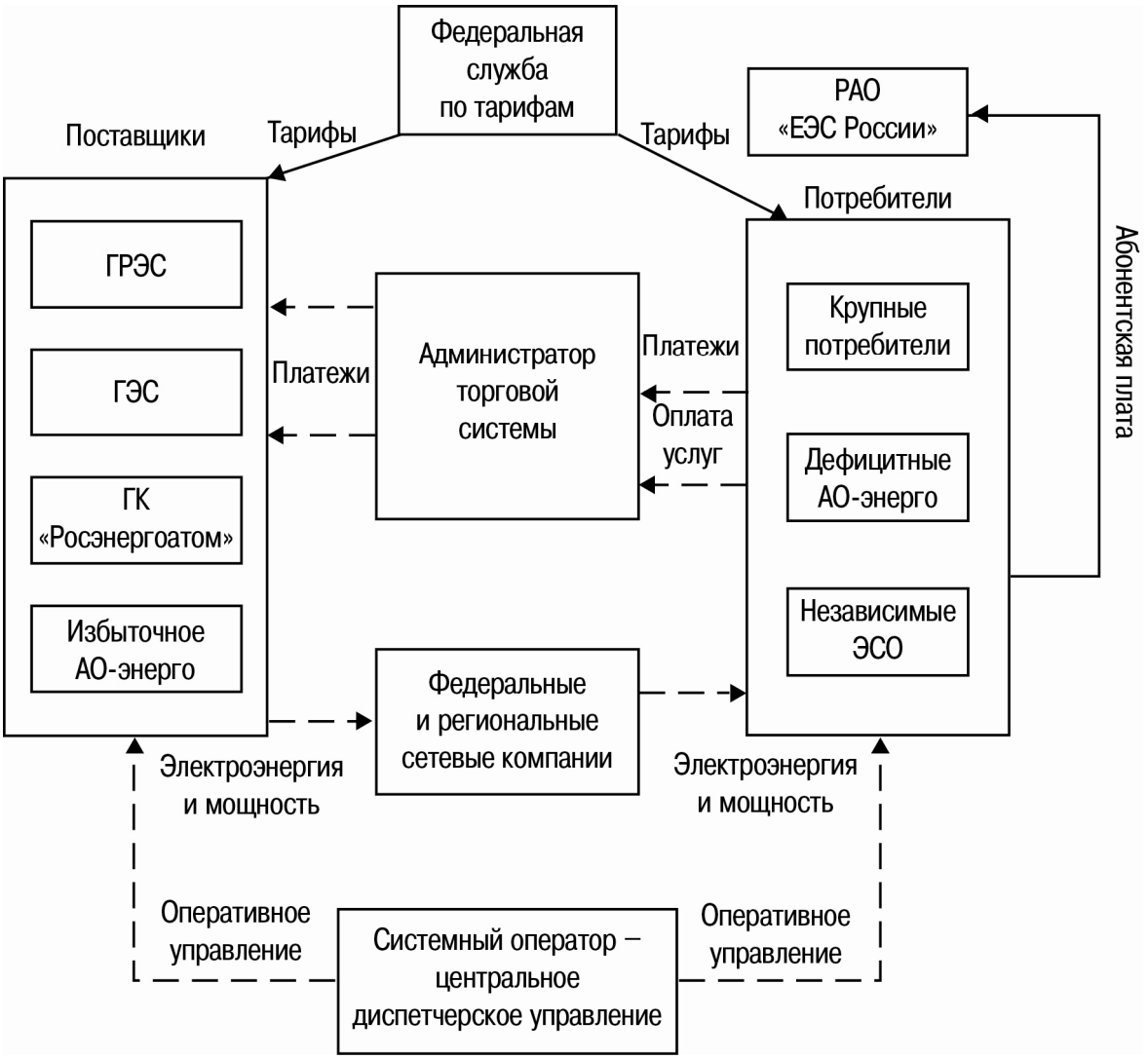


Рис. 2.8. Организационная структура нового оптового рынка электроэнергии и мощности (НОРЭМ)

2.2.3. Конкурентные розничные рынки

Они должны обеспечивать:

- свободное установление нерегулируемых цен на электроэнергию, за исключением сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков, которые будут устанавливаться органами регулирования;
- право выбора конечными потребителями любой сбытовой компании, у которой они будут покупать электроэнергию, из числа действующих на данной территории [6];
- защиту от «разгула рынка» как конечных (розничных) потребителей, так и относительно небольших участников энергосбытовой деятельности. Первых необходимо надежно обеспечивать элек-

троэнергией по доступным ценам, вторых – защищать от возможных монопольных злоупотреблений региональных энергокомпаний. Поэтому «Правила…» устанавливают порядок ценообразования на розничных рынках электроэнергии, процедуру заключения и исполнения договоров энергоснабжения и устанавливают в каждом регионе для некоторых компаний статус «Гарантирующий поставщик».

К полноценным рыночным отношениям розничный рынок двигается синхронно с оптовым. На первых этапах для всех потребителей, кроме населения, поставка электроэнергии будет проходить двумя потоками: по регулируемым и по свободным ценам. Постепенное синхронное движение обоих рынков к полноценным рыночным отношениям выведет их на уровень рынков развитых стран (динамика этого процесса представлена в [7]).

Субъектами розничных рынков должны быть гарантирующие поставщики, независимые сбытовые организации, обеспечивающие конкуренцию в сфере покупки и продажи электроэнергии, сетевые компании, обеспечивающие услуги по передаче электроэнергии, субъекты оперативно-диспетчерского управления и потребители.

Розничная цена должна определяться как сумма оптовой цены электроэнергии, затрат по оплате услуг за передачу и распределение электроэнергии и регулируемой сбытовой надбавки. Деятельность сбытовых компаний на начальных этапах реформирования, согласно Постановлению Правительства РФ № 526, должна осуществляться в условиях государственного регулирования в целях защиты потребителей.

Необходимыми условиями формирования розничных рынков являются:

1) формирование субъектов розничного рынка на базе существующих региональных энергоснабжающих организаций и независимых сбытовых компаний;
2) создание нормативно-правовой базы, обеспечивающей:
   - подготовку финансово-экономических отношений между субъектами рынков (для формирования розничных рынков электроэнергии);
   - правила работы розничного рынка;
3) введение как основы функционирования рынка электроэнергии принципа экономической обоснованности тарифов и всех его составляющих, подлежащих государственному регулированию, и тем самым полной ликвидации перекрестного субсидирования. В настоящее время, согласно основам ценообразования, утверждены тарифы на услуги по передаче электроэнергии по регионам.

Анализ проблем, которые предстоит решить на пути формирования в России розничного рынка электроэнергии, и обобщение мирового опыта приводят к выводу, что на завершение этой работы потребуется несколько лет [6]. Даже при существенно лучших экономических условиях формирование розничных рынков в Австрии, Великобритании, Канаде, США заняло немало лет, поскольку это – исключительно сложная и ответственная задача, имеющая принципиально важное значение для нормального жизнеобеспечения общества, для социально-экономического положения страны. Специалисты считают, что полноценный рынок электроэнергии в России заработает к 2017–2018 гг.

2.3. Постреформенное состояние российской электроэнергетики

С 01.07.08 г. холдинг РАО «ЕЭС России» прекратил свою деятельность, будучи реорганизованным через разделение и передачу его функций:

а) государству (в лице Минэнерго РФ);
б) структурным подразделениям энергетики – компаниям целевой структуры (ОГК, ТГК, РусГидро, ФСК, СО-ЦДУ ЕЭС и др.);
в) Совету рынка.

При этом ответственность за развитие электроэнергетики страны оказалась разделённой между 24 частными и 4 государственными компаниями. Предполагалось, что она будет реализовываться через саморегулирование участников рынка и повышение качества управления государственными структурами. Для этих целей вновь было образовано Министерство энергетики РФ и региональные министерства энергетики. Федеральная антимонопольная служба (ФАС) и ее региональные органы призваны предотвращать монополизацию рынков электроэнергии и мощности. Такая ситуация сложилась в стране впервые и несет существенные риски снижения качества управления единой энергосистемой, а значит, снижение надежности и безопасности энергоснабжения в отдельных регионах и в стране в целом.

Возникает естественный вопрос: «Что дала реформа потребителям электрической и тепловой энергии, самой отрасли, государству?».

В *организационном плане* предусмотренные реформой мероприятия, в основном, выполнены:

- ЕЭС разделена на государственный и рыночный сегменты;
- определены механизмы взаимодействия субъектов, принадлежащих к этим двум сегментам, и поделены их функции;

- определены структуры оптового и розничного рынков ЭЭ и созданы необходимые для их функционирования механизмы и структуры (в большей мере это относится к оптовому рынку);
- разработаны 2 стратегических документа:
  а) «Целевое видение до 2030 г.»;
  б) «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.» (Одобрена распоряжением Правительства РФ от 22.02.2008 г. № 215-р).

Однако Генеральная схема была выполнена преимущественно силами менеджмента РАО «ЕЭС России» и, к сожалению, не прошла надлежащего обсуждения и независимой экспертизы научно-технического и экономического сообщества страны. В результате основные её параметры оказались, по мнению специалистов, завышенными, несбалансированными и невыполнимыми.

В [9], в частности, указано на следующие ошибки в Генеральной схеме:

- основные параметры Генеральной схемы даже для базового сценария (ежегодный рост производства/потребления электроэнергии на 4,1 %) по общему и среднегодовому объему ввода новых генерирующих мощностей абсолютно нереальны для выполнения;
- не сбалансированы объемы вводов новых генерирующих мощностей с ростом добычи газа, а также строительства и реконструкции дополнительной газовой трубопроводной инфраструктуры, которые необходимы для обеспечения роста производства электроэнергии и тепла в европейской части страны;
- не сбалансированы объемы вводов генерирующих мощностей с вводом в работу ЛЭП. (В СССР в последние десять лет (1981–1990) при общем объеме вводов генерирующих мощностей 82 ГВт было введено в эксплуатацию ЛЭП среднего класса напряжения 35 и 110 кВ в объеме 184 тыс. км, а также ЛЭП высокого напряжения (220 кВ и выше) в одноцепном исполнении в объеме 69 тыс. км. В Генеральной схеме на 186,2 ГВт генерирующих мощностей был запланирован ввод ЛЭП высокого класса напряжения всего в объеме 64 тыс. км).

В *экономическом плане:*

- разработана форма долгосрочных контрактов с инвесторами на срок окупаемости проекта;
- декларировано гарантирование финансовой безопасности инвесторов со стороны государства;
- разработаны и запущены в реализацию 2 схемы поддержки сетевых предприятий:

а) взимание платы с крупных предприятий и организаций за присоединение к сетям ЕЭС;
б) тарифное регулирование для распределительных сетевых компаний на основе методики доходности на задействованный капитал (RAB – Regulatory Asset Base);

- отработаны процедуры реализации акций энергетических компаний на торгах (в том числе зарубежным клиентам).

Оценка постреформенного состояния российской электроэнергетики, данная Президентом РФ Д.А. Медведевым в марте 2011 г., звучит так: «…Электроэнергетика совершенно не развивается. Несмотря на большие инвестиции и ввод новых мощностей, эффективность отрасли почти не увеличилась со времён СССР. Везде проблемы – износ инфраструктуры, монополизм, завышенные энерготарифы, допотопные технологии…» (многие специалисты считают, что качество работы отрасли соответствует уровню 1950–1970-х гг., зато оплата труда топ-менеджеров в 70–100 раз выше средней по стране). И далее: «Реальной угрозой для нашего экономического роста стало увеличение цен на электроэнергию… если названная тенденция сохранится, то уже к 2014 г. мы будем иметь цену на электроэнергию выше, чем в США, Финляндии и целом ряде стран».

Даже с корректировкой на эмоциональность публичного выступления президента, в нем отражена объективная реальность – реформа не решила ряд проблем, действительно накопившихся к её началу, а также породила новые.

Основными проблемами следует признать:

- высокие темпы роста тарифов на электрическую и тепловую энергию (например, тарифы на электроэнергию для промышленных предприятий в России в 1,5 раза выше, чем в США);
- изношенность оборудования и технологическое отставание от передовых стран, рис. 2.9;
- нехватка инвестиций в развитие и модернизацию энергетики;
- несоответствие плановых показателей по вводу генерирующих и сетевых мощностей, предусмотренных «Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.», ни реальным потребностям экономики, ни ресурсным возможностям страны;
- разделение электроснабжающих организаций на сбытовые и сетевые компании, с одной стороны, и государственное регулирование естественных монополий – с другой – обострило проблему достоверного определения потерь энергии и их тщательного структурного анализа (проблема особенно актуальна для распределительных сетевых компаний, общая численность которых достигает 3000 ед. Для сравнения – в Германии их 800, в Великобритании – 16);

- медленное восстановление мощности промышленных отраслей, сопряженных с электроэнергетикой (энергомашиностроительная и электротехническая отрасли, цементная промышленность и др.), понесших большой ущерб в 90-е гг.;
- сложности с расширением масштабов использования угля в энергетике из-за неготовности внедрять «чистые угольные» технологии;
- дефицит технических кадров всех категорий;
- сокращение научного и проектно-производственного потенциала: интенсивность НИОКР – отношение объёмов финансирования НИОКР к объёму выручки – значительно снизилась; если в советское время энергетическую науку можно было сравнивать с мощным потоком, то сейчас это – отдельные ручейки (многие из обозначенных проблем подробнее будут рассмотрены в последующих разделах книги).

Эксперты называют несколько групп причин неудовлетворительных результатов реформы [10–13]. Их происхождение разное: одни «достались по наследству» от советской электроэнергетики и от энергетики России 90-х гг., другие обусловлены особенностями электроэнергетики как отрасли экономики, наиболее тяжелые по последствиям привнесены самими идеологами и организаторами реформы. Остановимся на важнейших из них.

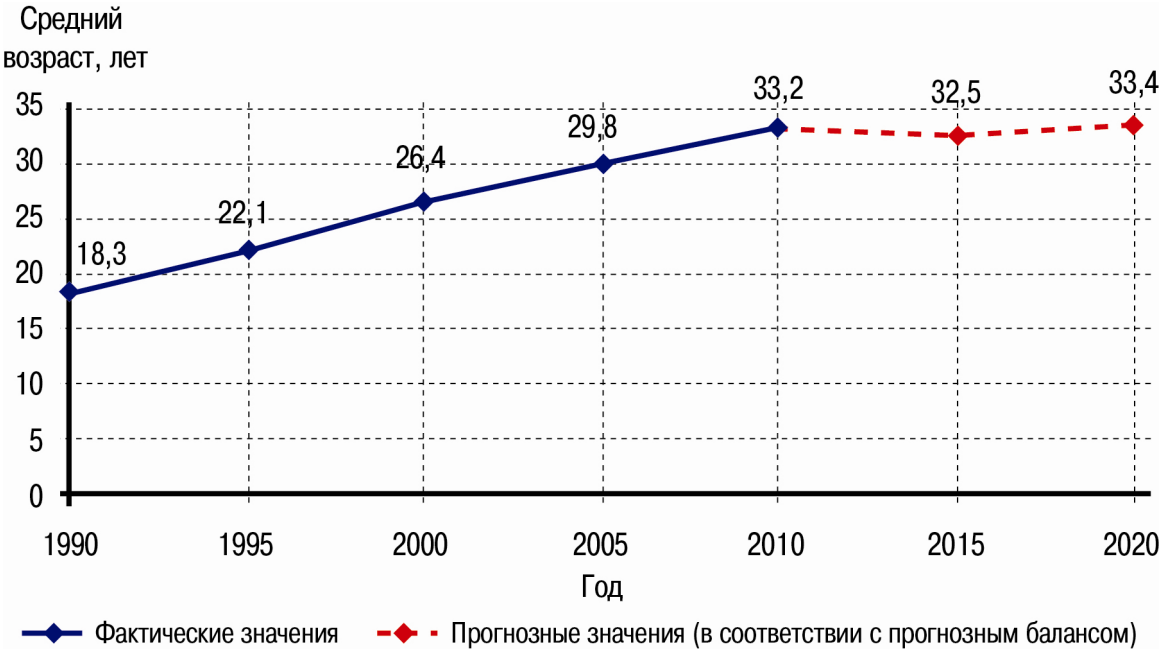


Рис. 2.9. Динамика среднего возраста оборудования электростанций

1. Объективные причины:
   1.1. Рынок в электроэнергетике поставляет не только товар, а уникальную социальную услугу; из-за повышенной сложности и риска он даёт толчок росту цен, позволяет манипулировать поставками, избегать серьёзного контроля, дискриминировать покупателей, получать менеджменту большие деньги.
   1.2. Для реальной конкуренции как минимум необходимо наличие большого числа энергокомпаний, находящихся в собственности инвесторов. Как показал опыт стран Запада, дерегулирование и попытки организовать конкуренцию не позволили снизить рыночную стоимость электроэнергии до уровня предельных затрат на её производство. В тех странах, где имеется необходимое для конкуренции число производителей, находящихся в общественной собственности (например, в Норвегии), либерализация – неограниченный свободный выбор поставщиков – не ведёт к реальной конкуренции. В странах с преобладанием энергокомпаний в частной собственности (например, США, Великобритания) при угрозе либерализации активы начинают немедленно сливаться, что в конечном итоге приводит к установлению «виртуальных монополий» с соответствующими ценами на электроэнергию. Наш «рынок электроэнергии» упрощенно можно представить так: один поставщик, один потребитель, а между ними огромное число посредников, взвинчивающих цены.
   1.3. В государствах с либерализованным рынком электроэнергии снижение цен было: а) незначительное; б) касалось только крупных промышленных потребителей; в) происходило после их роста на этапе формирования рынка. Предположительно, даже это умеренное снижение цен пройдено, и цены будут снова расти.
2. Нарушен принцип постепенности реформирования. Выбрана самая «революционная» – четвёртая модель либерализации. Был проигнорирован тот факт, что 16 стран ЕС, начавшие реформы своих энергосистем по модели № 4 (некоторые ещё в 80-е гг.), приостановили их, осознав опасность разрушения вертикальной интеграции в такой сложной отрасли, как электроэнергетика.
3. Разрушена (раздроблена на сотни частных предприятий) хорошо отлаженная вертикально интегрированная система – ЕЭС СССР, а созданная на её основе государственно-частная структура – ЕЭС России – существенно уступает первой по надёжности работы. В результате произошло ослабление финансовой дисциплины (не-

целевое, непрофильное использование финансовых средств, имеющихся в распоряжении энергетических компаний), технологической дисциплины и порядка соблюдения регламентов, правил эксплуатации и сервисного обслуживания энергетического оборудования, приводящие к снижению его надежности и безопасности в эксплуатации, а также увеличение численности персонала примерно в 2 раза.

Уместно отметить, что дробление российской электроэнергетики происходило на фоне противоположных процессов в мировой энергетике, где преобладающими были консолидация активов, слияние, поглощение.

Складывается впечатление, что наиболее радикальные сторонники реформирования электроэнергетики видели её смысл не в получении конкретных результатов в таких сферах, как инвестиции, цена, надёжность, а в достижении абстрактных ценностей либерального рынка: частная собственность, конкуренция, свободное ценообразование, потребительский выбор и т. п.

4. Чрезмерное увлечение получением максимальной прибыли нанесло огромный ущерб развитию и модернизации основных фондов. Превалирование частных интересов над интересами корпоративными и общественными, ориентация в первую очередь на оперативные и тактические задачи не позволили добиться высокой инновационно-инвестиционной активности акционированных и приватизированных энергетических предприятий. Состав руководящих органов РАО «ЕЭС России» и их действия однозначно указывают на первоочередную ориентацию реформы на либерализацию отрасли в ущерб технологии. В руководстве РАО «ЕЭС России» оказались люди, далёкие от электроэнергетики. (Например, из 16 членов правления только двое имеют энергетическое образование, пять экономистов, включая председателя правления А.Б. Чубайса, остальные – гуманитарии разного профиля).
5. Мировой кризис 2008–2010 гг. привёл к сокращению потребления электроэнергии (например, за 2009 г. потребление электроэнергии в нашей стране сократилось на 4,2 % к уровню 2008 г. и почти на 9 % к планируемому уровню). Это не стимулирует развитие отрасли, хотя имеющийся резерв (около 5 %) много меньше необходимого (40 %) для надежного электроснабжения экономики и социальной сферы, а также для обеспечения конкуренции среди производителей электроэнергии.
6. Реформа фактически отменила государственные гарантии надёжности электроснабжения.

7. Цена ввода новых мощностей оказалась в 1,5 раза выше заложенной в проект инвестиционной программы РАО «ЕЭС России».

В результате не решены заявленные реформаторами *ключевые задачи реформы*:

1) сдерживание роста цен на электроэнергию за счёт ожидавшейся эффективной работы рынка электроэнергии и мощности;
2) мощный приток инвестиций в развитие и модернизацию электроэнергетического комплекса.

За период с 2008 по 2010 гг. тарифы на электроэнергию возросли в 1,8–2,0 раза. В ближайшие 3 года рост регулируемых тарифов на электроэнергию будет характеризоваться следующими цифрами: 2011 г. – 12–13 %; 2012 г. – 11–12 %; 2013 г. – 10–11 %. Эти цифры означают, что темпы роста тарифов опережают инфляцию. Быстрый рост тарифов на электроэнергию и энергоресурсы лишает нашу экономику главного (и, возможно, единственного) конкурентного преимущества – более низкой цены на энергоресурсы и энергию. Для населения это большая нагрузка на семейный бюджет. По прогнозам, стоимость коммунальных услуг к 2015 г. увеличится ещё на 35 % относительно уровня 2012 г.

Рост тарифов продолжается вопреки обещаниям инициаторов и исполнителей реформы электроэнергетики. По словам генерального директора Фонда национальной энергетической безопасности К. Симонова, «… приватизация РАО ЕЭС была лукавой: энергоактивы продавались в частные руки не за «живые» деньги, которые попадали бы в бюджет. Собственник получал объект, а деньги за него оставались на счету нового хозяина – он обязан был вложить их в реструктуризацию производства. Кроме того, государство обязалось компенсировать энергокомпании ввод новых мощностей. Предполагалось, что после этого в тарифах больше не будет инвестиционной составляющей (на ремонт, строительство новых мощностей). Но мы до сих пор её оплачиваем. В конечном итоге государство почти ничего не получило за приватизацию энергокомплекса, а неудачи реформы упали на плечи потребителей. У нас электричество уже дороже, чем в США, в некоторых странах Восточной Европы. А стоимость этого энергоносителя разгоняет цены практически на всё. Конкуренции на рынке электроэнергии нет, нет и рынка. Вместо одной естественной монополии мы получили много противоестественных на региональном уровне».

«Многоголовый» монополизм привёл к тому, что не осталось практически ни одного региона, где местные управления ФАС не предъявляли бы энергетическим компаниям многомиллионные иски, в основном «за злоупотребления доминирующим положением». За этой формулировкой – завышенные тарифы, некачественное оказание услуг, отказ в подключении к сетям и пр.

Ответственность за недостаточный приток внешних инвестиций, на которые руководство РАО «ЕЭС России» возлагало особенно большие надежды, следует отнести не только на его счёт, но и на счёт государства и внешних обстоятельств (прежде всего, кризис 2008–2010 гг.). Стратегические инвесторы уходят из энергетического бизнеса по ряду причин. После того как с 01.01.11 г. разрешено свободное ценообразование на рынке электроэнергии, рост цен оказался столь большим (для промышленных предприятий – 30–50 %), что государство вынуждено для сохранения промышленности принимать меры, противоречащие либерализации в электроэнергетике, которая была одним из инструментов и целей реформы:

- возвращаться к регулируемым тарифам не только для населения (ежегодный рост ограничен 15 %), но и для отраслей реальной экономики;
- усиливать позиции государства в энергетике. Такие шаги сделаны, например, в отношении «Интер РАО», «РусГидро», «Росэнергоатома», ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «ФСК ЕЭС».

Государство и менеджмент РАО «ЕЭС России» не в полной мере выполнили условия формирования в российской энергетике благоприятного инвестиционного климата, рис. 2.10.

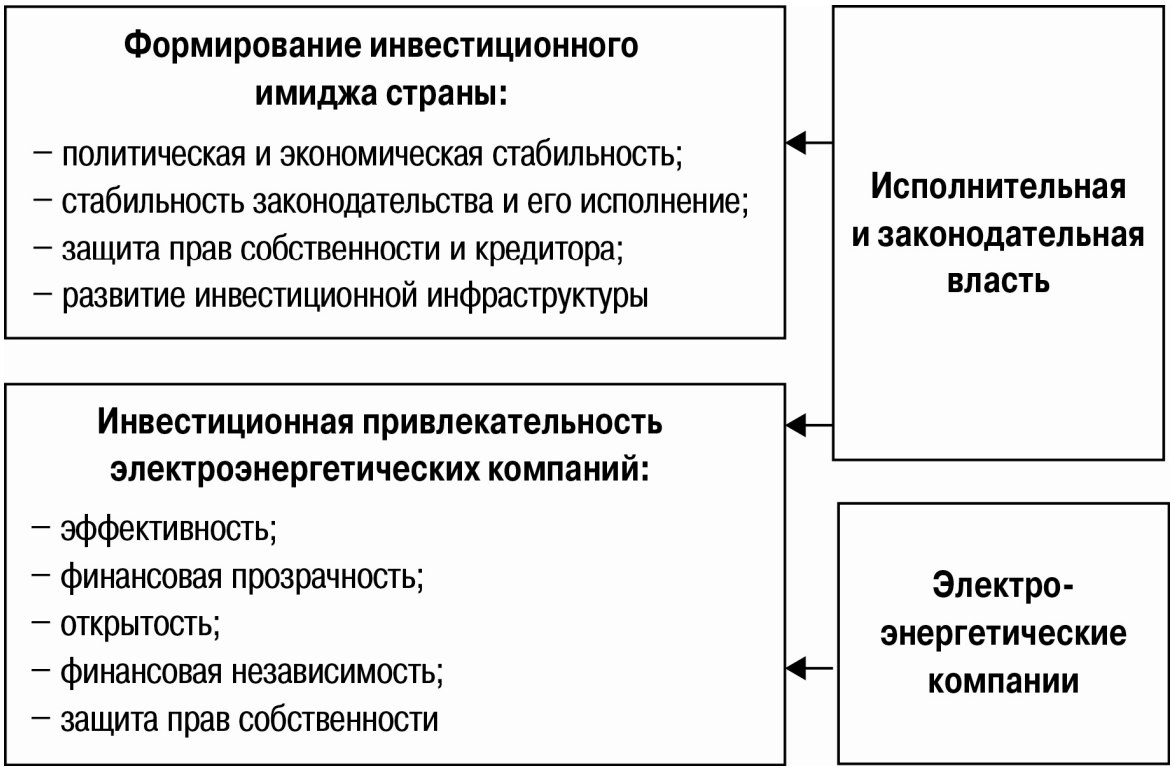


Рис. 2.10. Условия формирования благоприятного инвестиционного климата

Под давлением названных выше обстоятельств потребовалась корректировка планов развития электроэнергетики с учётом реальных результатов реформы и последствий экономического кризиса.

1. Динамика роста энергопотребления: 2010 г. – 0,4 %, 2011 г. – 1,8 %, 2012 г. – 3,1 % (против 4 % по базовому сценарию «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.»).
2. Объём инвестиций в электроэнергетику в 2010 г. составил около 780 млрд руб., что на 5,5 % ниже предусмотренных Инновационной программой на 2006–2010 гг.
3. Ввод генерирующих мощностей (5,7 ГВт), ЛЭП – 14 455 км, трансформаторных мощностей – 15 428 МВА на 70 % меньше предусматривавшихся планами. Ввод новых мощностей в 2010–2012 гг. планируется сохранить на уровне не ниже 2008 г., но это в 6,16 раза ниже первоначальных планов на 2006–2010 гг.
4. За 9 лет (с 2003 по 2012 гг.) объём производства электроэнергии увеличился всего на 2,8 %. Для сравнения, прирост других основных производственных показателей составил:
   - ВВП – 45,8 %;
   - реального выпуска продукции – 61,6 %;
   - промышленного производства – 31,9 % (добычи полезных ископаемых – 20,5 %, продукции обрабатывающих отраслей – 44,5 %);
   - оборота розничной торговли – 118,8 %;
   - экспорта – 288,8 %;
   - импорта – 342,2 %;
   - реальных располагаемых денежных доходов – 76,5 %.

В этих условиях по примеру стран Запада придётся усилить роль государства в судьбе электроэнергетической отрасли. Государство должно осуществлять эффективное регулирование этой отрасли, пресекать коррупцию и другие финансовые нарушения, не гася при этом импульсы, посылаемые рынком. Такой курс правительства просматривается в последние 2–3 года. Это стало одной из важнейших причин некоторого оживления в электроэнергетике. В 2011 г. введено 6,5 ГВт новых мощностей. Это – самый большой годовой прирост мощностей с 1985 г.

Минэнерго РФ утвердило новую схему и программу развития ЕЭС на период 2010–2016 гг. Документ содержит, в частности, перечень проектов по развитию магистральных и распределительных сетей. В этот период предусмотрен ввод 3,8 тыс. км ЛЭП 220–750 кВ, 135,8 тыс. МВА трансформаторных мощностей и 18,8 Мвар средств регулирования (компенсации) реактивной мощности.

Для того чтобы запустить процесс формирования программ, призванных развивать и уточнять Генеральную схему на уровне каждого субъекта РФ, Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике разработало и довело до всех генерирующих и сетевых компаний документ, названный «Сценарий развития». Основные задачи региональных программ – развитие генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры, внедрение когенерации и модернизация систем централизованного теплоснабжения, формирование стабильных и благоприятных условий привлечения инвестиций в региональную энергетику.

К федеральным органам исполнительной власти, на которые возложена ответственность за судьбу электроэнергетики, отнесены:

1. **Министерство энергетики Российской Федерации (Минэнерго России)**, на которое возложены функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере ТЭК, в том числе и по вопросам электроэнергетики.
2. **Федеральная служба по тарифам**, которая осуществляет правовое регулирование в сфере государственного регулирования цен (тарифов) на товары и услуги в соответствии с законодательством РФ и контроль за их применением.
3. **Федеральная антимонопольная служба**, осуществляющая антимонопольное регулирование в сфере электроэнергетики, в том числе контроль на оптовом и розничном рынках с учетом особенностей, установленных законодательством в области электроэнергетики.
4. **Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор).** (Её функции названы выше).

Вопросы и задания

1. Назовите 5 основных компаний целевой структуры электроэнергетической отрасли.
2. Назовите основные инфраструктурные организации и их функции.
3. Какова укрупнённая структура госкорпорации «Росатом»?
4. Каковы основные компоненты генерирующей части ЕЭС России?
5. Каковы основные компоненты сетевой части ЕЭС России?
6. Назовите особенности электроэнергии как товара.
7. Каковы основные компоненты организационной структуры оптового рынка электроэнергии и мощности?
8. Назовите основные задачи оптового рынка электроэнергии и мощности.

Список литературы к разделу 1

1. История электротехники / под ред. И.А. Глебова – М.: Изд-во МЭИ, 1999. – 524 с.
2. Основы современной энергетики: учебник для вузов: в 2 т. / под общ. ред. чл-корр. РАН Е.В. Аметистова. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд. дом МЭИ, 2008. – Т. 2. Современная электроэнергетика / под ред. проф. А.П. Бурмака и В.А. Строева. – 632 с.
3. Беляев Л.С., Подковальников С.В. Рынок в электроэнергетике: проблемы развития генерирующих мощностей. – Новосибирск: Наука, 2004. – 221 с.
4. Hunt S., Shutteworth G. Competition and Choice in Electricity. – John Wiley, Chichester, England, 1996.
5. Об электроэнергетике. Федеральный закон Российской Федерации от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ.
6. Михайлов В.В. Создание розничных рынков электроэнергии – наиболее ответственный этап реформирования энергетики // Реформа ЖКХ. – 2005. – № 4. – С. 12–15.
7. Ход реформирования электроэнергетики (по материалам ИА INFOLine) // Академия Энергетики. – 2007. – № 2 [16]. – С. 12–16.
8. Ушаков В.Я. Современная и перспективная энергетика: технологические, социально-экономические и экологические аспекты. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 469 с.
9. Нигматулин Б.И., Фадеев Е.А. Документы особой важности. – URL: proatom.ru>modules.php?name=News&file=article
10. Бушуев В.В. Электроэнергетика на постреформенном этапе // Энергетическая политика. – 2010. – № 2. – С. 3–8.
11. Гительман Л., Ратников Б. Реформа электроэнергетики: оценка эффективности и корректировка курса // Энергорынок. Профессиональный журнал. – 2009. – № 1 (62). – С. 10–14.
12. Трачук А.В. Новая вертикальная интеграция в реформированной электроэнергетике // Энергетик. – 2010. – № 8. – С. 6–9.
13. Кучеров Ю.Н. О развитии системы обеспечения надёжности в электроэнергетике страны // Электро. – 2009. – № 6. – С. 2–14.

Раздел 2
МИНЕРАЛЬНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Глава 3
ТРАДИЦИОННЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

На начало XXI в. мировые запасы легкодоступных разведанных органических топлив составляли (млрд т у. т.):

- Уголь – 800;
- Нефть – 90;
- Газ – 85;
- Торф – 5.

Динамика доказанных запасов нефти и газа за последние 60 лет показана на рис. 3.1.

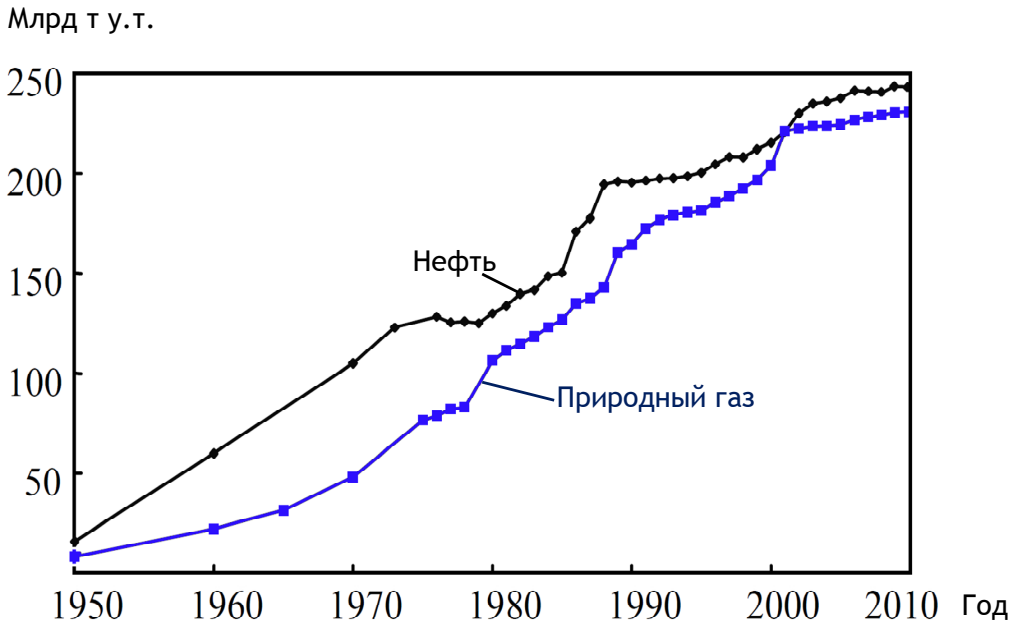
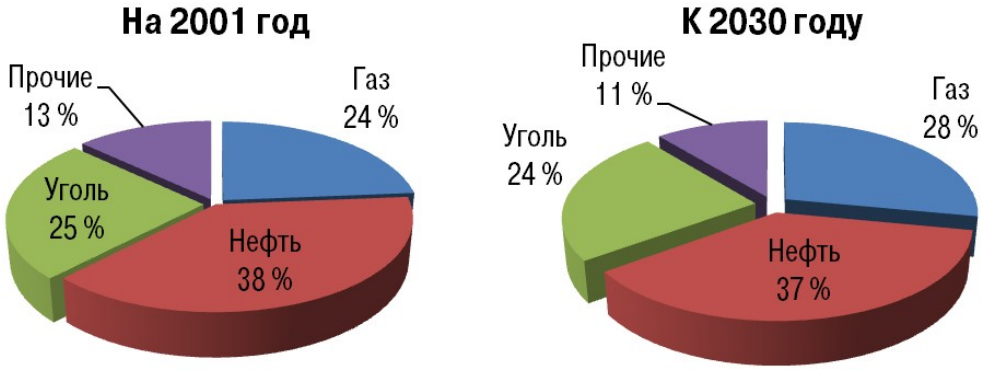


Рис. 3.1. Мировые запасы нефти и газа

На протяжении еще нескольких десятилетий (как минимум до середины второй половины нашего столетия) потребности человечества в энергии (на сегодня по разным источникам они составляют 12–15 млрд т у. т. в год) будут удовлетворяться в основном за счет ископаемых невозобновляемых энергетических ресурсов, рис. 3.2, рис. 3.3.

При этом, несмотря на быстрое развитие технологий использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ), их доля в мировом энергобалансе останется незначительной – к

2020–2030 гг. единицы процентов в мире. (Например, в Японии, испытывающей острый дефицит минеральных энергоресурсов, доля НВИЭ будет составлять около 3 %). Только в Дании и Германии прогнозируемая доля НВИЭ оценивается в 30–40 и 10–15 %, соответственно.



а) б)

Рис. 3.2. Мировой энергетический баланс

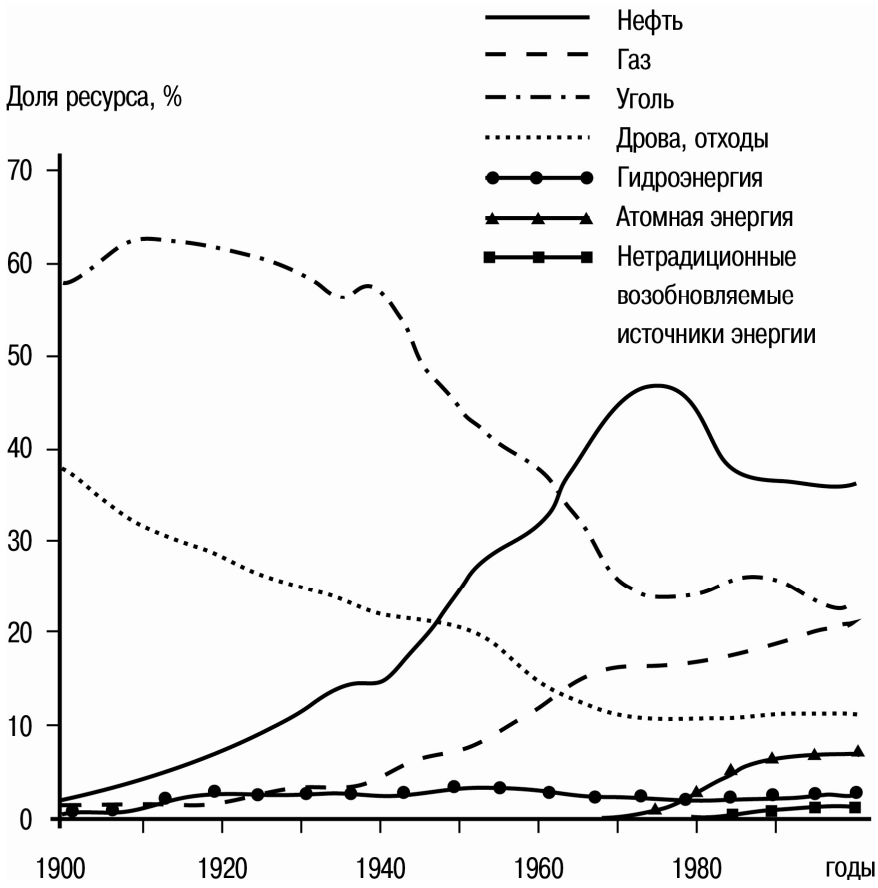


Рис. 3.3. Мировая динамика энергопотребления

Объем потребления ***нефти*** стал одним из показателей богатства государства, а доля нефти в экономике ряда стран превышает 50 %.

История нефтяной отрасли насчитывает полтора столетия (первая в мире нефтяная компания «Pennsylvania Rock Oil Co.» была основана в США в 1854 г., а первая нефть из скважины была добыта этой компанией в 1859 г.). На рис. 3.1 видно, что и в 2030 г. нефть будет доминирующим фактором в энергетическом балансе. По прогнозу, в 2020 г. мировое потребление нефти достигнет 5960 млн т в год, т. е. увеличится по сравнению с 2000 г. в 1,7 раза.

В докладе Национального нефтяного совета при Правительстве США утверждается, что через 25 лет имеющиеся запасы нефти и природного газа смогут удовлетворять не более 50 % потребностей человечества (Прогноз сделан до «революции» в области добычи сланцевого газа).

Представляют большой интерес данные, приведённые в BP SRWE (British Petroleum: Статистический обзор мировой энергетики), рис. 3.4.

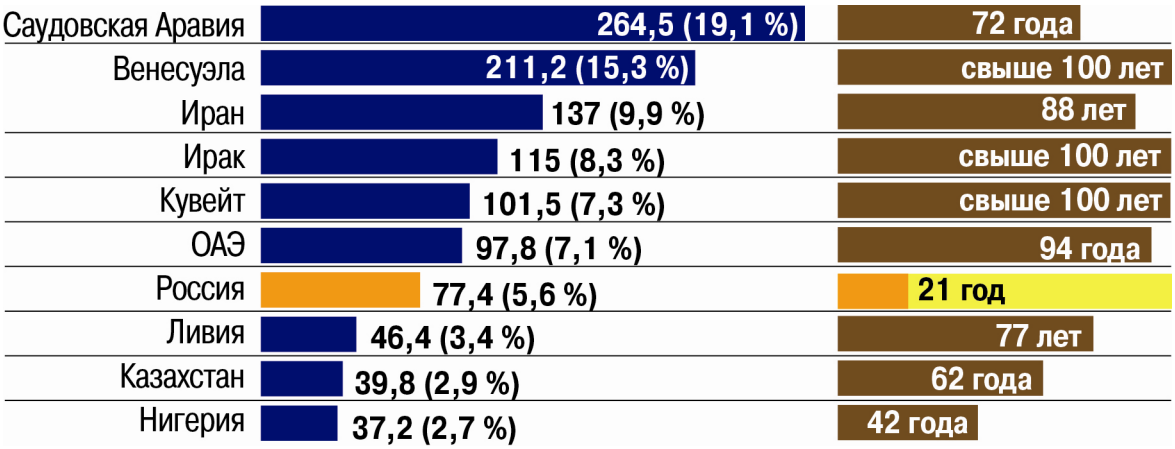


Рис. 3.4. Запасы нефти в ведущих нефтедобывающих странах на конец 2010 г. (в млрд барр. и в % от мировых запасов) и прогнозируемое количество лет их исчерпания при темпах добычи 2010 г.

За последнее десятилетие потребление ***природного газа*** в мире выросло на 25 %, и его доля в балансе будет возрастать как минимум до 2030 г. В 2000 г. удельный вес газа в мировом производстве энергии составлял 23 %, в 2010 г. – примерно 24 %, а в 2030 г. может достигнуть 28 %. В производстве электроэнергии эта доля ещё больше, табл. 3.1. Наибольшая доля природного газа (380 ТВт·ч/год, 42 %) характерна для электроэнергетики России, хотя по абсолютной величине США вырабатывают на газе значительно большее количество электроэнергии (650 ТВт·ч/год, около 17 %), и его доля, вероятно, будет возрастать по мере освоения технологии добычи сланцевого газа.

Таблица 3.1

Производство электроэнергии из газа в некоторых странах

Страна	Годовое производство, ТВт·ч	Доля газа в общей выработке электроэнергии, %
США	650	17
Россия	380	42
Япония	260	25
Великобритания	145	40

Природный газ является важным ресурсом в электроэнергетике Японии (260 ТВт·ч/год, 25 %), Великобритании (145 ТВт·ч/год, около 40 %), Италии, Ирака, Таиланда. На эти страны приходится около 60 % мирового потребления природного газа.

Рост потребления газа во многом стал возможен не только из-за технологического прогресса, но и вследствие целенаправленной политики государств-потребителей энергоресурсов, стремящихся найти альтернативу нефти в энергетике и углю – в быту. Так, в Европе политика стимулирования использования газа населением как удобного и экологически чистого вида топлива способствовала снижению доли угля с 26 до 18 %. Спрос на газ рос и в промышленности, однако здесь темпы были существенно ниже. Особенно быстрыми темпами росло потребление газа в энергетике, где он обладает преимуществами перед другими видами первичных энергоресурсов:

- максимальная скорость ввода мощностей;
- минимальные издержки на выполнение экологических требований;
- минимальная стоимость ввода единицы установленной мощности (кратно меньше, чем на угле).

Следует отметить, что широкомасштабное использование сжиженного природного газа (СПГ) в качестве моторного топлива и развитие водородной энергетики в обозримом будущем сообщат дополнительный импульс развитию газовой отрасли. Даже сжиженный попутный газ и пропан-бутан в 2 раза дешевле бензина и дизельного топлива, а стоимость магистрального природного газа ниже в 15–20 раз.

12 апреля 2011 г. на заседании Правительственной комиссии по вопросам ТЭК, воспроизводства минерально-сырьевой базы и повышения энергетической эффективности экономики были утверждены Генеральная схема развития нефтяной отрасли до 2020 г. и Генеральная схема развития газовой отрасли до 2030 г.

Генеральная схема развития *нефтяной отрасли* предусматривает комплексное развитие всех подотраслей нефтяного сектора – геологоразведки, разработки и обустройства месторождений нефти и газового конденсата, утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), реализации нефти и нефтепродуктов на рынке, переработки нефтяного сырья, транспортной инфраструктуры. В ней поставлена цель – определение и реализация условий, обеспечивающих максимизацию бюджетного и экономического эффекта функционирования отрасли в долгосрочной перспективе без снижения сегодняшнего уровня ежегодных налоговых поступлений, а также основных направлений развития отрасли в разрезе регионов, сроков и основных инвестиционных проектов.

Оптимальное распределение доходов между государством и инвестором обеспечивает вариант, который предполагает стабилизацию ежегодной добычи нефти в период до 2020 г. на уровне 505 млн т при текущем уровне эксплуатационного бурения и инвестиций (в 2012 г. добыто 518 млн т нефти, прирост разведанных запасов достиг 681 млн т). Объем переработки нефти должен составлять в 2020 г. около 230 млн т при глубине переработки не менее 85 %. Этот объем полностью удовлетворит потребности растущего внутреннего спроса и позволит высвободить для экспорта значительные объемы нефти.

Генеральная схема развития *газовой отрасли* до 2030 г. является комплексным проектом, который определяет вектор развития отрасли на долгосрочную перспективу. Этот стратегический документ также включает в себя все технологические составляющие отрасли: геологоразведочные работы, бурение, добычу, транспортировку и хранение газа, поставку потребителям углеводородного сырья и продуктов его переработки. Основной целью Генеральной схемы является определение экономически обоснованных стратегических направлений развития газовой отрасли для обеспечения надежного газоснабжения российских потребителей и выполнения обязательств по международным соглашениям и заключенным контрактам на поставки природного газа на внешние рынки.

Согласно документу, ожидаемый рост внутреннего потребления к 2030 г. составит порядка 155 млрд $м^3$ и достигнет годового уровня более 580 млрд $м^3$ (в 50 тысячах населённых пунктов России нет электрических сетей и они не газифицированы. В сельской местности уровень газификации в среднем составляет всего 35 %).

С целью обеспечения гарантированных поставок газа в страны ЕС и выхода на новые перспективные рынки (в особенности АТР) Генеральной схемой предусматривается диверсификация маршрутов и способов доставки российского газа. В зависимости от ожидаемого спроса

на внешних рынках к 2030 г., рост экспорта российского газа достигнет уровня 400–460 млрд $м^3$ (добыча газа в 2012 г. составила 655 млрд $м^3$, прирост разведанных запасов – 816 млрд $м^3$).

Доля ***угля*** в мировом энергетическом балансе сохранится на сегодняшнем уровне до 2030 г.; в дальнейшем прогнозируется её рост. До начала 60-х гг. XX в. основным энергоресурсом в мире был уголь (горному делу в России в 2006 г. исполнилось 515 лет). Несмотря на то что в 70-е гг. прошедшего столетия глобальное лидерство стало принадлежать нефти и газу как первичным источникам энергии, уголь по-прежнему занимает очень прочные позиции. В наступившем столетии роль угля в энергетике большинства стран будет возрастать, что обусловлено как удорожанием добычи нефти и газа, так и перспективой их исчерпания в этом столетии. На ближайшие десятилетия альтернативой углеводородам может быть только уголь и ядерное топливо.

Уголь является основным топливом для электроэнергетики США (около 2000 ТВт·ч/год, 51,9 % общего производства в стране), Китая (1150 ТВт·ч/год, больше 75 %), Индии (460 ТВт·ч/год, 78 %), ФРГ (300 ТВт·ч/год, 50 %), а также ЮАР (92,4 %), Австралии (75 %), Польши (94,7 %) и некоторых других стран. Значительное количество электроэнергии вырабатывают на угле Япония (240 ТВт·ч/год, меньше 25 %), Россия (170 ТВт·ч/год, меньше 20 %), Великобритания (135 ТВт·ч/год, 35 %). По прогнозам МЭА, прирост потребления угля за период 2000–2020 гг. должен составить 40–45 %. Во всем мире он безоговорочно признается стратегическим видом топлива, поскольку на его долю приходится 85 % мировых ресурсов ископаемого топлива.

Значение топливного сектора ТЭК для электроэнергетики хорошо иллюстрирует такой факт: топливная составляющая в себестоимости электрической и тепловой энергии на ТЭЦ доходит до 75 %.

Атомная энергетика сегодня удовлетворяет около 6 % мировых потребностей в энергии и около 16 % – в электрической энергии (в мире и России). С учетом проблем с наращиванием объемов производства энергии из минерального топлива и НВИЭ большую роль в энергетике XXI в. специалисты отводят атомной энергетике. Считается реально достижимым к середине столетия увеличение доли атомной энергетики до 30–40 % в общем производстве электроэнергии. Наращивание объёмов добычи урана – одно из важнейших условий реализации такого сценария.

3.1. Углеводородное сырье

3.1.1. Поиск и разведка, запасы, прогнозы

Оценки мировых объемов ресурсов углеводородов и сроков их исчерпания характеризуются очень большими разбросами. Для нефти эти сроки лежат в пределах 50–100 лет, для газа 60–120 лет. Ряд экспертов считают, что постановка вопроса о каком-то сроке полного истощения запасов углеводородов на Земле вообще неправомерна и некорректна, т. к. с учетом определенно существующих, но еще не открытых традиционных месторождений нефти и газа, а также нетрадиционных месторождений углеводородов (гл. 5) потребности многих поколений будут полностью удовлетворяться. При бережном использовании разведанных запасов, разумном восполнении добычи из ещё неразведанных ресурсов, освоении новых эффективных технологий поиска, разведки и полного извлечения из пластов, эффективном использовании энергетических ресурсов энергетический голод не грозит человечеству в XXI в.

Гигантские нетронутые запасы углеводородов имеются в недрах Антарктиды: более 4 трлн $м^3$ природного газа и 6,5 млрд т нефти.

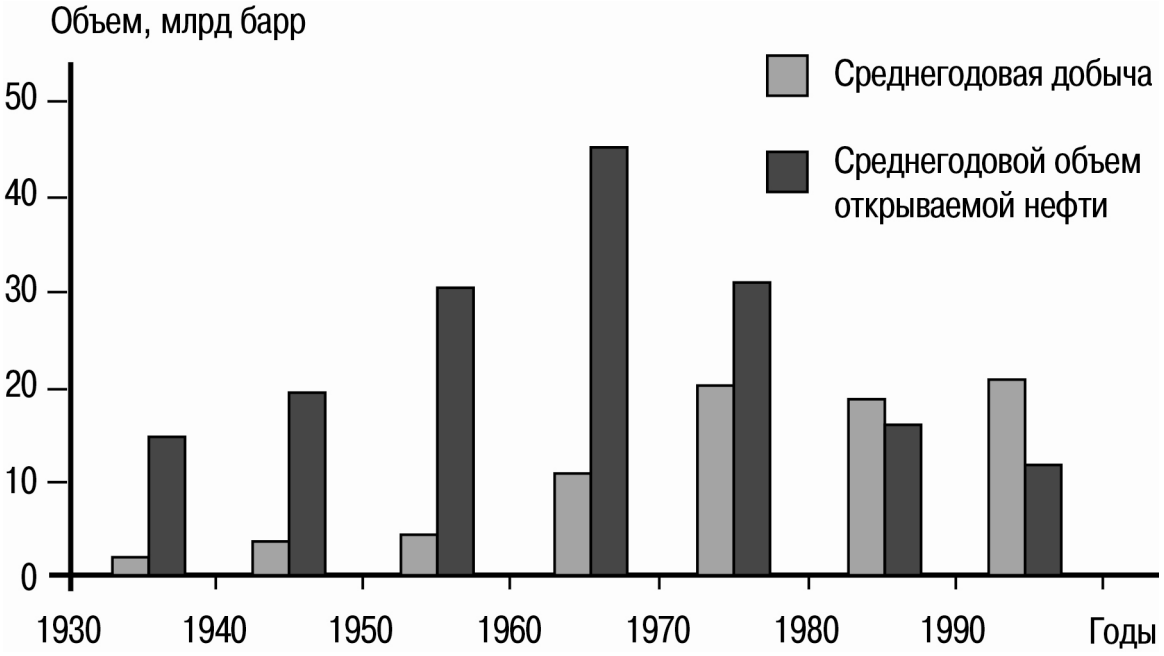


Рис. 3.5. Прирост сырьевой базы и динамика мировой добычи нефти

Доказанные запасы нефти по времени, странам и регионам распределены крайне неравномерно, рис. 3.5 и табл. 3.2, а их суммарный объём к началу 2003 г. составлял 142,7 млрд т.

Таблица 3.2

Распределение по странам и регионам доказанных запасов нефти по состоянию на начало XXI в., % от мировых резервов

Северная Америка (НАФТА) В том числе США	4,8 2,9
Западная Европа В том числе Норвегия	1,7 1,0
Великобритания	0,5
Россия	5,7
Центральная Азия	1,8
Ближний Восток В том числе Саудовская Аравия	65,4 25,0
Ирак	10,7
Кувейт	9,2
ОАЭ	9.3
Иран	8,6
Африка	27,3
Южная и Центральная Америка (В 2009 г. в Мексиканском заливе открыто огромное месторождение нефти – 139 млрд баррелей. Мексика поднялась с 6 на 3 место по запасам нефти, уступая Саудовской Аравии и Канаде)	9,4

Значительный рост цен на нефть делает рентабельной разработку части месторождений тяжелой и высоковязкой нефти, а также керогена, содержащегося в битуминозных песчаниках и сланцах, из которого получают сланцевую нефть.

По мнению академика А.Э. Контаровича, Россия будет полностью обеспечивать свои потребности в нефти и сохранит на мировом рынке статус крупного экспортера до 2030 г.

Еще более оптимистичны оценки перспектив России в газовой отрасли. По мнению председателя правления ОАО «Газпром» А. Миллера, газа хватит России как минимум до конца XXI в. Объем запасов российского газа оценивается величиной 47,7 трлн $м^3$, рис. 3.6.

Из 10 крупнейших в мире газовых месторождений природного газа 5 находятся в России, рис. 3.7.

В оптимистических прогнозах учитывается, что запасы углеводородов, включая сланцевый газ и сланцевую нефть, размещаются на площадях, которые составляют 75 % поверхности Земли. Всего насчитывается около 600 нефтегазовых бассейнов (провинций) площадью от нескольких тысяч до миллионов квадратных километров. Суммарная их площадь составляет около 80 млн $км^2$, в том числе 50 млн $км^2$ на суше и 30 млн $км^2$ на шельфах.

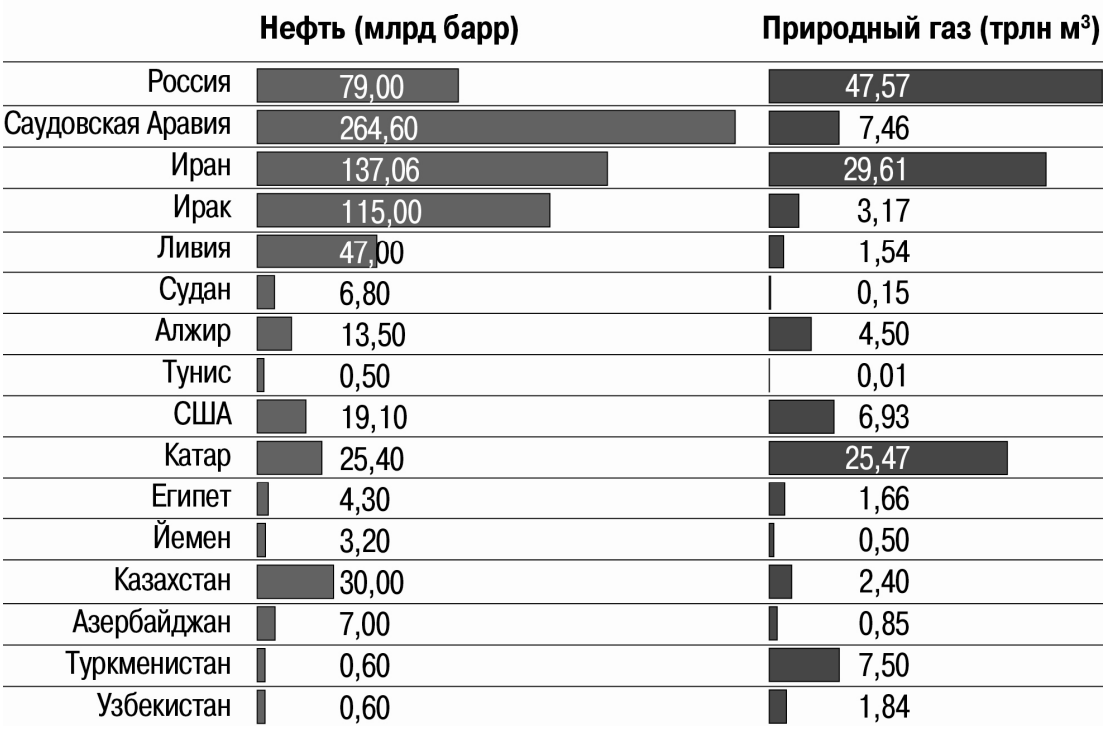


Рис. 3.6. Наиболее крупные разведанные запасы нефти и природного газа в мире (источник: BP, OPEC, OAPEC, национальная статистика; данные за 2010 г.)

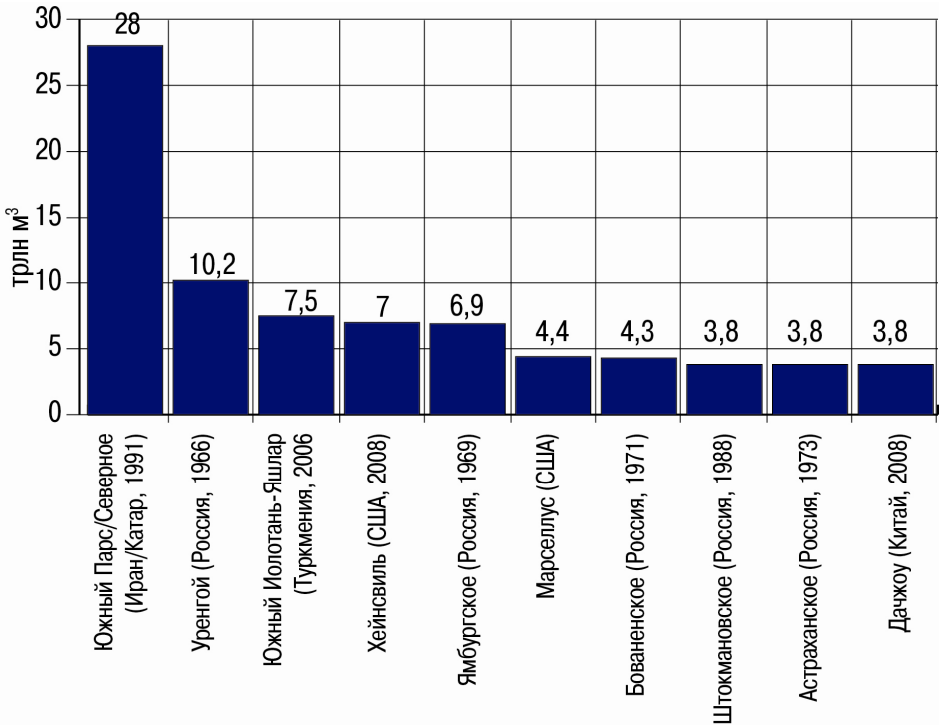


Рис. 3.7. Десять крупнейших газовых месторождений в мире (есть информация о том, что в Австралии найдено месторождение газа объёмом 14 трлн м³)

В мире пробурено около 1 млн поисковых и разведочных скважин. Средняя степень разведанности (площадь территории, приходящейся на одну разведочную скважину) составляет 22–25 км^2 [4]. Если учесть, что в США степень разведанности составляет 10–11 км^2 на 1 скважину и на их долю приходится 1/3 площади осваиваемых 160 бассейнов в мире, то для остального мира степень разведанности следует принять равной 50–57 км^2 на 1 скважину. Приведенные цифры говорят о чрезвычайно низкой изученности земных недр на предмет поиска углеводородов. Одно из серьезных препятствий – отсутствие единства мнений специалистов в вопросе: «Где искать новые месторождения?». Это, в свою очередь, обусловлено тем, что до сих пор нет общего мнения относительно природы нефти, ее возраста.

Наиболее распространена оценка мировых запасов полезных ископаемых, включая энергетические ресурсы, – по величине доказанных запасов. Доказанный запас – это количество полезного ископаемого, которое с достаточной достоверностью разведано, может быть извлечено апробированными методами разработки и экономически выгодно реализуется при существующих на момент оценки технико-экономических условиях.

В период 1960–2002 гг. объем запасов нефти в мире увеличился более чем в 4 раза, в основном за счет новых нефтяных районов (Северное море, Таримский бассейн в Китае и др.), а также традиционных нефтедобывающих центров (Ближний Восток, Латинская Америка). Годовой объем добычи нефти примерно в три раза превышает объемы вновь разведанных месторождений. Темпы прироста запасов нефти достигли своего максимума в середине 60-х гг. XX в. и с тех пор постоянно снижаются. Обрушение рынка нефти произошло в 1986 г., и период низких цен длился 15 лет. В этот период инвестиции в нефтяную отрасль были незначительными, и мир лишился резервов добывающих и перерабатывающих мощностей. Сегодня 70 % нефти добывается из месторождений, открытых 25 и более лет тому назад. Все это означает, что эпоха дешевой нефти заканчивается.

Сырьевая база природного газа в России (как доказанная, так и прогнозная части) достаточна для текущего и перспективного обеспечения потребностей внутреннего и мирового рынков.

Несмотря на ресурсное благополучие России по сравнению с преобладающим большинством стран, проблема ограниченности энергоресурсов затрагивает и ее. К настоящему времени в России открыто и разведано более трех тысяч месторождений углеводородного сырья, из которых разрабатывается только половина, рис. 3.8.

Рис. 3.8. Основные месторождения нефти и газа в России

В основном эти регионы сосредоточены на суше; более половины российской нефтедобычи и более 90 % добычи газа сосредоточены на Урале и в Западной Сибири (только в Ханты-Мансийском автономном округе на начало 2012 г. добыта 10-миллиардная тонна нефти). Вследствие большой выработанности этих месторождений они могут обеспечить воспроизводство сырьевой базы в ближайшие 10–15 лет не более чем на 30–40 %, а остальные запасы должны быть приращены за счет разведки и освоения новых территорий и акваторий – Западно-Сибирской, Лено-Тунгусской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. На российском Севере сосредоточено более 90 % запасов нефти и 75 % запасов газа. Начальные извлекаемые ресурсы углеводородов морской периферии России составляют, по оценкам, около 100 млрд т в пересчете на нефть (из них 16 млрд т нефти и более 82 трлн $м^3$ газа). Около 66,5 % из них приходится на шельфы Баренцева и Карского морей [1, 3, 4] (на 2014 г. запланировано начало разведочных работ на шельфе Карского моря). На сегодня в Арктике выявлено более 20 крупных нефтегазовых месторождений. Согласно подсчётам Минприроды РФ, в высоких широтах уже разведано 15,5 млрд т нефти и 84,5 трлн $м^3$ газа.

К сожалению, в нашей стране в 90-е гг. вкладывалось средств в геологоразведку в 3, а в эксплуатационное бурение – в 1,5 раза меньше, чем необходимо [2]. Нормативно-правовая база, разрабатывавшаяся в 90-е и «нулевые» годы, была преимущественно ориентирована на рас-

пределение тех месторождений минерального сырья, которые были открыты в советские годы. Сейчас необходимо законодательство, стимулирующее капитальные вложения в поиск и разведку новых месторождений («Закон о недрах» был принят ещё в 1992 г.).

Следует отметить, что если в преобладающем большинстве стран снижение темпов поиска и разведки месторождений углеводородов явилось реакцией на обрушение мирового рынка нефти в 80–90-е гг., то в России это обусловлено экономическим кризисом 90-х гг. и трудным становлением цивилизованных рыночных отношений, прежде всего в сырьевых отраслях. Новые хозяева нещадно эксплуатировали доставшиеся от СССР природные богатства. С 1992 г. прирост добычи энергетического сырья в России перестал компенсироваться приростом доказанных запасов, а в структуре последних стала расти доля трудноизвлекаемых. За 90-е гг. объем активных запасов нефти сократился почти на 30 %, а доля трудноизвлекаемых запасов нефти превысила 50 %. За последнее десятилетие ситуация начала улучшаться, и объем геологоразведочных работ приблизился к уровню 1991 г.

На ближайшие годы основным газодобывающим районом России остается Западная Сибирь, табл. 3.3. По оценкам ученых Уральского отделения РАН, только в Полярном и Приполярном Урале сосредоточено 225 млрд $м^3$ газа, а также 1,4 млрд т нефти и 36 млрд т угля.

Таблица 3.3

Сырьевая база газовой промышленности (разведанные запасы газа), трлн $м^3$

Регионы России	Объемы газа
Западная Сибирь	36,2
в т. ч. Надым-Пур-Таз	23,5
Ямал	10,4
Шельф Баренцева моря (Штокмановское месторождение)	3,2 (и 31 млн т конденсата)
Урало-Поволжье	3,9
Восточная Сибирь	1,0
Республика Саха	1,0
Северный регион	0,6
Шельф Охотского моря	0,6
Сахалин	0,3
Северный Кавказ	0,3
Шельф Баренцева моря (Приразломное месторождение)	0,3
Шельф Карского моря	0,3
Шельф Японского моря	0,1
Всего по России	47,3

Суммарная площадь принадлежащих России акваторий равна примерно 6,3 млн км^2, что составляет ~ 21 % площади мирового океана. Большая часть этой территории является перспективной на добычу нефти и газа. Для сравнения – перспективные для нефтедобычи площади российской суши составляют около 6 млн км^2. Континентальный шельф России стал по существу последним серьезным резервом для кардинального решения проблемы перспективного обеспечения углеводородным сырьем внутреннего рынка и экспорта.

В соответствии с направлениями работ, указанными в Стратегии по изучению и освоению нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации, к 2020 г. планируется аккумулировать извлекаемые суммарные ресурсы углеводородов в объемах 23–26 млрд т нефти и 90–100 трлн м^3 газа. Ожидаемые объемы добычи нефти на участках недр континентального шельфа составят к 2020 г. около 95 млн т., а газа – не менее 150 млрд м^3. На сегодня объемы добычи нефти на шельфе составляют всего около 0,5 % от общей добычи в стране. По образному выражению экспертов, Россия находится всего лишь в «шельфовом дебюте». Ожидаемый суммарный доход бюджета от реализации стратегии освоения шельфов составляет 105–135 млрд долл.

К сожалению, только 12 % российского газа находятся на глубине менее 1000 м, остальной – на глубинах 4000–5000 м. Для успешного освоения шельфа необходимо участие федерального и региональных бюджетов в финансировании развития транспортной и энергетической инфраструктур, изучения спорных и пограничных акваторий и высокоперспективных зон. Средства пользователей недр предлагается направлять на финансирование работ по геологическому изучению недр шельфа.

Следует отметить, что основные запасы нефти и газа сосредоточены в тех районах России, где поисковые и разведочные работы можно вести только в зимний период. Это ограничение связано с климатическими и природными особенностями регионов, а также с жесткими экологическими требованиями. Так, в районах Крайнего Севера законодательство запрещает передвижение транспортных средств по тундре в летний период, чтобы сохранить оленьи пастбища.

По оценкам Министерства природных ресурсов (МПР) на разведку углеводородов в целом необходимо тратить ежегодно не менее 4 млрд долл., чтобы обеспечить прирост их запасов, сопоставимый с нынешним уровнем добычи. Согласно предложенной МПР программы, рассчитанной до 2020 г., финансирование геологоразведочных работ будет постоянно увеличиваться и суммарно составит 1,784 трлн руб. Эффективность этих работ, по предварительным оценкам, составит 70–100 руб. на каждый вложенный рубль.

Нужно подчеркнуть, что в деле пополнения запасов нефти и газа решающее слово сказали сами недропользователи – их инвестиции превысили государственные. Всё чаще компании не ограничиваются доразведкой на уже освоенных месторождениях, а перемещаются на новые территории. На межгосударственном уровне и на уровне компаний идет интенсивная работа по привлечению зарубежных инвестиций в ТЭК России. В переговорный процесс включились такие корпорации как «Шеврон Тэксако», «Марафон Ойл», «Би-Эйч-Пи-Биллитон», «Тоталь», «Коноко Филлипс» и др.

Для нормального развития сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности России в месторождения Западной Сибири необходимо инвестировать 17 млрд долл., 15 млрд долл. требуется Восточной Сибири, 3 млрд долл. – Дальнему Востоку. Суммарно это составляет лишь доли процента от стоимости реализованной нефти. Необходимо преодолеть отставание по объемам геологоразведочных работ в Восточной Сибири. Для того чтобы обеспечить полную загрузку нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО), ведется подготовка федерального резервного фонда стратегических месторождений (Талакано-Верхнечонского, Юрубчено-Куюмбинского и других).

Поиски новых месторождений углеводородов должны быть продолжены и в «старых» нефтегазоносных провинциях с падающей добычей нефти – Волго-Уральском и Северо-Кавказском. Ещё к 1987 г. геологам удалось установить, что в Зауралье (в Курганской области) могут быть запасы нефти объемом не менее 600 млн т. По оценкам ученых, нефтеносный слой именно в Зауралье наиболее близок к поверхности по сравнению с другими нефтяными регионами России, что существенно удешевляет её добычу. На севере Каспийского моря компанией «ЛУКОЙЛ» открыто 6 месторождений нефти и газа с запасами в 250 млн т нефти и 17 трлн $м^3$ газа. Реализация компанией проекта «Каспийский» послужит существенному развитию производственной инфраструктуры на юге России. Общая сумма доходов государства за время эксплуатации месторождений составит около 40 млрд долл.

3.1.2. Добыча нефти

За период 1960–2002 гг. добыча нефти выросла в 3,5 раза, а за первое пятилетие нового столетия – на 7,1 %. Россия обеспечила самый высокий прирост добычи нефти в мире – около 50 %. Объёмы производства сырой нефти ведущими нефтедобывающими странами и их доля в мировом производстве в 2009 г. приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Мировые лидеры добычи нефти[*]

Производители	Млн тонн	%
Саудовская Аравия	509	12,9
Российская Федерация	485 (518 в 2012 г.)	12,3
США	300	7,6
Иран	214	5,4
Китай	190	4,8
Мексика	159	4
Канада	155	3,9
Кувейт	145	3,7
Венесуэла	137	3,5
ОАЭ	136	3,5
Остальной мир	1511	38,4

*По предварительным данным, в 2012 г. ежесуточная добыча нефти составила: в Саудовской Аравии – 11 млн т, в России – 10,3 млн т, в США – 8,83 млн т.

Относительно изменения темпов добычи мнение большинства экспертов сводится к тому, что примерно с 2025 г. добыча нефти начнет сокращаться, а добыча газа с 2030 г. стабилизируется. К 2025 г. в странах ОПЕК добыча нефти вырастет с 29,7 до 56,0 млн барр. в день, а мировая добыча возрастет с 77,9 млн барр. в день в 2002 г. до 120,6 млн барр. в день в 2025 г. В 2006 г. Россия по уровню добычи нефти превзошла показатели 1991 г.

Несмотря на оптимистические цифры, у российских нефтяников накопилось большое количество проблем.

Примерно 50 % разведанных запасов нефти России является забалансовой, т. к. при сегодняшнем уровне техники и технологий в отрасли невозможно рентабельное освоение большей части новых месторождений, имеющих сложное строение и многокомпонентный состав. К 2020 г. российским нефтяникам придётся иметь дело в основном с труднодоступной и «некондиционной» нефтью, к которой относят нефть:

- обводнённых, малодебитных, выработанных месторождений;
- слабопроницаемых коллекторов;
- залегающую на глубинах более 4000 м;
- с пластовой температурой 1000 °С и выше и др.

Необходимы новые инновационные технологии. Слабость российской технологической базы ведёт к усилению зависимости отрасли

от импорта технологий и оборудования (в том числе в виде услуг сервисных и инжиниринговых компаний), к удорожанию добычи и снижению уровня нефтеотдачи. Как правило, при реализации масштабных проектов в новых сложных провинциях отечественным поставщикам достаются заказы на выполнение второстепенных работ, да и то на условиях субподряда.

Для сохранения объёмов добычи правительство РФ и руководство нефтяных и газовых компаний прилагают усилия по наращиванию объемов добычи в Восточной Сибири, на континентальном шельфе и на шельфе о. Сахалин. Освоение месторождений углеводородов шельфа о. Сахалин будет осуществляться в виде реализации 5 проектов – «Сахалин-1, 2, 3, 4, 5».

Проект «Сахалин-1» является одним из крупнейших проектов в России с прямыми иностранными инвестициями. Проектом предусматривается освоение трёх нефтегазовых месторождений, расположенных на северо-восточном шельфе о. Сахалин. Потенциально извлекаемые запасы по проекту «Сахалин-1» составляют 307 млн т нефти и 485 млрд $м^3$ природного газа. В его реализации участвуют «Эксон нефтегаз Лимитед» (ЭНЛ) – дочерняя компания корпорации «Эксон Мобил» (США) – 30 %, Роснефть – 20 %, «Садэко» (Япония) – 30 %, «ОНГК Видеш Лтд.» (Индия) – 20 %. Добыча нефти начата в 2005 г., по состоянию на сентябрь 2011 г. добыто более 43 млн т нефти и 7,8 млрд $м^3$ газа. За это время в бюджет России поступило более 5,2 млрд долл. в виде роялти, российской доли в добыче нефти и газа и налогов. Контракты на сумму более 8,5 млрд долл. размещены в российских компаниях или совместных предприятиях, что обеспечило хорошо оплачиваемой работой большое число граждан России. Только непосредственно в ЭНЛ принято на работу более 600 человек. Около 150 млн долл. составляют капвложения в модернизацию и реконструкцию объектов инфраструктуры о. Сахалин (больницы, мосты, дороги, аэропорты, инженерные коммуникации и др.), а также более 5 млн долл. переданы местным медицинским и образовательным учреждениям в виде благотворительных взносов. Предполагается, что в течение срока реализации проекта (до 2050 г.) в бюджет России поступят 89 млрд долл.

Эти факты приведены, чтобы на конкретном примере показать экономическую привлекательность международной кооперации при реализации таких сложных проектов, как нефтегазодобыча на морских месторождениях, а также роль сырьевого сектора энергетической отрасли в экономике России.

Последующие проекты освоения шельфовых месторождений углеводородов о. Сахалин ориентированы на добычу преимущественно

природного газа. Наиболее вероятным исполнителем этих проектов будет «Газпром» (возможно, с участием отечественных и зарубежных компаний).

Ведущую роль в добыче нефти играет государственная компания «Роснефть». Потенциал компании за последнее время значительно увеличился как за счет новых активов (месторождения в Восточной Сибири, на шельфе арктических морей и на Сахалине, а также активов компаний «Томскнефть», «Самаранефтегаз», «ТНК-ВР», Ангарской нефтехимической компании и др.), так и благодаря последовательным действиям государства, направленным на придание ей особого привилегированного статуса. Начало освоения компанией масштабного Ванкорского месторождения еще более усилит ее активность в восточносибирском направлении и позволит ей намного раньше, чем планировалось, войти в мировую тройку нефтедобывающих компаний. На сегодня она занимает первое место в России по добыче нефти и первое место в мире по запасам нефти.

Серьезный шаг к крупномасштабной разработке восточносибирских недр сделала в 2005 г. компания «Верхнечонск-нефтегаз» (ВЧНГ), начав опытно-промышленную эксплуатацию Верхнечонского месторождения, расположенного на севере Иркутской области в 600 км северо-восточнее города Усть-Кут. Извлекаемые запасы месторождения составляют 201,6 млн т нефти, 95,5 млрд $м^3$ газа и 3,3 млн т газового конденсата. Это – одно из крупнейших в Восточной Сибири нефтегазоконденсатных месторождений.

Требуются экстренные меры по преодолению имеющегося отставания по освоению лицензированных участков в Восточной Сибири. Кроме того, требуется создание всей технологической цепочки по переработке и утилизации попутного газа и прежде всего гелия, который является стратегическим продуктом. Спрос на гелий быстро растет, а его производство налажено в основном только в США и в небольших объемах в России, Польше и Алжире. По мнению экспертов, ежегодные поставки этого газа из России к 2030 г. могут превысить 90 млн $м^3$.

Согласно стратегии МПР и контрольных цифр ЭС-2030 по изучению и освоению континентального шельфа, к 2020 г. добыча углеводородного сырья на континентальном шельфе может составить 95 млн т нефти и 150 млрд $м^3$ газа, к 2030 г. – 100 млн т нефти и 200 млрд $м^3$ газа. По оценкам, из федерального бюджета на реализацию стратегии с 2006 по 2020 гг. потребуется около 33,2 млрд руб., объем привлеченных частных инвестиций составит ориентировочно от 2 до 3 трлн руб. При этом суммарный доход российской казны от реализации стратегии может составить 3,2–4,0 трлн руб., в том числе 150 млрд руб. – от разовых платежей.

Для реализации этих планов до 2030 г. необходимо построить:

- 60 супертанкеров ледового класса;
- 27 научно-исследовательских судов;
- 39 плавучих буровых платформ;
- более 50 стационарных буровых платформ.

В целом, перспективы нефтяной отрасли России до 2030 г. в разных документах оцениваются по-разному, но преобладают оптимистические оценки. Согласно ЭС-2030, к 2030 г. добыча нефти в России увеличится на 9,7 %.

К основаниям для оптимистических прогнозов следует отнести большой, пока ещё не реализованный, организационный и технологический потенциал повышения эффективности поиска, разведки и добычи нефти.

3.1.3. Повышение эффективности работы нефтяной отрасли

Важнейшими задачами мировой нефтедобычи являются повышение нефтеотдачи пластов и расширение масштабов добычи и переработки тяжелых высоковязких нефтей.

Даже в самых «зрелых» и разработанных нефтеносных районах неизвлеченная часть нефти может превышать добытую. Согласно материалам Лондонского форума по нефтеотдаче [6], применение уже освоенных технологий позволяет повысить величину среднего проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) до 50 % к 2020 г., что будет равносильно увеличению мировых доказанных извлекаемых запасов нефти в 1,4 раза, т. е. на 65 млрд т.

В масштабах России повышение КИН всего на 1 % равносильно открытию нефтяного месторождения с извлекаемыми запасами не менее 1 млн т нефти в год [7]. Сейчас доля извлекаемой нефти в России не превышает 30–35 %, в то время как в мире она достигает, а иногда и превосходит 50 %. МПР РФ разрабатывает программы увеличения КИН к 2020 г. до 50–60 % [8]. Для того чтобы задействовать огромный потенциал повышения эффективности добычи традиционной нефти и работы нефтяной отрасли в целом, необходимо реализовать целый комплекс мер.

1. Наведение порядка в нефтедобыче:
   1.1) согласно ФЗ «О недрах», распределение стратегических участков недр закреплено за государством (для нефти – с запасами более 70 млн т, для газа – с запасами более 50 млрд $м^3$; сейчас таких участков около 30);

1.2) проектными документами и лицензионными соглашениями предусмотрены следующие меры:
   - повышение нефтеотдачи пластов;
   - прекращение выборочного извлечения лучших запасов;
   - сокращение количества простаивающих скважин;
   - создание благоприятных условий для работы малых фирм на мелких (с запасами менее 10 млн т) и истощённых месторождениях (на их долю приходятся 14 % запасов нефти России и всего 3 % добычи); малые недропользователи более восприимчивы к инновациям по сравнению с монополистами – вертикально-интегрированными компаниями, но для их внедрения они не располагают достаточными средствами:
     - ✓ при запасах 3–10 млн т компаниям устанавливаются налоговые каникулы на 7 лет;
     - ✓ при запасах 3 млн т и менее – полное освобождение от налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
     - ✓ строгое соблюдение сроков геологоразведочных и буровых работ, ввода месторождений в эксплуатацию, выполнение экологических требований.

2. Совершенствование поиска и разведки, реализация большого потенциала повышения нефтеотдачи пластов и производительности скважин.
3. Рост цен на все виды топлива, делающий рентабельной разработку «трудных» месторождений.
4. Расширение географии поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов.
5. Освоение российского сектора арктических морей, где ресурсы углеводородов составляют около 90 млрд т (из них 4,9 млрд т на оспариваемой площади) и где открыто 36 месторождений, среди которых есть уникальные.
6. Подготовка (политическая и технологическая) к межгосударственному разделению антарктического шельфа, содержащего большие запасы углеводородов.
7. Расширение масштабов участия российских нефтяных компаний в освоении зарубежных нефтяных месторождений. (Например, в Венесуэле началась реализация 5 нефтяных проектов с участием российских компаний, которые намерены инвестировать в их реализацию около 17 млрд долл.).

Поставленные цели вполне достижимы, но только при условии, что в этом будут заинтересованы сами недропользователи. Для этого нефтяные компании должны разрабатывать месторождения, ориентиру-

ясь на максимальный отбор нефти с применением технологий повышения нефтеотдачи. Однако, к сожалению, до сих пор даже на стадии проектирования разработки величине КИН не уделяется достаточного внимания.

Ныне существующая практика недропользования позволяет компаниям осуществлять выборочную отработку запасов. Большинство крупных компаний пока еще с избытком обеспечены удобными для эксплуатации запасами и поэтому выводят из эксплуатации тысячи малодебитных скважин и одновременно наращивают добычу нефти за счет интенсификации разработки активных запасов. Это ускоряет ухудшение структуры запасов. В погоне за сверхприбылями некоторые компании сворачивают добычу на малорентабельных месторождениях, не занимаются восстановлением скважин, совершенствованием системы разработки на давно открытых месторождениях.

Извлечение дополнительного количества нефти требует применения новейших технологий, квалифицированного управления и специального налогового режима, обеспечивающего экономические условия широкомасштабного и рентабельного внедрения новейших технологий по повышению нефтеотдачи.

Первостепенное значение в решении поставленных задач будет иметь контроль со стороны государства. В последние годы надзорная деятельность государственных органов существенно активизировалась, в том числе благодаря вмешательству Генеральной прокуратуры. МПР внесло в 2007 г. поправки в «Закон о недрах», которые предусматривают штрафы за снижение КИН в размере налога на добычу полезных ископаемых. Росприроднадзор РФ стал строже спрашивать с нефтяных компаний за нарушения лицензионных соглашений в части сроков проведения геологоразведочных и буровых работ, ввода месторождений в эксплуатацию, соблюдения экологических требований. Согласно законодательству, в таких случаях компаниям дается срок – от трех до шести месяцев – на то, чтобы выполнить предписания. Если предписания не выполнены в эти сроки, то комиссия МПР и Роснедр по соблюдению лицензионных соглашений принимает решение об отзыве лицензии.

Эти меры и более ответственное отношение к природным ресурсам многих руководителей компаний в последние годы уже дали значительные положительные результаты. Например, большую работу по вводу в эксплуатацию бездействующих нефтяных скважин проводила компания ТНК-ВР (до слияния с НК «Роснефть» в марте 2013 г.). В 2006 г. на месторождениях ТНК-ВР бездействовало 39,4 % скважин (8362 скважины), большая часть которых (82 %) приходится на 8 месторождений – прежде всего Самотлорское (это месторождение, крупней-

шее в мире, было открыто в 1965 г. и на пике разработки давало 150 млн т нефти в год). За время существования компании было возвращено в эксплуатацию 4500 скважин.

Для поддержания уровня добычи нефти на старых месторождениях требуется коренное изменение технологии нефтедобычи. Показателен в этом плане пример ОАО «Татнефть», которое добилось повышения КИН с 30–35 % до более чем 50 % благодаря применению внутриконтурного заводнения, оптимизации плотности сетки скважин, новых конструкций скважин и методов их бурения. Дополнительные затраты на повышение нефтеотдачи в старых районах нефтедобычи компенсируются наличием в них сложившейся социальной и трубопроводной инфраструктуры. К тому же это расширяет ресурсную базу и отодвигает момент исчерпания ресурсов.

Существенный прогресс в разведке и извлечении нефти с 90-х гг. связан с внедрением в практику ряда новых технологий:

- космическая разведка;
- 3D- и 4D-технологии сейсмического зондирования;
- многоволновая сейсморазведка;
- сотовая система сейсморазведки (Cellular Seismic);
- оптимизация плотности сетки разведочных скважин;
- горизонтальное и наклонное бурение.

Трех- и четырехмерная геофизика позволяет обеспечить достоверное геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа, а горизонтальное бурение – создавать горизонтальные многозабойные скважины различной конфигурации и степени разветвленности, включая так называемые интеллектуальные скважинные системы. В сочетании с такими широко применяемыми методами, как гидроразрыв пласта, закачка воды или газа в пласт для поддержания давления, тепловое или химическое (с помощью поверхностно-активных веществ) воздействие на пласт и др., горизонтальное бурение позволяет увеличить КИН почти в 2 раза. Это означает, что есть принципиальная возможность извлечь из старых месторождений столько углеводородов, сколько человечество уже использовало за более чем столетний период существования нефтегазовой промышленности (за 90-е гг. КИН в России снизился с 44 до 27 %).

Начиная с 1949 г. в мире практикуется интенсификация нефте- и газоотдачи скважин с помощью гидроразрыва пласта (ГРП). Метод заключается в создании высокопроницаемых трещин в пласте с помощью закачки в скважину под большим давлением (выше давления разрыва пласта) жидкости разрыва (гель, вода или кислота). Для поддержания

трещины в раскрытом состоянии используется либо расклинивающий агент (обработанный кварцевый песок), либо кислота, разъедающая стенки созданных трещин. Обычно эту работу выполняют специализированные сервисные компании (наиболее известными являются Hallibuurton, Schlumberger, BJ Services). По масштабам применения метода горизонтального бурения Россия пока существенно отстает от Северной Америки и Западной Европы.

Горизонтальное бурение и другие современные технологии позволяют приступить к широкомасштабному освоению тяжелых нефтей и битумов. Мировые запасы тяжелой и высоковязкой нефти превосходят 810 млрд т. В России её доля достигает 70 % от суммарных запасов нефти, что соответствует третьему месту в мире (после Канады и Венесуэлы). Они сосредоточены в основном в Волга-Уральском и Западно-Сибирском регионах. Объём её добычи составляет примерно 23 % от суммарной нефтедобычи в России. Основным препятствием на пути более масштабной добычи тяжелой нефти является чрезвычайно большие операционные затраты – в 3–4 раза большие по сравнению с затратами на добычу традиционной нефти. Со временем это различие, вероятно, будет сокращаться под действием двух факторов – удорожания добычи традиционной нефти из-за выработки удобных месторождений и снижения расходов на добычу тяжелой нефти по мере совершенствования технологии.

Продолжающаяся структурная реформа нефтегазовой отрасли России должна включать выведение сервисных подразделений, всех непрофильных активов из компаний и перевод их работы на конкурсную основу. Наличие конкуренции в строительстве, бурении, ремонте и т. п. будет стимулировать повышение качества работ, использование современного оборудования и новейших технологий, сокращение сроков их обновления. Такая реформа будет способствовать повышению эффективности работы отрасли, оживлению всей промышленности, которая будет выполнять заказы сервисных компаний, а в итоге – подъему всей экономики страны.

3.1.4. Добыча газа

В ЭС-2030 перед ***газовой*** отраслью поставлена очень напряженная задача – ежегодный объем добычи газа к 2020 г. должен достигнуть 710–730 млрд м^3, а к 2025–2030 гг. – 850–900 млрд м^3. В 2011 г. Россия добыла 677 млрд м^3 природного газа и занимает по этому показателю первое место в мире, табл. 3.5.

Таблица 3.5

Добыча природного газа ведущими газодобывающими странами в 2011 г

Страна	Ежегодная добыча природного газа (млрд $м^3$)
Мир	3276,2
Россия	677,0
США	651,0
Европейский союз	182,3
Канада	160,0
Катар	151,0
Иран	149,0
Норвегия	106,0
КНР	103,0
Саудовская Аравия	92,0
Индонезия	92,0
Нидерланды	81,0

Генеральная схема развития газовой отрасли России на период до 2030 г. характеризуется следующими цифрами и векторами движения:

- объём добычи – 1 трлн $м^3$/год (рост на 41,5 %);
- ввод новых газопроводов – 25–28 тыс. км;
- ввод новых компрессорных станций – 116–146 (увеличение на 50 %);
- формирование 6 кластеров газопереработки и газохимии;
- создание новых центров газодобычи;
- реализация комплекса мер по стимулированию освоения малых газовых месторождений;
- создание внутреннего конкурентного рынка природного газа;
- решение масштабной задачи – газоснабжения населения, рассредоточенного на огромной территории России (прежде всего за счёт освоения средних и малых месторождений);
- реализация проектов производства сжиженного природного газа (СПГ).

Суммарный объём капвложений для реализации этой схемы составит 12,3–14,7 трлн руб. Эти инвестиции позволят решить проблемы, имеющиеся в газовой отрасли (некоторые из них были обозначены выше):

1. На месторождения с падающей добычей приходится более 23 % общего числа месторождений. Удобные месторождения сильно выработаны: Ямбургское – на 54 %, Уренгойское – на 65 %, Медвежье – на 78 %. Компенсация возможна только за счёт Восточной Сибири, Якутии, Северо-Запада, шельфа арктических морей (22.10.2012 г. пущено в промышленную эксплуатацию Бованенковское газовое месторождение на полуострове Ямал. По прогнозам, к 2030 г. там будет добываться до 30 % российского газа).

2. Большие глубины залегания газа (12 % – на глубинах менее 1 км, остальные 88 % – на глубинах 4–5 км).
3. Усиление конкуренции на мировом газовом рынке:
   - открытие новых месторождений природного газа;
   - освоение добычи сланцевого газа;
   - быстрое наращивание конкурентами объёмов СПГ.

Как результат – доля российского газа, потребляемого странами ЕС, сократилась с 50 % в 2000 г. до 31 % в 2012 г.

Руководство страны большое значение придаёт становлению внутреннего рынка газа. Низкие цены на газ, регулируемые государством, длительное время сдерживали развитие конкуренции различных видов топлива в регионах России и стимулировали потребителей к использованию дешевого газа даже там, где имеются другие доступные энергоресурсы. Зарубежный опыт показывает, что создание конкурентного рынка природного газа повышает эффективность газоснабжения, в том числе использования системы магистральных газопроводов, а также создает благоприятные условия для инвестиций. Чтобы сделать внутренний рынок газа более привлекательным, необходимы более совершенная ценовая политика государства и биржевая торговля природным газом, где крупные промышленные потребители были бы вынуждены заключать контракты на поставку газа по рыночным, более выгодным для производителей, ценам. При этом для населения, предприятий ЖКХ и некоторых других защищенных потребителей сохраняются регулируемые низкие цены, а для энергетиков цены вырастут умеренно.

Изменения в ценовой политике позволят более эффективно использовать газ и стабилизировать энергетический баланс страны, в котором за последние несколько лет доля природного газа достигла 50 %. Кроме того, рост цен на газ для всех отраслей экономики будет способствовать оптимизации ТЭБ в целом по стране, придаст новый импульс реализации программ по энергосбережению.

Среди нескольких вариантов ценовой политики предпочтительным для нынешней России является введение биржевой торговли газом как механизма «автонастройки» цен, получения ценовых сигналов и формирования новых контрактных отношений в отрасли. По мнению участников рынка газа, основой рынка должна стать двухсекторная модель, в которой сосуществуют сектор поставок газа по регулируемым ценам и сектор торговли газом по свободным, конкурентным ценам. Это позволит государству надежно контролировать процесс реформирования, предотвращая как чрезмерную нагрузку на потребителей, так и угрозы снижения устойчивости газоснабжения.

3.2. Уголь

Уголь – первый из используемых человеком видов ископаемого топлива, позволивший совершить промышленную революцию, которая, в свою очередь, способствовала развитию угольной промышленности. В 1960 г. уголь обеспечивал около половины мирового производства электрической и тепловой энергии, к 1970 г. его доля упала до одной трети. Доля угля в ТЭБ не постоянна и зависит от цены на нефть и газ. Мировые запасы угля по странам распределены как показано в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Доказанные запасы угля на 2009 г., млн т

Страна	Каменный уголь	Бурый уголь	Всего	%
США	111 338	135 305	238 308	28,9
Россия	49 088	107 922	157 010	19,0
Китай	62 200	52 300	114 500	13,9
Индия	90 085	2360	92 445	10,2
Австралийский Союз	38 600	39 900	78 500	8,6
Южная Африка	48 750	0	48 750	5,4
Украина	16 274	17 879	34 153	3,8
Казахстан	28 151	3128	31 279	3,4
Польша	14 000	14 000	14 000	1,5
Бразилия	0	10 113	10 113	1,1
Германия	183	6556	6739	0,7
Колумбия	6230	381	6611	0,7
Канада	3471	3107	6578	0,7
Чехия	2094	3458	5552	0,6
Индонезия	740	4228	4968	0,5
Турция	278	3908	4186	0,5
Мадагаскар	198	3159	3357	0,4
Пакистан	0	3050	3050	0,3
Болгария	4	2183	2187	0,2
Таиланд	0	1354	1354	0,1
Северная Корея	300	300	600	0,1
Новая Зеландия	33	538	571	0,1
Испания	200	330	530	0,1
Зимбабве	502	0	502	0,1
Румыния	22	472	494	0,1
Венесуэла	479	0	479	0,1
Всего	478 771	430 293	909 064	100,0

Наблюдается и территориальное изменение структуры потребления энергетических ресурсов. Сейчас весь мир идёт по пути наращива-

ния объёмов добычи угля. На фоне спада темпов ежегодного прироста энергопотребления в США, Японии и странах ЕС, обусловленного программами повышения энергоэффективности, экономический рост Китая и стран Юго-Восточной Азии сопровождается быстрым ростом энергопотребления. В Китае он в основном увеличивается за счет значительного роста потребления угля (с 550 млн т в 1995 г. до 3160 млн т в 2009 г.).

В России угольная отрасль является чрезвычайно важной не только для энергетики, но и для ЖКХ и других отраслей экономики, что обусловлено суровыми климатическими условиями и преобладанием в промышленности энергоёмких отраслей. В пределах РФ находятся 22 угольных бассейна и 114 месторождений, которые распределены по ее территории весьма неравномерно. Наиболее крупными месторождениями каменного угля являются:

- **Кузнецкий угольный бассейн (Кузбасс)** – одно из крупнейших угольных месторождений мира, расположенное на юге Западной Сибири;
- **Минусинский угольный бассейн,** расположенный в Минусинской котловине в Республике Хакасия;
- **Эльгинское** месторождение**,** находящееся на юго-востоке Республики Саха (Якутия);
- **Элегестское месторождение,** расположенное в Республике Тыва.
- **Тунгусский угольный бассейн**, содержащий 1,5 трлн т угля (преимущественно бурого), но не разрабатываемый из-за отсутствия транспортной инфраструктуры и удалённости от потребителя (начало разработки планируется на 2014 г.).

По состоянию на 2009 г. угольная промышленность располагала 153 действующими шахтами, 184 разрезами и 53 обогатительными и брикетными фабриками. Около 70 % всего добываемого в стране угля (более 80 % коксующегося) приходится на Кузбасс, который называют оплотом стабильности и безопасности для всего ТЭК России. В 2010 г. был достигнут рекорд добычи угля в этом бассейне за всю более чем 100-летнюю историю добычи угля в Кузбассе – 185 млн т. (Лучший результат советского времени был достигнут в 1988 г. и составлял 159,4 млн т).

В соответствии с ЭС-2030, прогнозируемые объемы добычи угля, как и других энергоресурсов, будут различаться в зависимости от варианта социально-экономического развития России, однако при всех вариантах предусматриваются более высокие темпы роста потребления угля по сравнению с другими видами органического топлива. Это нашло от-

ражение в долгосрочной Программе развития угольной промышленности России до 2030 г. Ожидаемый спрос на уголь внутри России вырастет с 184 млн т в 2010 г. до 220 млн т в 2030 г., на внешнем рынке – с 115 до 170 млн т. При благоприятном варианте развития добыча угля в России может возрасти примерно до 400 млн т к 2030 г. и будет осуществляться на 82 разрезах и в 64 шахтах.

Согласно прогнозам, в России доля угля в производстве электроэнергии к 2050 г. увеличится до 23 % (в 2004 г. – 18 %), а доля газа, наоборот, уменьшиться до 35 % (в 2004 г. – 49 %).

Увеличение доли угля в выработке электрической и тепловой энергии потребует от энергетиков крупномасштабной модернизации на основе самых современных технологий и оборудования (гл. 6). Одна из важнейших проблем – устаревшее оборудование угольных электростанций. В России сегодня очень незначительные масштабы использования эффективных систем сжигания угля.

Сама же угольная отрасль в наступившем столетии стремительно развивается совместными усилиями региональных властей и частных инвесторов при серьезной поддержке федерального центра. Удалось преодолеть тяжелейший кризис 90-х гг., когда добыча угля в Кузбассе снизилась до 93,5 млн т. Сегодня наша страна занимает пятое место в мире по добыче угля, уступая Китаю, США, Индии и Австралии, табл. 3.7 (по данным Минэнерго РФ в 2012 г. в России добыто 352,4 млн т).

Таблица 3.7

Объём и доля добычи угля ведущими странами в 2011 г.

Страна	Добыча угля (млн т.)	%
Мир	7695,4	100,0
КНР	3520,0	49,5
США	992,8	14,1
Индия	588,5	5,6
Европейский союз	576,1	4,2
Австралия	415,5	5,8
Россия	333,5	4,0
Индонезиия	324,9	5,1
ЮАР	255,1	3,6
Германия	188,6	1,1
Польша	139,2	1,4
Казахстан	115,9	1,5

Доля России на мировом рынке угля превышает 16 %. Существующие мощности в угольной отрасли России позволяют значительно увеличить объемы добычи, но низкий спрос со стороны ТЭК («газовая пауза» в энергетике все еще продолжается) не дает возможности сделать этого. В этой ситуации многие угольные компании развивают экспорт. Продажа угля за границу, где цены более высокие, позволила им получить солидные инвестиции для переоснащения своих предприятий (разд. 15.3).

Несмотря на то что со стороны объемов геологических запасов угля и производственного потенциала угольной отрасли ограничений практически нет, предусмотрены дальнейшие геологоразведочные работы и совершенствование технологической структуры угольного производства [9]. В частности, планируется увеличение доли открытого способа добычи в среднем по стране с 64 % в 2000 г. до 75–80 % к 2020 г. В целом инновационные процессы в угольной отрасли планируется развивать по следующим направлениям.

1. Повышение безопасности труда:
   а) техническое перевооружение;
   б) предварительная дегазация угольных пластов;
   в) повышение трудовой дисциплины за счёт совершенствования системы мотивации труда (сокращение до минимума вклада «человеческого фактора» в аварии на шахтах).
2. Обогащение угля на шахтах и разрезах для уменьшения транспортных расходов, улучшения условий работы угольных электростанций, повышения доходов от реализации угля на внутреннем и мировом рынках).
3. Утилизация угольных шламов с целью получения товарного угля.
4. Глубокая переработка угля:
   а) газификация с последующим получением моторного топлива – метанола – или с выработкой энергии по газотурбинной или газопоршневой технологиям;
   б) извлечение ценных продуктов (германия, урана, алюминия, тантала, тория, золота, скандия);
   в) получение удобрений.

Для осуществления этих планов предусмотрена и частично реализуется государственная поддержка в виде:

- снижения железнодорожных тарифов (они соизмеримы с себестоимостью самого угля);
- выделение кредитов на пополнение оборотных средств;
- ввод дополнительных энергетических мощностей (с 2020 г. потребление электроэнергии в Кузбассе увеличится в 1,8 раза и достигнет 60–67 млрд кВт·ч);

- создание в Кузбассе академгородка (для начала – в составе 3 институтов: Института угля, Института углехимии и химического материаловедения и Института металлургии и освоения техногенных месторождений);
- создание на базе угольных шахт подземных энерготехнологических комплексов, объединяющих в себе все технологические звенья и процессы на пути от отбойки угля в пластах до получения конечного продукта в виде электрической и тепловой энергии, а также других перспективных продуктов глубокой переработки угля.

Определенные коррективы в планируемые потребные объемы угля за пределами 2020 г. может внести реанимация и успешное внедрение технологии газификации угля и производства из угля моторного топлива (бензина, дизельного и реактивного топлива).

Первые эксперименты по получению горючего газа из каменного угля были выполнены в 1835 г. в Великобритании. Наивысшего расцвета технология газификации каменного угля достигла примерно через 100 лет. В 1925 г. только в США около 12 тыс. установок перерабатывали в газ до 25 млн т угля в год. В СССР в конце 50-х гг. производилось около 35 млрд $м^3$ газа из угля [10].

В Германии накануне Второй мировой войны было организовано производство из угля синтетического жидкого моторного топлива. В начале 30-х гг. получением синтетического бензина из угля занялась Япония, после войны – ЮАР.

В послевоенные годы в связи с увеличением добычи нефти и свободным коммерческим доступом практически любой страны к мировым запасам нефти проблема получения жидкого топлива из альтернативных источников сырья в значительной мере утратила свою актуальность. Эрзац-топливо просто не выдержало конкуренции. Такой же оказалась судьба и углегазовой отрасли из-за бурного роста добычи природного газа в 60-е гг.

Лишь после нефтяного кризиса 70-х гг. интерес к этой технологии возродился, когда стало ясно, что страны-импортеры нефти и газа оказываются в сильной зависимости от ее экспортеров, запасов нефти и газа надолго не хватит, их цена будет расти. Кроме того, ожидается, что количество вредных выбросов в атмосферу при сжигании «угольных бензина и газа» будет много меньше, чем традиционных. В настоящее время в ведущих странах (США, Великобритания, страны ЕС, Япония, Индия, Китай) разрабатываются более эффективные технологии получения из угля моторного топлива. Планируется вывести эту технологию на промышленный уровень примерно к 2020 г. В мировой практике существуют технологии, позволяющие получать из угля кроме моторного и котельного топлива, синтез-газа еще более 500 различных продуктов.

Углехимические технологии всегда считались не слишком экономически эффективными по сравнению с другими. Однако сейчас есть возможность преодолеть подобные ограничения, создавая не отдельные (пусть даже самые совершенные) технологии переработки угля, а комплексные системы по производству из него химических продуктов. Это открывает хорошие перспективы для углехимии.

В нашей стране разработана и опробована технология превращения угля в синтез-газ, превосходящая известные технологии по ряду параметров: более низкая цена конечных продуктов, меньшие удельные капвложения и эксплутационные расходы, меньшее содержание балластных (CO_2) и вредных (H_2S) примесей. Разработаны новые оригинальные технологии газификации угля (в том числе бурого), но их практическое воплощение находится на начальных стадиях.

3.3. Уран

Запасы урана в земных недрах практически неисчерпаемы, однако вследствие большой его рассеянности объем пригодных для использования в атомной энергетике запасов оценивается в 5–10 млн т (в зависимости от принятой в качестве приемлемой себестоимости добытого урана) и заставляет экспертов говорить о грядущем «урановом голоде». Мировое ежегодное потребление урана энергетическими реакторами превосходит 68 тыс. т. В последнее десятилетие потребности в уране на 40–45 % обеспечивались в основном складскими запасами, а объемы годового производства составляли 35–38 тыс. т. По оценкам экспертов, за предыдущие 15 лет в мире израсходовано около 250 тыс. т складского урана, а всего за время существования атомной отрасли (военной и гражданской) израсходовано около 4 млн т природного урана. Дефицит топлива может стать препятствием для развития атомной энергетики.

Рост цен на уран существенно опережает рост цен на углеводороды, что делает рентабельной разработку месторождений с относительно малым содержанием урана в руде. Стоимость 1 кг урана в 2006 г. была равна 97 долл., в 2007 г. – 165 долл., в 2008 г. – 178 долл., в 2010 г. – около 300 долл.

Распределение по странам мира разведанных запасов урана приемлемой себестоимости показано в табл. 3.8 и 3.9.

Как видно из табл. 3.8 и 3.9, основные запасы «дешевого» урана и его добыча сосредоточены в Канаде, Австралии и Казахстане; на эти страны приходится около 70 % мировых запасов. Они дают почти 60 % сырья и в них реализуются масштабные планы развития производства сырья для обеспечения растущих потребностей атомной энергетики.

Таблица 3.8

Распределение разведанных запасов урана по странам

Страна	Доля в мировых запасах, %
Австралия	37
Казахстан	18
Канада	16
ЮАР	7
Намибия	6
Узбекистан	6
США	4
Россия	3
Бразилия	2
Нигерия	1

Таблица 3.9

Добыча урана в 7 ведущих странах в 2005 и 2009 гг., т

Страна	2005 г.	Страна	2009 г.
Канада	11 410	Казахстан	14 020
Австралия	9044	Канада	10 173
Казахстан	4020	Австралия	7982
Россия	3570	Намибия	4626
США	1249	Россия	3564
Украина	920	Нигер	3234
Китай	920	Узбекистан	2429

Если всю атомную энергетику по-прежнему базировать на тепловых реакторах в открытом топливном цикле, то при мощности мировой атомной энергетики в 2000 ГВт годовая добыча урана должна быть доведена до 300 тыс. т. Экономические и экологические проблемы при этом могут оказаться тормозом для развития атомной энергетики. Для выхода из этой ситуации на сегодня видятся два пути: поиск и разработка новых урановых месторождений и освоение замкнутого топливного цикла (разд. 11.1).

После распада СССР все основные месторождения урана, кроме Приаргунского (около 20 %), оказались за пределами России. Из потребляемых ежегодно 15–16 тыс. т урана (в том числе на оборонные цели) в стране добывают 3,2 тыс. т. При этом наши месторождения крайне бедны (например, в Канаде содержание урана в руде составляет 8–10 %, у нас же среднее содержание – 0,15 %). Потребности покрываются за счет запасов, но их хватит максимум до 2020 г. В то же время в связи с планами строительства АЭС годовые потребности только атомной энергетики вырастут до 16 тыс. т.

В МПР считают, что дефицит необходимо компенсировать прежде всего (как минимум на 70 %) за счет добычи урана из российских место-

рождений. К 2020 г. планируется увеличить производство урана из отечественного сырья более чем в 6 раз. МПР совместно с Росатомом разработана ФЦП развития сырьевой базы урана до 2015 г. Согласно программе, к этому времени необходимо довести добычу сырья как минимум до уровня потребления. Результаты геологоразведочных работ позволяют оптимистично смотреть на реализацию этой программы. На сегодня запасы урана в России оцениваются в 726,5 тыс. т. и она по этому показателю поднялась с 8-го на 6-е место в мире. Большие надежды геологи возлагают на Таймыр, Восточную Сибирь (в частности, Иркутскую, Читинскую обл.), где установлены прямые признаки крупномасштабных и богатых (с содержанием металла 5–15 %) урановых месторождений.

Правительство России и руководство Росатома принимают меры по восстановлению поставок урана из бывших республик Средней Азии и Казахстана. Для разработки уранового месторождения в Южно-Казахстанской области создано российско-киргизско-казахстанское СП «Заречное». Подписаны учредительные документы по трем новым совместным с Казахстаном предприятиям: по разработке уранового месторождения «Буденовское» в Казахстане, по обогащению урана на территории России, по разработке ядерных реакторов малой и средней мощности с перспективой выхода с ними на мировой рынок. Разработана «Комплексная программа российско-казахстанского сотрудничества в сфере атомной энергетики».

Существенные сокращения потребностей в «свежем» ядерном топливе может обеспечить переработка отработанного ядерного топлива (разд. 10.2).

Вопросы и задания

1. Назовите причины больших объёмов потребления нефти и газа и их быстрого роста.
2. Чем обусловлено относительное уменьшение объёмов использования угля в энергетике в последние 3–4 десятилетия?
3. Назовите регионы и страны, обладающие наибольшими запасами основных минеральных энергетических ресурсов.
4. Назовите наиболее крупные месторождения нефти и газа в России.
5. Назовите наиболее крупные угольные бассейны России (разрабатываемые и перспективные).
6. Каковы объёмы ежегодной добычи нефти, газа, угля и урана в России?
7. Каковы основные пути повышения эффективности работы нефтяной отрасли России?
8. Назовите основные проблемы сырьевого сектора ТЭК России.
9. Ситуация с ядерным топливом в России – проблемы, пути решения.

Глава 4
ТРАНСПОРТ МИНЕРАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЫРЬЯ

Обеспечение энергетической безопасности, в том числе за счёт формирования прозрачных, эффективных и конкурентных внутренних и мировых энергетических рынков, требует создания надежной и развитой транспортной инфраструктуры (ТИ), связывающей производителей и потребителей энергоресурсов, которых разделяют тысячи, а иногда и десятки тысяч километров. Важно это и для реализации конкурентного потенциала России в сфере транспорта и оказания транспортных услуг при реализации совместных проектов по добыче и экспорту углеводородов в рамках ЕврАзЭС, а также с другими странами. Развитие транспортной системы страны следует рассматривать как один из основных источников экономического роста, поскольку при этом импульс для развития получают многие обрабатывающие отрасли, связанные с развитием транспорта.

Характерная для России большая неравномерность распределения энергетических ресурсов по территории и их удаленность от основных центров энергопотребления (отечественных и зарубежных) делают транспорт энергоресурсов и электрической энергии ответственным звеном в технологической цепи ТЭК. По мере глобализации экономики и развития глобальных систем энергетики транспортные затраты будут занимать всё большую долю в стоимости энергии у потребителей и, соответственно, будут возрастать требования к оптимизации ТИ. На сегодня энергосырьевая и электроэнергетическая ТИ представляют собой структурно сложные, территориально распределенные технические системы, элементы которых взаимосвязаны в едином технологическом процессе. Выбор оптимального способа обеспечения энергоресурсами и энергией потребителей, удаленных от их источников, представляет собой чрезвычайно сложную задачу.

Для транспортировки ***газа, нефти и нефтепродуктов*** используются практически все виды грузового наземного транспорта, водный транспорт (морской и речной), а в экстренных случаях и воздушный. Но преобладающие объемы углеводородного топлива транспортируются по трубам. Грузооборот трубопроводного транспорта России в последние годы стабильно растет с темпами в несколько процентов ежегодно. Это обусловлено ростом как внутренних потребностей (возрождение промышленности и развитие электро- и теплоэнергетики, газификация страны), так и потребностей мирового рынка энергетических ресурсов. По состоянию на конец 2009 г. Россия располагала 65 тыс. км трубопроводов, 86 тыс. км железных дорог (в том числе 43 тыс. км

электрифицированных), 776 тыс. км автомобильных дорог, 102 тыс. км судоходных водных путей.

Исторически сложилось так, что первые нефтепроводы, а позже и газопроводы связали нашу страну с европейскими странами (Западное направление). Она снабжала углеводородами страны Восточной Европы в рамках Совета экономической взаимопомощи, страны Западной Европы – в рамках международного рынка нефти и газа. Дальнейшее развитие ТИ шло по пути наращивания транспортных мощностей в западном направлении, сооружения трубопроводов в юго-западном и южном направлениях, а в последние годы – в восточном направлении, рис. 4.1. Одновременно шло наращивание объёмов танкерной транспортировки нефти и нефтепродуктов и в меньших объёмах – газа.

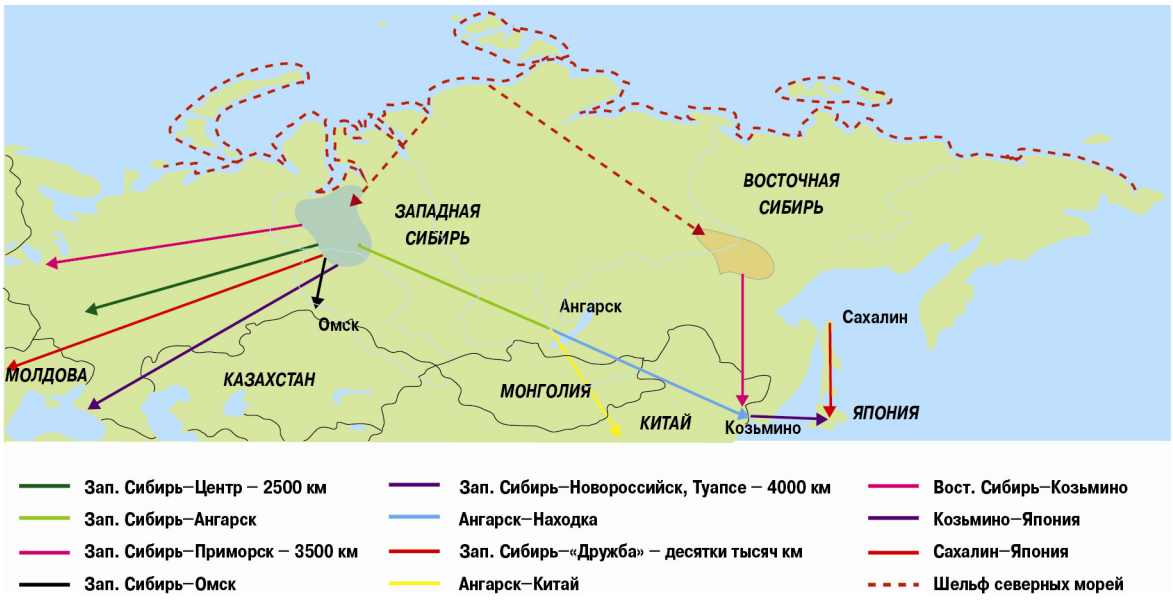


Рис. 4.1. Основные направления потоков российской нефти

На сегодня Россия связана со всеми тремя главными рынками сбыта нефти и газа: Европой, США и Азиатско-Тихоокеанским регионом. В ЭС-2030 предусмотрено развитие системы магистральных нефтегазопроводов, морских нефтяных терминалов и заводов по сжижению природного газа для поставки углеводородов на эти рынки. Пропускная способность нефтепроводов в 2010 г. составила около 303 млн т в год.

Трубопроводные системы, осуществляющие централизованное снабжение потребителей углеводородным сырьем и тепловой энергией, различаются назначением, масштабами, принципами построения и функционирования. К ним относятся: Единые системы газо- и нефтеснабжения страны (ЕСГ и ЕСН); межрегиональные и региональные системы магистральных газо-, нефте- и продуктопроводов; системы сбора

углеводородного сырья на промыслах; системы газо- и теплоснабжения населенных пунктов. Классификация трубопроводов по основным признакам приведена в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Характеристики трубопроводов

Классификационный признак	Тип, параметры
Назначение	• Магистральные; • внутренние; • местные; • технологические
Тип укладки	• Подземные; • наземные; • надземные; • подвесные; • подводные
Гидравлическая схема	• Простые, т. е. не имеющие ответвлений; • сложные, имеющие ответвления, переменный по длине расход, вставку другого диаметра или параллельный участок, • кольцевые
Характер заполнения сечения	• Трубопроводы с полным заполнением сечения трубы жидкостью; • трубопроводы с неполным заполнением сечения
Рабочее давление	Класс I – 2,5–10,0 МПа; Класс II – 1,2–2,5 МПа
Условный диаметр трубопровода $Д_у$ (мм)	Класс I – при $1000 \le Д_у \le 1200$; Класс II – при $500 \le Д_у \le 1000$; Класс III – при $300 \le Д_у \le 500$; Класс IV – при $Д_у \le 300$

В России преобладают трубопроводы большого диаметра (1220 и 1420 мм) с наибольшей протяженностью в широтном направлении.

Капиталовложения в ЕСГ и ЕСН практически прямо пропорционально зависят от длины трубопроводов. Вследствие высокой удельной стоимости линейной части нефтегазопроводной системы чрезвычайно актуальными являются задачи повышения эффективности и надежности эксплуатации и выбора оптимальной трассы для прокладки трубопроводов.

Негативные изменения в ТПС, произошедшие в 90-е гг., связанные в первую очередь с их старением, а также потребность в наращивании мощности трубопроводной системы компенсируются в последнее

время вводом в строй новых трубопроводов, поддерживанием в рабочем состоянии 180 действующих транспортных магистралей. В силу того, что только девять газопроводов и три нефтепровода из этого числа «моложе» десяти лет, значительная часть ТПС требует масштабного ремонта. Например, только ОАО «Транснефть» вынуждено ежегодно тратить порядка 1,5 млрд долл. на поддержание ТПС в надлежащем техническом состоянии.

Одновременно с этими мероприятиями необходимо внедрять новые ресурсосберегающие технологии, для чего должны быть отлажены точный учет транспортируемого продукта, локальный контроль и регулирование параметров, диагностика трубопроводов и оборудования, дистанционный контроль и измерение, автоматизация диспетчерского управления и др. Ресурсный сектор ТЭК обладает большим потенциалом энергоресурсосбережения (см. 14.3).

Надежность нефте- и газоснабжения определяется надежностью работы двух подсистем – добычи и магистрального транспорта.

Выделяют пять причин отказа трубопроводов: внутренняя и внешняя коррозия, дефекты сварки и строительства, антропогенные воздействия, дефекты труб, прочие причины. В ТПС эти дефекты проявляются при сильных гидродинамических возмущениях, возникающих при пусках и остановах протяженных трубопроводов. При эксплуатации морских газовых месторождений проявилось еще одно негативное явление – вибрация труб (названное «пением труб»), которая из-за угрозы их разрушения вынуждает сокращать скорость прокачки газа с обычных 30 до 4–8 м/с.

Для повышения надежности и срока службы (до 50 лет) распределительных газопроводов диаметром 100–160 мм ОАО «Газпром» начинает большую программу по замене стальных труб на трубы из самоупрочненных полимеров. Трубы выдерживают давление в 70 атм. и большие перепады температуры.

Планируемое увеличение доли ***угля*** в энергетическом балансе России и многих зарубежных стран требует развития железнодорожного транспорта и отгрузочных терминалов для обеспечения беспрепятственного роста его перевозок к основным центрам потребления, включая поставки на экспорт.

Транспортировка ***топлива для АЭС*** не создаёт больших проблем вследствие большой энергоёмкости урана и, соответственно, малых перевозимых объёмов.

4.1. Транспорт нефти и нефтепродуктов

Система транспорта нефти для России настолько важна, что транспортные ограничения могут стать одним из серьезных препятствий при реализации долгосрочных целей государственной промышленной политики. В частности, отсутствие нефтепроводной инфраструктуры на Востоке страны сдерживает разработку перспективных нефтяных месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, где планируется добывать около 60 млн т нефти в год. Отсутствие у России собственных глубоководных портов в Дальневосточном регионе и на Севере лишает государство возможности расширять рынки сбыта энергоресурсов.

Перспектива развития системы магистральных нефтепроводов и нефтеналивных рейдовых и береговых терминалов формируется на основе анализа прогнозных балансов добычи и потребления нефти, тенденции потребности нефти на мировых рынках, фактического состояния системы магистральных нефтепроводов, а также обеспечения экономической безопасности России, рис. 4.2.

Рис. 4.2. Основные нефтепроводы России

Развитие системы транспортировки нефти и нефтепродуктов идёт по двум основным направлениям: а) морская транспортировка – увели-

чение объёмов морской танкерной перевозки нефти, строительство новых и увеличение мощности существующих терминалов; б) транспортировка нефти по трубопроводной системе – строительство новых морских и наземных трубопроводов.

Внутренняя и внешняя конъюнктуры в настоящее время благоприятны для развития нефтетранспортного потенциала:

- добыча нефти продолжает расти;
- освоение новых месторождений в восточных регионах страны будет стимулировать развитие транспортной инфраструктуры;
- на европейском рынке ожидается существенный рост поставок каспийской нефти;
- в странах АТР имеется и растет дефицит сырой нефти, уже исчисляемый многими сотнями миллионов тонн;
- актуален вопрос экспорта нефти в США (коррективы вносит добыча сланцевых нефти и газа);
- увеличивается спрос на транспортные услуги ТПС России со стороны нефтегазодобывающих стран ближнего зарубежья (Казахстан, Туркмения, Азербайджан) [11].

В соответствии с перспективными планами магистральные нефтепроводы будут сооружаться во всех стратегически важных географических направлениях: западном и северо-западном, южном и юго-западном, восточном. К 2020 г. мощность российских нефтепроводов должна увеличиться на 40 %.

4.1.1. Западное и северо-западное направления

В *западном направлении* в 60-е гг. был построен нефтепровод «Дружба» по трассе Унеча (РСФСР) – Мозырь (Белоруссия) – Броды (Украина) – Ужгород (Украина) – Чехословакия – Венгрия. Длина нефтепровода 8900 км, пропускная способность 66,5 млн т нефти в год, прокачку обеспечивают 46 магистральных (головных) насосных станций и 38 промежуточных, рис. 4.3.

В 2006 г. выведена на проектную мощность (74 млн т нефти в год) Балтийская нефтепроводная система (БТС-1), связавшая месторождения нефти Тимано-Печорского, Западно-Сибирского и Урало-Поволжского районов с портом Приморск в Финском заливе. Его терминалы позволяют одновременно загружать 4 танкера водоизмещением по 100 и более тысяч тонн.

В 2011 г. пущен в эксплуатацию крупнейший в Европе нефтеналивной терминал в порту Усть-Луга (Балтика). Он позволяет сократить транзит нефти через Эстонию и Латвию более чем на 30 %, что обеспе-

чивает России ежегодную экономию средств в объёме более 40 млн долл. Для строительства порта потребовалось около 10 лет и более 2 млрд долл. Вместе со второй очередью Балтийской нефтепроводной системы (БТС-2) новый порт будет отправлять на экспорт около 80 % нефти в северо-западном направлении, рис. 4.4.

Рис. 4.3. Существующие, строящиеся и проектируемые магистральные нефтепроводы в европейской части России

БТС-2 свяжет порт Усть-Луга с Унечским районом Брянской области (завершено его проектирование, началось строительство). Длина нефтепровода более 1000 км, пропускная способность около 50 млн т нефти в год, объём капвложений 120–130 млрд руб., ввод в конце 2012 – начале 2013 гг.

Основное назначение БТС-2:

- диверсификация нефтетранспортных потоков для ослабления зависимости России от стран-транзитёров (Польши, стран Балтии, Украины, Беларуси) и сокращения государственных расходов на транзит;
- увеличение загруженности новых нефтяных терминалов;

- оказание транспортных услуг Казахстану (до 10 млн т казахстанской нефти будут экспортироваться с помощью российской транспортной системы).

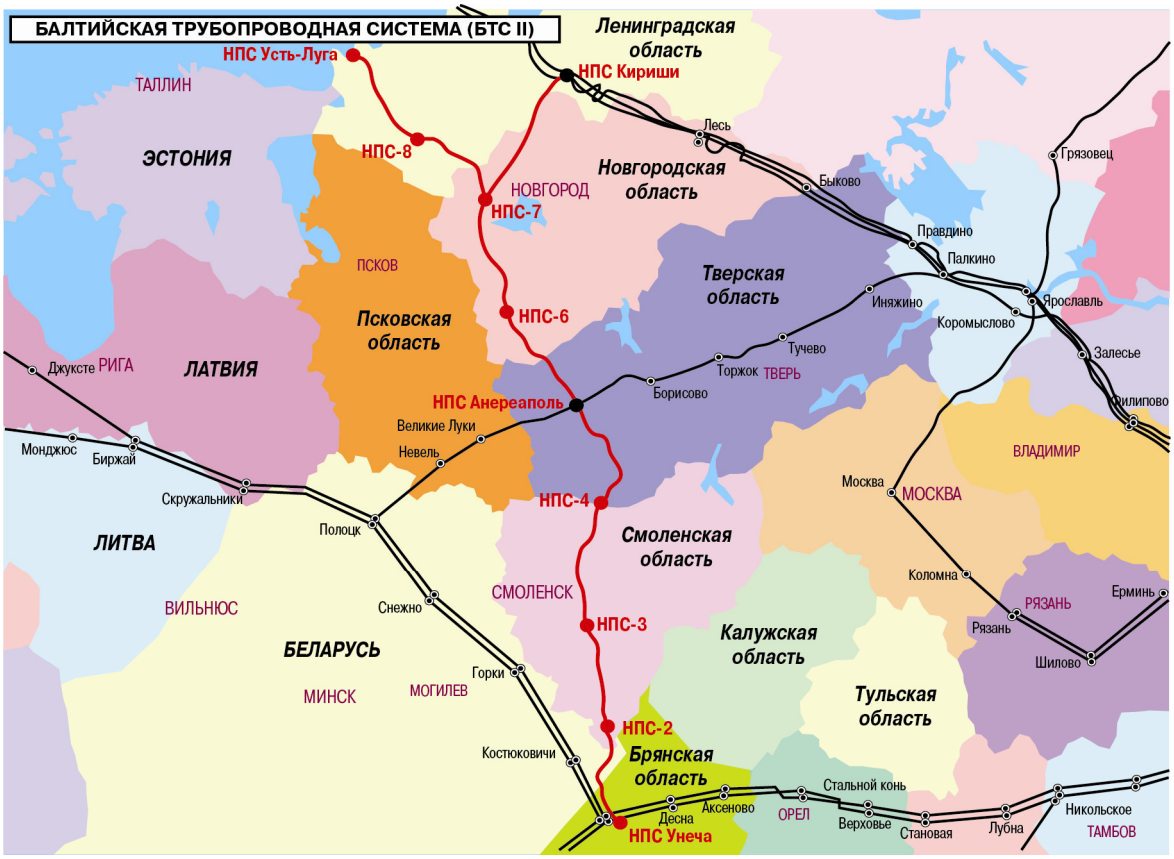


Рис. 4.4. Балтийская трубопроводная система (БТС-2)

Для замыкания экспортной нефтетранспортной системы наша страна должна располагать мощным нефтеналивным флотом. Не имея достаточного опыта и необходимых производственных мощностей для строительства крупнотоннажных танкеров, Россия вынуждена покупать (заказывать) их за рубежом (Ю. Корея, Япония и др.). С 2006 г. круглогодично обслуживает порт Приморск, построенный в Южной Корее танкер с вместимостью около 135 тыс. т.

Большое внимание уделяется развитию нефтетранспортной структуры в *северном направлении,* опирающейся на порты Архангельска и Мурманска, а также морские отгрузочные терминалы в Индигской и Чёшской губе и на западном берегу Кольского залива.

Это – не только кратчайший путь к США и многим другим покупателям нашей нефти и нефтепродуктов, но и ключ к богатствам арктического шельфа, к развитию коммерческого судоходства по Северному морскому пути. На Европейском Севере России реализуются три основ-

ных пути развития системы транспортировки углеводородного сырья: а) увеличение объёмов морской танкерной перевозки нефти – строительство новых и увеличение мощности существующих терминалов, наращивание мощности танкерного флота; б) транспортировка нефти по трубопроводной системе – строительство новых морских и наземных трубопроводов; в) доставка нефти к морским терминалам и российским потребителям по железной дороге.

В 2006 г. завершена реконструкция железнодорожной станции Приводино (Архангельская обл.), обслуживающей нефтеналивной терминал мощностью 4,5 млн т нефти в год (4–5 железнодорожных составов в сутки). И сама станция, и нефтеналивной комплекс, который она будет обслуживать, являются составной частью транспортной цепочки по перевалке нефти из Тимано-Печорской нефтегазовой провинции в Северную Европу и Америку через Архангельский терминал.

Для решения такой же задачи увеличена мощность Варандейского нефтяного отгрузочного терминала с перевалкой до 12 млн т нефти в год и с ёмкостью резервуарного парка до 325 тыс. $м^3$. Это – первый подобный терминал в прибрежной арктической зоне России. Расположение терминала крайне выгодно – расстояние от Тимано-Печоры до Нью-Йорка в три раза короче, чем от Персидского залива, что является залогом конкурентоспособности экспорта нефти из России. Для его обслуживания в 2009 г. в г. Пусане (Южная Корея) спущен на воду третий танкер, построенный по заказу России. Это – танкер ледового класса вместимостью 70 тыс. т, стоимостью 140 млн долл.

На западном берегу Кольского залива запланировано строительство в два этапа рейдового перевалочного комплекса «Лавна» с ориентировочной стоимостью 43,5 млрд руб. (первая очередь мощностью примерно 10 млн т сдана в эксплуатацию). Грузооборот нефтепорта запланирован в объёме примерно 35 млн т. нефти к 2015 г.; из них 25 млн т с месторождений на арктическом шельфе и 10 млн т нефти и газового конденсата, поставляемых по железной дороге. Комплекс «Лавна» входит в систему Мурманского транспортного узла.

Начаты изыскательские работы в Ямало-Ненецком автономном округе по проекту строительства нефтепровода Харьяга–Индига (так называемый Северный маршрут) с пропускной способностью 12 млн т в год, рис. 4.5. Отгрузочные терминалы будут размещены в Индигской и Чёшской губе.

В 2010 г. начато строительство нефтепровода «Пурпе–Самотлор» для транспортировки нефти с месторождений севера Красноярского края и Ямало-Ненецкого автономного округа на нефтеперерабатывающие заводы России и на мировые рынки, рис. 4.6.

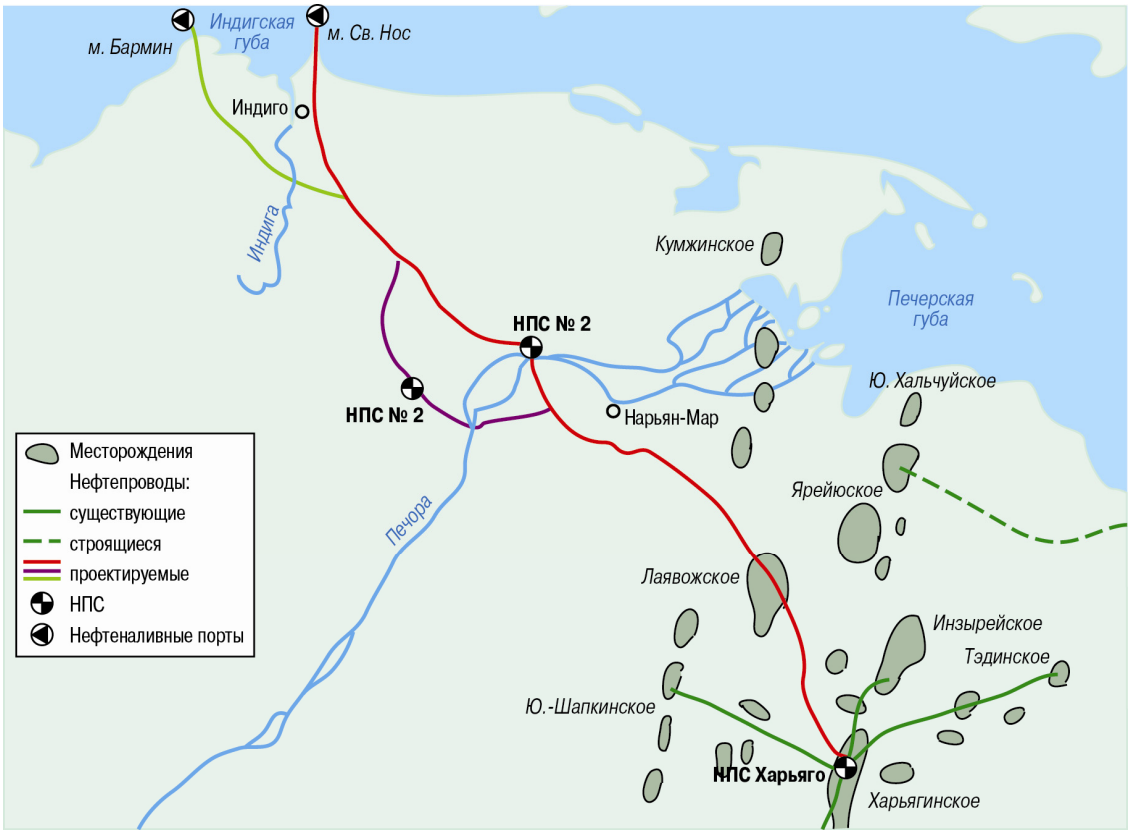


Рис. 4.5. Нефтепровод Харьяга–Индиго

Рис. 4.6. Нефтепровод Пурпе–Самотлор

Длина нефтепровода 429 км, пропускная способность 25 млн т. Новый нефтепровод станет связующим звеном между западной и восточной составляющими российской трубопроводной системы. Нефтяники смогут по кратчайшему пути поставлять нефть с месторождений Западной и Восточной Сибири в нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО).

4.1.2. Южное и юго-западное направления

Россия и другие страны, примыкающие к Черному и Каспийскому морям, в настоящее время имеют возможность осуществлять танкерную транспортировку нефти и нефтепродуктов на мировые рынки исключительно через турецкие проливы Босфор и Дарданеллы, рис. 4.7, 4.8.

Рис. 4.7. Действующие и строящиеся нефтепроводы в Черноморско-Каспийском регионе

Ежедневно через них провозится примерно 390 тыс. т нефти. С 2001 г. объем перевозок в условиях быстрого экономического роста этого региона утроился, и сейчас через Босфор, представляющий собой естественный извилистый канал, ширина которого в самом узком месте равна всего 700 м, ежесуточно проходит более 150 судов. С целью по-

вышения экологической безопасности Турция установила лимиты на транспортные перевозки – танкерам, длина которых превышает 200 м, разрешено заходить в эти проливы только в дневное время в условиях хорошей видимости, что наряду с волнением на море ведет к длительным задержкам в зимние месяцы.

В то же время добыча нефти в регионах Урала и Каспийского моря возрастает такими темпами, что до 2015 г. удвоится объем сырой нефти, перевозимой через турецкие проливы. В этой связи назрела необходимость прокладки трансбалканских нефтепроводов в обход турецких проливов.

Албано-Македоно-Болгарская нефтяная корпорация (АМБН) планирует проложить трубопровод длиной 912 км от Бургаса через Македонию до Влры – глубоководного порта, доступного для крупных транспортов.

Наряду с планом АМБН существует проект прокладки трубопровода между румынским черноморским портом Констанцией и итальянским Триестом.

Вероятно, самым перспективным из трансбалканских проектов является трубопровод от Бургаса к Александруполису на Эгейском побережье Греции, рис. 4.8.

Рис. 4.8. Существующий и перспективный маршруты нефти из черноморских портов России

Идея строительства этого нефтепровода на территории Греции и Болгарии появилась еще в 1994 г., но лишь в 2007 г. было подписано межгосударственное соглашение о строительстве и началось финансирование проектных работ. Однако в январе 2012 г. Болгария неожиданно для партнёров заявила о выходе из трёхстороннего консорциума и оплатила свою часть расходов, связанную с проектными работами. Эксперты единодушны во мнении, что этот шаг Болгарского правительства продиктован политическими мотивами – давлением извне.

Протяженность нефтепровода – 285 км, мощность – 35 млн т прокачиваемой нефти в год (с возможным увеличением до 50 млн т), стоимость – около 1 млрд долл. Нефтепровод не только мог бы стать альтернативой транспортировке нефти через проливы Босфор и Дарданеллы, но и позволил бы России поставлять нефть из Новороссийска и Туапсе через Бургас на рынки Южной Европы и США (при определенных условиях и в страны АТР), а затем и из западной части России, минуя Украину. Это сохраняло бы в бюджете России сотни миллионов долларов ежегодно.

Пуск этого нефтепровода приобрёл особую значимость для России после принятия решения о повышении мощности на 30 млн т российско-казахстанского нефтепровода КТК, который заканчивается на российском черноморском побережье. Это уменьшило бы вероятность поставок казахстанской нефти в Европу в обход России по следующему маршруту: танкерами по Каспию в Азербайджан – по трубопроводу в грузинский порт Супса – на танкерах в Одессу, где нефть заполнила бы простаивающий нефтепровод Одесса–Броды–Гданьск–Плоцк. Новый транзит составил бы конкуренцию действующему нефтепроводу Баку–Тбилиси–Джейхан и планируемым трубопроводам для доставки нефти к средиземноморским портам в обход России. Решение Болгарии – яркий пример острой конкурентной борьбы на мировом рынке углеводородов и обслуживающей его транспортной инфраструктуры. Оно направлено на предотвращение усиления влияния России в этом стратегически важном регионе и еще большего упрочения ее положения на мировом нефтяном рынке. Эксперты склонны считать проект нефтепровода Бургас–Александруполис не провалившимся, а на время замороженным.

Кроме названных, существует около полутора десятков проектов обхода турецких проливов. Из них около половины являются экономически приемлемыми. В частности, Турция предложила проложить трубу южнее намечавшегося маршрута – по её европейской территории – до Греции, откуда он пойдёт по уже проработанному маршруту до Александруполиса.

В апреле 2007 г. началось строительство нефтепровода от турецкого черноморского города Самсун к нефтяному терминалу и узловому пункту Джейхан на побережье Средиземного моря. Длина нефтепровода 555 км, диаметр трубы 1072–1220 мм, пропускная способность 1,5 млн барр. в сутки, стоимость примерно 2 млрд долл., пуск в эксплуатацию – в 2012 г. Этот трубопровод, целиком проходящий по территории Турции, почти на 50 % разгрузит транспортные потоки, идущие через проливы.

Естественно, что российские политики и нефтяники выражают тревогу по поводу монополизма Турции – все маршруты российской нефти из Черноморья оказываются под контролем Турции. Если цена на сырую нефть останется высокой и объемы экспорта через этот регион возрастут согласно ожиданиям, то производители будут вынуждены реализовать хотя бы часть из существующих проектов.

4.1.3. Восточное направление

По оценкам экспертов, в первой половине XXI в. Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР) будет оставаться главным центром роста потребления нефти, нефтепродуктов и газа. В условиях ограниченности собственных энергетических ресурсов это будет сопровождаться ростом их импорта. В 2008 г. потребление нефти в странах АТР превысило 1200 млн т, а нетто-импорт (из регионов вне АТР) – свыше 820 млн т. Спрос на поставки нефти и нефтепродуктов в АТР из других регионов составит к 2020 г. 1570–1580 млн т, к 2030 г. – 1860–1870 млн т.

Геополитические и экономические соображения стали решающими аргументами в пользу строительства нефтепровода, который позволял бы транспортировать нефть Западной и Восточной Сибири в США и страны АТР. После многолетних дискуссий и согласований проекта ВСТО, в том числе с экологами, защищавшими уникальную природу Восточной Сибири и прежде всего озера Байкал, в 2006 г. принято окончательное решение о начале его реализации, рис. 4.9.

Первая очередь нефтепровода от Тайшета (Иркутская обл.) до Сковородино (Амурская обл.) мощностью 30 млн т нефти в год и протяженностью 2694 км сдана в эксплуатацию в декабре 2009 г. Её стоимость около 13,2 млрд долл. Строительство вторая очереди нефтепровода от Сковородино до нефтеналивного порта Козьмино в заливе Находка (Тихий океан) завершено 25.12.2012 г. (Порт Козьмино сдан в эксплуатацию в 2010 г.). Общая протяженность трубопровода составляет более 4770 км, расчётный объем прокачки нефти достигнет 80 млн т нефти в год; 60 млн т из них должны добываться в Восточной Сибири и

20 млн т – в Западной Сибири. Пуск ВСТО дает возможность России занять около 6,5 % нефтяного рынка АТР. По оценкам МПР РФ, ресурсная база позволяет это сделать. Дело за поисково-разведочными работами, поскольку Восточная Сибирь – это слабоизученный регион. Для стимулирования поиска и освоения нефтяных месторождений Восточной Сибири в 2009 г. принято правительственное решение об отмене экспортных пошлин для разработчиков 20 месторождений.

Рис. 4.9. Нефтетранспортная инфраструктура Восточной Сибири и Дальнего Востока

С января 2011 г. началась эксплуатация нефтепровода Сковородино–Дацин (Китай), по которому ежегодно будут перекачиваться до 15 млн т сибирской нефти. Длина этого нефтепровода – ответвления от ВСТО – на территории России составляет 63,8 км, на территории Китая – более 900 км.

В октябре 2006 г. состоялась презентация крупнейшего нефтеотгрузочного терминала в поселке Де-Кастри Хабаровского края. Проект выполняет консорциум в составе НК «Роснефть» и «Эксон Нефтегаз Лимитед». На сегодня это – самый крупный нефтепорт на Дальнем Востоке. Он включает собственно терминал для временного хранения нефти, подводный трубопровод протяженностью 6 км для её перекачки на крупнейший в мире объект по наливу танкеров – выносной одноточечный причал. Его проектная мощность – 12 млн т нефти в год. Этот объект, построенный в рамках проекта «Сахалин-1», – очередной шаг в реализации внешнеэкономической стратегии России на восточном направлении, рис. 4.10.

Рис. 4.10. Схема транспортировки нефти с шельфа о. Сахалина на материковую часть России (терминал Де-Кастри)

Транспортировка нефти к терминалу осуществляется по трубопроводу протяженностью 226 км, пересекающему о. Сахалин и Татарский пролив. Для круглогодичного экспорта нефти на мировые рынки используется специализированный флот танкеров с двойным дном грузоподъёмностью до 100 тыс. т. В целях повышения эффективности эксплуатации нефтепроводов предусмотрена целая система мер, которая будет включать:

- реализацию принципа «плати и качай или просто плати», что повысит материальную ответственность производителей нефти за неиспользование мощностей;
- пропорциональное распределение объемов транспортировки экспортируемой нефти по направлениям отгрузки с последующей переуступкой между нефтяными компаниями;
- применение сетевых принципов тарификации деятельности ОАО «Транснефть» в зависимости от дальности и, возможно, направлений;
- строгое соблюдение графиков транспортировки нефти под контролем ОАО «Транснефть».

Развитие системы магистральных нефтепроводов должно быть органично увязано со строительством новых и расширением действующих нефтяных терминалов в морских портах и сливо-наливных железнодорожных эстакад. Несмотря на то что тарифы на транспортировку нефти

по железной дороге примерно в 3 раза выше, чем трубопроводным транспортом, железнодорожные перевозки в ряде случаев неизбежны и не имеют альтернатив. (Транспортировка нефти водным транспортом в 1,5–2 раза дороже, чем трубопроводным). Половина нефти, перевозимой российским железнодорожным транспортом, адресована отечественным потребителям, вторая половина – зарубежным.

ОАО «РЖД» обладает определенным избытком железнодорожных цистерн (около 25–30 тыс. единиц находятся в резерве), но есть проблемы с нефтеперевалочными комплексами при транспортировке нефти за рубеж. Поскольку перевозка грузов через российские порты дешевле, чем через перевалочные комплексы стран Балтии, то они оказываются перегруженными, что ведет к простою подвижного состава. Это наиболее ярко проявляется в зимние сезоны.

Особенно велики объемы железнодорожного транспорта нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, где ТПС пока ещё развита недостаточно. Необходима чёткая координация проектов перевозок нефти по железной дороге в Китай и в нефтеналивные порты Дальнего Востока и проектов по строительству нефтепроводов. В противном случае железнодорожники не смогут окупить огромные инвестиции (десятки миллиардов рублей), которые они вложили за последние годы в развитие транспортной инфраструктуры на Востоке страны для увеличения пропускной способности железнодорожных переходов на границе с Китаем, для строительства вторых путей на станциях и для модернизации инфраструктуры обработки нефтеналивных грузов, для реконструкции ряда участков железной дороги.

Естественно, что с набором мощности ВСТО доля железных дорог в транспортировке нефти будет снижаться. Возможно, дольше других в этом регионе сохранятся железнодорожные перевозки через Монголию (Эрлянь) на НПЗ вблизи Пекина.

Больше половины нефти, которую планируется транспортировать по трубопроводу ВСТО, будет перерабатываться внутри страны. Есть планы строительства НПЗ в конечной точке трубопровода (мощностью 20 млн т нефти в год) и загрузить сырьем НПЗ в Комсомольске-на-Амуре и Хабаровске (мощностью более 6 млн т в год), используя отводы от магистрального трубопровода. Стремление наращивать переработку и поставки на экспорт готовых нефтепродуктов, а не сырой нефти отвечает интересам страны.

Важным элементом нефтетранспортной логистики являются нефтепродуктопроводы. Уже сейчас система нефтепродуктопроводов представляет собой сложную разветвленную сеть (рис. 4.11), которую запланировано развивать быстрыми темпами:

- в советское время нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) по соображениям военной безопасности строили вдали от границ. Для транспортировки их продукции в удаленные регионы РФ и за рубеж необходим трубопроводный транспорт;
- к 2015 г. глубина перерабатываемой нефти в России составит около 77 % (сейчас – 72 %, в США – 92 %), а объем нефтепродуктов – 230 млн т (почти 50 % от объема добываемой сырой нефти). Сейчас доля российских нефтепродуктов на мировом рынке составляет всего 1 % (сырой нефти – более 12 %).

Рис. 4.11. Схема нефтепродуктопроводов России

Одним из самых «молодых» российских нефтепродуктопроводов является «Север» протяженностью 1056 км по трассе Котово (Второво) – Ярославль – Кириши – Приморск мощностью до 24,6 млн т (пущен в эксплуатацию в мае 2008 г.), рис. 4.11.

4.2. Транспорт газа

Основой газовой отрасли ТЭК России является сформировавшаяся к началу 80-х гг. Единая система газоснабжения (ЕСГ) – вторая в мире по протяженности трубопроводов (около 150 тыс. км магистральных и более 350 тыс. км распределительных) и первая по энерговооруженности (около 42 млн кВт). Стабильность внутренних поставок газа, а также его экспорт за рубеж обеспечиваются построением и организацией работы газовой промышленности страны как целостного комплекса, включающего в себя:

1) газовые промыслы;
2) газотранспортную сеть:
   - закольцованную трубопроводную систему с компрессорным хозяйством;
   - океанские танкеры-газовозы;
   - погрузочные терминалы;
3) подземные хранилища природного газа (25 единиц суммарной ёмкостью 65 млрд $м^3$ газа);
4) инфраструктуру централизованного управления.

Газовая отрасль России характеризуется не только наличием значительных ресурсов газа, но и высокой степенью их концентрации в отдалённых от потребителей регионах страны, в основном на севере Западной Сибири (75 % этих запасов сосредоточено на 21 крупном месторождении). Это обостряет проблему транспортировки газа. Сосредоточение добывающих предприятий, магистральных транспортных сетей и системы управления в рамках одной компании – ОАО «Газпром» – обусловлено тем, что отрасль планировалась, создавалась и функционирует как централизованно управляемая система, охватывающая все звенья технологической цепи от разведки и добычи газа до его поставки в газораспределительные сети. Такая структура ЕСГ в основном сохранилась в процессе трансформации отрасли при переходе от централизованного планирования и управления к новым хозяйственным отношениям и доказала за прошедшие годы свою эффективность [12]. ОАО «Газпром» осуществляет до 90 % всей добычи российского газа, транспортировку его по магистральным газопроводам и реализацию на внутреннем и внешнем рынках. Кроме того, добычу газа осуществляют: а) независимые от ОАО «Газпром» газодобывающие и нефтяные компании; б) региональные газовые компании (АО «Норильскгазпром», АО «Камчатгазпром» и др.), осуществляющие газоснабжение территорий, не связанных с ЕСГ. Распределительные газопровода эксплуатируются неза-

висимыми газораспределительными организациями. Вместе с газосбытовыми организациями они обеспечивают поставку газа конечным потребителям.

Немаловажно, что создание ЕСГ позволило осуществлять поставки на экспорт ***российского*** природного газа, а не газа отдельно взятых месторождений, что обеспечило максимально эффективные условия для продажи российского газа, а для зарубежных потребителей – дополнительную надёжность поставок. Формирование ЕСГ велось поэтапно, в соответствии с разведкой и освоением новых газовых ресурсов.

Эксплуатацию распределительных газопроводов осуществляют самостоятельные юридические лица – газораспределительные организации, оказывающие на обслуживаемой ими территории услуги по транспортировке газа, а также поставку газа конечным потребителям (наряду с другими газосбытовыми организациями).

Наиболее важные характеристики ЕСГ приведены на рис. 4.12 и в табл. 4.2.

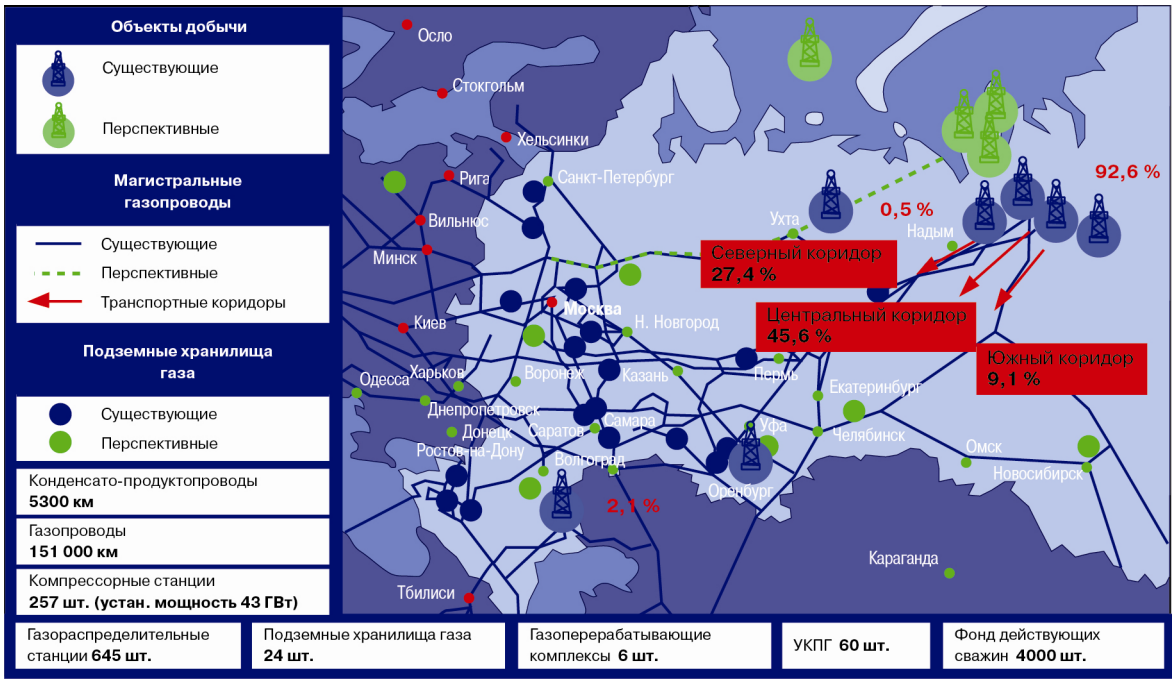


Рис. 4.12. Структура ЕСГ России

Стратегические проекты ОАО «Газпром» как в области добычи природного газа, так и в области его транспортировки на основные внутренние и зарубежные рынки связаны с формированием трёх новых газодобывающих регионов – на полуострове Ямал с прилегающими акваториями, на шельфах Баренцева, Карского и Печорского морей и на Востоке России.

Таблица 4.2

Общая характеристика и основные показатели работы транспортной составляющей ЕСГ, 2000–2008 гг.

Параметры	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Протяженность магистральных газопроводов и отводов в однониточном исчислении, тыс. км	148,9	149,3	149,9	151,6	152,8	155,1	156,9	158,2	159,5
Количество компрессорных станций, в том числе:	253	253	256	263	263	268	270	278	280
линейные компрессорные станции, ед.	198	199	203	207	207	210	217	218	219
Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), ед., в том числе:	3497	3484	3560	3559	3543	3549	3629	3641	3695
газотурбинные	2738	2725	2784	2787	2816	2822	2952	2964	2976
электроприводные	709	709	708	704	680	682	677	679	678
Установленная мощность ГПА, тыс. МВт	38,2	38,2	39,0	39,1	39,4	42,8	41,0	41,4	42,0
Общий объем газа, поступившего в газопроводы ЕСГ, млрд $м^3$	633,5	630,6	637,1	674,1	684,4	699,7	717,8	706,7	714,3

Источник: по данным ОАО «Газпром»

Магистральную газопроводную систему, как и нефтепроводную, можно структурировать по трём направлениям транспортировки продукта.

4.2.1. Западное и северо-западное направления

Поскольку традиционными покупателями российского газа являются страны Европы, то и в ЕСГ России преобладающая доля газопроводов приходится на западное и северо-западное транзитные направления. Важнейшим событием на мировом рынке природного газа последнего десятилетия, несомненно, является реализация проекта «Северный поток» (Nord Stream) – прокладка двух ниток газопровода по дну Балтийского моря, соединивших российский Грязовец и немецкий Грайфсвальд, рис. 4.13. Этот проект оказался уникальным по ряду параметров:

- рекордная протяженность трубопровода – 2×1224 км (только морской / подводной части);
- самая мощная в мире газокомпрессорная станция;
- близкие к рекордным длительность (более 5 лет) и сложность согласования со странами Балтийского бассейна, потребовавших от России ряда уступок.

Рис. 4.13. Северо-Европейский газопровод «Северный поток» и Балтийская трубопроводная система (БТС)

Первая нитка трубы мощностью 27,5 млрд м^3 в год пущена в эксплуатацию 11.11.2011 г., вторая – 08.10.2012 г. Суммарная мощность газопровода составляет 55 млрд м^3, стоимость проекта – примерно 5,7 млрд евро. Трасса Северо-Европейского газопровода (СЕГ) проходит по суше до Выборга, а затем – по дну Балтийского моря до побережья Германии. Кроме основных ниток газопровода будут построены отводы в Швецию, Финляндию и Калининградскую область. В перспективе планируется проложить ветку через Нидерланды до Великобритании, и тогда общая протяженность СЕГ составит более 3000 км. В 2011 г. начал прорабатываться вопрос о прокладке ещё двух ниток СЕГ в дополнение к уже проложенным (чтобы лучше понять, что означает для потребителей в Германии и некоторых других странах Европы поставка 55 млрд м^3 газа в год, приведём такие цифры – для замены этого количества газа (в энергетическом эквиваленте) потребовалось бы строительство 50 угольных электростанций, сжигающих ежегодно 100 млн т угля, или 39 АЭС).

Следуя своей стратегической линии – диверсификация поставщиков газа на внутренний рынок, – Еврокомиссия обязала газотранспортные компании NEL и OPAL, чьи газопроводы соединяются с «Северным потоком», зарезервировать 50 % их мощности для других поставщиков газа. Это создаёт определённые трудности для работы СЕГ.

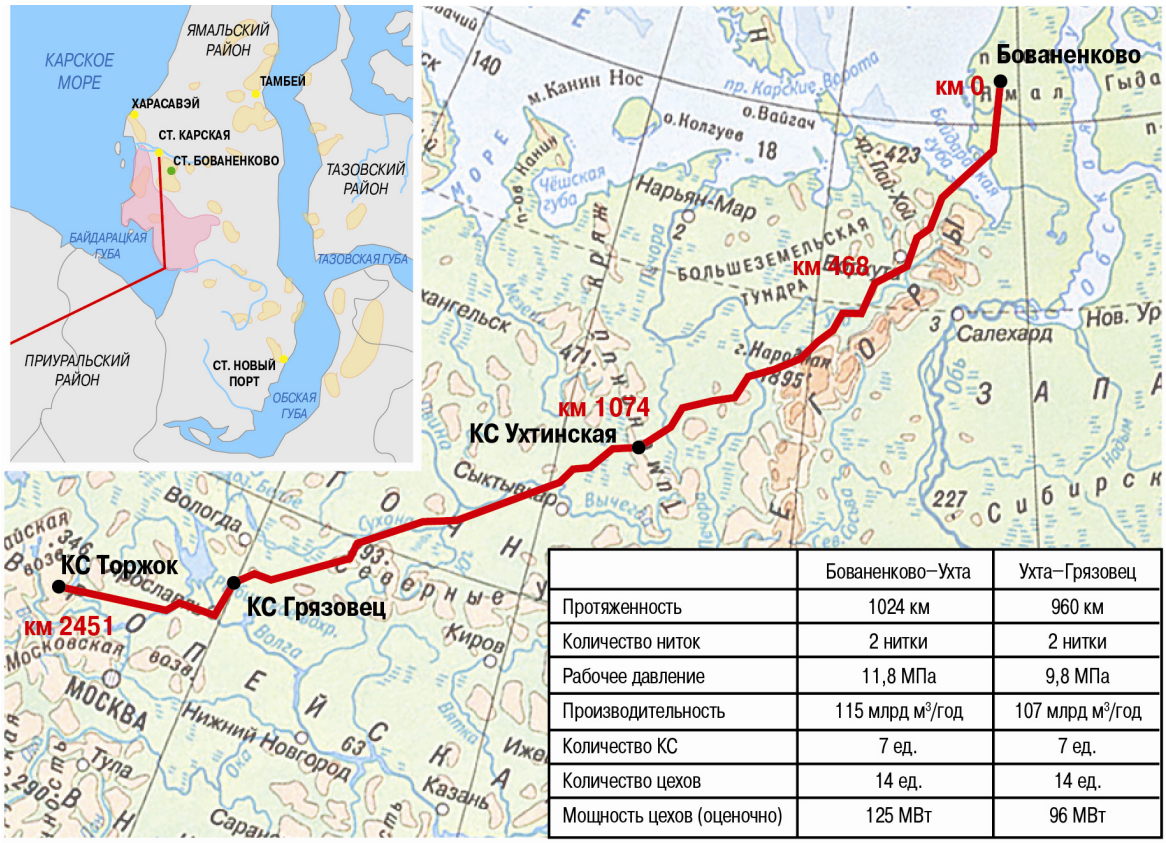
Строительство СЕГ осуществлял консорциум в составе: ОАО «Газпром» (51 % акций), немецкие концерны Basf и E.ON с равными долями акций (по 20 %) и голландский концерн Gasunie (9 %). Произошел обмен газовыми активами Газпрома и Gasunie – голландцы получили долю в «Северном потоке», российский концерн – долю (9 %) в газопроводе «BBL», соединяющем Великобританию с материковой Европой (газопровод работает с 2006 г.). По оценкам экспертов, при полной загрузке газопровода инвестиции в его сооружение окупятся за два-три года. Благодаря «Северному потоку» Россия получила возможность не только диверсифицировать инфраструктурные возможности в поставках энергоресурсов, но также противостоять экономическому шантажу стран, осуществляющих транзит. Россия будет экономить свои средства, страны ЕС будут иметь надёжный источник газа, не зависящий от чьих-либо прихотей и интересов (по состоянию на конец 2012 г. «Северный поток» не догружен из-за снижения потребностей ЕС в российском газе. Обусловлено это экономическим спадом в странах ЕС, возрастанием экспорта сжиженного газа из Кувейта, от которого отказались США в связи с развёртыванием крупномасштабной добычи сланцевого газа. Как долго продлится эта неблагоприятная для Газпрома ситуация? пока неизвестно).

Основной сырьевой базой для поставок газа в рамках проекта СЕГ является Южно-Русское месторождение в Ямало-Ненецком автономном округе, доказанные запасы которого оцениваются более чем в 1000 млрд $м^3$ газа. При необходимости трубопровод можно будет догружать газом из других месторождений. Для этого проектируются и строятся трубопроводы, которые будут снабжать газом СЕГ и обеспечивать собственные потребности страны.

1. Построен 917-километровый участок от Грязовца до бухты Портовая, от которой начинается подводный участок «Северного потока», рис. 4.13.
2. В 2008 г. начато строительство газопровода Бованенково (Ямал) – Ухта – Грязовец и одновременно – бурение первой эксплуатационной скважины, рис. 4.14.

Это – начало реализации мегапроекта по освоению богатств Ямала. Такой проект в условиях крайнего Севера является беспрецедентным в мире. Первая нитка должна быть сдана в начале 2012 гг., вторая – в 2015 г. Суммарная мощность газопровода – 110–120 млрд $м^3$ в год, диаметр трубы – 1420 мм, давление газа – 120 атм., протяженность – около 2,5 тыс. км.

От магистрального газопровода будут построены ответвления: Грязовец–Торжок, Грязовец–Ярославль, Ухта–Починки. ОАО «Газпром» планирует до 2030 г. создать газотранспортную систему мощностью 300 млрд $м^3$ в год для транспортировки газа с Ямала.



	Бованенково–Ухта	Ухта–Грязовец
Протяженность	1024 км	960 км
Количество ниток	2 нитки	2 нитки
Рабочее давление	11,8 МПа	9,8 МПа
Производительность	115 млрд м³/год	107 млрд м³/год
Количество КС	7 ед.	7 ед.
Количество цехов	14 ед.	14 ед.
Мощность цехов (оценочно)	125 МВт	96 МВт

Рис. 4.14. Газопровод Бованенково–Ухта–Грязовец

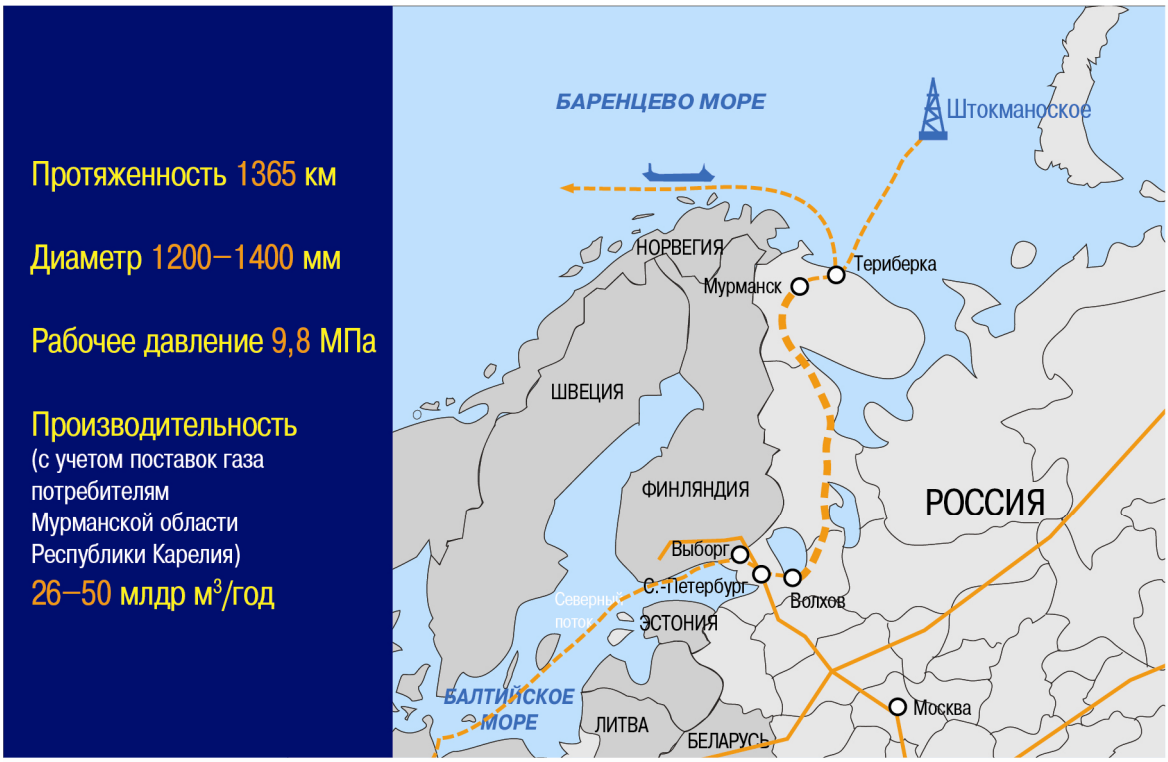


Рис. 4.15. Газопровод Мурманск–Торжок

3. При необходимости в «Северный поток» будет закачиваться газ со Штокмановского месторождения, для чего сооружается газопровод Мурманск–Волхов и проектируется газопровод по дну Баренцева моря протяженностью 550 км, рис. 4.15.

Для наращивания экспорта газа в Европу с п-ова Ямал планируется прокладка второй нитки газопровода (проект «Ямал–Европа-2»). Трубопровод пройдёт через Белоруссию и Польшу в Германию (Франкфурт-на-Одере) и далее в Словакию и Венгрию. Его мощность – 15 млрд м^3 в год, стоимость сооружения не менее 10 млрд долл. Действующий трубопровод «Ямал–Европа-1» поставляет газ в Белоруссию, Польшу и Германию. Его протяженность более 2000 км, мощность 33 млрд м^3 в год, рис. 4.16.

Рис. 4.16. Действующие и проектируемые экспортные газопроводы

4.2.2. Южное и юго-западное направления

Общее представление о структуре газопроводной системы южного и юго-западного направлений дают рис. 4.17 и 4.18.

В ноябре 2005 г. был сдан в эксплуатацию газопровод «Голубой поток», трубы которого проходят по дну Черного моря. Протяженность трубопровода, соединившего российскую Джубгу с турецким Самсуном, составляет 1213 км, стоимость – 3,2 млрд долл., мощность – 16 млрд м^3 газа в год. В его строительстве кроме России принимали участие Турция и Италия. Трубопровод построен в рамках российско-турецкого соглашения от 1997 г., по которому Россия должна поставить Турции в течение 2000–2025 гг. 364,5 млрд м^3 газа. Первые годы эксплуатации газопровода выявили ряд проблем; главная из них – Турция не выбирает предусмот-

ренные договором объёмы и не выполняет условия контракта, составленного по принципу «take or pay» (в случае невыбора запланированного объёма он оплачивается полностью). В этой связи возникла идея продлить его до Италии и Израиля и при этом увеличить мощность в 2 раза.

Рис. 4.17. Структура газопроводной системы южного и юго-западного направлений

Четыре страны: Россия, Германия, Франция и Италия – заключили соглашение о совместной реализации проекта «Южный поток», предусматривающего строительство газопровода мощностью 63 млрд м^3 газа в год (к 2018 г.) и стоимостью более 10 млрд евро по дну Чёрного моря (протяженность морской части, связывающей российский Туапсе и болгарскую Варну – 920 км), рис. 4.19. В 2010 г. Россия начала сооружение его сухопутной части. В декабре 2011 г. устранена последняя преграда на пути сооружения этого газопровода – Турция дала согласие на прокладку трубы по её участку дна Чёрного моря. 07.12.2012 г. сварен первый стык подводной части газопровода. Запуск в эксплуатацию – конец 2015 г.; наиболее вероятным маршрутом сухопутного продолжения газопровода является Болгария–Сербия–Венгрия–Австрия.

Рис. 4.18. Схема газопроводной системы южного и юго-западного направлений, включающая газопровод «Голубой поток»

Значение газопроводов «Голубой поток» и «Южный поток» для экспортных возможностей России иллюстрирует рис. 4.17, из которого следует, что преобладающая часть российской газотранспортной сети юго-западного направления проходит по территории Украины и, следовательно, как показывает опыт, оказывается уязвимой со стороны политических коллизий суверенного государства.

Россия, Казахстан и Туркмения в 2008 г. заключили соглашение о строительстве Прикаспийского газопровода. Трасса газопровода пройдет по территориям Казахстана (1081 км) и Туркменистана (325 км). Сырьевой базой для магистрали «Прикаспийский» станут газовые месторождения этих среднеазиатских стран. По заявлению Казахстана, поставки природного газа в год будут составлять примерно 10 млрд м^3. В планах Туркменистана транспортировка по газопроводу «Прикаспийский» около 30 млрд м^3 газового сырья в год.

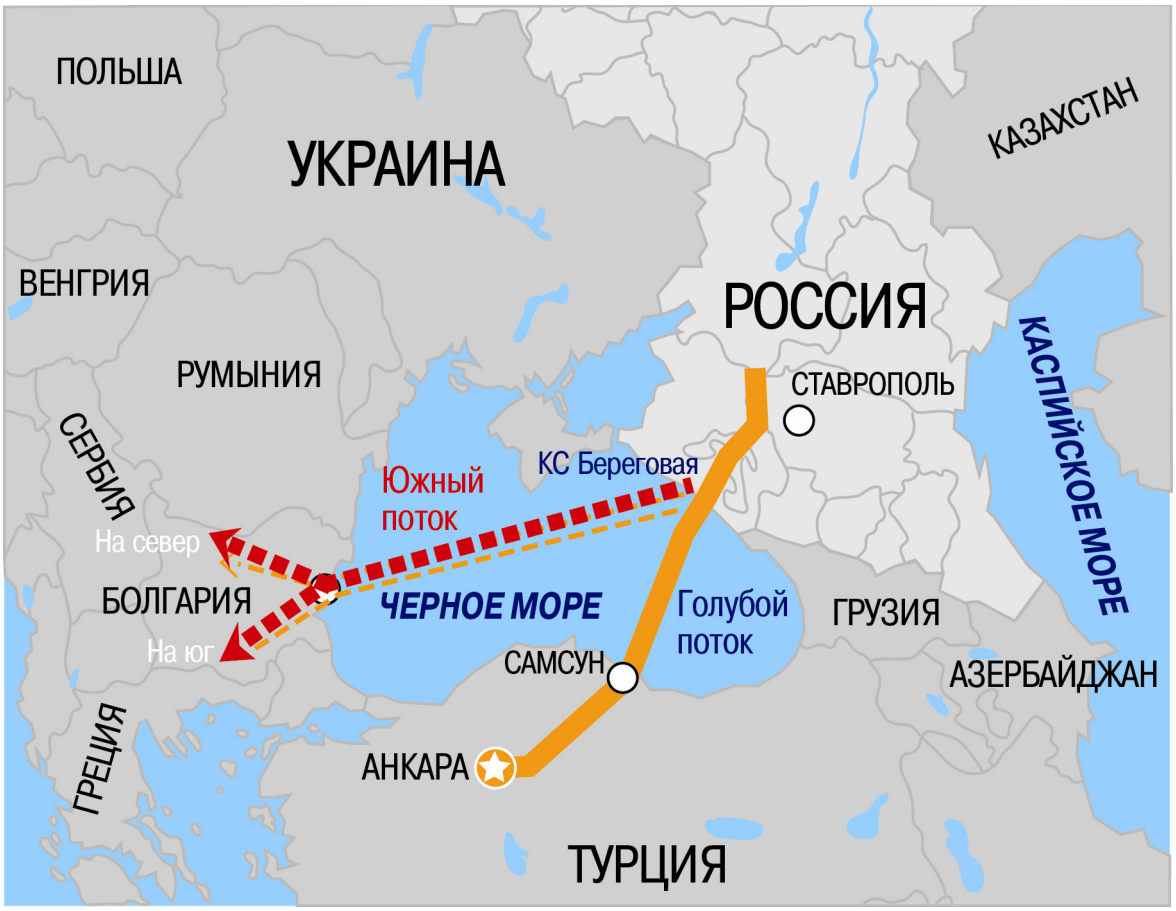


Рис. 4.19. Газопровод «Южный поток»

Отправной пункт магистрали находится в г. Туркменбаши на побережье Каспийского моря (Туркменистан), окончанием маршрута станет населенный пункт Александров Гай на границе Казахстана и России. По территории Казахстана большая часть запланированного маршрута проходит в одном транспортном коридоре с газопроводом «Средняя Азия – Центр» (строился в 1960–70-е гг.), ограниченная пропускная способность и большой износ которого не обеспечивают планируемое 1,5-кратное увеличение поставки туркменского газа на мировой рынок, рис. 4.20. (С реализацией этого проекта возникли официально не объявленные трудности. По состоянию на начало 2013 г. работы не начаты).

Прикаспийский трубопровод – альтернатива поддерживаемой США идее проложить трубу по дну Каспийского моря и пустить Туркменский газ в газопровод Баку–Тбилиси–Эрзерум с дальнейшим выходом в магистраль Набукко, в обход России. Строительство этого трубопровода мощностью 31 млрд м^3 в год должно начаться в 2013 г., пуск в строй – в 2017 г. Проект «Набукко» – явный конкурент и проекту «Южный поток».

Рис. 4.20. Газопроводы Черноморско-Каспийского региона:
1 – проектируемый «Транскаспийский трубопровод» (30 млрд м^3 /год);
2 – трубопровод «Средняя Азия – Центр» (45 млрд м^3 /год); 3 – Прикаспийский трубопровод (10–30 млрд м^3 /год); 4 – «Южный поток» (63 млрд м^3 /год);
5 – «Голубой поток» (16 млрд м^3 /год); 6 – трубопровод «Южно-Кавказский»: Баку–Тбилиси–Эрзерум (20 млрд м^3 /год); 7 – проектируемый трубопровод «Набукко» (31 млрд м^3 /год)

Проектирование трубопровода «Набукко» началось в 2002 г., однако по ряду причин проект неоднократно корректировался. В апреле 2012 г. большинство акционеров этого проекта (газовые компании Австрии, Венгрии, Болгарии, Румынии, Турции, Германии) согласились с уменьшением начальной протяженности газопровода (3900 км) и мощности почти в 2 раза. Обновлённый проект назван «Nabucco West». Труба пойдёт до Австрии не от Каспийского региона (Азербайджан и Туркмения), а от турецко-болгарской границы. Причин для таких изменений несколько: а) к 2011 г. проект подорожал с 8 до 14 млрд евро; б) азербайджанская государственная нефтегазовая корпорация ГНКАР (входит в число акционеров в консорциуме с турецкой Botas) может обеспечить только 10 млрд м^3 газа; в) недостающие 21 млрд м^3 взять негде – Туркмения не проложила газопровод по дну Каспийского моря, который должен был связать её с Турцией, из-за сложных отношений между

Азербайджаном и Арменией и Грузией и Турцией; из Ирана нельзя брать газ по политическим соображениям; Ирак – ненадёжный поставщик газа.

Среди зарубежных проектов поставки газа в Европу (без участия России), кроме Транскавказского, Южно-Кавказского и Набукко, показанных на рис. 4.20, следует назвать газопровод из Центральной Африки через Сахару в Европу протяженностью 4128 км и мощностью 20–30 млрд $м^3$ газа в год. Начало строительства запланировано на 2013 г., пуск в эксплуатацию – на 2017 г., проект пока не обеспечен договорами со странами-поставщиками на оказание транспортных услуг в необходимых объёмах.

4.2.3. Восточное направление

Крупномасштабная транспортировка газа в восточном направлении приобретает для России всё большее значение как для диверсификации зарубежных рынков для российского газа (выход на рынки Японии, Китая, стран АТР), так и для газификации Дальнего Востока.

В сентябре 2007 г. Минпромэнерго РФ утвердило программу развития газовой отрасли в восточной части страны до 2030 г. ориентировочной стоимостью свыше 2,4 трлн руб. (из них 1,3 трлн руб. на разработку месторождений). В соответствии с программой ЕСГ, сети которой в настоящее время заканчиваются в Кемеровской обл., свяжет газодобывающие центры в Красноярском крае, Иркутской обл., в Якутии и на Сахалине, рис. 4.21. При этом ЕСГ распространится от Балтийского моря до Тихого океана.

Первые шаги в этом направлении сделаны. В 2009 г. в Хабаровском крае началось строительство газопровода Сахалин–Комсомольск-на-Амуре–Хабаровск–Владивосток протяженностью 1300 км, рис. 4.21. Это позволяет, с одной стороны, диверсифицировать энергетику региона, сделать ее более устойчивой, а с другой – частично перевести ее на более дешевые виды топлива. Кстати, было специально оговорено, что газ из участка газопровода Сахалин–Комсомольск-на-Амуре–Хабаровск предназначается только для внутренних нужд, а не для экспорта. Это – проявление реальной заботы федерального центра о социально-экономическом развитии важного для России региона. До 2020 г. в Приморье должны быть газифицированы 98 % всех населённых пунктов (502 населённых пункта в 31 муниципальном образовании). Переводятся на газ ТЭЦ Владивостока.

В сентябре 2010 г. в рамках проекта «Газоснабжение Камчатского края» был подан газ в краевой центр, начата газификация Камчатского

края. Это стало возможным с введением магистрального газопровода «Соболево–Петропавловск-Камчатский» протяженностью около 400 км.

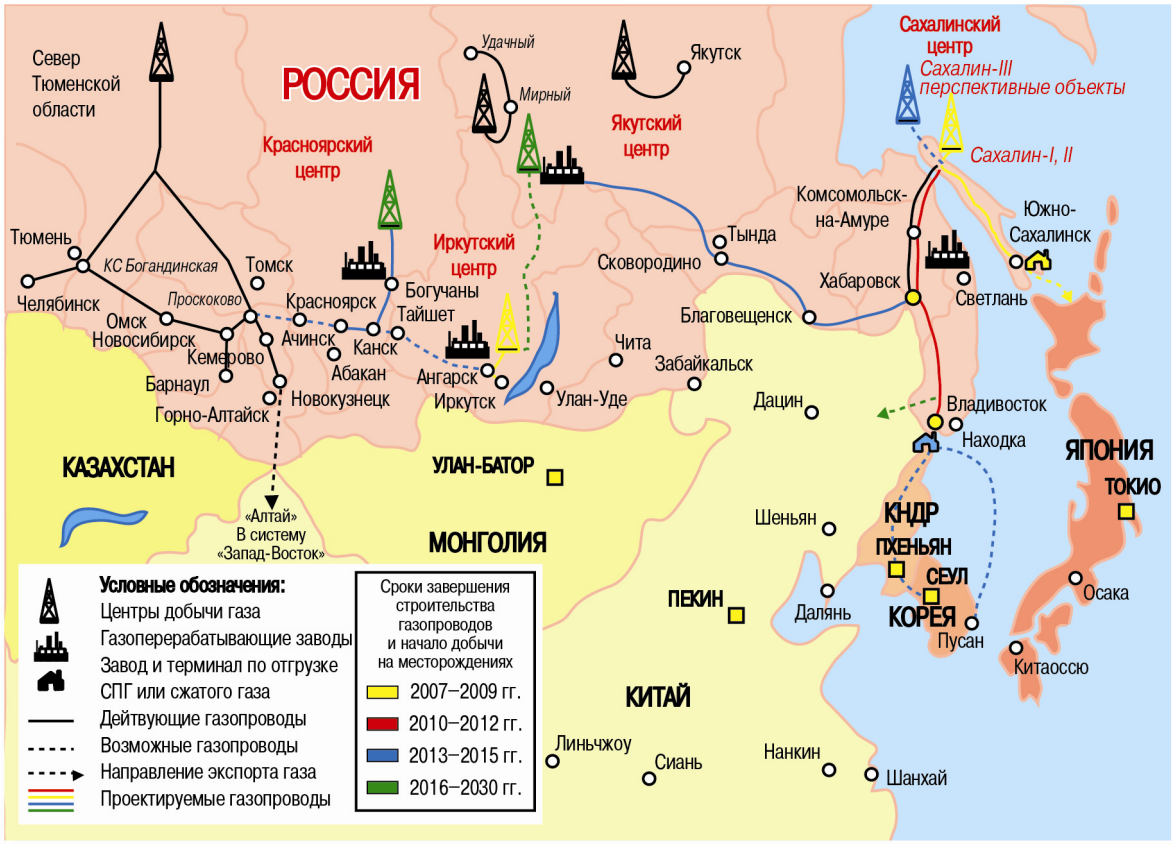


Рис. 4.21. План создания в Восточной Сибири единой системы добычи, транспортировки и газоснабжения (по данным пресс-службы «Газпрома»)

Ведутся работы по созданию Якутского центра газодобычи – наряду с разведкой и обустройством месторождений начато проектирование газопровода «Якутия–Хабаровск–Владивосток» протяженностью более 2800 км. Проектирование должно завершиться в первой половине 2014 г., а строительство – в 2017 г. Газопровод на значительном протяжении пройдет в едином коридоре с нефтепроводом «ВСТО» и в будущем будет объединён с ГТС «Сахалин–Хабаровск–Владивосток». Тем самым якутский газ (прежде всего с Чаяндинского месторождения) получит выход не только в южные районы Дальневосточного федерального округа, но и на экспорт (прежде всего, в Японию). Формирование Якутского центра газодобычи – важный элемент Восточной газовой программы. Дальнейшее развитие этого центра связывается с освоением месторождений федерального значения – Среднеботуобинского, Тас-Юряхского, Верхневилючанского и других.

В 2009 г. ОАО «Газпром» и южно-корейская компания «KoGas» подписали соглашение о проработке проекта транспортировки газа от Владивостока (конечной точки российского газопровода) в Южную Корею в объёме 10 млрд $м^3$ в год в течение 2015–2045 гг. Рассматриваются две возможные трассы газопровода: а) через территорию Северной Кореи (проблема – периодически обостряющиеся межгосударственные отношения); б) по шельфу Корейского полуострова (проблема – слишком большие глубины, что удорожает проект). Более привлекательной пока представляется танкерная поставка сжиженного или сжатого газа с сахалинских месторождений (см. ниже).

ОАО «Газпром» и Китайская национальная нефтегазовая корпорация CNPC в 2010 г. подписали двусторонние соглашения, в рамках которых началось проектирование мощной трубопроводной системы (получившей название «Алтай»), с помощью которой в Китай ежегодно будет поставляться 30 млрд $м^3$ природного газа из месторождений Западной Сибири. Протяженность трассы по территории России составит более 2,7 тыс. км, диаметр трубы – 1420 мм, предварительная стоимость около 14 млрд долл. Трубопровод пройдет по территории Томской обл., Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского края, Новосибирской обл., Алтайского края и Республики Алтай до Синьцзян-Уйгурского автономного округа на западе Китая, рис. 4.22. Далее труба может соединиться с китайским газопроводом «Восток-Запад», по которому газ может дойти до Шанхая. Тогда общая протяженность трубопровода будет составлять 6700 км. Начало коммерческих поставок планируется на 2015 г., срок действия договора – 30 лет, условие поставок – «бери или плати».

У этого проекта внутри страны есть мощная оппозиция в лице экологов и защитников природных заповедников. Экологи возражают против строительства газопровода, поскольку он пересечет ряд уникальных лесных массивов и несколько рек.

У защитников заповедников главным аргументом является тот факт, что на протяжении нескольких километров трасса пройдет по плато Укок, расположенном в Республике Алтай на границе с Китаем. Это – заповедная зона, объявленная «зоной покоя», входит в список Всемирного наследия ЮНЕСКО.

У авторов проекта есть свои контраргументы:

- трасса проектируемого газопровода «Алтай» проходит через сектор «В», где разрешена экскурсионная, туристическая и хозяйственная деятельность;
- предусмотрен целый ряд мероприятий для снижения негативных последствий техногенного воздействия; среди них: противоэро-

зионная защита, рекультивация земель, организация водоохранных зон, противопожарные меры в прилегающих к трассе лесных массивах;

- при прокладке и эксплуатации газопровода будут использованы самые передовые строительные технологии, инновации в области транспорта газа, систем технологической связи и управления технологическими процессами, эксплуатационного производственно-экологического мониторинга и вертолетного патрулирования;
- выбранная трасса самая короткая и не затрагивает другие страны.

Рис. 4.22. Схема газопровода «Алтай»

Тем не менее, рассматриваются два альтернативных варианта поставки газа в Китай. Один – на завершающем (приграничном) участке прокладка трубы вдоль Чуйского тракта с частичным прохождением по территории Монголии; другой – прокладка газопровода восточнее Монголии для газоснабжения более экономически развитых, по сравнению с северо-западными, восточных провинций Китая. В этом варианте основной источник газа – Кавыктинское (Иркутская обл.) и Чаяндинское (Якутия) месторождения. В первом альтернативном варианте основная проблема – появление страны-транзитёра, во втором – отсутствие гарантии рентабельности.

4.2.4. Транспортировка сжиженного и сжатого природного газа

По мнению специалистов, хорошую перспективу для российских газовиков имеет транспорт, прежде всего за рубеж, ***сжиженного*** природного газа – СПГ (Liquid Natural Gas – LNG). При этом потребитель, имеющий терминал регазификации, получает доступ к диверсифицированным поставкам, и ему становится безразличным, чей газ потреблять. Для этого метан при очень низких температурах (–164 °С) сжижается в портах загрузки на заводах по сжижению газа (его плотность при этом повышается в 600 раз), на время морского перехода термически изолируется, а в порту назначения возвращается в газообразное состояние.

Важным шагом на пути вступления России в «клуб стран – продавцов и перевозчиков СПГ» явилось строительство первого в нашей стране завода по сжижению природного газа, который вступил в эксплуатацию в феврале 2009 г. в рамках проекта «Сахалин-2». (В проекте «Сахалин-2» будет задействовано всего 9 % от общих запасов о. Сахалин). Полная мощность завода – 9,6 млн т СПГ в год. Около 60 % продукции завода уже законтрактовано потребителями из Японии и Южной Кореи на 20 лет вперед. Для транспортировки СПГ Россия заказала Японии строительство трех гигантских танкеров-газовозов ледового класса водоизмещением по 122 тыс. т, каждый из которых способен за рейс перевезти 145 тыс. $м^3$ газа, что эквивалентно примерно 100 млн $м^3$ «сухого» (трубного) газа (длина танкера 277 м, ширина 49 м и высота 72 м). Танкеры уже начали поставлять в страны АТР российский СПГ. Россия стала 16-й страной-экспортёром СПГ.

Весьма вероятно, что в ближайшие 20 лет СПГ составит конкуренцию «сухому» газу, у которого наряду с малой себестоимостью есть два существенных недостатка – его трудно транспортировать за пределами трубопроводной системы и трудно хранить. Пока строительство

газопроводов менее затратно с финансовой и технологической точек зрения. Однако те инвестиции, которые уже сейчас направлены на совершенствование технологии сжижения природного газа, позволяют надеяться на то, что в будущем география поставок СПГ будет практически неограниченной.

Россия планирует наращивать объёмы производства и реализации на мировых рынках СПГ. В скором времени будет построен завод для производства СПГ в Хабаровском крае. Вместе с Сахалинским заводом он обеспечит 20 % потребностей в СПГ стран Восточной Азии. Планируется строительство такого завода в пос. Териберка Мурманской обл. для сжижения газа Штокманского месторождения.

В настоящее время разрабатывается другая технология танкерной транспортировки газа, которая специалистам представляется более предпочтительной и экономически эффективной в сравнении с транспортировкой газа в сжиженном состоянии. Речь идёт о технологии CNG (Compressed Natural Gas) – новой прорывной технологии морской транспортировки природного ***газа в сжатом состоянии*** в баллонах под давлением до 25 МПа на судах специальной постройки – судах CNG.

CNG-газовоз с размерами, аналогичными судну LNG, будет перевозить до 30–40 % того количества газа, который может перевозить LNG-газовоз. (Это связано с меньшей плотностью сжатого газа).

Особенность технологии в том, что природный газ можно загружать на суда CNG непосредственно с месторождения, а разгружать – сразу в потребительскую сеть [13]. Это исключает необходимость значительных капитальных вложений в строительство морских трубопроводов или заводов по сжижению газа для доставки его на рынок на судах LNG (или морскими трубопроводами). Основным объектом капиталовложений в новой технологии являются сами суда CNG. Современный завод по сжижению природного газа может стоить до 3–4 млрд долл. Стоимость же станции по компремированию на порядок ниже [14].

По оценкам международных экспертов, транспортировка сжатого природного газа на судах CNG будет в 1,5–2,0 раза экономически выгоднее в сравнении с транспортировкой сжиженного газа на судах LNG (или по морским трубопроводам) при объемах поставок природного газа от 0,5 до 4,0 млрд $м^3$ в год на маршрутах протяженностью от 250 до 2500 морских миль, рис. 4.23.

В Северо-Западном регионе в решении проблемы газоснабжения за счет поставок российского природного газа судами CNG потенциально заинтересованы Швеция, Литва, Латвия и Эстония. Потребности каждой из стран лежат в пределах 0,8–1,5 млрд $м^3$ природного газа в год. Для его поставок загрузочный терминал может быть построен в районе

г. Выборга, где имеется компрессорная станция для СЕГ. При этом отпадает необходимость в строительстве отводов от СЕГ. Эти страны находятся на удалении не более 500 морских миль от пункта загрузки, что обеспечит поставкам газа судами CNG конкурентоспособность по отношению к другим вариантам газоснабжения этих стран. Для обслуживания данного сегмента рынка достаточно 3–4 судов CNG.

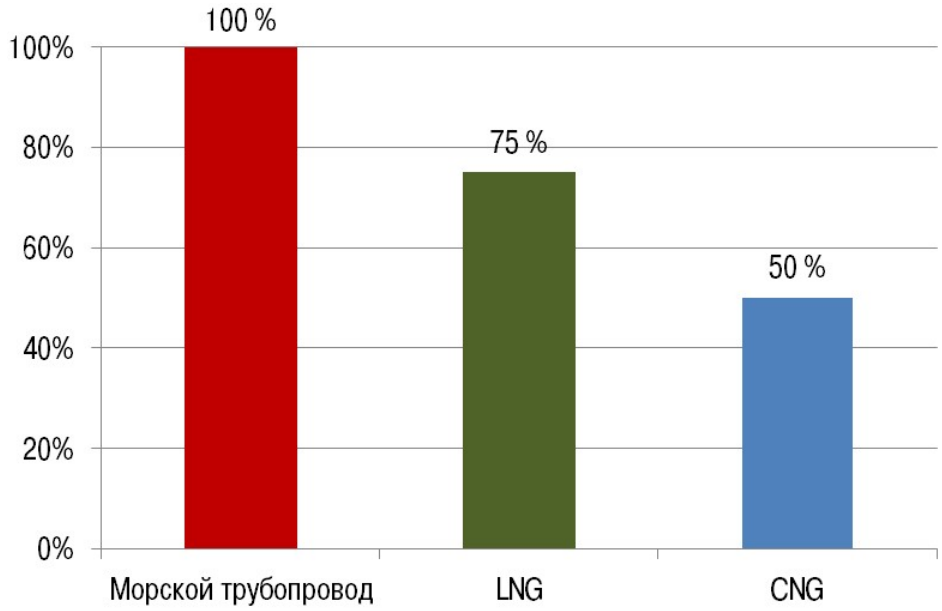


Рис. 4.23. Сравнение стоимости различных видов доставки газа

Транспортировка CNG-танкерами в сравнении с транспортировкой СПГ LNG-танкерами имеет следующие преимущества:

- использование оффшорных месторождений;
- диверсификация мест получения газа;
- возможность использования существующих трубопроводов;
- относительно невысокая стоимость инфраструктуры причалов погрузки/выгрузки;
- простота конструкции судов CNG и меньшие требования к конструкционным материалам по сравнению с судами LNG;
- более высокий уровень безопасности – как собственной, так и для окружающей среды – при авариях, утечке перевозимого газа;
- экологически чистая технология;
- использование накопленного опыта работы со сжатым газом в газопроводах;
- использование технологии производства труб для изготовления баллонов;
- низкие потери газа.

4.2.5. Проблемы газотранспортной системы России и их решение

В процессе развития газового рынка должны быть созданы финансово-экономические условия и инвестиционные ресурсы для освоения новых месторождений газа, осуществления модернизации магистральной и газораспределительной инфраструктуры, развития и повышения устойчивости и маневренности этих систем для обеспечения транспорта газа из новых месторождений, в том числе разрабатываемых независимыми производителями, а также для наращивания мощностей подземных хранилищ газа в целях обеспечения балансировки колебаний спроса на газовом рынке. Характерная для России большая удалённость основных источников энергетического сырья от потребителей в полной мере относится и к природному газу, что обусловливает огромную протяженность газопроводов, большое количество компрессорных станций и, как следствие, высокую стоимость строительства и эксплуатации основных компонентов ЕСГ, повышенную уязвимость газопроводов со стороны терактов и природных катастроф. К этим проблемам географо-климатического происхождения следует добавить исключительную сложность прокладки и обслуживания трубопроводов на болотах и в районах вечной мерзлоты (в особенности на их южных границах).

Есть проблемы и иного происхождения.

1. Большой износ основных фондов – 56 % (в среднем); данные по срокам службы трубопроводов представлены на рис. 4.24, а их распределение по протяженности, диаметрам и срокам эксплуатации – в табл. 4.3.

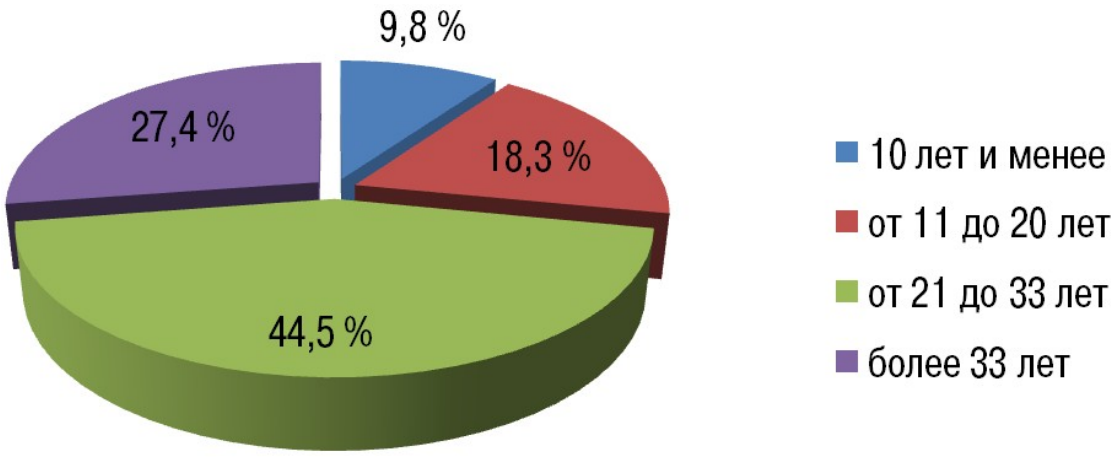


Рис. 4.24. Структура магистральных трубопроводов по сроку службы

Таблица 4.3

Протяженность газопроводов России по диаметрам и срокам эксплуатации

Диаметр, мм	Длина, км	Распределение протяженности газопроводов по возрасту, %		
		> 30 лет	> 20 лет	> 10 лет
1420	48 957	0,00	9,01	31,64
1220	25 596	0,01	22,67	17,47
1020	15 665	24,49	17,84	11,33
820	4585	9,94	5,75	3,33
720	11 343	16,61	10,72	8,11
< 720	40 577	48,96	34,02	28,12
Всего	146 700	19,80	42,80	76,60

2. Имеющиеся инфраструктура и мощности хранения газа в ПХГ составляют порядка 65 млрд $м^3$ в год, или около 18 % от объемов потребления газа в стране. Это позволяет поддерживать надежное снабжение газом российских потребителей в большинстве рабочих режимов. Вместе с тем имеются реальные проблемы обеспечения пиковых отборов газа из хранилищ в зимние периоды времени. Отсутствие сезонной дифференциации регулируемых цен на газ экономически не побуждает потребителей равномерно осуществлять закупку газа.

Руководство страны и ОАО «Газпром» принимают меры по обеспечению стабильности функционирования газовых магистралей, несмотря на значительный срок службы многих из них. Для этого внедряются прогрессивные методы диагностики, которые позволяют эффективно выявлять изношенные участки и устаревшее оборудование, своевременно проводятся планово-предупредительные и ремонтные работы. Перспективное развитие добычи газа, формирование новых рынков и газодобывающих регионов потребуют уже в период до 2020 г. строительства около 28 тыс. км новых магистральных газопроводов, включая подводящие газопроводы и межсистемные перемычки газовых и газоконденсатных месторождений и 144 компрессорные станции суммарной мощностью более 10 млн кВт. Одновременно будет продолжена реализации программ реконструкции действующих объектов транспорта газа.

Объём инвестиций в газовую отрасль за 2006–2020 гг. должен составить 135 млрд долл., из них 60–80 млрд долл. в добычу и транспорт, 15 млрд долл. – в распределительные сети. Только в 2009 г. Газпром направил на реконструкцию и техническое перевооружение газотранспортной системы более 1 млрд долл.

В результате ремонта газопроводов и улучшения их технологического состояния число отказов по сравнению с 2002 г. (32 отказа) существенно уменьшилось и стабилизировалось за последние три года на уровне 17–20 отказов ежегодно (0,11–0,13 отказов на 1000 км).

Государство старается проводить политику, направленную на увеличение прозрачности рынка, в частности введение системы тарификации транспортировки газа по распределительным газопроводам, отдельной регулируемой платы за сбытовые услуги, а также возможности реализации на внутреннем рынке газа, закупаемого по импорту, по свободным ценам. На регулярную основу поставлен анализ бюджета и инвестиционной программы ОАО «Газпром» [12, 15].

4.3. Транспорт угля

Рост добычи и экспорта угля создает огромные нагрузки на все виды транспорта (за исключением воздушного), но особенно большие – на железные дороги. Преобладающая часть добываемого в России угля доставляется до отечественных потребителей или до морских портов (для экспорта) по железным дорогам. (Например, на долю речного транспорта приходится менее 1 % объёма перевозок угля). Рост угледобычи и наращивание объемов экспорта зависят от двух факторов – транспортной инфраструктуры и тарифной политики государства. По мере восстановления угольной отрасли все острее вставал вопрос о развитии железнодорожного транспорта, о решении проблем, накопившихся за 90-е гг. (на начало нового столетия износ основных фондов железнодорожного транспорта достигал 60 %).

В общих ежегодных объемах грузоперевозок железными дорогами первичные энергоносители составляют 40–45 %, в том числе: уголь – до 30 %, нефть и нефтепродукты – 15 % и газ – 2 %. Поэтому железнодорожный транспорт является неотъемлемой частью энергетики страны и составляет с ней единый технологически связанный комплекс. Специалисты угольной отрасли считают, что грамотно выстроенная логистика перевозок – главный залог успеха их бизнеса.

Крупнейшей в России и третьей в мире по масштабам железнодорожной компанией является ОАО «Российские железные дороги» (РЖД), а важнейшей для угольной отрасли его структурой является Западно-Сибирское отделение. Большое внимание развитию железнодорожного транспорта уделено в «Транспортной стратегии Российской Федерации на период до 2030 г.», утверждённой постановлением Правительства РФ от 22.11.2008 г. № 1734-р.

Значительное увеличение пропускных и провозных способностей Западно-Сибирской железной дороги, перерабатывающих возможностей десятков железнодорожных станций, ускорение технических и погрузочно-разгрузочных операций было обеспечено реализацией «Программы развития и совершенствования технологии магистрального и

промышленного железнодорожного транспорта в Кузбассе на 2002–2005 гг.», подписанной руководством Кемеровской обл. и Западно-Сибирской железной дороги.

Роль Западно-Сибирской железной дороги в развитии угольной отрасли России еще больше возрастет при пуске в эксплуатацию железнодорожной ветки Курагино-Кызыл. Эта дорога откроет доступ к Улуг-Хемскому угольному бассейну.

Во времена СССР экспорт угля осуществлялся через порты Прибалтийских республик – Вентспилс, Таллин, Ригу. После распада Советского Союза возникла проблема замещения выбывших портовых мощностей. От транспортной инфраструктуры зависит быстрота погрузки угля и его доставки, что является одним из важнейших факторов конкурентоспособности производителя при экспорте угля зарубежному потребителю. В условиях растущего экспорта России морской порт Санкт-Петербурга оказался перегружен, кроме того, возникли проблемы с экологической обстановкой в городе.

Динамичный рост экспорта угля (2000 г. – 37,9 млн т, 2005 г. – 83,3 млн т, 2011 г. – около 120 млн т) был обеспечен как благоприятной рыночной конъюнктурой, так и содействием, которое оказало государство и ОАО «РЖД» развитию угольной отрасли.

В последние годы в развитие железнодорожной инфраструктуры только в направлении портов Северо-Западного региона ОАО «РЖД» вложило свыше 26 млрд руб. Приоритетными для РЖД являются проекты по усилению инфраструктуры на направлениях Кузбасс–Северо-Запад, Кузбасс – Дальний Восток, Кузбасс – Азово-Черноморский транспортный узел.

Большие средства в развитие транспортной инфраструктуры вкладывают сами угольщики. Например, Сибирская угольная энергетическая компания (СУЭК) за последние годы довела численность своего вагонного парка до 2,7 тыс. единиц (по состоянию на 2007 г.), а также реализовала ряд проектов по развитию тех железнодорожных станций, которые она использует для транспортировки угля. Угольные компании Кузбасса вкладывают средства в развитие морских портов, увеличение пропускной способности их угольных терминалов (Усть-Луга Ленинградской обл., Мурманский морской порт, порты Ванино и Находка на Дальнем Востоке и др.). ОАО «Ростерминалуголь» – дочерняя компания ОАО «Кузбассразрезуголь» – профинансировала строительство второй очереди уникального терминала в порту Усть-Луга, завершенное в начале 2006 г. Терминал позволил значительно увеличить экспорт угля, открыл мощный российский пропускной канал на Балтийском направлении, обеспечивающий диверсификацию российских экспортных грузопотоков, а также их независимость от сопредельных государств. Мощность второй очереди терми-

нала позволит перегружать 8–10 млн т угля в год. Этот порт, расположенный в юго-западной части Финского залива, – самый глубоководный российский порт на Балтике. Естественные глубины акватории Лужской губы позволяют крупнотоннажным морским судам заходить в акваторию порта по короткому проходному каналу протяженностью всего 3,7 км. Климатические условия дают возможность осуществлять навигацию до 326 дней в году, а с использованием ледокола – круглогодично. Однако ни порт Усть-Луга, ни порт Кандалакша (Мурманская обл.) не в состоянии удовлетворить транспортные потребности угольщиков в этом направлении. Положение должен улучшить государственный мегапроект по строительству нового порта с угольным терминалом на западном берегу Кольского залива. Проект находится в стадии рассмотрения.

В восточном направлении повышение возможностей экспорта связывается с пуском в порту Ванино угольного терминала, принадлежащего СУЭК, мощностью 12 млн т угля в год и стоимостью свыше 450 млн долл. и с лучшим использованием транспортных возможностей БАМа.

В последние годы конъюнктура на внешних рынках оказалась для российских угольщиков благоприятной в том числе благодаря транспорту – из-за возросшей стоимости морского фрахта во всём мире поставки из России для потребителей стали более выгодны, чем из Австралии и Индонезии – главных наших конкурентов.

Рентабельность угольных компаний напрямую зависит от железнодорожных тарифов, их дальнейшее повышение привело бы к снижению конкурентоспособности угля на внешнем рынке. Поэтому Минэнерго РФ не поддержало предложение Минтранса РФ о повышении с 2012 г. на 20–30 % тарифа на транспортировку угля железнодорожным транспортом на экспорт. Уже сейчас оплата транспортировки «съедает» значительную часть прибыли угольных компаний. Транспортная составляющая в цене энергетического угля равна 29,8 % при перевозках внутри страны и 33,7 % – при перевозках на экспорт. При обращении к услугам частных операторов подвижного состава тариф ещё больше возрастает, хотя и компенсируется дополнительными услугами и повышенным качеством сервиса. Средняя дальность перевозки угля по российским железным дорогам колеблется в пределах 5 тыс. км. Срок окупаемости вагона для перевозки угля (открытый вагон с бортами) по разным оценкам составляет от 5 до 15 лет (цистерны для перевозки нефтепродуктов окупаются за 5–8 лет).

Угольщики видят несколько вариантов совершенствования тарифной политики, в частности увязку транспортной составляющей с конечной ценой угля, заключение долгосрочных соглашений между грузоотправителем и грузоперевозчиком, закрепляющей на срок от 3 до 5 лет (с помесячной разбивкой) объемы перевозок и тарифы.

Железнодорожники, в свою очередь, выдвигают привлекательное для угольщиков предложение – предоставление сезонных скидок (летом, когда спрос на уголь минимален, его транспортировка может быть дешевле, чем зимой). ОАО «РЖД» рассматривают угольные компании не просто как клиентов, которые получают транспортную услугу по льготной цене, а как стратегических партнеров по бизнесу.

Для сокращения транспортных расходов угольщики Кузбасса большое внимание уделяют обогащению угля. Стратегическая линия – неуклонно снижать перевозку золы и пустой породы в железнодорожных вагонах. Это уменьшит издержки на перевозках и потребность в подвижном составе и увеличит конкурентоспособность российского угля на мировом рынке. Сейчас на обогатительных фабриках, установках и сортировках перерабатывается не менее двух третей от всего объема кузбасского угля.

Руководством страны в последние 10–15 лет приняты важные для экономики страны и её позиционирования в мире решения в области доставки энергетического сырья на внутренние и мировые рынки:

- развитие нефтегазотранспортной системы, включающей новые трубопроводы, морские терминалы, сливо-наливные железнодорожные эстакады, обновлённый подвижной железнодорожный состав;
- диверсификация потоков углеводородов на мировые рынки;
- повышение доли продуктов глубокой переработки, улучшение качества транспортируемого угля.

Заключение к главам 3 и 4

Сырьевой сектор ТЭК России располагает уникальным запасом энергетических ресурсов, но, тем не менее, находится под давлением ряда проблем как природного, так и «рукотворного» происхождения.

Первая группа проблем относится к области геополитики и геоэкономики. Уже в середине XIX в. ведущие российские экономисты подчеркивали наличие целого ряда ограничений, связанных с географо-климатическими параметрами страны и малой плотностью населения на большей ее части:

- суровый климат – 65 % территории является зоной вечной мерзлоты; большие расстояния, усугубляемые бездорожьем; малое число незамерзающих морских портов; длительный период ледостава и отопительного сезона; впадение большинства рек в северные замерзающие моря;
- территориальное несовпадение мест залегания минерального энергетического сырья и местоположения основных его потребителей.

Ко ***второй группе проблем*** относятся:

- многолетняя политика низких цен в плановой экономике СССР на природные ресурсы, включая энергетические, и представление об их неисчерпаемости нанесли огромный урон народным традициям бережливости и культуре потребления всего, что даёт природа;
- истощение удобных для разработки месторождений энергетического сырья;
- большая энергоёмкость товаров и услуг, обусловленная природными условиями и расточительностью россиян;
- морально устаревшие и физически изношенные основные фонды;
- «проедание» на протяжении полутора десятилетий минеральных запасов, открытых и разведанных в советское время, вследствие недофинансирования геологоразведочных работ в 90-е гг.

Будущее сырьевого сектора ТЭК будет зависеть от траектории развития экономики России, от структуры её экспорта. Темпы развития энергосырьевой инфраструктуры будут постепенно замедляться, если России удастся встать на инновационный путь развития. Но поскольку такая переориентация займёт длительный период, необходимо эффективно использовать важные конкурентные преимущества России в современном международном экономическом порядке – наличие значительных природных ресурсов и технологических возможностей их переработки и транспорта.

Вопросы и задания

1. Назовите основные нефтепроводы западного и северо-западного направлений.
2. Назовите основные нефтепроводы южного и юго-западного направлений.
3. Назовите основной нефтепровод восточного направления и дайте его краткую характеристику.
4. Назовите основные газопроводы западного и северо-западного направлений.
5. Назовите основные газопроводы южного и юго-западного направлений.
6. Назовите основные газопроводы восточного и юго-восточного направлений.
7. Каковы основные проблемы газотранспортной системы России и способы их решения?
8. Каковы основные проблемы транспортировки российского угля на внутренний и мировой рынки и способы их решения?

Глава 5
НЕТРАДИЦИОННЫЕ (ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ) ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ

К нетрадиционным топливным ресурсам (НТР) принято относить:

- горючие и газоносные сланцы (ГС);
- битуминозные песчаники (БП);
- газогидраты (ГГ);
- попутный нефтяной газ (ПНГ);
- угольный (шахтный) метан (УМ).

По мере совершенствования добычи и утилизации НТР их доля в топливно-энергетическом балансе будет возрастать. Однако из-за больших технологических сложностей в обозримом будущем НТР будут не альтернативой «топливной триаде» (нефти, природному газу, углю) и урану, а только подспорьем. Исключение могут составить ГС как источники сланцевого газа.

5.1. Горючие и газоносные сланцы

Основная часть мировых запасов традиционных горючих сланцев, содержащих горючее вещество – кероген, сосредоточена в США и составляет около 411 трлн т (70 % мировых запасов), что эквивалентно примерно 320–640 млрд т жидких углеводородов. (Кероген можно сжигать по угольной технологии либо перерабатывать в жидкие углеводороды.) В России ресурсы горючих сланцев оцениваются в 45 млрд т (в Ленинградской, Саратовской, Самарской, Оренбургской, Кировской обл. и Республике Коми), что составляет около 9 % от мировых запасов. Залежи сланцев такого типа обнаружены также в Австралии, Италии, Канаде, Китае, Эстонии и в десятке других стран.

В 1960–70 гг. в СССР были построены крупнейшие в Европе электростанции, работающие на горючих сланцах, – Балтийская (1400 МВт) и Эстонская (1600 МВт), которые работают до сих пор в составе энергетического комплекса Эстонии. Планируется увеличение мощности Эстонской ЭС до 2400 МВт.

До недавнего времени добыча ГС как источника керогена во всем мире была нерентабельной, т. к. требовала шахтного способа добычи; к тому же по калорийности они существенно уступают каменному углю. Из тонны ГС получают от 0,5 до 2,0 баррелей керогена; при этом остается 770 кг пустой породы. В окружающую среду выбрасываются ртуть, кадмий и свинец; грунтовые воды загрязняются нерастворимыми солями.

Ситуация существенно изменилась, когда была освоена технология бурения горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин, позволяющая извлекать не только газ, но и т. н. сланцевую нефть. Примером успешного применения такой технологии является разработка слабопроницаемых отложений «баккен» в Уиллистонском бассейне в США. Сланцевая нефть в сланцах «баккен» содержится в большом количестве вертикальных трещин. Вертикальные скважины дают приемлемый дебит, не превышающий 13 $м^3$ в сутки, лишь в случае попадания скважины в трещину, что случается не более чем в 20–25 % случаев. Бурение горизонтальных участков скважин повысило дебит скважин на этом месторождении в 2,5–3,0 раза. (Добыча сланцевой нефти сдерживается высокой стоимостью.)

По мнению ряда экспертов (преимущественно из США и ЕС), в газовой отрасли в целом и в разработке сланцевых месторождений в 2009 г. началась «новая энергетическая революция» – крупномасштабная добыча сланцевого газа. Наличие в ГС газа (преимущественно метана), а не только керогена, было известно с начала XIX в. (Первая газовая скважина в сланцах была пробурена ещё в 1821 г.). Однако добыча газа не была организована вследствие малого дебита скважин – примерно на два порядка меньше, чем в традиционных газоносных породах. Лишь после нефтяного кризиса 1973–74 гг. США возвратились к решению задачи добычи сланцевого газа. Были открыты 4 огромных сланцевых структуры (Barnett, Haynesville, Fayetteville, Marcellus) суммарной площадью в десятки тысяч квадратных километров. Однако и на этот раз работы были прекращены вследствие падения цены на нефть в 80-е гг. Они были возобновлены в 90-е гг. из-за стремительного роста объёмов потребления газа и цен на углеводороды.

В 2009 г. США добыли 745,3 млрд $м^3$ газа и вышли по этому показателю на первое место в мире. При этом 40 % составил сланцевый и угольный метан. В 2010 г. США добыли 51 млрд $м^3$ сланцевого газа. По прогнозам East European Gas Analysis, добыча сланцевого газа в США к 2015 г. составит более 180 млрд $м^3$ в год. МЭА даёт более сдержанный прогноз – не более 150 млрд $м^3$ в год к 2030 г. К началу 2010 г. на рынке США образовалось избыточное предложение газа. Дошло до того, что построенные в США терминалы по импорту сжиженного газа оставались бездействующими, а затем началось их переоборудование для экспорта газа.

В США разведанные запасы сланцевого газа составляют 24 трлн $м^3$, или более 10 % от мировых (на данный момент технически извлекаемыми являются 3,6 трлн $м^3$). Крупные месторождения сланцевого газа обнаружены в ряде государств Европы, в частности в Австрии,

Англии, Венгрии, Германии, Польше, Швеции, Украине, Румынии, а также в Австралии, Индии, Китае, Канаде.

МЭА прогнозирует, что добыча нетрадиционного газа в Европе к 2030 г. составит 15 млрд $м^3$ в год. Согласно самым оптимистичным из нынешних прогнозов, добыча в Европе не превысит 40 млрд $м^3$ в год к 2030 г. (Ряд экспертов полагает, что такие прогнозы занижены). Китай планирует в 2015 г. добыть 6,5 млрд $м^3$ сланцевого газа. Общий объём производства природного газа в стране вырастет на 6 % с текущего уровня. К 2020 г. Китай планирует выйти на уровень добычи в диапазоне от 60 до 100 млрд $м^3$ сланцевого газа ежегодно.

Широкая распространенность – важнейшее преимущество сланцевого газа над традиционным.

Масштабы и темпы развёртывания работ по добыче сланцевого газа будут зависеть от успешности решения ряда серьёзных проблем:

- при добыче сланцевого газа эффективны только горизонтальные скважины, стоимость которых в 4 раза выше, чем вертикальных; проблема усугубляется также более высокой твёрдостью сланцевых пород по сравнению с породами на месторождениях традиционного газа;
- сланцевый газ залегает в небольших изолированных «карманах»; чтобы его добыть в приемлемых объёмах, необходимо бурить большое количество скважин, каждая из которых обладает малым дебитом; это неприемлемо для стран и регионов с высокой плотностью населения (в частности, для перенаселённой Западной Европы, остро нуждающейся в газе, но трепетно относящейся к окружающей среде, в том числе к пока ещё не застроенным земельным участкам); для обслуживания скважин необходимо большое количество дорог или трубопроводов для доставки огромного потребного объёма воды;
- для эффективного извлечения газа из сланцев необходимо осуществлять гидроразрыв – закачивать в скважины под большим давлением воду со специальными химикатами, разрывающими перегородки между порами, и с песком, который расклинивает эти разрывы; эти химикаты могут попадать в водные горизонты и пагубно влиять на подземные воды – фактически последний резерв питьевой воды на Земле;
- срок службы горизонтальных скважин оценивается в 5–12 лет, тогда как обычных скважин – 30–40 лет;
- по оценкам независимых экспертов, себестоимость добычи 1000 $м^3$ сланцевого газа в 2009–10 гг. составляла 212–283 долл., а объём

добычи из одной скважины – около 50 млн $м^3$ (компании, добывающие сланцевый газ, вероятно в рекламных целях, называют другие величины – 150 долл. и 180–200 млн $м^3$ соответственно);

- за время горизонтального бурения, осуществления гидроразрыва и обустройства скважины в атмосферу попадает такое количество метана, что это перечёркивает все преимущества сланцевого газа перед углём.

Вокруг добычи сланцевого газа развернулись острые экономические и политические дебаты в ряде стран, и прежде всего – в США.

В России ряд высокопоставленных чиновников и представители Газпрома долгое время высказывались в том духе, что сланцевая революция – не более чем пиар-кампания, призванная подорвать интересы России. Газпром не планировал в ближайшие десятилетия начинать разработку месторождений сланцевого газа, поскольку традиционные резервы компании в 10 раз более эффективны, чем разработка месторождений сланцевого газа.

25 марта 2010 г. состоялся круглый стол Комитета Госдумы РФ по энергетике на тему «Перспективы освоения ресурсов сланцевого газа». Участники круглого стола рекомендовали Правительству РФ провести оценку газосланцевого потенциала России, изучить передовые технологии его добычи, оценить возможность и перспективы их внедрения, а также детально проработать вопросы, связанные с влиянием развития сланцевой промышленности в ряде стран на текущие и перспективные экспортные поставки газа из России.

В октябре 2012 г. президент России В.В. Путин впервые признал опасность для Газпрома глобальных изменений на рынке энергоносителей, происходящих вследствие наращивания объёмов добычи сланцевого газа, поручив в этой связи Минэнерго скорректировать генеральную схему развития газовой отрасли до 2030 г.

5.2. Битуминозные песчаники

Битуминозные песчаники представляют собой смесь песка, глины и нефтяного битума. Из тонны битуминозного песка, обычно содержащего 14 % и более битума по массе, можно получить около 100 л жидких углеводородов. Основные запасы битуминозного песчаника сосредоточены в Канаде, США и Венесуэле. В некоторых развитых странах начата добыча и переработка битуминозных песков с целью получения из них нетрадиционной нефти. Однако в промышленных масштабах такую нефть получают только в Канаде, где битуминозные песчаники содержат битум в уникально высоких концентрациях. По прогнозам, к

2015 г. добыча превысит 2,7 млн барр. в день. По оценкам специалистов США, разработка битуминозных песчаников рентабельна при цене на нефть не менее 100–200 долл/барр.

Высокая стоимость работ препятствует интенсивной переработке битуминозных песчаников. Стоимость добычи 1 $м^3$ битума из песчаников оценивается величиной 220–314 долл., а 1 $м^3$ синтетической нефти из горючих сланцев – 340–350 долл. Таким образом, добыча в промышленных масштабах нетрадиционной нефти – дело будущего. Ожидается, что за 25 лет добыча увеличится в 3 раза по отношению к традиционной, но ее доля останется малой – в 2025 г. менее 5 % [8].

5.3. Газогидраты

Газогидраты представляют собой весьма своеобразную форму существования газа – кристаллическую ячейку из молекул воды, внутри которой размещаются молекулы метана. Ячейки образуют плотную кристаллическую решетку, похожую на лед. Выделяющийся из земных недр метан может создать в соединении с водой газогидрат только при определенном сочетании внешних условий, прежде всего при низких температурах и высоких давлениях. Газогидраты могут образовываться в донных осадках при давлении 16–25 атм. и температуре около 0 °С. Если температура выше, то для образования газогидратов необходимо более высокое давление. Они встречаются в океанах и морях на глубине от 300 до 1200 м в виде слоев, залегающих ниже дна на несколько сотен метров. Значительно реже газогидраты встречаются вблизи морского дна (на глубине нескольких метров от его поверхности). На Месояхском месторождении природного газа в Западной Сибири (на левобережье Енисея) газогидраты выходят даже на поверхность. Впервые морские газогидраты были обнаружены в середине 70-х гг. в Канаде, а газогидраты, расположенные под слоями вечной мерзлоты, открыты академиком А. Трофимуком и его сотрудниками в 1975 г.

Особую активность в поиске и разведке месторождений газогидратов, в разработке экономически эффективной и экологически безопасной технологии извлечения из них метана проявляют страны, испытывающие дефицит энергоресурсов, – Япония, Южная Корея, Великобритания, Германия, Франция, США, Канада, Австралия, Индия, Китай, Тайвань. В США ежегодно на поддержку этих работ из бюджета выделяются десятки миллионов долларов. В России на эти цели выделяются очень малые средства – 10–20 млн руб. Япония в течение ближайшего десятилетия намерена приступить к промышленной добыче газа из газогидратов. На сегодня открыто более 200 месторождений газогидратов, располо-

женных в разных частях земного шара. Канада обнаружила в долине реки Маккензи обширные месторождения газогидратов (Маллик) с запасами газа 110 млрд $м^3$, Япония на тихоокеанском шельфе располагает запасами газа (месторождение Нанкай) объемом 4–20 трлн $м^3$.

Согласно исследованиям, проведенным в 80–90-е гг., запасы газа в газогидратах континентальной и шельфовой части России оцениваются величиной 100–1000 трлн $м^3$. Залежи газогидратов обнаружены также в Черном море и озере Байкал. В последние годы российские ученые продолжают поиск и разведку месторождений газогидратов в кооперации с учеными Южной Кореи, Японии, Бельгии и других стран. Вследствие слабой изученности генезиса газогидратов и недостаточного объема поисковых и разведочных работ мировые запасы газогидратов по разным источникам лежат в чрезвычайно широких пределах – от нескольких сотен до нескольких тысяч триллионов кубических метров. Считается, что в газогидратах углеводородного сырья содержится в 10 раз больше, чем во всех месторождениях нефти и газа. Газогидраты – это единственный еще не разработанный и весьма перспективный источник природного газа (из 1 $м^3$ газогидрата можно получить 300 $м^3$ метана). В любом случае, при успешном решении проблем с добычей газа из газогидратов может существенно измениться облик мирового рынка энергоресурсов, а проблема «энергетического голода» отодвинуться на неопределенный срок.

Серьёзным препятствием на пути освоения газогидратных месторождений является угроза окружающей среде. Разработка таких месторождений чревата двумя катастрофическими явлениями:

- дестабилизацией газогидратов и превращением сцементированных ими пород на дне моря в разжиженную массу с крупномасштабными подводными обвалами и оползнями и, как следствие, разрушительными приливными волнами (цунами);
- выбросами огромных масс метана, который примерно в 20 раз опаснее углекислого газа, с морского дна в атмосферу. Поэтому необходимо освоить технологию извлечения газа прямо на глубине с помощью глубоководных добывающих платформ, откуда газ будет перекачиваться по трубам на специальные танкеры.

5.4. Попутный нефтяной газ

На сегодня более доступной и конкурентоспособной технологией использования «вспомогательного» топлива является сбор при добыче нефти и последующая утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ), который представляет собой смесь метана и широкой фракции легких уг-

леводородов (этан, пропан, бутан, изобутан и др.), а также неуглеродных компонентов (азот, углекислый газ, сероводород, гелий, аргон). По геологическим характеристикам различают ПНГ газовых шапок и газы, растворенные в нефти. Первые выделяются из нефтяных скважин, вторые – из пластовой нефти при ее сепарации. ПНГ присутствует далеко не во всех нефтяных месторождениях, а там, где он есть, объемы эмиссии колеблются от единиц до нескольких тысяч кубических метров на одну тонну извлеченной нефти.

ПНГ представляет собой ценное энергетическое сырье благодаря высокой калорийности и экологической чистоте, а также удобству снабжения нефтепромыслов энергией, произведенной из ПНГ. Как сырье для нефтегазохимии ПНГ позволяет получать сухой газ, подобный традиционному природному, газовый бензин, сжиженный газ для бытовых нужд и легкие углеводороды, которые, в свою очередь, могут быть переработаны в каучук, пластмассы, компоненты высокооктановых бензинов и др.

О факелах над нефтяными месторождениями много говорят и пишут в российских средствах массовой информации как о символах бесхозяйственности и варварского отношения к природе. Сжигание ПНГ в факелах признано проблемой номер два в нефтяном секторе ТЭК. (Первой считается малый процент глубокой переработки нефти для получения продукции с высокой добавленной стоимостью). По доле сжигаемого в факелах ПНГ Россия занимает 3-е место среди нефтедобывающих стран. При этом страна ежегодно теряет не менее 140–360 млрд руб. (по разным оценкам). Газовые факелы «поставляют» в атмосферу до 1 % суммарных выбросов CO_2.

Правительство РФ вынуждено было принять в 2009 г. специальное постановление «О мерах по сокращению сжигания попутного нефтяного газа». С 1 января 2012 г. введены огромные штрафы тем нефтедобывающим компаниям, у которых степень утилизации ПНГ меньше 95 %. Предусмотрены и меры поощрения за его использование: обеспечение приоритетного доступа к ЕЭС поставщиков электроэнергии, выработанной из ПНГ, введение налоговых и таможенных льгот для предприятий, реализующих проекты по рациональному использованию ПНГ.

С учётом разбросанности нефтепромыслов по огромной слабозаселённой территории особенно привлекательной видится утилизация ПНГ для удовлетворения потребностей в энергии самих нефтяников. При этом достигается ряд положительных эффектов:

- выполняются условия лицензионных соглашений по утилизации ПНГ и упомянутого выше постановления Правительства РФ;

- высокая экономическая эффективность и малые сроки окупаемости проектов по вводу генерирующих мощностей на ПНГ;
- отсутствие необходимости в больших инвестициях в строительство ЛЭП для централизованного электроснабжения нефтяных месторождений и отсутствие потерь энергии при передаче её на большие расстояния;
- наличие на рынке энергоагрегатов на ПНГ, обеспечивающих высокое качество производимой электроэнергии, устойчивость режимов работы, пониженный уровень выбросов углекислого газа.

Важно также, что срок окупаемости проектов по утилизации ПНГ составляет всего 2,5–3 года, в то время как других нефтегазовых проектов 10 лет и более.

5.5. Угольный (шахтный) метан

Угольный (шахтный) метан (УМ) может уже в ближайшие годы стать заметной прибавкой к газовой составляющей энергетического баланса, повысить эффективность малой и водородной энергетики, обеспечить транспорт дешевым и экологически чистым топливом. И что особенно важно – повысить безопасность шахтёрского труда. Выбросы УМ составляют около 10 % от всех антропогенных поступлений метана в атмосферу. Мировые запасы УМ распределены по странам, как показано на рис. 5.1. Только российские предприятия угольной отрасли ежегодно высвобождают из угольных пластов более 2 млрд м^3 УМ.

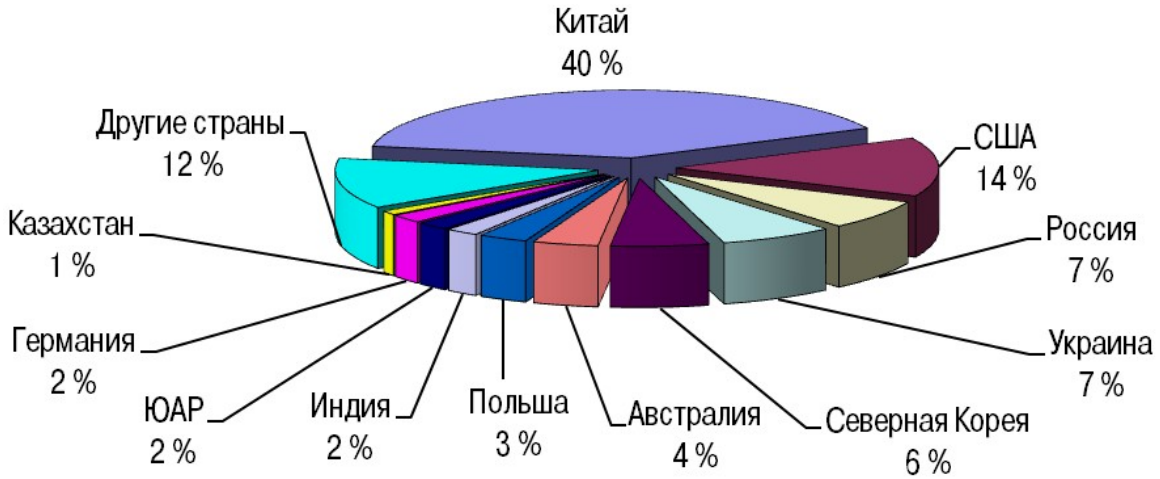


Рис. 5.1.Распределение объёмов выбросов УМ среди угледобывающих стран (по состоянию на 2000 г.).

УМ выделяется либо при добыче угля (его концентрация в вентиляционных выбросах составляет 0,5–2,0 об. %), либо при дегазации угольных пластов (концентрация метана 30–90 об. %). В общей массе выбросов основной вклад принадлежит вентиляционным выбросам. Соответственно, добыча УМ из каменноугольных месторождений осуществляется по двум схемам: а) извлечение УМ как попутного газа при добыче угля, б) добыча УМ как самостоятельного вида продукции из специально пробуренных в угольном массиве скважин.

Главной задачей при реализации первой схемы является повышение безопасности шахтерского труда. Вторая схема обеспечивает предварительное и более полное извлечение УМ и также существенно уменьшает вероятность взрыва при добыче угля. Газ откачивается насосами. Длительность работы скважин не уступает сроку службы скважин на традиционных газовых месторождениях. Эта схема давно реализуется в США, Канаде, Великобритании, Австралии, Китае, Германии и некоторых других странах (добыча УМ в США составляет примерно 35–40 млрд $м^3$). В этих странах УМ подается в магистральные газопроводы, используется для совместного сжигания с углем в котельных, а также в двигателях внутреннего сгорания и газовых турбинах. В США приняты жесткие законы, обязывающие собственников шахт проводить обязательную дегазацию угольных пластов еще до начала добычи. Благодаря этому в США гибель горняков в угольных шахтах – редкое событие.

Прогнозные запасы УМ в России могут превосходить 84 трлн $м^3$. Однако его использование находится на начальной стадии, хотя добыча метана из угольных месторождений имеет ряд преимуществ по сравнению с другими способами его добычи:

- большинство угольных месторождений расположено в уже обжитых районах, имеющих достаточно развитую инфраструктуру, производственную базу и людские ресурсы;
- угольные пласты в основном расположены на относительно небольших глубинах (до 1000 м);
- объем разведочного бурения существенно сокращается, т. к. уже известные контуры угольного массива одновременно являются контурами и газового месторождения в толще угольных пластов.

Однако на пути широкомасштабной добычи УМ имеются и серьезные препятствия. Основные из них:

- более сложная технология его извлечения по сравнению с добычей традиционного природного газа. Метан в метаноугольных месторождениях содержится в микропорах и трещинах угольных

пластов. Угольный пласт отдает метан только при интенсивных механических воздействиях, как это происходит в шахте или на разрезе при разрушении пласта комбайном или экскаватором, либо гидроударом или взрывчаткой с помощью специально пробуренных для этого скважин (в традиционных газовых месторождениях достаточно пробурить скважину, чтобы обеспечить приток газа просто за счет естественного подземного давления);

- содержание метана в различных углях неодинаково – в бурых газопроницаемых углях его меньше всего, в низкопроницаемых углях-антрацитах, напротив, много. Перспективными для добычи УМ являются угли, где содержание метана достаточно для промышленной добычи, а проницаемость пластов относительно велика. Такие угли имеются в Кузбассе;
- большие запасы традиционного природного газа не стимулируют российских газовиков инвестировать средства в эту отрасль.

В России основные выбросы метана происходят при добыче каменного угля в Кузбассе, где при общих запасах метана в угольных пластах около 13,5 трлн $м^3$ ежегодные его выбросы достигают 2 млрд $м^3$.

Руководство Кемеровской области и Газпром начали осуществлять проект добычи угольного метана в Кузбассе. Газпром создал дочернюю компанию, которая ведет поиск, разведку и добычу метана в угольных пластах, проводит бурение разведочных, опытно-промышленных, эксплуатационных скважин и обустройство промыслов, занимается транспортировкой и реализацией метана на внутреннем рынке.

Это не только расширит ресурсную базу Газпрома, но и даст значительный социально-экономический эффект в виде повышения безопасности труда шахтеров (примерно вдвое), газификации региона и создания новых рабочих мест (для обеспечения внутренних нужд в Кемеровскую область ввозят до 1,5 млрд $м^3$ метана в год, а для теплоснабжения предприятий и жилого сектора эксплуатируют более 2 тыс. котельных на угле).

Вовлечение в хозяйственную деятельность нетрадиционных топливных ресурсов в более крупных масштабах будет способствовать успешному решению нескольких актуальных задач:

- продление срока жизни нефтяного и газового секторов ТЭК;
- сдерживание роста цен на углеводороды;
- уменьшение техногенной нагрузки на биосферу;
- увеличение числа стран и регионов, имеющих собственное энергетическое сырье.

По технологии добычи и преобразования в электрическую и тепловую энергию практически все виды НТР пока уступают традицион-

ному минеральному топливу. Это означает, что правительства стран и руководство энергосырьевых компаний должны оказывать им всестороннюю поддержку, по крайней мере, до тех пор, пока они не станут конкурентоспособными. В странах-экспортерах энергетического сырья логично брать средства на эти цели из сверхдоходов нефтегазовых компаний.

К нетрадиционным топливным ресурсам относятся также горючие бытовые и промышленные отходы (ГБПО). Однако их доля в мировом энергетическом балансе в целом очень мала. Только отходы лесной и деревообрабатывающей промышленности, а также сельскохозяйственные отходы вносят существенный вклад в общее потребление нетрадиционных возобновляемых энергоресурсов (гл. 10). Утилизация или уничтожение других отходов представляют в основном экологический интерес.

Вопросы и задания

1. Назовите страны, владеющие основными запасами традиционных горючих сланцев и битуминозных песков.
2. Что сдерживает широкое их использование в энергетике?
3. Назовите основные вехи в освоении сланцевого газа и препятствия на этом пути.
4. Условия образования и существования газогидратов. Основные опасности крупномасштабной разработки месторождений газогидратов.
5. Наиболее перспективные способы утилизации попутного нефтяного газа.
6. Наиболее перспективные способы утилизации угольного (шахтного) метана.

Список литературы к разделу 2

1. Оганесян С.А. Топливно-энергетический комплекс России // ТЭК. – 2004. – № 4. – С. 7–12.
2. Конторович А.Э. Заглядывать за 2020 год тревожно // Мировая энергетика. – 2004. – № 7–8. – С. 13.
3. Котов Б. Возвращение на шельф // Российская газета. – 2006. – № 284 (4214).
4. Глумов А. Континентальный шельф России – наш последний серьезный резерв // Основной ресурс. – 2004. – № 4. – С. 20–22.
5. Экономидес М., Олигни Р. Цвет нефти. Крупнейший мировой бизнес: история, деньги и политика. – М.: Изд-во Олимп-Бизнес, 2004. – 256 с.

6. Selected Country Profiles. The Wall Street Journal Almanac. – N.Y.: Ballantine Books, 1999.
7. Катасонов Ю.И. Проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса // ТЭК. – 2004. – № 4.– С. 39–40.
8. Губарев А. КИНа не будет, если не предпринять экстренных мер для повышения нефтеотдачи // Нефть и капитал. – № 5. – 2008. – С. 40–43.
9. Агафонов Г.В., Соколов А.Д. Долгосрочные тенденции развития угольной промышленности мира и России // Изв. РАН. Энергетика. – 2004. – № 1. – С. 26–33.
10. Исламов С.Р., Степанов С.Г. Газификация угля: возврат в прошлое или шаг в будущее? // Вестник ТЭК Кузбасса (приложение к журналу «ТЭК и ресурсы Кузбасса»). – 2005. – № 4/11. – С. 16–20.
11. Вайншток С.М. «Транснефть» и энергетическая безопасность // Академия энергетики. – 2007. – № 2 [16]. – С. 18–20.
12. «Газпром» в вопросах и ответах. – URL: http://www.gazpromquestions.ru.
13. Концепция технологии морской транспортировки сжатого природного газа на судах CNG. – URL: http://www.intari.com.
14. Природный газ в сжатом виде и его транспортировка CNG-танкерами. – URL: http://www.him-prom.ru.
15. Хренков Н. Рациональная газификация // Корпоративный журнал ОАО «Газпром». – 2010. – № 5.

Раздел 3
ПРОИЗВОДСТВО, ТРАНСПОРТИРОВКА И АККУМУЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Выбор типа и параметров систем генерации электрической энергии зависит от большого количества факторов и поэтому представляет собой чрезвычайно сложную задачу.

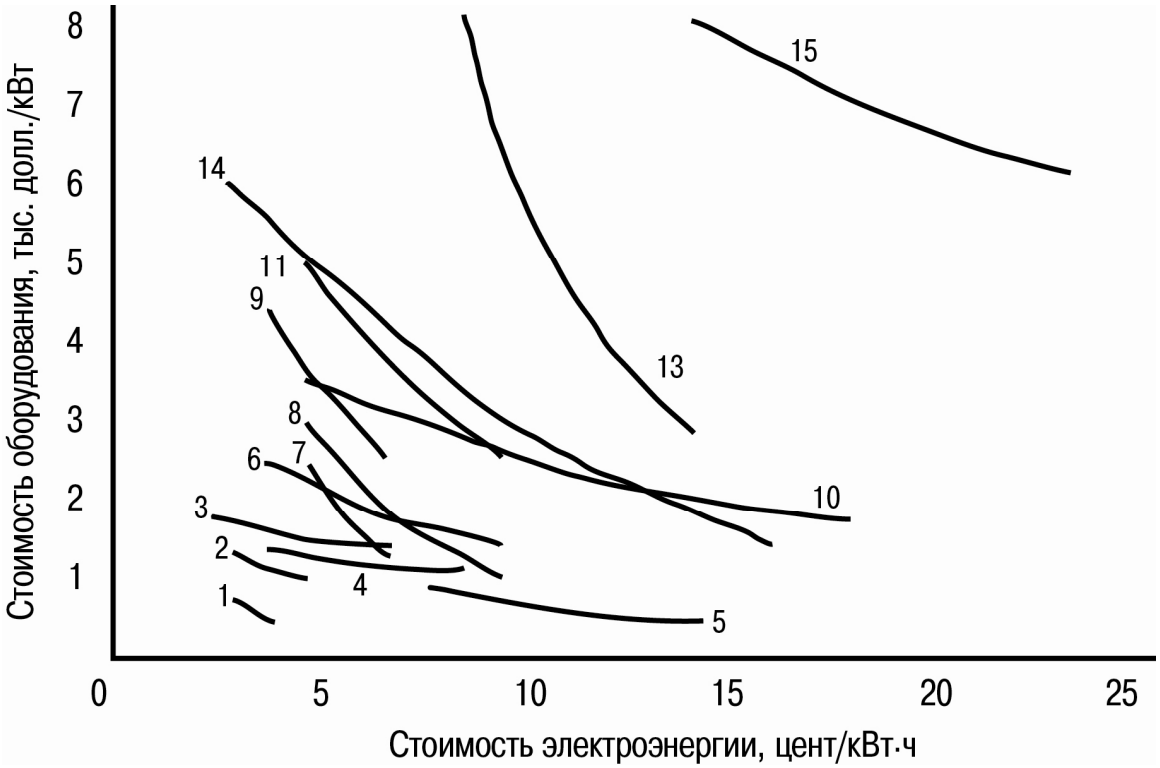


Рис. 6.1. Электростанции и котельные на органическом топливе:
1 – ТЭЦ на газе; 2 – крупные ТЭЦ на угле; 3 – ТЭЦ на биогазе;
4 – ветровые электростанции; 5 – дизельные электростанции;
6 – газогенераторные микро- и мини-ТЭЦ; 7 – газовые микротурбины;
8 – прямое сжигание биомассы; 9 – геотермальные установки;
10 – солнечные теплоэлектростанции; 11 – двигатели внешнего сгорания;
13 – топливные элементы; 14 – малые ГЭС;15 – фотоэлектрические станции

На рис. 6.1 приведены показатели удельных капитальных затрат на создание генерирующих установок различного типа и стоимости вырабатываемой ими электрической энергии [1]. Они основаны на результатах выполненного в Институте систем энергетики СО РАН (г. Иркутск) анализа опубликованных данных о контрактах на реализа-

цию энергетических проектов в разных странах со сроком реализации с 2000 по 2010 гг. Согласно этим данным, на сегодня наиболее выгодными по обоим показателям являются крупные ТЭЦ на газе. Крупные ТЭЦ на угле сопоставимы с ними по цене электроэнергии, но заметно уступают по капитальным затратам. Сопоставимы с этими ТЭЦ по капитальным затратам дизельные станции, но стоимость вырабатываемой на них электроэнергии существенно выше. Все другие способы производства электрической энергии на основе использования как традиционного топлива, так и нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) уступают крупным газовым и угольным ТЭЦ по обоим показателям, что делает их конкурентоспособными лишь в специфических условиях.

Наклон кривых на рис. 6.1 характеризует технологическую освоенность различных способов генерации – круто падающие кривые характерны для сравнительно новых, быстро совершенствуемых технологий и установок: мини-ТЭЦ, газовых микротурбин с единичной мощностью менее 1 МВт, а также для большинства электрических установок на базе НВИЭ.

Структура генерирующих мощностей в России и её ожидаемые изменения показаны в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Динамика установленной мощности на российских электростанциях различного типа

	2000 г.	2010 г.	2020 г.
Уст. мощность всего, млн кВт то же, %	205,8 100,0	223–243 100	246–320 100
ГЭС и ГАЭС то же, %	44,4 21,5	48–49 21,5–20,2	52–54 21–17
АЭС то же, %	21,3 10,3	30–32 13,4–13,2	37–51 15,5–16,0
ТЭЦ то же, %	76,1 37,0	80–84 35,9–34,6	89–108 36,5–34,0
КЭС то же, %	64,0 31,2	65–78 29,1–32,1	67–106 27–33

Как видно из табл. 6.1, характерным для планируемой динамики генерирующих мощностей топливных, гидравлических и атомных электростанций является незначительное изменение соотношений между топливной и нетопливной (ГЭС и АЭС) генерациями. Более существенными должны стать изменения не объемных, а качественных показателей.

Глава 6
ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И КОТЕЛЬНЫЕ НА ОРГАНИЧЕСКОМ ТОПЛИВЕ

По оценкам экспертов, топливная энергетика ещё многие десятилетия будет оставаться преобладающим видом генерации. В соответствии с международными и национальными программами США, Японии, ЕС и некоторых других стран, включая Россию, основными направлениями развития энергетики на традиционном топливе являются повышение её эффективности, экономической и экологической безопасности. Совершенно естественно, что особое внимание при этом уделяется эффективности сжигания углей как наиболее опасному для окружающей среды процессу в энергетической технологии, но и как наиболее обеспеченному сырьём. Важно также, что история и действительность дают основания смотреть в будущее угольной генерации с оптимизмом:

- энергетических углей достаточно на несколько столетий;
- теплоэнергетика становится «дружелюбнее» к окружающей среде,
- эффективность использования угля в паротурбинных установках возросла с 8 % в конце XIX в. до 43–47 % (в отдельных случаях до 50–52 %) в настоящее время, в ПГУ с внутрицикловой газификацией угля – с 35 % в 1970 г. до 50 % в конце XX в.;
- КПД установок, использующих в качестве топлива газ, полученный в том числе газификацией угля, за последнее время также растет: КПД газотурбинных установок превысил 40 %, топливных элементов – уже сейчас превышает 70 %. (При доведении их основных характеристик – стоимости единицы установленной мощности, надёжности, срока службы – до уровня требований стационарной энергетики они могут занять важное место в топливной генерации);
- конкурирующие виды энергетики (атомная, «большая» гидроэнергетика, нетрадиционная возобновляемая и др.) развиваются в условиях необходимости решения ряда сложных проблем (см. ниже).

6.1. Оптимизация структуры топливных генерирующих мощностей

Более высокая эффективность электроэнергетики ряда высокоразвитых стран по сравнению с российской (средняя эффективность нашей электроэнергетики составляет 25 %, а США, Англии и Японии – 36–40 %) достигнута прежде всего своевременной заменой старых образцов оборудования модернизированными, табл. 6.2.

Таблица 6.2

Эффективность работы российских тепловых электростанций в сравнении с зарубежными аналогами

	Россия		Развитые страны	
	Среднее значение	Передовые образцы	Среднее значение	Передовые образцы
КПД ТЭС на газе, %	38,5	–	40	44–45
ПГУ, %	51–52	51–52	54–55	58
КПД ТЭС на угле, %	34	38–44	37–40	45–47

В последние 15–20 лет ими сделана ставка на широкое использование в энергетике ***парогазовых и газотурбинных установок*** (ПГУ и ГТУ), позволяющих существенно снизить удельный расход топлива на ТЭС, рис. 6.2. Сжигание природного газа в топках паровых котлов без применения парогазовых технологий ими расценивается как неоправданное расточительство.

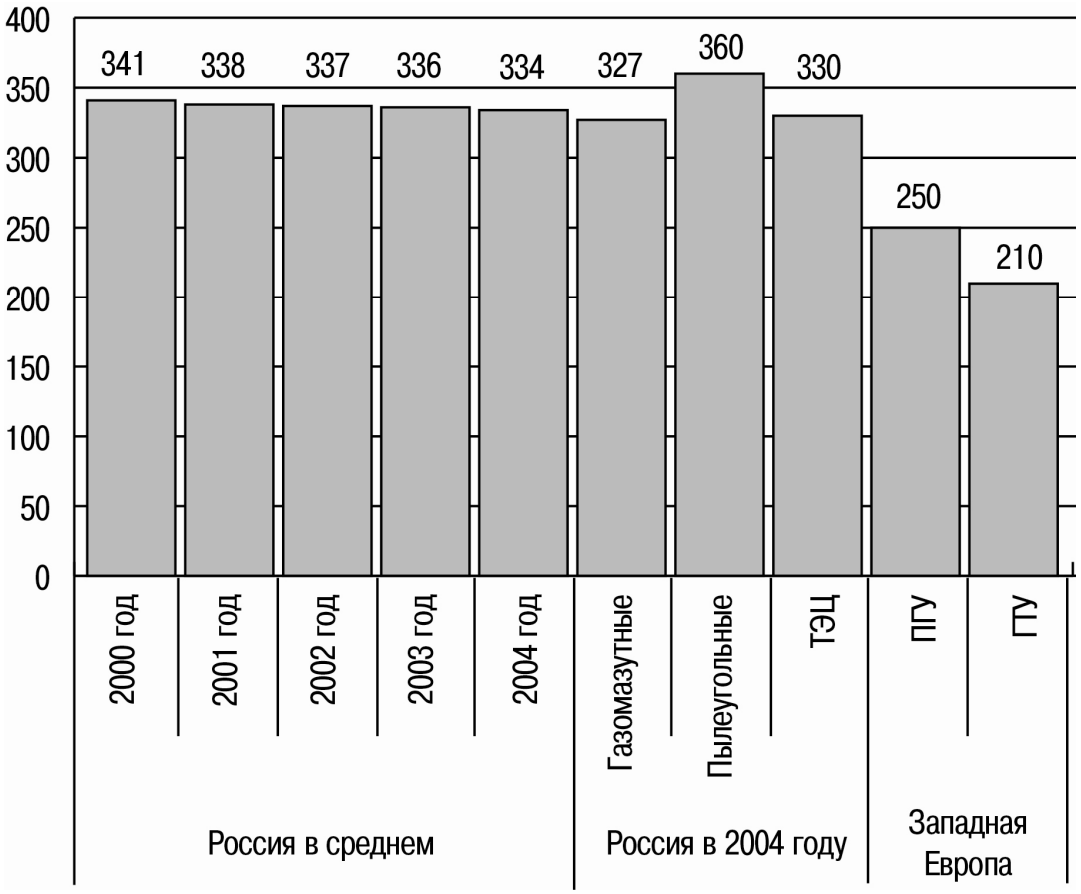


Рис. 6.2. Удельный расход топлива (г у.т/кВт·ч) в России и Западной Европе

Научно-технические основы ПГУ были разработаны академиком С. Христиановичем. Первая в мире ГТУ мощностью 100 МВт была введена в строй также в СССР в начале 1960-х гг. Однако в дальнейшем эти технологии не были востребованы из-за высокой стоимости таких турбин, представляющих собой наукоемкий продукт, требующий высококачественного и дорогостоящего металла и совершенной технологии.

После кризиса 90-х гг. в нашей стране сильное влияние на выбор топлива и технологии его сжигания (тип котла, способ предварительной подготовки топлива), способов наращивания генерирующих мощностей (топливная, атомная или гидроэнергетика) и их модернизации (реконструкция или новое строительство) кроме эффективности и экологичности оказывает большая изношенность основных фондов и ограниченные мощности энергомашиностроительных предприятий.

Вследствие физического износа к 2020 г. закончится парковый ресурс 115 из 140 млн кВт действующих ТЭС [2].

Выбор перспективной структуры топливных генерирующих мощностей должен опираться на сравнение эффективностей разных способов технического перевооружения существующих ТЭС с котлами различного типа. Многие специалисты считают, что начинать техническое перевооружение электростанций относительно крупными ПГУ целесообразно при мощности энергоблоков 25 МВт и выше и отношении электрической мощности к тепловой до 10. ПГУ можно сооружать и на базе относительно маломощных конденсационных ТЭС; они и в этом случае в несколько раз эффективнее. Например, вместо турбины мощностью 25 МВт можно установить ПГУ мощностью 170 МВт (тепловых). Вместо 120 МВт мощностей паротурбинных ТЭЦ можно получить 270 МВт, повысив КПД ТЭЦ по отпуску электроэнергии с нынешних 39–40 до 65 % к 2020 г. В целом по России до 2020 г. за счет технического перевооружения ТЭЦ установками ПГУ можно получить 25–30 млн кВт дополнительных энергетических мощностей. Одновременно снизится расход газа. Оптимальным вариантом является внедрение новых топливных технологий и при реконструкции существующих, и при сооружении новых ТЭС, рис. 6.3.

При этом необходимо учитывать ряд новых тенденций в энергетике и, в частности, в теплоэнергетике: расширение зоны теплофикации на тепловые нагрузки менее 500 Гкал/ч в связи с существенным повышением эффективности относительно небольших теплофикационных установок ПГ-ТЭЦ и ГТ-ТЭЦ, увеличением доли коммунально-бытовой и снижением доли промышленной нагрузок, ростом экологических требований к ТЭЦ со стороны городов и населенных пунктов, ограничивающим использование на них угля.

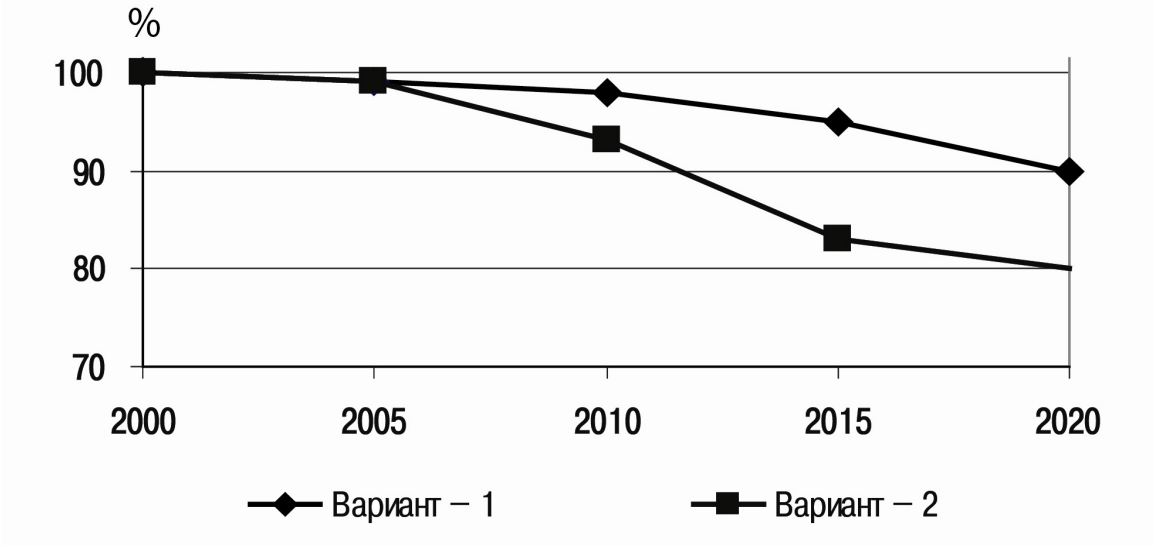


Рис. 6.3. Динамика снижения средневзвешенного удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии ТЭС, %:
вариант 1 – только для обеспечения прироста потребления;
вариант 2 – для обеспечения потребности в компенсации выводимых из эксплуатации ТЭС

Сопоставление экономической эффективности различных способов технического перевооружения существующих и сооружения новых тепловых электростанций, а также сравнение нескольких принципиально различающихся вариантов их развития выявили:

- предпочтительность большинства способов технического перевооружения существующих ТЭС по сравнению с новым строительством;
- высокую экономическую эффективность использования ПГУ и ГТУ как на существующих, так и на новых ТЭЦ и КЭС;
- особенно высокую эффективность увеличения мощности действующих газомазутных ТЭЦ за счет газотурбинных надстроек и превращения их в ПГУ-ТЭЦ (в первую очередь, при утилизационной схеме).

Структура мощности ТЭС должна быть изменена в сторону увеличения доли новых технологий (ГТУ и ПГУ) на газомазутных КЭС и ТЭЦ к 2020 г. до 24–30 % и на угольных КЭС – до 14–17 % (в 2000 г. – 10 %), рис. 6.4. Реализация такого изменения структуры генерирующих мощностей возможна только при проведении целенаправленной ценовой политики по ликвидации диспропорций между ценами разных видов топлива.

Рост экологических налогов и ужесточение санкций за ущерб окружающей среде вынуждают энергетиков во всем мире ставить эколо-

гические критерии как минимум в один ряд с требованиями энергетической безопасности и эффективности. Например, в США действует государственная программа «Чистая угольная технология» («Clean Coal Technology»).

Наиболее передовые угольные технологии в энергетике уже сейчас по экологичности почти не уступают газовым. В Германии вредные выбросы электростанций, работающих даже на низкосортных бурых углях, минимальны.

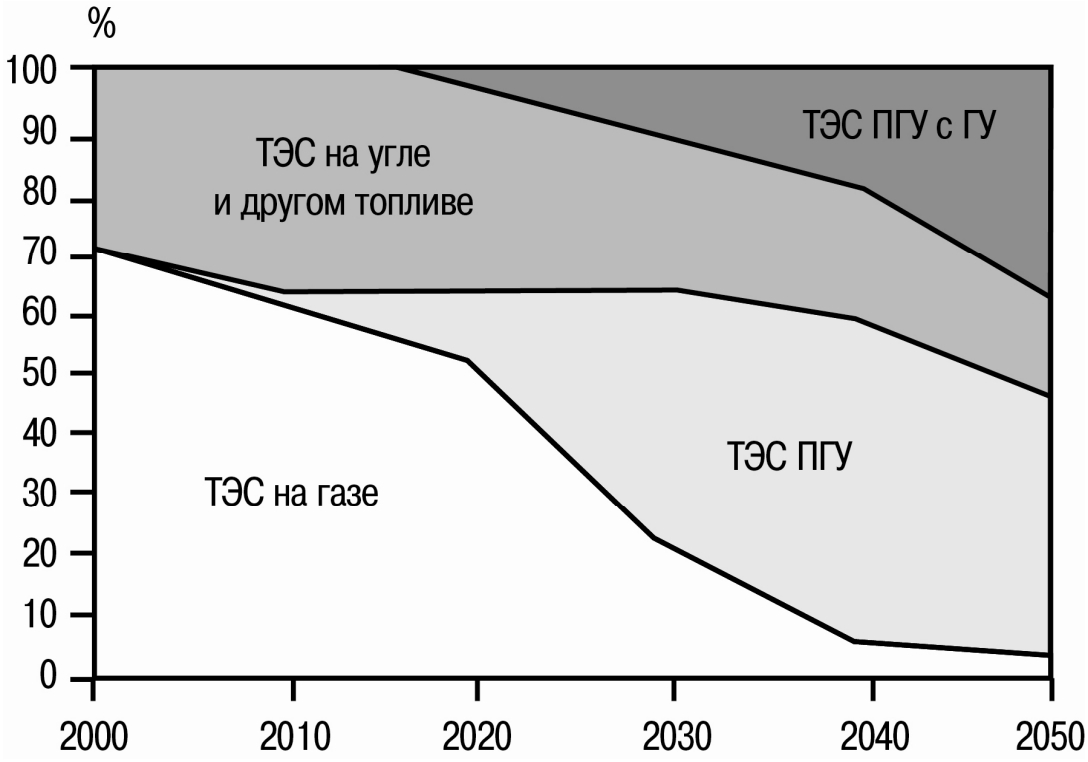


Рис. 6.4. Динамика изменения технологической структуры производства электроэнергии на тепловых станциях в России, % [3]

Для расширения масштабов использования угля в условиях ужесточения экологических требований и ограничения объёмов газа, сжигаемого в топках электростанций, а также с учётом современных российских реалий перспективными направлениями наращивания генерирующих мощностей являются следующие:

1. Широкое внедрение на газовых ТЭС парогазовых технологий с использованием преимущественно конкурентоспособного оборудования, изготовленного российскими энергомашиностроительными предприятиями. Их высокая энергетическая эффективность приведет к экономии топлива и, как следствие, к сокращению выбросов в атмосферу окислов азота в 2–3 раза. Замена паровых

турбин на работающие в когенерационном режиме ПГУ может при тех же объёмах выработки тепла и потреблении газа либо увеличить выработку электроэнергии, либо сократить потребление газа.

2. Наращивание темпов внедрения в «большую» топливную энергетику мощных ГТУ (мощностью по 110 МВт). Разработка отечественных ГТУ ведется с использованием потенциала предприятий-производителей авиационных и судовых газотурбинных двигателей.

ОАО «Сатурн – газовые турбины» освоило серийное производство газовых турбин мощностью 110 МВт (ГТУ-110). Сравнение их характеристик с зарубежными аналогами подтверждает высокий технический уровень отечественной турбины. Она имеет лучшие массогабаритные характеристики, что позволяет транспортировать ГТУ-110 в полной заводской готовности. Установка таких энергоагрегатов уже началась.

ФГУП «Салют» является родоначальником новых высокоэффективных ГТУ сложного цикла – с впрыском пара в камеру сгорания двигателя. В частности, такой установкой является ПГУ-60 с электрической мощностью 60 МВт и тепловой – 42,5 Гкал/ч, с КПД 52 %, коэффициентом использования топлива 95 % и сроком окупаемости менее 3,5 лет. Энергетики связывают много надежд с этими установками, поскольку открываются широкие перспективы для формирования целой гаммы промышленных газовых турбин в диапазоне мощностей от 50 до 180 МВт. (Корпорация «Siemens» создала крупнейшую в мире газовую турбину мощностью 340 МВт. Ее вес – 440 т, длина – 13 м, высота – 5 м).

Важным достоинством газовых турбин является возможность их быстрого запуска или останова в зависимости от изменения электрической нагрузки.

3. Применение передовых технологий сжигания твердого топлива, прежде всего в котлах мощных (450 МВт и выше) угольных блоков с суперкритическими параметрами и с КПД 45–47 %.

Начиная с 1920-х гг. технологии традиционных паротурбинных агрегатов тепловых станций (позднее и атомных) развивались по пути использования все более высоких параметров пара и увеличения единичной мощности установок, что позволяло улучшать технико-экономические параметры установок, а через это – и их экологичность.

4. Использование передовых УПХ-технологий (**У**лавливание, **П**оглощение, **Х**ранение) для уменьшения негативного воздействия на окружающую среду (гл. 13).

Для быстрой ликвидации нарастающего энергодефицита в течение первых двух–трёх десятилетий XXI в. в России сохранятся основ-

ные признаки «газовой паузы» – в генерации будут преобладать газовые технологии, обеспечивающие высокие темпы и сравнительно низкую стоимость наращивания генерирующих мощностей. В последующем уголь должен будет вытеснять газ на тепловых электростанциях – доля угольной генерации должна постепенно увеличиться, а технологии угледобывающего и энергогенерирующего производства, по прогнозам, будут изменяться, как показано в табл. 6.3.

Таблица 6.3

Реализованная и прогнозируемая эволюция технологии угледобывающего и энергогенерирующего производства

Период и состояние	Этапы развития угледобывающих и энергогенерирующих систем
1950–2000 гг. Широкое промышленное распространение	Прямое сжигание угля на пылеугольных электростанциях. Паротурбинные электрогенераторы с выбросами SO, NO и CO_2. Общий КПД = 0,30–0,35 (I поколение)
2000–2025 гг. Демонстрационные полупромышленные углеэнергетические комплексы	Интегрированные углеэнергетические комплексы, внутрицикловая газификация угля с генерированием электроэнергии на парогазотурбинных установках комбинированного цикла с использованием в качестве топлива генераторного газа; минимальные выбросы SO, и NO_x. Общий КПД = 0,40–0,55 (II поколение)
2025–2050 гг. Демонстрационные полупромышленные углеэнергетические комплексы	Интегрированные углеэнергетические комплексы, подземная газификация угля, извлечение угольного метана с генерированием электроэнергии на парогазотурбинных установках комбинированного цикла с минимальными выбросами SO и NO_x. Общий КПД = 0,45–0,60 (III поколение)
2050–2100 гг. Демонстрационные проекты отдельных углеэнергетических подсистем	Интегрированные углеэнергетические предприятия на водородном топливе. Безлюдная, бесшахтная эксплуатация углеметановых месторождений, получение водорода из генераторного газа и угольного метана, водородные парогазотурбинные установки двойного пароводородного цикла с нулевыми выбросами парниковых газов в атмосферу. Общий КПД = 0,6–0,7 (IV поколение)

6.2. Повышение эффективности и экологичности сжигания угля

Для устранения последствий «газовой паузы» в ЭС-2030 предусмотрено изменение цен так, чтобы к 2020 г. газ стал дороже угля в 1,6–2,0 раза. Чтобы не допустить при этом стремительного роста энерготарифов, уже сейчас необходимо искать эффективные пути возвращения угля в энергетику. При этом требуются инвестиции и в технологии производства топлива, и в технологии его эффективного и экологичного сжигания.

6.2.1. Совершенствование конструкции и режимов работы котлов

Большинство экспертов считает, что рост угольной энергетики в ближайшие 15–20 лет будет обеспечиваться преимущественно вводом энергоблоков с котлами с традиционным факельным сжиганием угля, а также с котлами с циркулирующим кипящим слоем. Согласно прогнозу Мирового энергетического совета (World Energy Council), угольные паровые энергоблоки будут использоваться до 2060-х гг., поскольку для повышения эффективности их работы за счет перевода на ультрасверхкритические (ultra – super – critical – USC) параметры (давление 24–30 МПа, температура 580–610 °С) потребуется только использование новых материалов без радикального изменения конструкции уже разработанных узлов и агрегатов. Работы над такими котлами начались в СССР и США более 50 лет назад. Сейчас около 20 угольных энергоблоков мощностью 380–1050 МВт с такими параметрами уже работают в Германии, Японии, Дании. КПД лучших японских и немецких энергоблоков достигает 45–46 %, а датских, работающих на холодной циркуляционной воде с глубоким вакуумом, – 47–49 %.

В странах ЕС в рамках программы «TERMIE» идет разработка пылеугольного энергоблока с максимальной температурой пара выше 700 °С и давлением 35 МПа. Выйти на эти параметры намечено к 2015 г. КПД энергоблока может достичь 53–54 %; еще через 20 лет КПД составит 55 % при температуре пара до 800 °С.

Одним из главных препятствий созданию подобных энергоблоков является проблема конструкционных материалов. Возможным вариантом её решения является использование энергоустановок с *высокотемпературной паровой турбиной*. Здесь существенный рост КПД достигается за счет перегрева водяного пара в обычном угольном энергоблоке при дополнительном сжигании водорода в атмосфере кислорода. Водород извлекается из синтез-газа, производимого в газогенераторе. Значительное повышение температуры (более 1000 °С) реализуется только в паровой турбине, а не в котле.

В последние 10–15 лет интенсивно внедряются передовые технологии сжигания и конверсии угля: сжигание и газификация угля в шлаковом расплаве (IGCC-технология), сжигание в кипящем слое (КС) и циркулирующем кипящем слое (ЦКС).

Приоритетным направлением является создание *парогазовых установок (ПГУ) с внутрицикловой газификацией угля (ВЦГ)*. По этой схеме осуществляется бинарный цикл – горючий газ, производимый в газогенераторе, сжигается в газотурбинной установке (ГТУ), а продукты сгорания подаются в котел-утилизатор с паровой турбиной, рис. 6.5.

Первая такая ТЭС была запущена в 1981 г. в США. Сегодня функционируют около десяти ПГУ мощностью до 350 МВт (эл.) и КПД 43–45 %. По КПД парогазовые установки с ВЦГ конкурируют с угольными энергоблоками на сверхкритических параметрах пара, но обладают улучшенными экологическими характеристиками. Разрабатываются улучшенные варианты ПГУ, в которых реализуется частичная газификация угля в пиролизере, когда производится кроме горючего газа еще и полукокс, сжигаемый в паровом котле. ПГУ с внутрицикловой газификацией обладают и рядом других преимуществ: позволяют сжигать низкосортный уголь (с содержанием золы до 40–45 %) с хорошими показателями по уровню выбросов пыли и оксидов серы и азота, сократить габариты реактора газификации и котла, упростить систему приготовления топлива и топливоподачи, практически полностью улавливать минеральную часть топлива в золошлаковом расплаве. Кроме того, высокозольные угли удается переработать не только в генераторный газ, электрическую и тепловую энергию, но и в строительные материалы (в шлаковату, шлакощебень) и другую потребительскую продукцию.

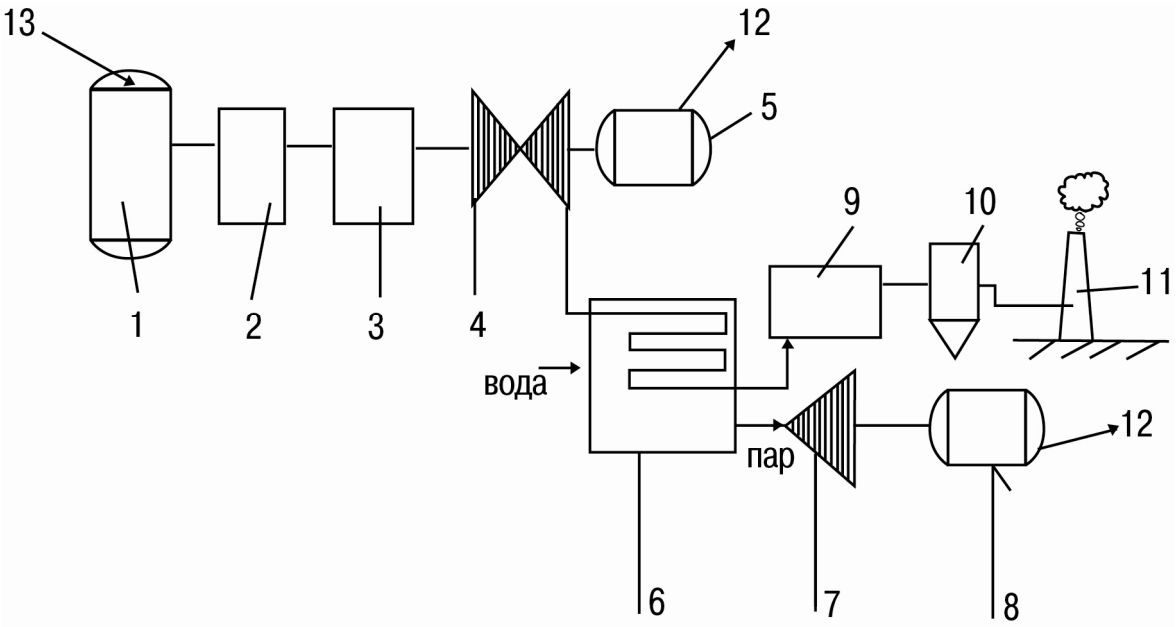


Рис. 6.5. Принципиальная схема интегрированной углегазификационной установки с парогазотурбинной электростанцией комбинированного цикла ИГКЦ [IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle)]:
1 – углегазификатор; 2 – сероудалитель; 3 – газоочистка; 4 – газовая турбина; 5 – генератор газовой турбины; 6– теплообменник; 7 – паровая турбина; 8 – генератор паровой турбины; 9 – сухая азотоочистка; 10 – бункер-пылесборник; 11 – дымовая труба; 12 – электроэнергия потребителю; 13 – уголь на газификацию

ПГУ с топливной турбиной создают на базе высоконапорных газогенераторов, интегрированных в энергетическую схему по технологии IGCC для получения горючего газа. Система обеспечивает КПД на уровне 43–44 %. В перспективных японских проектах КПД цикла ПГУ с газовыми турбинами 3-го поколения должен составить 49 %.

В США в рамках правительственной программы «Чистый уголь» на основе IGCC-цикла отработан целый ряд промышленных технологий газификации топлива, а также технологическое оборудование, предназначенное для использования в составе газогенераторных ПГУ на твердом топливе. Аналогичные программы по экологически чистому использованию топлива приняты в Германии, Англии, Японии, Нидерландах, России и других странах.

По состоянию на 2005 г. в Европе уже было 275 котлов, работающих по технологии ЦКС, в США –155, в Японии – 28, в Китае – 25, а в странах Азии в целом – 126. В среднем тепловая мощность котла нового типа составляет около 200 МВт, что достаточно для электрогенераторов мощностью примерно 70 МВт. В России внедрение технологий КС и ЦКС – одно из важных слагаемых технологической политики. Первый энергоблок мощностью 330 МВт с котлом, реализующим ЦКС-технологию, заложен в мае 2007 г. на Новочеркасской ГРЭС «ОГК-6». Стоимость строительства нового блока – примерно 160 млрд руб. К осуществлению аналогичных проектов готовятся еще несколько генерирующих компаний.

Тенденция к децентрализации не только электроснабжения, но и теплоснабжения обусловливает повышенный интерес к совершенствованию технологий сжигания углей в теплофикационных котлах средней и малой мощности (угольные котельные ЖКХ, воинских частей и др.). Одним из ведущих направлений в этой области является реализация в новых и реконструируемых котлах промышленной энергетики технологии сжигания угля в высокотемпературном кипящем слое (ВЦКС).

Котлы с ВЦКС имеют следующие преимущества перед типовыми слоевыми котлами: в 1,5 раза большую производительность, возможность использовать местное дешевое твердое топливо (каменный и бурый уголь и его отсевы, древесные отходы), более простую конструкцию (в 5 раз меньше колосников, отсутствуют пневмомеханические забрасыватели топлива) и, как следствие, повышенную надежность, повышенный эксплуатационный КПД (85–87 % против 72–80 % у типовых слоевых котлов), меньшую концентрацию твердых выбросов в атмосферу (в 5–6 раз) и оксидов азота (в 3 раза), расширенный диапазон регулирования нагрузки (20–50 %). Важно, что перевод слоевых котлов в режим ВЦКС осуществляется за счет простой и недорогой реконструкции.

6.2.2. Предварительная подготовка топлива

Параллельно с совершенствованием угольных котлов ведутся работы по дальнейшему улучшению качества топлива за счет его предварительной подготовки. Наибольший интерес представляют технологии приготовления *водоугольного топлива* (ВУТ) – взвесей угольных частиц в воде, *нанодисперсного органо-водоугольного топлива* и *микроугля.*

При зарождении технологии ВУТ (1950–1960) главным его преимуществом считалась возможность транспортировки по трубопроводу, танкерами, цистернами. (В Китае производство ВУТ достигло 15 млн т/год). Технология использования ВУТ – транспортировка, высушивание, сжигание в обычных угольных котлах. Разрабатываются методы прямого сжигания, а также газификации, поскольку ВУТ содержит необходимую для процесса воду. Для улучшения реологических характеристик ВУТ и его стабильности в технологию приготовления дополнительно включили механохимическую активацию твердой и жидкой фаз. Получаемое при этом топливо назвали «искусственное композиционное жидкое топливо» (ИКЖТ). Оба вида топлива обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционным угольным топливом: более высокая эффективность сжигания, меньшие токсичность и взрывоопасность при приготовлении, транспортировке и сжигании, отсутствие пыли, меньшее количество выбрасываемых в атмосферу вредных веществ по сравнению не только с углем, но и мазутом, табл. 6.4.

Таблица 6.4

Количество вредных веществ, образующихся при сжигании различных видов топлива

Вредное вещество в выбросах	Уголь	Мазут	ВУТ, ИКЖТ
Пыль, сажа, г/м^3	100–200	2–5	1–5
SO_2, мг/м^3	400–800	400–700	100–200
NO_2, мг/м^3	250–600	150–750	30–100

Главное достоинство технологий, основанных на ВУТе, – возможность сжигания низкосортных топлив, в том числе угольных шламов (с зольностью до 40 %). Стандартный состав ВУТ: уголь (60–70 %) с размером частиц 50–70 мкм, вода (30–40 %), пластификатор (1 %).

Потребителями ВУТ и ИКЖТ могут быть котельные на объектах ЖКХ, работающие, как правило, при использовании малоэффективного слоевого способа сжигания дефицитных и дорогостоящих углей, а также теплогенерирующие установки, работающие на мазуте или природном газе.

Микроуголь, получаемый за счет утонения помола до 20–50 мкм и механоактивации угольных частиц, позволяет с большой скоростью проводить химические реакции и, как следствие, им можно замещать газ и мазут в объектах энергетики, в частности осуществлять безмазутный розжиг и подсветку [4] (подсветка – использование при сжигании низкосортных углей не воздуха, а его смесей с одним из горючих газов: природным газом, попутным нефтяным газом, угольным метаном или даже с водородом). Весьма эффективен микроуголь для процессов газификации, а при размере частиц до 15 мкм возможно его непосредственное сжигание в ГТУ с существенным увеличением КПД, так как исчезает промежуточный этап газификации.

Для еще меньших размеров частиц разработаны способы получения суспензий (так называемые *нанодисперсные органо-водоугольные топлива*, например смесь угля, отработанного масла и воды) с целью замены мазута в энергоустановках и применения в качестве топлива в двигателях внутреннего сгорания (ДВС).

6.3. Когенерация

В советской и российской энергетике традиционным способом повышения эффективности использования топлива и решения задачи теплоснабжения является одновременное получение электрической и тепловой энергии на ТЭЦ и ГРЭС.

На Западе, где проблема отопления не столь острая, комбинированный способ производства обоих видов энергии, названный «когенерацией», стал развиваться сравнительно недавно, но по прогнозам Европейской Ассоциации Когенерации (Cogen Europe) доля когенерационных систем в выработке электроэнергии в среднем по странам ЕЭС в ближайшие годы достигнет 20 %. Динамика за предыдущее десятилетие показана на рис. 6.6.

Есть несколько способов реализации этой идеи:

- на КЭС, предназначенных вырабатывать только электричество, утилизируют тепло, выделяющееся в конденсаторах и рассеивающееся в окружающей среде. При полном вытеснении КЭС ежегодная экономия топлива в электроэнергетике достигла бы 23 % (58 млн т у.т.), а экономия инвестиций – 15,5 млрд долл.;
- в котельных (прежде всего паровых) дополнительно производят электроэнергию, например при замене редуктора давления пара на противодавленческую турбину. При этом расход топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии оказывается вдвое ниже, чем на традиционных электростанциях (140–150 г у.т. против 335–345 г у.т.).

Электрификация котельных имеет капиталоёмкость около 400 долл/кВт, тогда как ввод новых мощностей на электростанциях – не менее 1000–2000 долл/кВт;

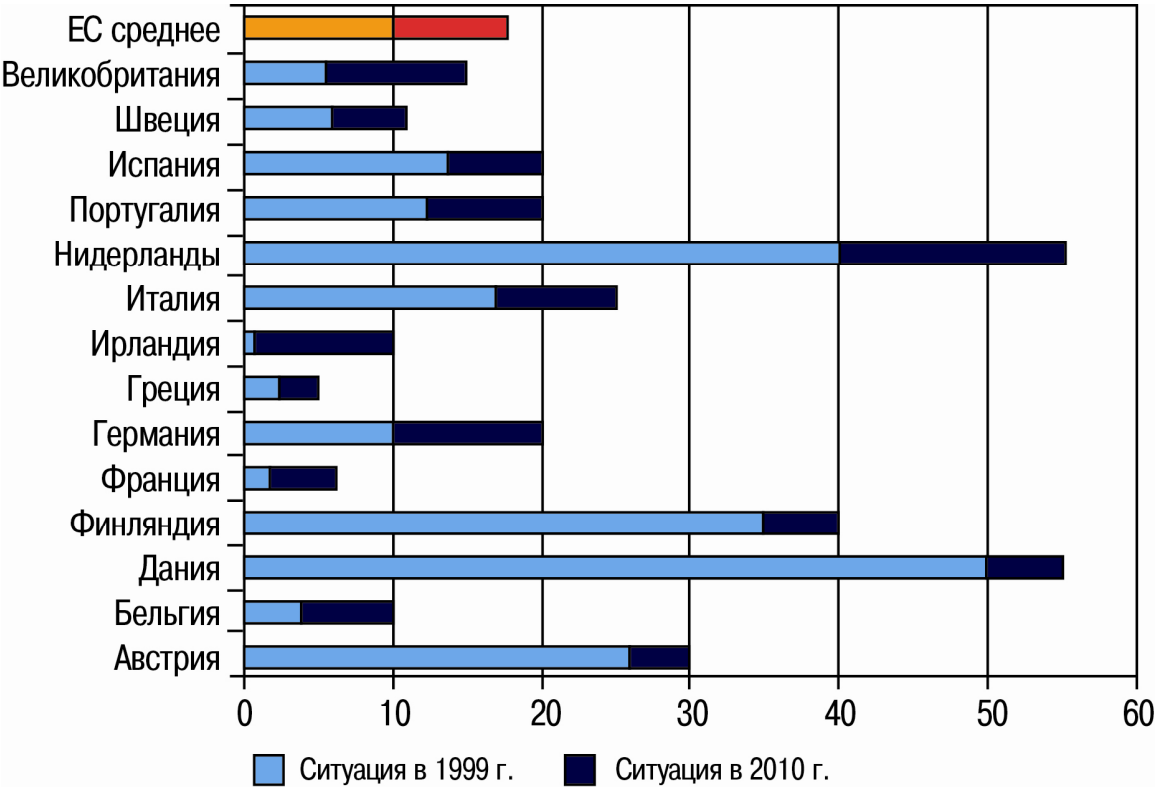


Рис. 6.6. Наращивание когенерации в странах Евросоюза

- газовые котельные оснащают надстройкой в виде газотурбинной установки, в результате чего первые преобразуются в мини-ТЭЦ. При этом повышается эффективность работы и котельной, и ГТУ;
- генерирующие установки для малой энергетики (дизели, двигатели внутреннего и внешнего сгорания, газотурбинные и газопоршневые двигатели) оснащаются системами утилизации сбросовой теплоты для производства технологического тепла, рис. 6.7. Такая когенерация представляет особый интерес для ЖКХ, т. к. позволяет уменьшить затраты на строительство коммуникаций в 1,5–4,0 раза по сравнению с подведением централизованного тепла и электроэнергии;
- газотурбинные установки большой мощности переводят в режим комбинированного цикла – совместной работы газотурбинной и паротурбинной установок, рис. 6.8;

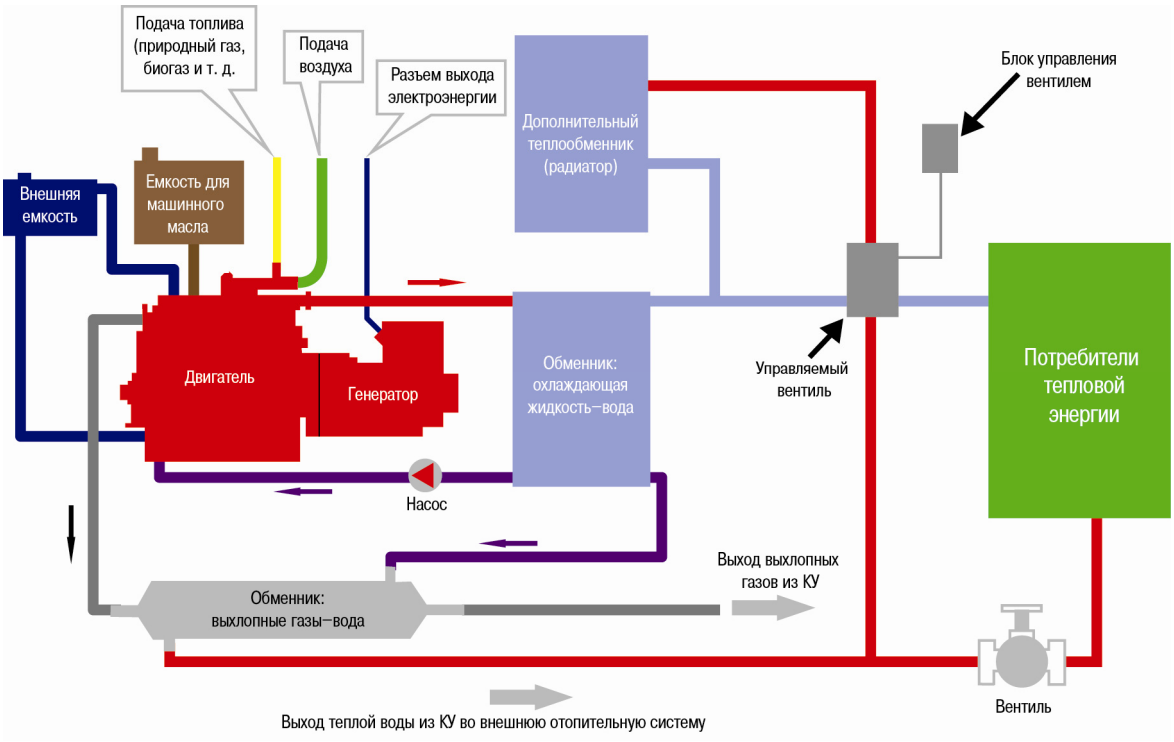


Рис. 6.7. Блок-схема когенерации

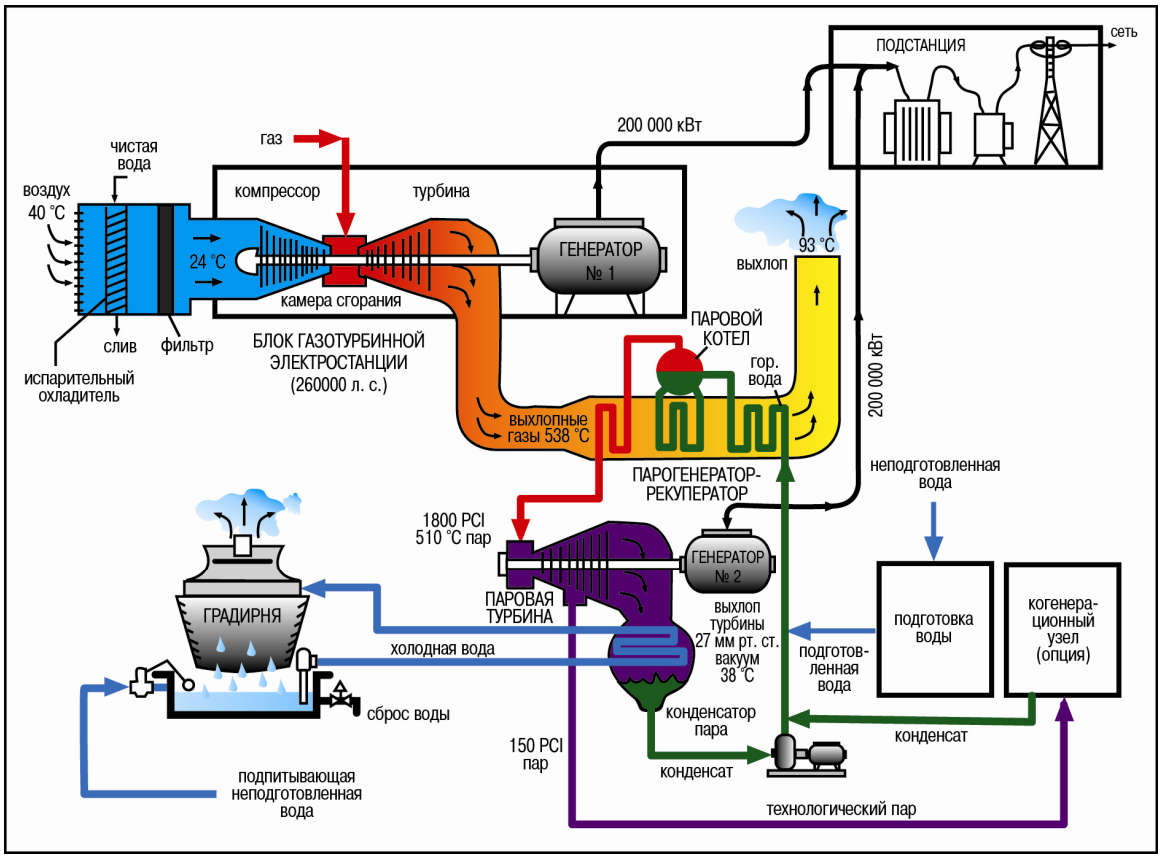


Рис. 6.8. Схема электростанции с комбинированным рабочим циклом

- в котельных с водогрейными котлами (использующими органическое топливо, энергию земных недр или другие источники горячей воды) вырабатывают электрическую энергию. Используемые в них гидропаровые турбины работают на горячей воде, которая вскипает в расширительных соплах и выбрасывается в виде двухфазной смеси из этих сопел, расположенных на сегнеровом колесе. Двухфазная смесь вращает его за счет реактивного эффекта.

Сопоставление эффективности использования топлива при раздельном и совместном производстве электрической и тепловой энергии показано на рис. 6.9, *а*, *б*.

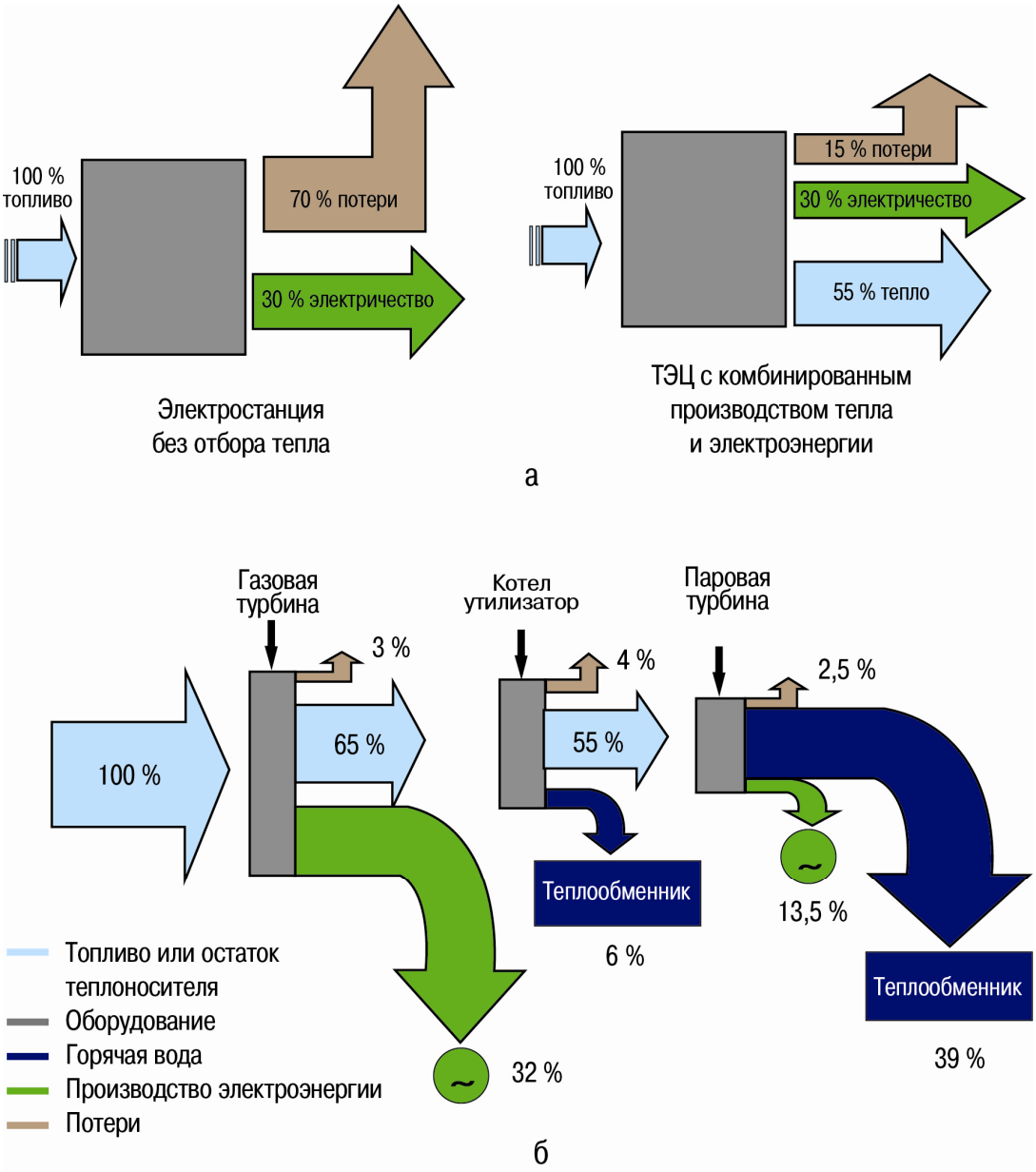


Рис. 6.9. Комбинированное производство тепла и электроэнергии

Попутная выработка электроэнергии при вынужденном производстве тепла (вследствие сурового климата на большей части территории России) является важным направлением реструктуризации электроэнергетики России. В соответствии с ЭС-2030 за счет электрификации котельных ими будет производиться 1800 млрд кВт·ч электроэнергии, а эффективность её генерации достигнет 87–88 %. В когенерации новым можно считать ее выход за пределы мощной системной энергетики в распределенную автономную энергетику на основе как традиционных топлив, так и НВИЭ. Преимущества когенерации на базе ГПУ могут проявиться особенно ярко в ЖКХ.

6.4. Другие способы повышения эффективности использования топлива

Одной из тенденций развития современной энергетики является применение *комплексных подходов*, когда одновременно производятся не только электроэнергия и тепло, но и синтетическое жидкое топливо и другие полезные продукты. При этом речь уже идёт не об электростанциях, а об энерготехнологических комплексах. В их основе преимущественно лежат методы *глубокой переработки угля*, основанные, главным образом, на пиролизе и газификации.

Пиролиз заключается в нагреве твердого топлива без доступа кислорода. В результате образуется горючая смесь, которая состоит из твердого коксового остатка (кокса или полукокса), жидкой фракции (смолы) и газообразных продуктов (пиролизного газа). В настоящее время на основе пиролиза разрабатываются технологии комплексного использования угля с получением энергии, синтетического жидкого топлива, горючего газа, разнообразных химических продуктов.

Газификация – это производство горючего газа (синтез-газа) при неполном окислении угля. Синтез-газ состоит преимущественно из оксида углерода и водорода и может быть использован для производства электроэнергии, тепла, водорода, синтетического жидкого топлива и других продуктов. Интерес к газификации возродился в последнее время после десятилетий забвения (эта технология не выдержала конкуренции с добычей природного газа). Многообещающим подходом было предложение по подземной газификации (Д.И. Менделеев, 1888), которая заключается в закачке в угольную шахту через скважину окислителя и в последующем извлечении продуктов газификации через другую или эту же скважину. Наибольших достижений в производстве из угля синтетического топлива в 30–40-е гг. прошедшего столетия достигла Гер-

мания. В наши дни лидером по подземной газификации угля является Китай (действуют более 10 станций подземной газификации).

На ряде предприятий эффективность потребления энергоресурсов может быть существенно повышена за счет применения *тригенерации* – преобразовывания в холод части тепловой энергии, потребности в которой могут быть минимальными в летний период.

Комплексный подход реализуется и в виде использования нескольких видов топлива (многотопливный подход – Multifuel concept) для получения электрической и тепловой энергии. В результате резко повышаются эффективность, экономичность, управляемость, маневренность, а также проявляются другие достоинства. Уже эксплуатируются энергоблоки, в котлах которых могут сжигаться природный газ, мазут, древесные пеллеты и солома. Разработан целый ряд других перспективных энерготехнологических схем, куда встроены одновременно несколько устройств разного типа, таких как тепловые насосы, двигатели Стирлинга, топливные элементы, разнообразные химические реакторы.

Современные информационные технологии позволяют на уровне электростанции в режиме реального времени решать задачу *оптимизации загрузки основного оборудования* по теплу и электроэнергии, опираясь на критерии минимизации затрат на сжигаемое топливо, с параллельным формированием (выбором) состава работающего оборудования.

В 2010 г. в «Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики» включен дополнительный раздел «Инновационное развитие», предусматривающий запуск более 20 пилотных демонстрационных объектов, что ускорит движение по пути повышения эффективности российской энергетики.

Вопросы и задания

1. Назовите 3 наиболее эффективных и три наименее эффективных типа генерации по показателям «стоимость 1 кВт установленной мощности – стоимость выработки 1 кВт·ч электроэнергии».
2. Назовите рекордные параметры современных угольных энергоагрегатов.
3. Каковы реализованные на сегодня способы повышения эффективности сжигания угля?
4. Основные достоинства ПГУ по сравнению с паросиловыми (паротурбинными) агрегатами?
5. Что такое «когенерация»? Какова эффективность её использования?

Глава 7
МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА НА ОСНОВЕ ТРАДИЦИОННОГО ТОПЛИВА

7.1. Место малой энергетики в энергоснабжении потребителей

По оценкам Минэнерго РФ, более 16 млн жителей России находятся вне зоны централизованного электроснабжения и постоянно испытывают проблемы из-за систематических перебоев в снабжении электроэнергией и теплом, а также их дороговизны. Считается, что 2/3 территории России не пригодны для централизованного электроснабжения. Основная часть этой территории расположена в восточной части российского Севера, которая представляет для страны огромную ценность, так как обеспечивает добычу 47 % нефти, 80 % природного газа, 15 % угля. На этой территории расположено 70 городов, более 360 поселков городского типа, около 1400 мелких населенных пунктов, рис. 7.1.

Рис. 7.1. Территории с централизованным (голубой цвет) и децентрализованным (жёлтый цвет) электроснабжением и неэлектрифицированные (сиреневый цвет)

Основным источником электроэнергии и тепла в этих районах являются дизельные электростанции. Только в Якутии и на Ямале в выработке электроэнергии участвуют более 3000 дизель-генераторов [1]. С учетом необходимости энергообеспечения пограничных застав и воинских частей объём потребляемого дизельного топлива составляет более 5,5 млн т, а количество дизель-генераторов – 8,5 тысяч.

В свою очередь, завоз дизельного топлива в населенные пункты автотранспортом по зимникам и бездорожью, баржами по рекам и вертолетами делает себестоимость электроэнергии неприемлемо высокой (до 10 руб. и более за 1 кВт·ч).

Для таких территорий, как Республики Алтай и Тыва, Камчатская, Магаданская, Читинская области, Таймырский, Чукотский, Корякский, Ненецкий, Ямало-Ненецкий автономные округа и ряда других территорий стоимость топлива приближается к их полугодовым бюджетам.

В целом по России малые внесистемные источники электрической энергии (мощностью менее 1 МВт) вырабатывают на сегодня только единицы процентов от ее общего объема [6]. (Оценки этой величины в разных источниках отличаются кратно). В теплоснабжении доля малых энергоисточников выше, но и там пока преобладают централизованные крупномасштабные производители тепла.

Однако ситуация в последние годы стала быстро изменяться – производство электрической и тепловой энергии на электростанциях малой мощности в ближайшем будущем может составить заметную часть в общем энергопроизводстве. Ожидается, что в 2010–2020 гг. от 10 до 20 % общего прироста генерирующих мощностей будут покрываться распределенными источниками электроэнергии. (По состоянию на 2012 г. в нашей стране эксплуатируются около 48 тыс. дизельных электростанций из общего количества электростанций – немногим более 50 тыс.).

В ЭС-2030 в качестве одного из принципов перспективного развития генерации заявлено максимальное использование потенциала малой энергетики за счет: строительства ГТУ малой мощности (до 30 МВт) для комбинированного электроснабжения, а также перевода максимально возможного числа газовых котельных и районных тепловых станций (РТС) в режим ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ; стимулирования частных инвестиций в строительство малых когенерационных электростанций на местных видах топлива, в первую очередь в изолированных системах; строительства малых ГЭС с использованием водных ресурсов южных регионов России, в особенности гидропотенциала рек Кавказа.

Малая энергетика (МЭ) развивается по «диалектической спирали»:

- 1-й виток (конец XIX – начало XX вв.): преобладание МЭ обусловлено ограниченными возможностями техники и технологии энергомашиностроительной промышленности и ограниченным спросом на электроэнергию;
- 2-й виток (практически весь XX в.): преобладание большой энергетики обусловлено быстрорастущим спросом на электроэнергию и необходимостью наращивания единичной мощности энергоагрегатов для повышения КПД и суммарной мощности энергосистем;

- 3-й виток (конец XX – начало XXI вв.): появление у МЭ конкурентных преимуществ в связи с усилением действия ряда факторов:
  - ✓ стремления сократить срок окупаемости инвестиционных проектов (срок строительства: 9–18 месяцев, срок окупаемости: от 5 лет при производстве только электроэнергии, до 2–3 лет при полной утилизации тепла, 9–18 месяцев в режимах когенерации и тригенерации);
  - ✓ рост цен на первичные энергоресурсы, стимулирующего развитие МЭ на возобновляемых источниках энергии;
  - ✓ растущие требования к комфортности энергообеспечения (выше качество энергии, независимость от поставщиков, бесперебойность и др.). Серьёзные проблемы возникли с энергоснабжением от городских ТЭЦ, после того как они оказались в собственности акционерных компаний. Последние никак не связаны с муниципалитетами, на территории которых располагаются ТЭЦ и для энергоснабжения которых они строились на средства из государственного бюджета. (Например, в Томской области рост тарифа на тепло в 13,3 % в год сопровождается снижением ежегодного потребления тепловой энергии от централизованных источников на 7,3 %. Причина – массовый отказ промышленных предприятий и подобных им потребителей от использования тепла из централизованных источников и переход на его выработку в собственных котельных);
  - ✓ близости к потребителю и, как следствие, отсутствие потребности в крупномасштабных электрических и тепловых сетях. В России, во-первых, в среднем теряется более 13 % электроэнергии, во-вторых – более 40 % тепла. Стоимость строительства 1 км ЛЭП превосходит 1 млн руб. Сегодня расходы на подключение нового дома к централизованным источникам теплоснабжения сопоставимы с капитальными затратами на установку в нем мини-котельной;
  - ✓ удобства реализации режима когенерации вследствие замены котельных на ГТУ-ТЭЦ.

Важными преимуществами распределенных систем являются модульность, масштабируемость и мобильность, т. е. поставка блоками необходимой для потребителя мощности, возможность быстрого подключения новых блоков к уже работающей станции, а также их демонтажа и перемещения на новые объекты.

К числу факторов, стимулирующих развитие МЭ, относятся также:

- адаптация потребителей и энергетических структур к рыночной неопределенности в развитии энергетики и в ценах на энергоресурсы, что способствует повышению энергетической безопасности и снижению инвестиционных рисков;
- появление новых высокоэффективных технологий;
- возможность обеспечить энергетическую безопасность регионов, не обеспеченных централизованным электроснабжением (от ЕЭС или ОЭС).

В некоторых странах Европы уже на сегодня до 25 % электроэнергии для автономного потребления производится средствами МЭ.

Среди специалистов достаточно много тех, кто считает, что установки МЭ, базирующиеся на сжигании органического топлива, способны заменить выходящие за пределы паркового ресурса ТЭЦ и КЭС и что в полностью газифицированных европейских регионах России существование большой электроэнергетики во многих случаях ни технологически, ни экономически не оправдано.

Во многих регионах России строительство мини-ТЭЦ окупается за 7 лет для ЖКХ и 5 лет для промышленных предприятий (с даты пуска в промышленную эксплуатацию).

В последние годы все большее число высокоразвитых стран выбирают в качестве магистрального пути развития энергетики переход к распределенной энергетике (Distributed Generation). Например, в Бельгии централизация энергетики сейчас не превышает 20 %, хотя еще недавно достигала 40 %. Эксперты считают, что для России оптимальным было бы снижение централизации на 10–15 % в ближайшие 10–15 лет, что, наряду с другими выигрышами, позволило бы повысить эффективность использования газа.

Сложившаяся в России система использования газа крайне не рациональна: большая часть газа расходуется на выработку тепловой энергии (64 %), значительная доля электроэнергии вырабатывается на КЭС с низким КПД; гигантские ТЭЦ, не полностью загруженные по теплу, вынуждены работать в конденсационном режиме, что существенно снижает их и без того низкий КПД.

Всё более привлекательными становятся малые автономные теплоэлектростанции (ТЭС) – стационарные или передвижные источники электрической и тепловой энергии электрической мощностью 0,2–50 МВт, тепловой мощностью 0,25–70,00 МВт. Их использование повышает надёжность региональной энергосистемы, т. к. позволяет обеспечивать потребителей электрической и тепловой энергией во время ремонтных и профилактических работ в центральной системе, про-

изводить «горячую» замену оборудования, обеспечивает независимость энергоснабжения от внешних факторов (стихийных бедствий и др.).

На рынке МЭ появились специализированные компании, имеющие производство высокоэффективного оборудования и партнеров в лице инвестиционных и лизинговых компаний. Их заказчиками являются предприятия и муниципальные образования, нефтяники и газовики (питание систем автоматизации, связи и катодной защиты магистральных трубопроводов; электро- и теплоснабжение вахтовых поселков; электропитание наземных и морских буровых и т. п.); строители; владельцы дач, коттеджей, ферм; спасатели и пожарные (питание специальной техники и инструментов в местах ликвидации ЧС) и др.

МЭ особенно перспективна в трех случаях:

а) при отсутствии централизованного энергоснабжения;

б) при низком качестве электроснабжения (частые отключения, колебания и просадки напряжения);

в) при наличии конкурентных преимуществ у МЭ.

В первом случае у потребителя есть только один выбор – какому конкретному виду малой генерации отдать предпочтение (на традиционном топливе, на НВИЭ, комбинации из двух-трех разнородных энергоагрегатов).

В двух других случаях вступают в силу рыночные законы: потребитель делает свой выбор источника энергоснабжения на основе оценки его потребительских качеств.

Для частного сектора МЭ является экономически обоснованной как в районах массовой застройки, так и за пределами городов. В районах массовой застройки дополнительный эффект достигается за счет экономии средств на капитальном строительстве (под мини-ТЭС могут быть переоборудованы старые котельные и бойлерные). Во втором случае – за счет отсутствия необходимости в прокладке энергетических сетей и подключений к ним. Их удельная стоимость в расчете на 1 кВт мощности сравнима с затратами на установку когенерационного агрегата с той разницей, что затраты на когенерационную установку возмещаются в течение 3–5 лет, а на подключение к централизованному источнику средства безвозвратно теряются при передаче вновь построенных подстанций на баланс энергетических компаний.

Электроагрегаты, электростанции на их базе и теплоэнергетические комплексы МЭ могут быть использованы в качестве как основных, так и аварийных, резервных и покрывающих потребность в электроэнергии в часы пиковой нагрузки, утилизации попутных газов и выработке наряду с электрической еще и тепловой энергии.

Особую актуальность в нынешних условиях (ограничения максимальной потребляемой мощности, введения многоставочных тарифов и т. п.) приобретает использование МЭ на покрытие потребности в электроэнергии в часы пиковой нагрузки. Это дает реальную экономию пользователям данных агрегатов за счет уменьшения энергопотребления от централизованного источника по цене, существенно превышающей среднесуточную.

Заслуживают внимания принадлежащие крупным промышленным предприятиям промышленно-отопительные котельные (ПОК), теплоэнергетический потенциал которых составляет около 30 % в покрытии суммарных тепловых нагрузок. Однако роль ПОК несколько принижена; многие из них работают в неэкономичном режиме и не могут конкурировать с источниками энергосистемы. В сложившихся на сегодня условиях представляется эффективной реконструкция ПОК в ТЭЦ малой мощности для комбинированного производства электрической и тепловой энергии. Одним из направлений реконструкции ПОК, работающих на угле или мазуте, может быть исключение неоправданных потерь при дросселировании острого пара путем установки турбин малой мощности с противодавлением и других турбин малой мощности, вырабатывающих электроэнергию на базе теплового потребления и выполняющих роль редуктора по снижению давления пара для потребителей тепловой энергии.

Другое направление реконструкции ПОК – перевод их на газ с применением газовых надстроек с целью повышения эффективности использования природного газа. При этом могут применяться как стационарные газотурбинные установки, так и авиационные газовые турбины.

Все большую популярность в последние годы приобретают:

- мини-котельные, устанавливаемые в квартирах и частных домах, в чердачных помещениях многоквартирных домов;
- мини-ТЭЦ – компактные модули, предназначенные для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии и обеспечивающие полное автономное энергоснабжение при наличии подведённого газа;
- автоматизированные контейнерные (блочные) котельные и др.

Все они позволяют снизить самую затратную статью в услугах ЖКХ – стоимость тепла. По энергетической эффективности такое отопление почти в 2 раза превосходит районные котельные и в 1,2–1,3 раза – автономные модульные котельные. В другом варианте мини-котельные работают в когенерационном режиме (т. н. домовые энергоузлы), к которым подводится только газ, а электроэнергия и тепло вырабатываются внутри самого «узла».

Развитие МЭ, обладающей, кроме названных достоинств, возможностью использовать местное энергетическое сырье, будет способствовать реализации приоритетного национального проекта «Доступное жильё».

На ежегодной конференции «Малая энергетика» уже на протяжении нескольких лет ставится вопрос о необходимости принятия федерального закона «О малой энергетике», который системно урегулировал бы правоотношения, возникающие в связи с производством и применением автономных энергоустановок.

7.2. Генерирующие установки для малой энергетики

Специфические требования и условия работы объектов МЭ были побудительным мотивом к разработке энергоагрегатов, в наибольшей мере отвечающих этим требованиям. Приход в электроэнергетику высокоэффективных газотурбинных (ГТД), газопоршневых (ГПД) и газодизельных (ГДД) двигателей широкого диапазона мощности – от десятков киловатт до сотен мегаватт – начался в 1980-е гг. Существенно раньше для автономного электроснабжения стали применять двигатели внутреннего сгорания (ДВС) и дизельные двигатели. Двигатели внешнего сгорания (наиболее известный их представитель – машина Стирлинга) пока находят весьма ограниченное применение в энергетике. На основе ГТД, ГПД и ГДД начали сооружать энергетические комплексы (установки) для комбинированной выработки электроэнергии и тепла.

7.2.1. Газотурбинные, газопоршневые и дизельные двигатели и двигатели внешнего сгорания

Газотурбинные двигатели, на основе которых создаются энергетические газотурбинные установки, можно объединить в 3 основных группы:

- авиационные реактивные газотурбинные двигатели;
- газотурбинные двигатели для морских судов;
- газотурбинные двигатели, созданные специально для энергетического применения.

В англоязычной литературе первый и второй типы ГТД объединены под одним названием aeroderivative gas turbine engine; ГТД третьего типа названы heavy-duty gas reciprocating engine. (Для краткости первые два будем обозначать как aeroderivative ГТД (AD-ГТД), третий – heavy-duty ГТД (HD-ГТД)).

AD-ГТД – более форсированные и легкие установки, отличающиеся простотой обслуживания, меньшими требованиями к инфраструктуре, но обладающие меньшим ресурсом.

Конвертированные для газового топлива судовые двигатели в спектре газотурбинной техники заняли нишу между конвертированными авиационными и двигателями, созданными специально для энергетического использования. Такие установки имеют достоинства авиационных двигателей: небольшие вес и габариты, легкость замены двигателя целиком или его отдельного модуля для выполнения высококачественного ремонта в условиях специализированного производства, высокая приемистость, что позволяет использовать их в пиковом режиме. Кроме того, технологии, материалы и покрытия, используемые при создании этих двигателей, позволяют применять их в условиях морского климата: на судах, морских платформах, береговых и прибрежных объектах и т. д.

HD-ГТД – это значительно более тяжелые установки, имеющие постоянную частоту вращения, равную частоте вращения генератора. Для обеспечения надежности, тепловой экономичности, снижения стоимости и эксплуатационных затрат данные энергетические ГТД проектируются по простейшему циклу. Технические решения таких установок соответствуют принципам, исторически сложившимся в энергетическом машиностроении: тяжелый жесткий вал, подшипники скольжения, лопатки постоянного профиля на основном протяжении проточной части (кроме первых ступеней компрессора и последних ступеней турбины) и т. п. Основным охладителем для рабочих лопаток и лопаток соплового аппарата является воздух. HD-ГТД предъявляют более высокие требования к строительным работам и инфраструктуре. Срок службы таких установок значительно выше и примерно соответствует сроку службы паротурбинных установок (блоков).

В диапазоне мощностей от единиц до 15–20 МВт среди установленных и представленных на рынке ГТД преобладают AD-ГТД, в области мощностей более 100 МВт – HD-ГТД крупнейших фирм-производителей.

Пятерку мировых «центров компетенции» в области газотурбинной техники образуют зарубежные фирмы «Кэпстоун», «Хоневелл Пауэр Системз», «Элиот Энерджи Системз», «Боулин Пауэр Системз», «Кавасаки».

Россия может занять шестое место на мировом рынке газотурбинной техники благодаря успешному развитию в последнее десятилетие НПО «Сатурн» и более десятка других предприятий, в основном бывшего Авиапрома СССР. Они реализуют комплекс промышленных про-

грамм, в том числе в сфере энергетического машиностроения, по заказам электроэнергетических, газовых и нефтяных компаний, муниципальных образований. На российских предприятиях за последние 10–15 лет разработаны и начали производиться малые ГТД около 20 типоразмеров мощностью от 1 до 25 МВт. Внешний вид ГТУ показан на рис. 7.2.

ОАО «Сатурн – Газовые турбины» (дочернее предприятие НПО «Сатурн») начал серийный выпуск ГТД мощностью более 100 МВт.

При государственной поддержке предприятия могли бы выпускать сотни таких ГТД ежегодно.

Рис. 7.2. Внешний вид ГТУ российского производства

Главные достоинства ГТД и энергетических установок на их основе (ГТУ) в сравнении с паротурбинными установками (ПТУ) заключаются в следующем:

1. Малый удельный вес, компактность, простота транспортировки и легкость монтажа; современные ГТУ (особенно на основе AD-ГТД мощностью не выше 16 МВт) поставляются в виде одного или нескольких блоков полной заводской готовности, требующих минимального объема монтажных работ (либо не требующих их вовсе) и предъявляющих низкие требования к строительным работам и инфраструктуре.
2. Малые объемы вредных выбросов в окружающую среду.
3. Возможность организации сервисного обслуживания, в том числе с быстрой заменой газотурбинного привода ГТУ или агрегатов.

4. Относительно низкие капитальные вложения и малые (для энергетических объектов) сроки окупаемости.
5. Высокая маневренность и скорость набора нагрузки; даже для крупных ГТД время выхода на полную мощность измеряется десятком минут, в отличие от паротурбинных установок, пуск которых из холодного состояния занимает десятки часов.
6. Большинство ГТД допускают перегрузки, т. е. увеличение мощности выше номинальной. Достигается это путем повышения температуры рабочего тела. Продолжительность таких режимов не должна превышать нескольких сотен часов во избежание заметного снижения ресурса установки.
7. Высокая экономическая эффективность ГТУ, достигаемая за счет когенерации (создание ГТУ-ТЭЦ), когда в базовом режиме их работы они производят не только электроэнергию, но и тепло (для отопления, ГВС, для отпуска тепла на производственные нужды). ГТУ в режиме когенерации имеют эффективный коэффициент использования топлива 90 %. На 1 кВт электрической мощности при этом вырабатывается 1,3–2,5 кВт тепловой. При когенерации стоимость электроэнергии снижается на 20–45 %, что позволяет ГТУ-ТЭЦ во многих регионах конкурировать с крупными электростанциями и по стоимости вырабатываемой энергии [7]. Срок их окупаемости 3–4 года.

Примечательно, что во многих странах (за исключением России и большинства бывших республик СССР), использующих в энергетике большие объемы газа, применение других технологий запрещено.

Прогнозируемая динамика внедрения ГТУ-ТЭЦ (в основном небольшой мощности) в странах ЕС показана в табл. 7.2 [1].

Таблица 7.2

Рост суммарной мощности ГТУ-ТЭЦ в странах ЕС

Годы	Мощность, ГВт	Доля в общей установленной мощности, %
2000	74	12
2010	91–135	13–18
2020	124–195	15–22

В российских условиях уже в настоящее время малые ГТУ-ТЭЦ оказываются эффективными не только в удаленных и вновь осваиваемых регионах. Расширение сферы газификации на средние и малые города и поселки обеспечивают их активное вовлечение в структуру генерирующих мощностей многих регионов страны. Оценки показывают, что в перспективе сооружение малых ГТУ-ТЭЦ вместо неэкономичных устаревших котельных в городах и поселках городского типа составит в

целом по стране 25–35 ГВт к 2020 г. и 35–50 ГВт к 2050 г., т. е. до 10–15 % от суммарной установленной мощности генерации.

Для ГТД характерны и недостатки, сужающие область их конкурентного преимущества:

- достаточно высокие требования к качеству газового топлива, связанные с необходимостью предотвращения высокотемпературной коррозии на лопатках турбины (ограничения, как правило, накладываются на суммарное содержание серы и щелочных металлов);
- необходимость предварительного сжатия газового топлива, заметно удорожающего производимую энергию (особенно для малых ГТУ) и в ряде случаев препятствующего их внедрению в энергетику. Для современных ГТД с высокими степенями сжатия воздуха необходимое давление топливного газа может превышать 25–30 кг/см^2 (избыточное давление топливного газа над давлением сжатого воздуха должно быть не ниже 5–10 кг/см^2);
- резкое падение КПД при снижении нагрузки, особенно присущее HD-ГТД; AD-ГТД располагают более развитым механизмом управления лопаточным аппаратом компрессора, что частично сглаживает этот недостаток; кроме того, переменное число оборотов свободных валов также несколько поддерживает уровень КПД. Тем не менее, эффективность использования ГТД в области нагрузок ниже 60–50 % весьма проблематична;
- срок службы ГТД значительно меньше, чем у других энергетических установок, и находится обычно в интервале 45–125 тыс. часов. Нижняя граница относится к форсированным AD-ГТД. Однако как в мировой, так и в российской практике газотурбостроения наблюдается заметный прогресс в увеличении ресурса ГТД.

В последнее время использование газообразного топлива в ДВС получило большое распространение и, соответственно, увеличиваются масштабы применения ***газопоршневых двигателей (ГПД).***

Среди ДВС, использующих газообразное топливо, можно выделить 3 группы:

1. Дизельные двигатели, переведенные на частичное сжигание газа. Это так называемые ***двухтопливные дизели***. Количество потребляемого жидкого топлива в них может меняться от 100 до 10–15 % в процессе эксплуатации. Остальная часть топлива – природный газ, который смешивается с воздухом на входе в двигатель. При этом воспламенение топливной смеси может происходить либо самостоятельно (от повышения температуры), либо от постороннего источника воспламенения.

2. ***Газопоршневые двигатели,*** основным топливом для которых является газ, а небольшая доля жидкого топлива впрыскивается для инициации воспламенения газовоздушной смеси либо в цилиндр, либо (значительно чаще) в специальную форкамеру. Воспламенение может происходить также двумя упомянутыми выше способами.
3. ***Чисто газовые ГПД***, работающие только на газовом топливе. Отличаются пониженной степенью сжатия и в большинстве случаев меньшей экономичностью. Источник воспламенения – свеча.

По мощности ГПД обычно подразделяют на 3 группы: *малые, средние и большие.*

Малые – мощностью менее 190 кВт, работающие, как правило, по двух- и четырехтактному циклу с 4–6 цилиндрами (иногда оснащенные турбонаддувом).

Средние – мощностью 200–750 кВт, используемые на передвижных электростанциях и других потребителях механической энергии. Число цилиндров у таких двигателей – 6–12. Они оснащаются турбонаддувом.

Большие – мощностью более 750 кВт, являющиеся источниками основного и резервного энергоснабжения на крупных предприятиях и электростанциях. В большинстве своем они работают в стационарном режиме по двухтактному циклу с турбонаддувом при частоте вращения вала не более 500–750 об/мин.

В настоящее время ГПД успешно конкурируют и с дизельными, и с газотурбинными установками, что обусловлено имеющимися у них преимуществами:

- значительно меньшими вредными выбросами газотопливных двигателей по сравнению с жидкотопливными, рис. 7.3;
- быстрым развитием сети газоснабжения;
- низкой стоимостью единицы установленной мощности: ТЭЦ мощностью 10 МВт на основе ГПД требует вложений около 7,5 млн долл., а на основе ГТД – около 9,5 млн долл.;
- лучшим удельным весовым показателем (отношением веса к мощности). Объясняется это тем, что оборудование, обеспечивающее подачу газа в двигатель, значительно легче, чем комплекс агрегатов, связанных с хранением и подачей жидкого топлива;
- большей скоростью увеличения стоимости жидкого топлива по сравнению с газообразным. В зависимости от местных условий отношение стоимости единицы тепла в дизельном топливе и природном газе в России составляет 10–30;

Рис. 7.3. Уровень вредных выбросов при работе дизеля и ГПД

- более высоким и менее зависимым от нагрузки КПД;
- безопасностью – отсутствием высоких температур, давлений, моментов инерции;
- большим сроком службы поршневых двигателей на газовом топливе – до 300 000 моточасов, или 37 лет, при эксплуатации по 8000 часов в год, что делает мини-ТЭЦ надежным источником бесперебойного энергообеспечения;
- ГПД может запускаться и останавливаться неограниченное число раз, что практически не влияет на общий моторесурс двигателя, тогда как 100 пусков ГТД уменьшают ресурс турбины на 500 часов;
- время до принятия нагрузки после старта составляет у ГПД – 2–3 мин, а у газовой турбины – 15–17 мин;
- меньшей зависимостью КПД ГПД от температуры окружающего воздуха;
- мобильностью;
- широким диапазоном рабочих режимов – от 15–20 до 110 % (в пиковом режиме) номинальной мощности при пропорциональном расходе топлива;
- малым сроком окупаемости – от 3 до 5 лет;
- автономностью мини-ТЭЦ на их базе, производящих электроэнергию и тепло на месте потребления и дающих гарантию от перебоев или аварийных отключений, дополнительных потерь энергии;
- возможностью относительно просто решать острый вопрос неравномерного суточного потребления электроэнергии, неразрешимый для крупных генерирующих установок;
- «всеядностью» – ГПУ могут работать на природном газе, пропане, бутане, попутном нефтяном газе, коксовом газе, биогазе и т. д.

Среди недостатков поршневых машин необходимо отметить следующие:

1. Ограниченная мощность – до 5 МВт для одной машины. Однако это не является критичным, поскольку средний промышленный потребитель в России имеет установленную мощность в 1–2 МВт. При необходимости может быть установлено несколько параллельно работающих агрегатов. Имеются примеры установки до 40 агрегатов в одной локальной системе. К тому же, финская фирма Wartsila выпускает энергетические ГПУ с единичной электрической мощностью свыше 16 МВт.
2. Повышенная (на порядок) потребность в смазочном масле по сравнению с газовыми и паровыми турбинами. Проблема смазки для ГПУ (как, впрочем, и для дизелей) превращается не только в техническую, но и в экономическую проблему. В области мощностей 50–200 кВт расход масла может достигнуть 2,5–3,0 г/кВт·ч, что в стоимостном выражении составляет существенную долю в общих эксплуатационных затратах, особенно если двигатель работает на дешевом газовом топливе.

В нашей стране разработаны энергоблоки мощностью до 5 МВт на базе нескольких ГПД, а также ГПД с единичной мощностью 1 и 1,5 МВт. Моторостроительные заводы России способны производить такое количество ГПУ, которого хватило бы для замещения большинства выбывающих мощностей газовых электростанций.

Мировой рынок автономных электростанций характеризуется большим разнообразием требуемой мощности при разных массогабаритных и ресурсных показателях базовых генераторов. Наблюдается смещение потребности от аварийных электростанций в сторону электростанций для постоянной работы. Производители ГПУ и специалисты в области энергетического оборудования считают особенно перспективным их применение для утилизации попутного газа. Перспективны они и для покрытия собственных нужд котельных в электроэнергии, поскольку позволяют снизить себестоимость тепловой энергии. Для покрытия электрической нагрузки собственных нужд (обычно 100–500 кВт) целесообразно использовать две-три ГПУ соответствующей мощности.

Использование мини-ТЭЦ на базе ГПД единичной мощностью от 30 до 1200 кВт за рубежом достаточно широко распространено. Несмотря на имеющийся резерв установленной мощности электростанций США, там продолжают строить мини-ТЭЦ, суммарная мощность которых уже превысила 10 млн кВт. Количество действующих, строящихся и проектируемых мини-ТЭЦ в Германии превышает 2 тыс. В Японии

каждое вновь строящееся крупное общественное здание обязательно оборудуется мини-ТЭЦ, расположенной, как правило, в подвальных помещениях.

Фирма Wartsila Diesel реализует на мировом рынке электростанции, сооружаемые из модулей единичной мощностью 0,5; 1,0; 3,0; 4,5 и 5 МВт. Как правило, эти станции монтируют на базе старых котельных, из которых убирается устаревшее оборудование. При этом тепло отпускается жителям близлежащих домов, а электроэнергия – в централизованную сеть.

Двигатель (машина) Стирлинга (ДС) – наиболее известный представитель семейства двигателей внешнего сгорания – работает по замкнутому термодинамическому циклу, в котором циклические процессы сжатия и расширения происходят при разных температурах, а управление потоком рабочего тела осуществляется путем изменения его объема, рис. 7.3.

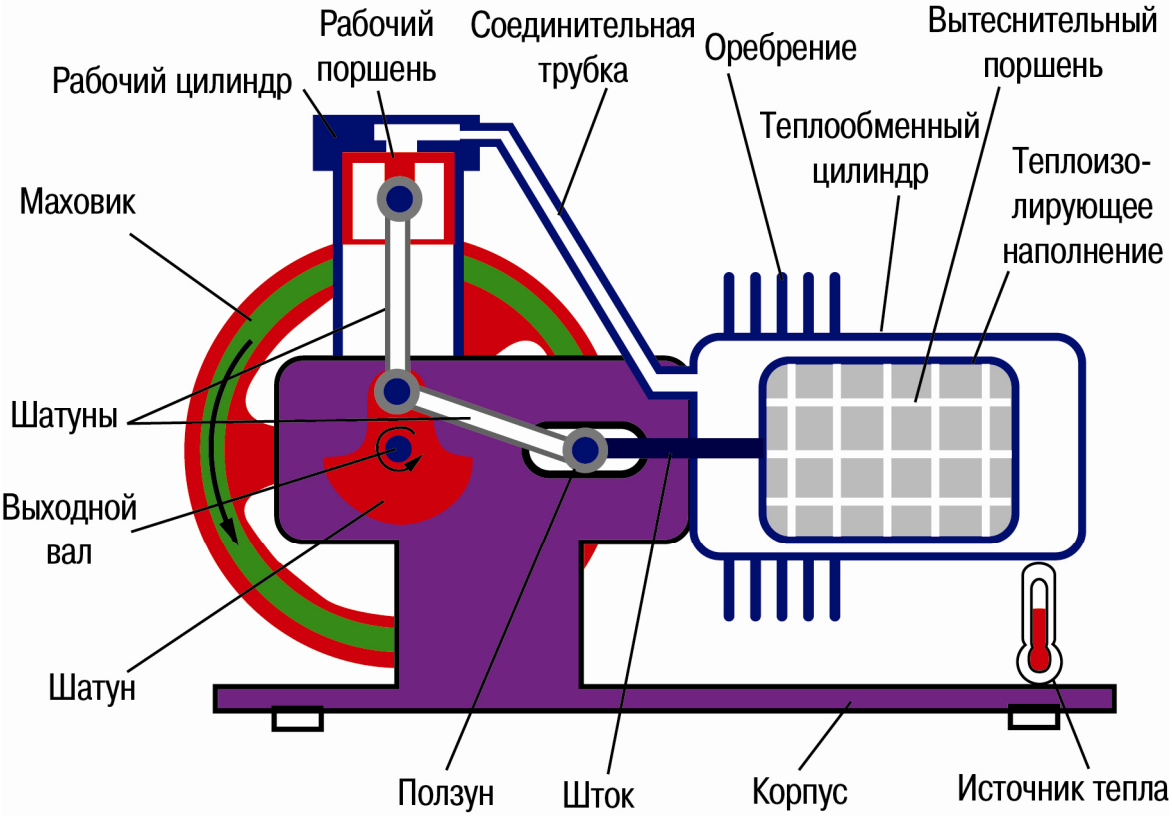


Рис. 7.3. Одна из возможных схем устройства двигателя Стирлинга

ДС работает за счет теплового расширения газа, за которым следует его сжатие при охлаждении. Он содержит некоторый постоянный объем рабочего газа, который перемещается между «холодной» частью,

обычно имеющей температуру окружающей среды, и «горячей» частью, которая нагревается за счет сжигания топлива или благодаря внешним источникам тепла. В ДС, в отличие от ДВС, процесс горения осуществляется вне рабочих цилиндров и протекает равновесно; рабочий цикл реализуется в замкнутом внутреннем контуре при относительно малых скоростях повышения давления в цилиндрах двигателя, плавном характере теплогидравлических процессов рабочего тела внутреннего контура и при отсутствии газораспределительного механизма клапанов [8].

Выпускаемые за рубежом ДС (фирмы Philips, STM Inc., Daimler Benz, United Stirling) мощностью от 5 до 1200 кВт имеют КПД более 42 %, рабочий ресурс более 40 тыс. часов и удельную массу от 1,2 до 3,8 кг/кВт, рис. 7.4. По своим техническим характеристикам и потребительским качествам они превосходят ДВС и ГТД. Для ДС характерны низкий уровень шума, почти на два порядка меньшая по сравнению с ДВС концентрация вредных веществ в выхлопных газах, большой ресурс, хорошие характеристики крутящего момента. Очень важно, что ДС может работать как на традиционных жидких моторных топливах, так и на газе любого происхождения, а также на газовом конденсате. ДС целесообразно применять в когенерационных установках и системах утилизации теплоты отработанных газов, например в мини-ТЭЦ.

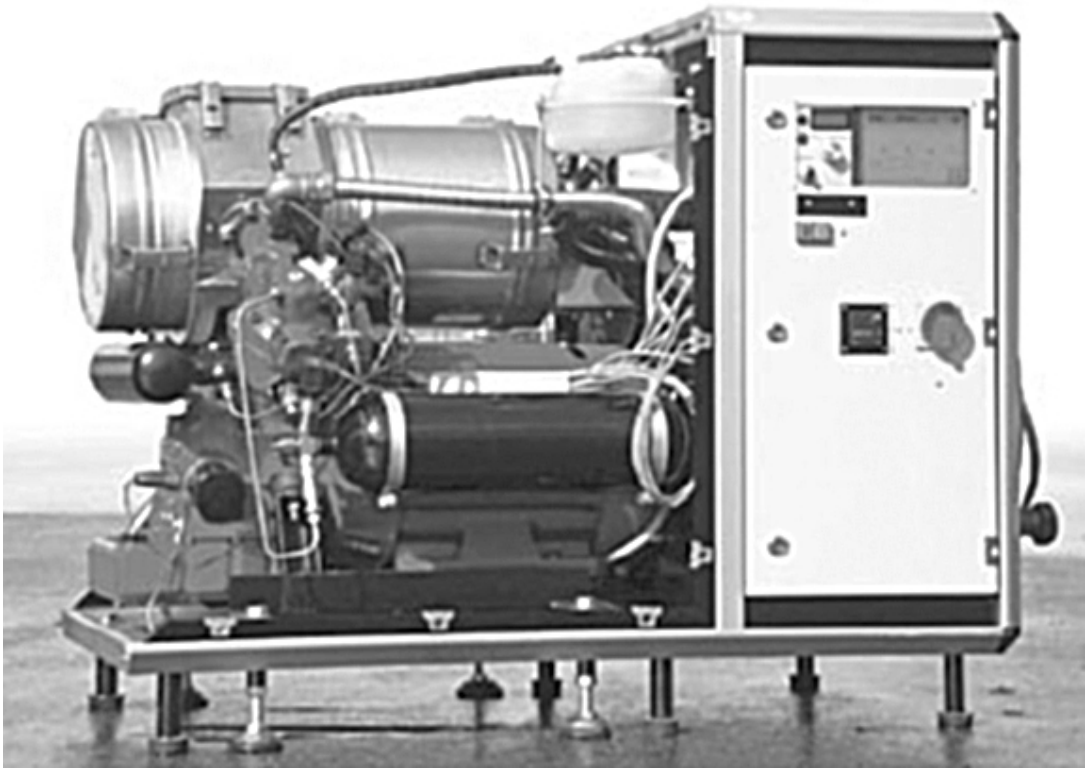


Рис. 7.4. Энергетическая установка с двигателем Стирлинга мощностью до 24 кВт, работающая на газе

Есть несколько технических проблем, препятствующих широкомасштабному применению ДС, несмотря на перечисленные достоинства и на тот факт, что принцип его работы был предложен еще в 1816 г. (шотландским инженером Р. Стирлингом). К ним следует отнести: большие сложности в создании отдельных узлов (уплотнений, систем регулирования мощности и др.), высокие требования к технологии, необходимость применения жаростойких сплавов и металлов, новых методов их сварки и пайки. Обусловлены они прежде всего применением для улучшения эксплуатационных характеристик в качестве рабочих тел гелия и водорода. У российских разработчиков ДС, кроме технических, есть еще финансовые проблемы (отсутствие поддержки государства и крупного бизнеса), которые препятствуют организации серийного выпуска этих машин. Российская технологическая база и накопленный научный потенциал в проектировании ДС при благоприятной финансовой и технической политике могли бы обеспечить стране прочное положение в этой перспективной области малой энергетики.

7.2.2. Детандер-генераторные агрегаты

В 1947 г. академик М.Д. Миллионщиков высказал идею использования высокого давления газа в магистральных газопроводах для выработки электрической энергии. Европейские страны (Германия, Италия и др.) и США уже в течение нескольких десятилетий используют этот источник почти бесплатной энергии, в то время как в России данную технологию начали осваивать только в последние 10–15 лет. Технология основана на том, что параллельно газоредуцирующим пунктам магистральных газопроводов устанавливают специальные газорасширительные агрегаты – турбодетандеры. Последние понижают давление газа до требуемого потребителю и, выполняя функции газораспределительных пунктов (ГРП) и станций (ГРС), вырабатывают электроэнергию, рис. 7.5 [9].

Первый в России детандер-генераторный комплекс мощностью 10 МВт, состоящий из двух детандер-генераторных агрегатов (ДГА), введен в эксплуатацию в 1994 г. на ТЭЦ-21 Мосэнерго. Подобные агрегаты работают сегодня на Среднеуральской ГРС в России, Лукомльской ГРС в Белоруси, Днепропетровской ГРС-7 в Украине. Вводятся в эксплуатацию два ДГА по 5 МВт (ДГА-5000) Рязанской ГРС (поставщик – ОАО «Криокор») и ЭТДА-1500 в ОАО «Сода» (г. Стерлитамак, Башкирия).

Успешный опыт использования ДГА в России, Украине и Белоруссии, а также более чем 20-летний опыт их применения в Западной Европе и Америке вызвал оживление интереса рынка к этой технологии. Это от-

носится не только к мощным ДГА на магистральных газопроводах, но и к небольшим агрегатам, устанавливаемым на ГРС и ГРП распределительных сетей, где редуцирование газа осуществляется при невысоких давлениях (например, с 1,8 или 1,2 до 0,3 МПа). В этом случае целесообразно вырабатывать не только электрическую энергию, но и холод. Согласно расчетам, при понижении давления газа с 1,8 до 0,3 МПа температура его снижается на 70–80 °С (в зависимости от состава газа и эффективности детандера). При температуре газа на входе в машину +20 °С температура газового потока на выходе составит +50–60 °С, а количество холода – 60–80 кДж/нм³ [10]. Это делает возможным строительство при ГРС промышленных холодильников, емкость которых будет определяться величиной стабильного расхода газа через детандер. Наиболее приемлемыми можно считать ДГА с единичной мощностью 1,5–6,0 МВт.

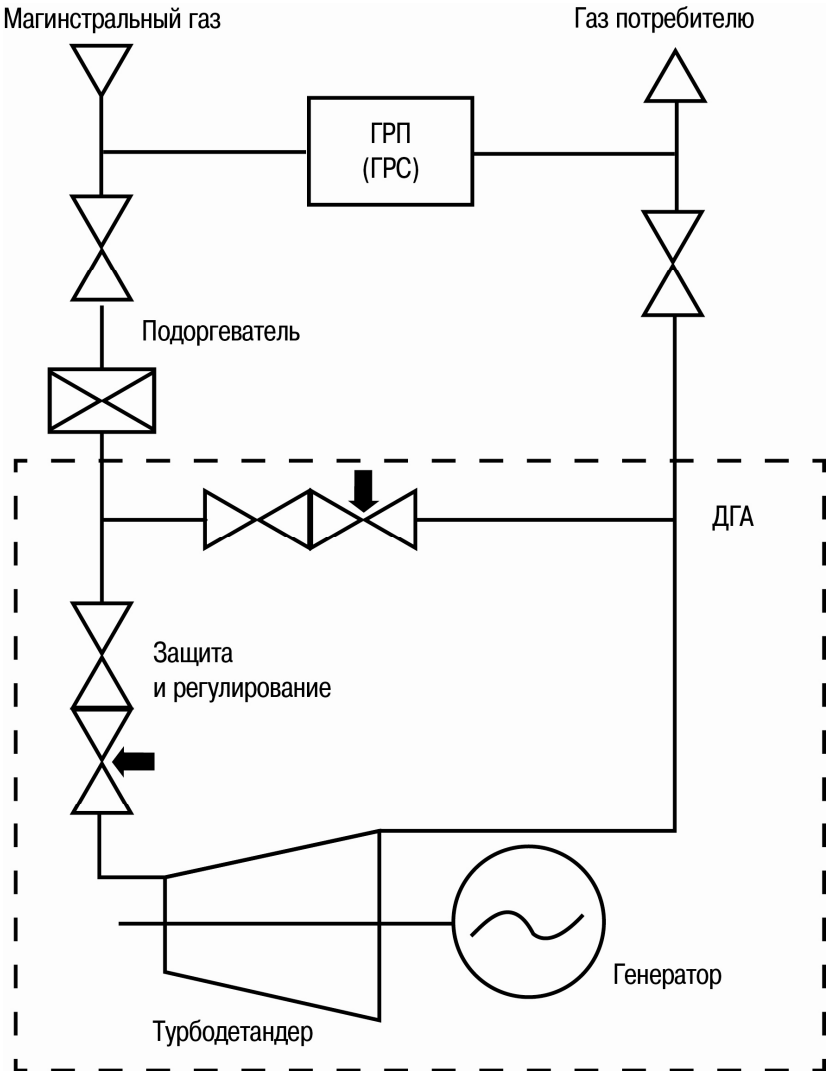


Рис. 7.5. Схема установки ДГА [9]

Предварительная проработка проекта энерготехнологической детандерной установки на базе ГРС со стабильным суточным расходом газа 60 тыс. м³ (рис. 7.6) показала, что ее хладопроизводительность достаточна для обеспечения типового промышленного холодильника емкостью 270 т. При этом удельная выработка электроэнергии в установке составляет 0,025 кВт·ч/нм³, а электрическая мощность генератора – 62,5 кВт, что вполне достаточно для покрытия собственных нужд холодильника (автоматика, насосы, освещение и т. п.) [10].

Потенциал производства электроэнергии с помощью мощных ДГА в России составляет около 5000 МВт. Окупаемость проектов – от 3 до 5 лет. Рынок энерготехнологических установок, использующих избыточный перепад давления газа на относительно небольших ГРС и крупных ГРП для выработки электроэнергии и холодоснабжения промышленных и сельскохозяйственных холодильников, также велик.

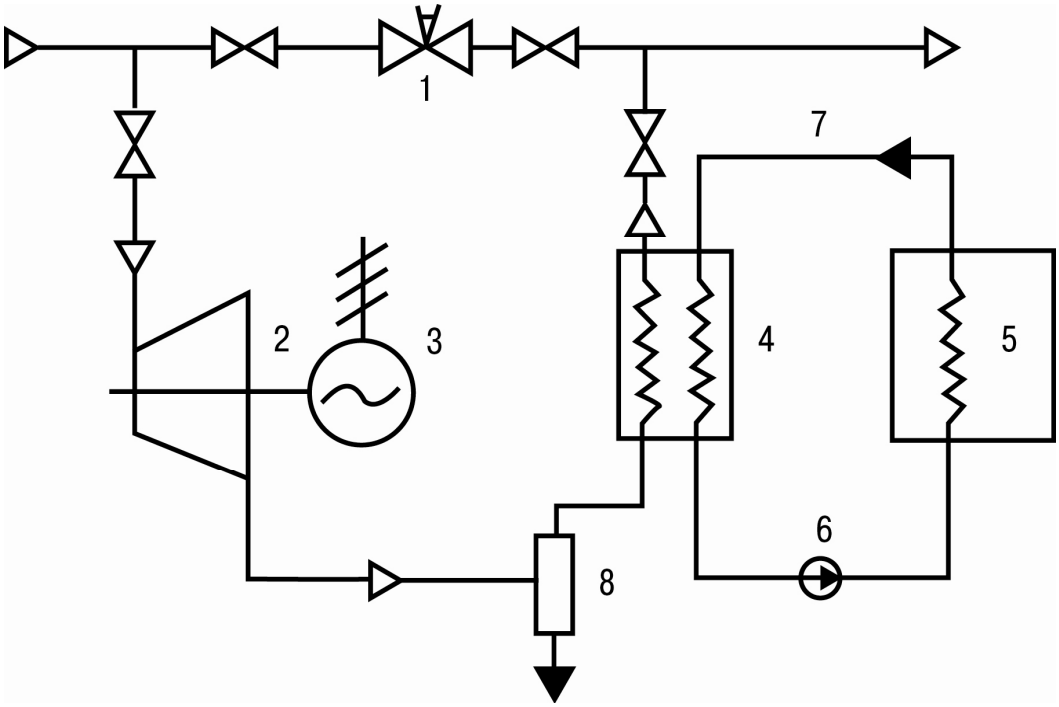


Рис. 7.6. Принципиальная схема электротехнологической детандерой установки:
1 – редукционный клапан ГРС; 2 – винтовой детандер;
3 – электрогенератор; 4 – теплообменник; 5 – холодильная камера;
6 – циркуляционный насос; 7 – контур хладагента; 8 – сепаратор

Залогом успеха российской малой энергетики является зарождение интереса к ней в последнее время не только малого и среднего бизнеса, но и государственных структур. Для успешного развития МЭ в России необходим соответствующий закон. В нем должны быть опреде-

лены четкие критерии, базовые требования к объектам МЭ. Без него на реализацию проектов создания объектов МЭ влияет множество субъективных факторов. При развитии МЭ необходимо удерживаться от опасности перехода из одной крайности – глобальной централизации – в другую – тотальную децентрализацию. Пока МЭ в России развивается по остаточному принципу.

Заключение к главам 6 и 7

С учётом уже реализуемых или чётко обозначившихся тенденций с большой уверенностью можно назвать наиболее вероятные пути совершенствования энергоснабжения от источников на традиционном топливе:

1. Выбор типа и мощности источников для данного региона с учётом:
   - уровня и профиля экономики;
   - количества и плотности населения;
   - наличных энергоресурсов;
   - географо-климатических условий;
   - мнения большинства населения.
2. Повышение эффективности и экологической безопасности паротурбинных блоков (ПТБ):
   - увеличение единичной мощности ПТБ до 400–1100 МВт;
   - перевод блоков ПТБ на критические и ультрасуперкритические параметры пара (P = 24–30 МПа, T = 580–610 °С);
   - применение холодной циркуляционной воды с глубоким вакуумом;
   - применение передовых технологий сжигания и конверсии угля;
   - совершенствование топок с традиционным (факельным) сжиганием топлива:
     а) измельчение угля не до 90–100 мкм, а до 5–40 мкм;
     б) «подсветка» – использование вместо воздуха горючего газа (природного, ШМ, ПНГ или даже водорода);
   - сжигание и газификация угля в шлаковом расплаве (IGCC-технология);
   - сжигание угля в кипящем слое и циркулирующем кипящем слое;
   - предварительная подготовка топлива (водоугольное топливо, нанодисперсное органо-водоугольное топливо, микроуголь).

   В результате достигнут КПД = 45–48 %, а выбросы снижены на десятки процентов. К 2015 г. запланировано повысить P до 37,5 МПа, T до 700 °С, КПД до 53–54 %.

3. Перевод станций и котельных в режим когенерации.
4. Внедрение комбинированных схем (включая газификаторы, топливные элементы).
5. Внедрение ПГУ, ГТУ, ГПУ, машины Стирлинга (преимущественно для малой энергетики).
6. Применение детандер-генераторных агрегатов.
7. Создание благоприятных условий для сосуществования «большой» и «малой» энергетики.

Вопросы и задания

1. В каких ситуациях малая энергетика в состоянии вытеснить (и уже вытесняет) «большую»?
2. Принцип действия и достигнутые параметры ГТУ.
3. Принцип действия и достигнутые параметры ГПУ.
4. Принцип действия и достигнутые параметры дизельных установок.
5. Принцип действия и достигнутые параметры машины Стирлинга.
6. Принцип действия и достигнутые параметры ДГА.

Глава 8
АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Мировая атомная энергетика (АЭ), стартовавшая пуском в 1954 г. первой в мире Обнинской атомной электростанции (АЭС), развивается, преодолевая негативные последствия для её имиджа периодически случающихся на АЭС аварий (наиболее крупные из них – авария на Чернобыльской АЭС в 1986 г. и на АЭС «Фукусима-1» в 2011 г.). Лишь в отдельных странах (Германия, Италия, Швейцария, Япония), да и то в основном под давлением политической конъюнктуры, следствием аварий и инцидентов явились решения на правительственном уровне о прекращении строительства новых АЭС и о постепенном выводе из эксплуатации существующих. Уже после аварии на АЭС «Фукусима-1» 40 стран подтвердили свою приверженность АЭ, а 14 стран выразили готовность строить АЭС на своей территории.

В целом же происходит позитивная переоценка роли и места атомной энергетики в обеспечении энергетической безопасности по мере совершенствования конструкций реакторов и технологии всего ядерного топливного цикла. Оснований для этого несколько:

- по стоимости производимой электроэнергии АЭС вполне конкурентоспособны с электростанциями на угле и газе;
- стоимость электроэнергии, производимой АЭС, менее зависима от конъюнктуры цены на топливо благодаря тому, что уран вполне доступен и доля стоимости топлива в себестоимости электроэнергии на АЭС меньше, чем на угольных и газовых ТЭС;
- новые более надёжные реакторы благоприятно изменяют общественное мнение об АЭС;
- значительные запасы ядерного топлива и отсутствие проблем его доставки на АЭС делают АЭ важным фактором обеспечения региональной, национальной и глобальной энергетической безопасности (одна топливная таблетка из диоксида урана выделяет столько же энергии, сколько выделяют 882 кг дров, 550 кг угля или 500 кг нефти при их сжигании);
- отсутствие выбросов «парниковых газов» и твёрдых частиц ставят АЭС вне конкуренции с угольными и газовыми электростанциями по экологичности (угольная электростанция мощностью 1000 МВт за год потребляет 3 млн т угля, или 75 тыс. вагонов, и $5 \cdot 10^9$ м^3 кислорода; при этом образуется около 0,7 млн т твердых отходов).

АЭ уже сегодня заняла прочные позиции в экономике (и, соответственно, в энергетическом балансе) 34 стран. Среди российских поли-

тиков, крупных ученых, руководителей многих отраслей и регионов преобладают сторонники дальнейшего развития атомной отрасли. Их позиция относительно места АЭ в ТЭК России отчетливо выражена словами академика Румянцева А.Ю.: «В топливно-энергетическом комплексе России атомная энергетика играет системообразующую, топливно-балансирующую, тарифостабилизирующую и природоохранную роль» (научная сессия Общего собрания РАН «Энергетика России: проблемы и перспективы», 20–21 декабря 2005 г.).

Важную стабилизирующую роль сыграла АЭ (вместе с гидроэнергетикой) в 90-е гг. России удалось сохранить АЭ и волю к ее развитию, несмотря на радиофобию, наличие огромных запасов горючих ископаемых и экономические трудности.

По мере упрочения позиций АЭ у атомщиков появляется все больше возможностей уделять внимание не только первоочередным проблемам – безопасной эксплуатации АЭС и захоронению радиоактивных отходов и отработавшего ядерного топлива, – но и инновациям по широкому спектру направлений развития технологии:

а) совершенствованию конструкции мощных реакторов и энергоблоков и технологии их сооружения;
б) развитию атомной теплофикации;
в) развитию АЭС малой мощности (АЭС ММ), включая плавучие, для энергообеспечения удаленных территорий;
г) освоению замкнутого топливного цикла на основе реакторов на быстрых нейтронах (БР);
д) получению водорода термолизом воды в высокотемпературных атомных ректорах и др.

Госкорпорация по атомной энергии «Росатом» разработала, а правительство утвердило ФЦП «Ядерные электротехнологии нового поколения на период 2010–2015 годов и на перспективу до 2020 года». В рамках программы утверждён проект «Новая технологическая платформа: замкнутый ядерно-топливный цикл с реакторами на быстрых нейтронах». Для их успешной реализации большое внимание уделено оказанию поддержки науке и университетам, готовящим специалистов-атомщиков. В последние годы Росатом выделяет на НИОКР более 4 % от выручки (в процентном отношении это почти в 2 раза больше показателей ведущих мировых компаний – Siemens, Areva и др.). В планируемом периоде Росатом намерен увеличить абсолютный объём финансирования НИОКР примерно в 10 раз. «Опорные» вузы Росатома (их 14, головной – МИФИ) будут обеспечивать до 80 % потребностей в кадрах (не только технического персонала, но и учёных).

8.1. Мощные АЭС с урановым топливным циклом

Некоторые данные об атомной энергетике ведущих в этой области стран, производящих вместе более 85 % электроэнергии по ядерному топливному циклу, приведены в табл. 8.1. Кроме них, АЭС имеют еще более чем 20 стран на всех (кроме Австралии и Антарктиды) континентах, рис. 8.1.

Таблица 8.1

Основные характеристики мировой атомной энергетики

Страна	Мощность, МВт	Доля	Станций	Блоков
Япония	44 215	29,21 %	17	50
Южная Корея	20 618	35,48 %	6	23
ЮАР	1800	5,18 %	1	2
Швеция	9298	38,13 %	3	10
Швейцария	3263	38,01 %	4	5
Чехия	3678	33,27 %	2	6
Франция	63 130	74,12 %	19	58
Финляндия	2716	28,43 %	2	4
Украина	13 107	48,11 %	4	15
Тайвань	4927	19,30 %	3	6
США	101 240	19,59 %	66	104
Словения Хорватия	688	37,30 % 8,00 %	1	1
Словакия	1816	51,80 %	2	4
Румыния	1300	19,48 %	1	2
Россия	23 643	17,81 %	10	33
Пакистан	725	2,60 %	2	3
Нидерланды	482	3,38 %	1	1
Мексика	1300	3,59 %	1	2
Китай	11 688	1,92 %	7	16
Канада	12 624	15,07 %	5	18
Испания	7567	20,09 %	6	8
Иран	915		1	1
Индия	4391	2,85 %	6	20
Германия	12 068	28,38 %	8	9
Венгрия	1889	42,10 %	1	4
Великобритания	9703	15,32 %	8	17
Бразилия	1884	3,06 %	1	2
Болгария	1906	33,13 %	1	2
Бельгия	5927	51,16 %	2	7
Армения	375	39,42 %	1	1
Аргентина	935	5,91 %	2	2
В мире	369 818		194	436

Рис. 8.1. Мировая география атомной энергетики

В настоящее время на планете работают 194 атомных электростанции с примерно 440 энергоблоками, которые эксплуатируются 150 компаниями и десятками организаций в 30 государствах мира, рис. 8.2. Строятся около 50 энергоблоков. В России работают 33 коммерческих атомных реактора.

Кроме АЭС, в 56 странах имеются 300 научно-исследовательских и экспериментальных ядерных реакторов. Они используются для совершенствования ядерных технологий, в медицине для диагностики и лечения. Свыше 200 ядерных реакторов работают на надводных и подводных судах.

По мере того как проходил шок от трагедии Чернобыля, во многих странах оживала атомная отрасль, опирающаяся на более надежные схемы и конструкции реакторов.

В ***США*** в 2006 г. принят «Закон об энергетической политике», который предусматривает, в частности, весьма существенные экономические стимулы для ядерно-энергетической промышленности, включая кредитование налога на производство электроэнергии; федеральное страхование риска в размере 2 млрд долл. на покрытие связанных с регулированием задержек в выходе на полную мощность первых шести усовершенствованных АЭС; рационализацию налогов на фонды по обеспечению вывода из эксплуатации; федеральные гарантии займов на строительство усовершенствованных ядерных реакторов или реализа-

цию иных безэмиссионных технологий в размере до 80 % от стоимости проекта и поддержку усовершенствованных ядерных технологий. США намерены к 2050 г. ввести 300 ГВт мощностей АЭС. Продолжается реализация программы строительства АЭС нового поколения под названием «Глобальное партнерство по ядерной энергии».

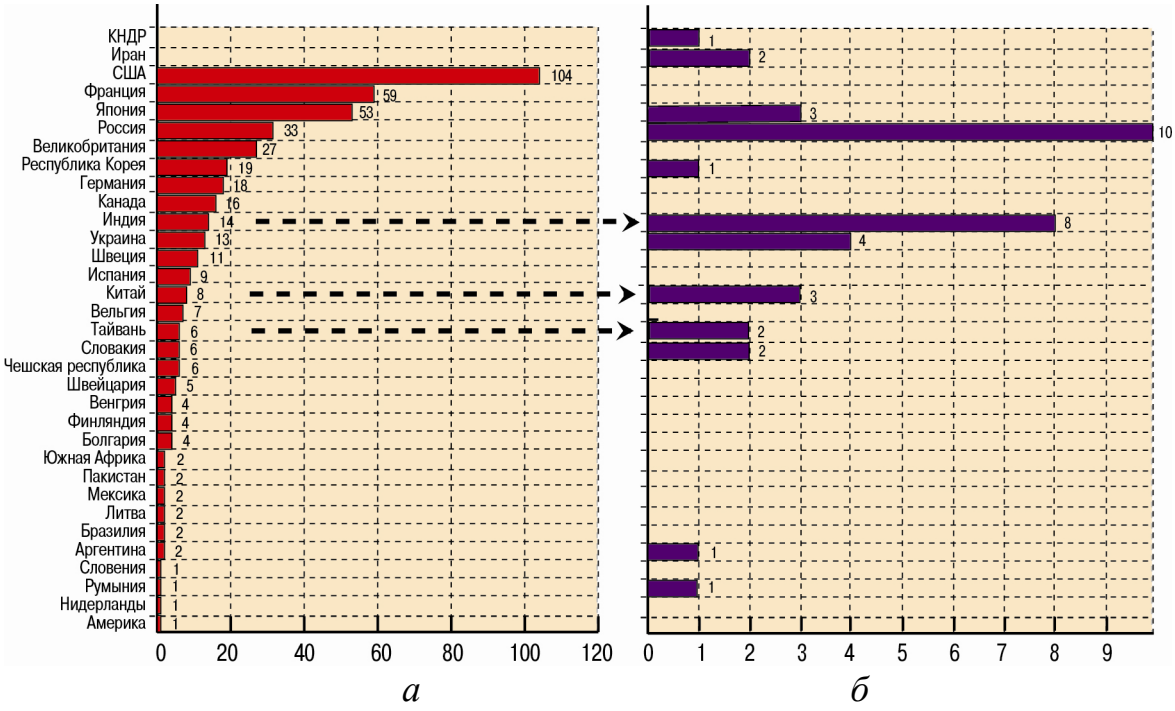


Рис. 8.2. Действующие (а) и строящиеся (б) атомные энергоблоки

Новые АЭС США намерены строить совместно с Россией, Францией и Японией. Ранее (вторая половина 2005 г.) США подписали соглашение с Индией о ядерном сотрудничестве.

Индия, в свою очередь, приняла дополнительные обязательства по нераспространению военных ядерных технологий, по допуску международных инспекторов на свои гражданские ядерные объекты. Для страны, которая намеревается к середине века увеличить свой ВВП в 30–40 раз, а мощность АЭС – в 10 раз к 2022 г., международное сотрудничество абсолютно необходимо.

Япония – страна, первой испытавшая на себе атомный кошмар, имеет 56 реакторов и до аварии на АЭС «Фукусима-1» намеревалась и далее развивать АЭ. Более того, стояла задача до 2025 г. выйти в мировые лидеры по использованию в энергетике перспективных реакторов на быстрых нейтронах. Сейчас правительство страны попало в сложные условия. С одной стороны, противники АЭ правы в том смысле, что Япония, расположенная в одном из наиболее геологически сложном и неспокойном регионе Земли, мало пригодна для строительства АЭС.

С другой стороны, правы и сторонники АЭ, поскольку Япония почти не имеет собственных топливных ресурсов и сильно зависит от их экспортёров.

Бразилия намерена построить к 2016 г. четыре новых АЭС мощностью по 300 МВт. Общая стоимость программы составит 2,8 млрд долл. (в 2010 г. АЭС выработали около 6 % всей электроэнергии в стране). Кроме того, планируется построить небольшие АЭС мощностью 40–60 МВт, которые будут работать на опреснение морской воды и перекачку речных вод на орошение.

Иран, вопреки противодействию большинства ведущих стран мира, настойчиво движется к созданию собственных ядерных технологий. Россия, построившая АЭС в Бушере, действует по согласованию с МАГАТЭ по схеме, сводящей практически к нулю террористические угрозы (особый режим доставки и хранения твелов) и обеспечивающей режим нераспространения ядерного оружия (ядерное топливо, отработавшее в реакторах, будет возвращаться в Россию).

АЭ ***Франции*** развивается при мощной поддержке населения страны, более 50 % которого однозначно высказывается за её сохранение и развитие. Национальная компания ЭДФ объявила о планах замены 58 своих реакторов на 40 реакторов нового поколения – EPR (европейский энергетический реактор с водой под давлением). Предполагаемый темп замены – один энергоблок мощностью 1600 МВт в год.

Китай намерен к 2050 г. ввести в строй АЭС с суммарной мощностью 100 ГВт.

Германия в своем стремлении ослабить зависимость от экспорта углеводородов в новом столетии отошла от решения о свёртывании атомной энергетики, принятого после Чернобыльской аварии. Но после аварии на АЭС «Фукусима-1» вновь возвратилась к решению об отказе от АЭС. За 2011 г. и первую половину 2012 г. выведено из эксплуатации 8 реакторов. К 2022 г. планируется закрыть все АЭС. Есть сомнение в реализуемости этих намерений, т. к. даже первые шаги в этом направлении потребовали «жертв» от населения – с 2013 г. каждая семья будет платить по 250 евро в год на поддержку альтернативной энергетики (прежде всего на НВИЭ). Распределение между странами строящихся атомных энергетических реакторов показано на рис. 8.2, *б*.

Весьма показательно, что один из основателей Гринписа Д. Лавлок, на протяжении многих лет выступавший против АЭ, недавно пришел к выводу о том, что «… у человечества нет времени заниматься «призрачными» источниками энергии. На это как минимум нужно 50 лет, которых у человечества нет. Самым «зеленым» решением является атомная энергия» [11].

По оценкам МАГАТЭ, к 2030 г. будут построены около 400 реакторов, и доля атомной энергетики в мировом производстве электрической энергии будет превосходить 20 % (сейчас – около 5,2 %). Ожидается, что к 2050 г. суммарная мощность АЭС будет составлять 2000 ГВт, а в 2100 г. – 5000 ГВт [12]. Создана международная коллаборация «Generation IV» для объединения усилий и возможностей развитых стран для разработки реакторов четвертого поколения – реакторов на быстрых нейтронах (см. 10.2).

Если в предложении на мировом рынке готовых проектов Россия, США, Франция, Южная Корея конкурируют, то в научных исследованиях и даже в разработке новых коммерческих ядерных технологий всё чаще они вынуждены сотрудничать. Российские ядерные научные центры участвуют во всех значимых международных проектах, даже в тех, что не имеют прямого отношения к ядерным технологиям: ITER, адронный коллайдер (CERN), исследование синхротронного излучения (ESRF), рентгеновский лазер на свободных электронах (XFEL) и др.

В ЭС-2030 учтено принципиальное изменение ряда тенденций в развитии АЭ в последние годы: отход от запрета сооружения АЭС и возврат к развитию АЭ во многих странах, глобализация АЭ, техническая возможность и высокая экономическая эффективность продления сроков эксплуатации действующих АЭС с энергоблоками первого и второго поколений.

Основными проявлениями глобализации являются следующие факты:

- 5 стран (США, Франция, Япония, Россия, Германия) производят 70 % электроэнергии, вырабатываемой на АЭС;
- легководные реакторы трёх типов (PWR, BWR, VVER) составляют 80 % реакторного парка мира;
- 5 стран (Россия, Франция, Япония, Китай, Индия) имеют продвинутые разработки по реакторам на быстрых нейтронах (БР);
- на 7 ведущих уранодобывающих компаний приходится около 80 % общемировой добычи;
- только 6 компаний в мире – Росатом, URENCO, USEC, EURODIF, CNNC, JNFL – ведут промышленное обогащение урана;
- 6 стран (Франция, Англия, Россия, Япония, Китай, Индия) имеют мощности по переработке ядерного топлива.

Первоочередными задачами в развитии атомной энергетики в ***России*** признаны: завершение строительства АЭС, находящихся в высокой степени готовности, сооружение новых АЭС в европейских регионах, а к концу первого 20-летия – в районах Дальнего Востока. Технические характеристики энергоблоков российских АЭС показаны в

табл. 8.2, а размещение АЭС на территории России – на рис. 8.3 (в 2012 г. они произвели примерно 177,3 млрд кВт·ч электроэнергии – около 16 % суммарной выработки).

Таблица 8.2

Основные технические показатели энергоблоков АЭС России

Параметр	ВВЭР-440	ВВЭР-1000	РБМК-1000	БН-600	ЭГП-6
Тепловая мощность, МВт	1375	3000	3200	1470	62
Электрическая мощность, МВт	440	1000	1000	600	12
Давление теплоносителя, МПа	12,3	15,7	6,9	–	6,2
Расход теплоносителя, т/ч	40 800	84 800	48 000	25 000	600
Температура теплоносителя, °С	268	289	284	550	265
Паропроизводительность, т/ч	2700	5880	5600	660	96
Давление пара перед турбиной, МПа	4,3	5,9	6,6	13,0	6,0
Среднее обогащение топлива, %	3,6	4,3	2,0–2,4	17–33	3,0–3,6
Количество ТВС в активной зоне	349	163	1550–1580	369	273

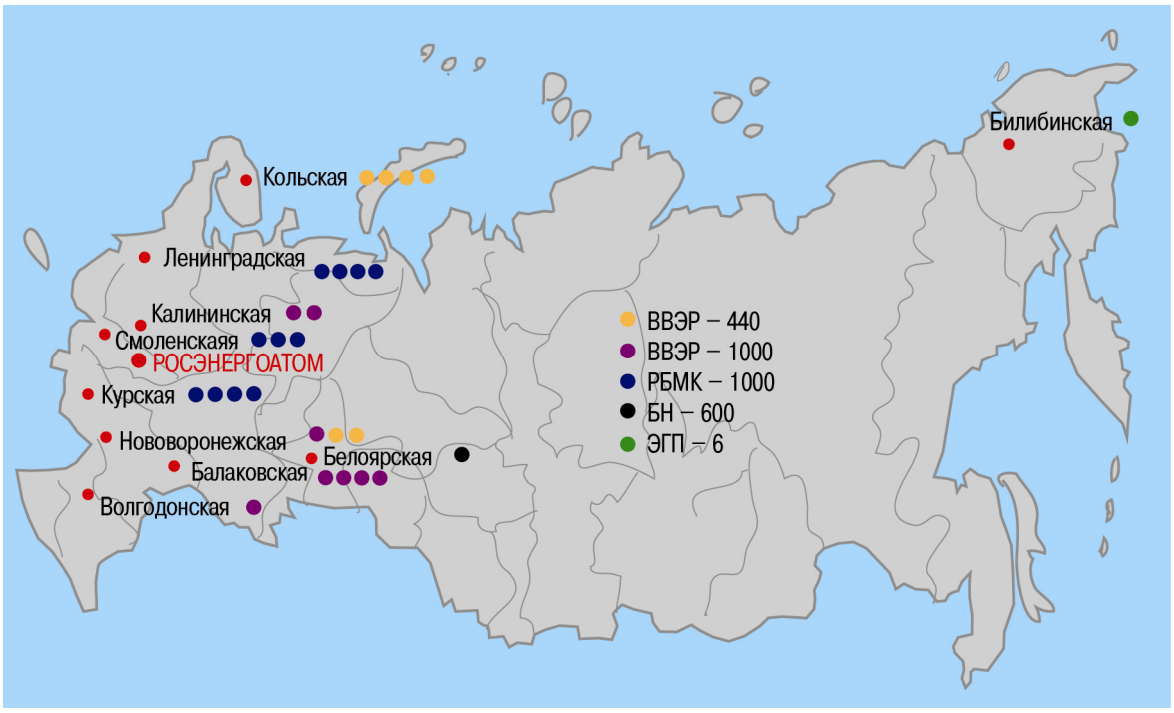


Рис. 8.3. География АЭС России

Расчеты показывают выгодность в настоящее время вложений в повышение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) АЭС и продление их ресурса с затратами до 200 долл/кВт (допустимый МАГАТЭ срок продления – 15 лет), а также в достройку бло-

ков высокой степени готовности с затратами до 500 долл/кВт. Такие вложения делаются за счет инвестиционной составляющей тарифа.

Относительно стоимости энергии, вырабатываемой российскими АЭС, периодически в средствах массовой информации и в специализированных печатных изданиях идет острая дискуссия. Руководители атомной отрасли утверждают, что электроэнергия, вырабатываемая на АЭС, значительно дешевле, чем вырабатываемая на ТЭС (фигурируют цифры от 40 до 200 %). Их оппоненты, в большинстве своем из числа «зеленых» и представители традиционной топливной и гидроэнергетики, утверждают, что реальная стоимость этой энергии существенно занижена тем, что в нее не включены ряд статей расходов и источников дополнительных средств: субсидирование из бюджета, безвозмездная иностранная финансовая помощь в обеспечении безопасности на ядерных объектах России в 90-е гг., текущие «недоплаты» за услуги по обращению с радиоактивными отходами, неучет в себестоимости энергии предстоящих трат на вывод из эксплуатации отработавших свой срок реакторов, на решение социальных проблем (улучшение жилищных условий работников атомной отрасли, социальные льготы гражданам, проживающим вблизи АЭС и др.).

Фактически они не отделяют прошлую деятельность атомной отрасли от нынешней, т. е. выполнение оборонных задач от выработки электроэнергии. Едва ли можно признать обоснованным «взваливание» на АЭ наших дней тех серьезных проблем, в том числе и экологических, которые накапливались начиная с 40-х гг., при создании и производстве ядерного оружия. Также неправильно было бы возлагать на концерн «Росэнергоатом» финансовую ответственность за ОЯТ, выгруженное из энергоблоков еще в Советском Союзе, и за остановленные ранее энергоблоки. Все это, безусловно, должно являться заботой государства. Современная АЭ полностью встраивается в рыночную экономику (гл. 3). В тарифе АЭС есть составляющие и на вывод из эксплуатации действующих энергоблоков, и на обращение с ОЯТ.

Рост выработки электроэнергии на АЭС позволяет оптимизировать ТЭБ за счет замещения газа в энергетике в объеме более 40 млрд $м^3$. В то же время АЭ сдерживает рост тарифа выработкой дешевой энергии. Кроме того, она способствует снижению экологической нагрузки на окружающую среду. У АЭС практически нет выбросов CO_2. АЭС мощностью 1000 МВт экономит 7 млн т выбросов CO_2 в год по сравнению с угольной ТЭС и 3,2 млн т – по сравнению с газотурбинными станциями комбинированного цикла. Сегодня масштаб снижения выбросов за счет АЭС составляет около 8 %.

Судя по опыту американской АЭ, имеются резервы и для дальнейшей оптимизации издержек. США в последние годы добились существенного снижения издержек в электроэнергетике в целом (табл. 8.3), в том числе на АЭС: 2,29 цент/кВт·ч. – в 1990 г., 1,82 – в 1999 г., 1,7 – в 2002 г. Крупные американские АЭС вырабатывают электроэнергию по цене 1 цент/кВт·ч. В европейской части России в 2011 г. стоимость 1 кВт·ч электроэнергии на выходе с АЭС составила 19,2 коп (с ТЭС – 36,6 коп).

Таблица 8.3

Некоторые сравнительные показатели работы АЭС России и США

	Россия	США
Коэффициент использования установленной мощности – КИУМ, %	73,4 (2005 г.)	около 90
Ресурс работы АЭС, лет	до 45	до 60
Стоимость (издержки), цент/кВт·ч	0,6–0,8	1,82 (в перспективе – 1,40)

В ЭС-2020 предусматривалось увеличение к 2020 г. мощности АЭС до 32–40 ГВт и выработки электроэнергии до 300 млрд кВт·ч, что должно было привести к увеличению доли АЭС в общем производстве электроэнергии России с 16 % в 2003 г. до 23 % в 2020 г.

В 2006 г. правительство РФ утвердило ФЦП «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007–2010 гг. и на перспективу до 2015 г.». Плановый объем финансирования программы за счет федерального бюджета – 674,8 млрд руб.

Ежегодный рост ВВП страны и стабильный рост спроса на электроэнергию в предкризисные годы (до 2008 г.) позволили руководству Росатома внести в 2006 г. оптимистические коррективы в программу строительства в России новых АЭС – 10 реакторов до 2015 г., 26 – до 2020 г. и 40 – до 2030 г., которые должны были повысить долю вырабатываемой на АЭС электроэнергии до 25 % уже к 2020 г. При этом доля России на мировом рынке атомной электроэнергетики достигла бы 20 %.

Однако кризис 2008–2010 г. и другие форс-мажорные обстоятельства (авария на Саяно-Шушенской ГЭС, серия аварий в ракетно-космическом комплексе, глобальные пожары и засуха летом 2010 и 2012 гг. и др.), а также перегруженность бюджета социальными обязательствами (повышение пенсий и заработной платы работникам бюджетной сферы, военнослужащим), безотлагательная потребность в модернизации армии и органов правопорядка, крупномасштабная коррупция негативно отразились и на программе развития атомной энергетики, рис. 8.4.

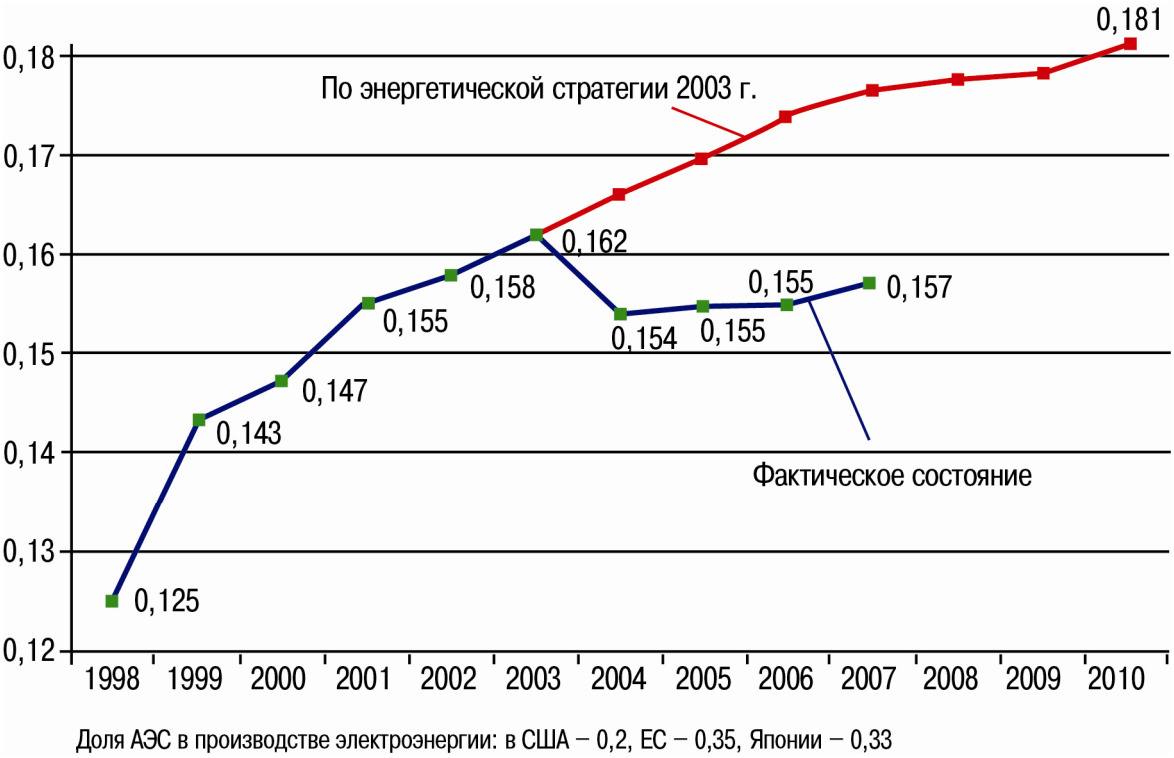


Рис. 8.4. Доля АЭС в производстве электроэнергии в России

Несмотря на названные трудности, в разработанной и реализуемой ФЦП большое место отведено качественным изменениям. В частности, программой предусмотрено последовательное решение нескольких ключевых задач:

- бюджетная поддержка строительства АЭС с темпом ввода мощностей начиная с 2 ГВт в год в 2012 г. с последующим увеличением этого темпа;
- принятие программы ядерной и радиационной безопасности (проект «Разработка систем кодов нового поколения для конструирования и обоснования безопасности перспективных ЯР на быстрых нейтронах, проектирования АЭС, создания технологий и объектов ядерного топливного цикла»);
- формирование единой урановой горнорудной компании;
- создание международных центров для предоставления услуг ядерного топливного цикла;
- развитие реакторов на быстрых нейтронах и серийное строительство новых энергоблоков с усовершенствованным реактором на базе типового ВВЭР-1000.

Будут применяться уже апробированные технические решения с оптимизацией в плане максимальной унификации и снижения строительных затрат. Основная цель – добиться стоимости киловатт-часа ус-

тановленной мощности не более 1200 долл. Начата разработка реактора ВВЭР-1500, отвечающего всем мировым требованиям по безопасности и экономике, который позволит сохранить научно-технический и кадровый потенциал атомной отрасли и отработать прогрессивные схемы управления работами при проектировании и сооружении. Под этими планами есть хорошая основа: накопленные на складах запасы урана и достигнутые договоренности о его поставках из бывших азиатских республик СССР (разд. 3.3.), развитая инфраструктура ядерного топливного цикла, наличие площадок для строительства АЭС, задел по блокам АЭС (более 4 ГВт), созданные проекты АЭС повышенной безопасности, производственные мощности в машиностроении для ввода 2–4 ГВт в год, экспериментальная база.

Росатом заключил соглашение с Внешторгбанком (ВТБ) о наращивании объемов кредитования предприятий атомной отрасли. Важно при этом, что ВТБ интегрирован в международную финансовую систему, а Росатом входит в тройку мировых лидеров рынка ядерного топлива. Это дает атомной отрасли возможность привлекать зарубежные средства по схеме, успешно реализуемой в нефтегазовой отрасли. Сейчас в нашей стране продолжается сооружение 9 энергоблоков.

Для ускорения ввода энергетических мощностей большое внимание уделяется достройке (вводу дополнительных мощностей) действующих АЭС:

- в рамках ФЦП запланировано построить три новых блока Ростовской (Волгодонской) АЭС на площадке, где уже работает один энергоблок. В марте 2010 г. состоялся пуск первого из трёх новых реакторов;
- к трем действующим энергоблокам Калининской АЭС (г. Удомля Тверской обл.) в сентябре 2012 г. добавился четвёртый (1000 МВт), после чего она стала самой мощной АЭС в Европе;
- в Ленинградской и Воронежской областях на смену действующим реакторам РБМК («чернобыльского» типа) придут новые, более безопасные и эффективные, отвечающие современным требованиям корпусные реакторы ВВЭР-1000;
- в Сосновом Бору в 2007 г. началось строительство Ленинградской АЭС-2. Ввод первого блока запланирован на 2013 г., второго – на 2016 г. (перенесён с 2014 г. из-за кризиса), третьего – на 2018 г. и четвёртого – на 2019 г.;
- сооружение четырёх таких энергоблоков предусмотрено на Нововоронежской АЭС.

Не включены в ФЦП, но рассматриваются как перспективные проекты:

- достройка 5-го блока на Курской АЭС;
- строительство ряда АЭС на новых площадках: Южно-Уральская АЭС в Челябинской обл., АЭС в Нижегородской обл., в Ярославской обл., на Дальнем Востоке (вблизи Владивостока), рис. 8.5;
- в 2008 г. подписано соглашение между администрацией Калининградской обл. и руководством Росатома о строительстве Балтийской АЭС в составе двух энергоблоков мощностью по 1170 МВт, призванной обеспечить энергетическую безопасность этого важнейшего для России анклава. Впервые при строительстве АЭС привлекаются частные инвесторы (отечественные и зарубежные);
- в 2012 г. подписано соглашение между руководством Росатома и администрацией Томской обл. о создании в г. Северске центра по отработке замкнутого ядерного топливного цикла на базе реактора на быстрых нейтронах (проект «Брест-300» стоимостью 35–40 млрд руб.).

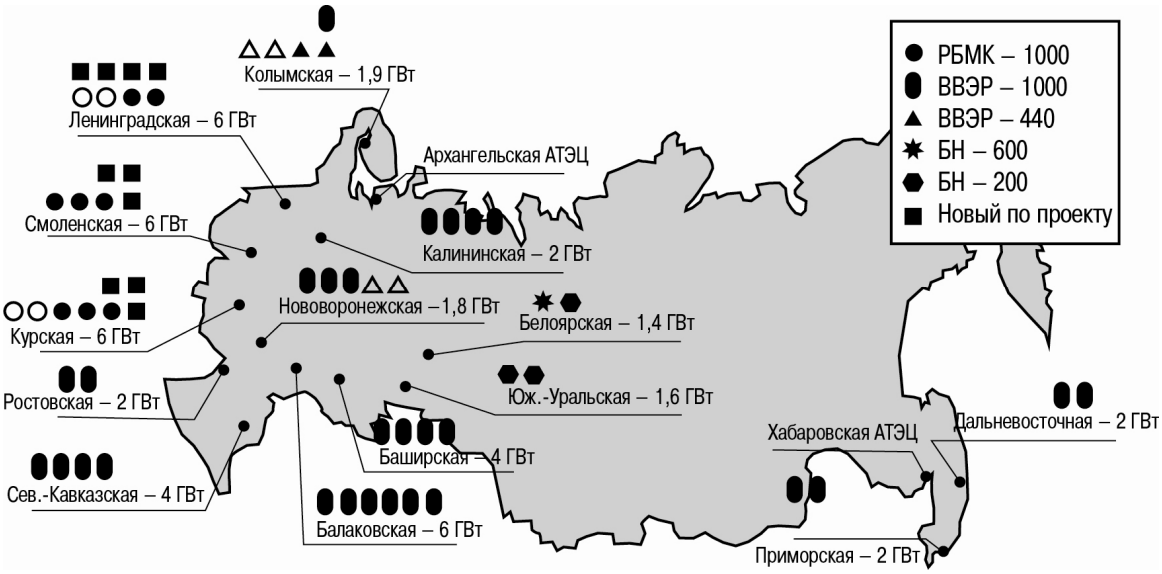


Рис. 8.5. Атомные электростанции на территории России при реализации стратегии их развития до 2020 г. (экспертная оценка). Обозначения реакторов: РБМК – канальный большой мощности; ВВЭР – водо-водяные; БН – на быстрых нейтронах. Цифры при аббревиатурах – мощность блока в МВт

Схема размещения и план ввода генерирующих мощностей Росатома согласованы с ФСК, поскольку бесперебойная и эффективная выдача электроэнергии с этих объектов возможна только при соответствующем развитии сетевого хозяйства ЕЭС России.

В АЭ в последние годы произошли существенные организационные изменения, которые должны благотворно повлиять на работу отрасли (разд. 2.3). Россия вошла в тройку стран с наиболее надежной атомной энергетикой.

Развитие АЭ не только дает значительный экономический выигрыш на общегосударственном уровне, но и способствует интеграции НИР с разработкой новых технологий и их трансферту в другие отрасли. Если в прошедшие десятилетия атомная отрасль развивалась внутри себя собой, то теперь она становится мощным поставщиком инноваций в другие отрасли экономики страны. Она стимулирует развитие других отраслей ещё и тем, что более 95 % заказов на изготовление оборудования для АЭС размещает на российских предприятиях.

8.2. АЭС малой мощности

К этому классу станций (АЭС ММ) относятся АЭС с электрической мощностью не превышающей 300 МВт, а тепловой – 500 МВт. Сфера их применения чрезвычайно широка. Наиболее острая потребность ощущается в реакторах мощностью 3,5–35,0 МВт во многих северных и восточных регионах страны, не обеспеченных централизованным энергоснабжением (см. 7.1). Широкий ряд мощностей, длительный период автономности (в течение 10–50 лет они не нуждаются в дозагрузке топлива), высокая степень заводской готовности делают их особенно привлекательными для этих регионов. Распределённость тепловой нагрузки и ее очаговый характер, небольшая дальность экономически эффективной передачи тепла предопределяют необходимость рассредоточенного размещения источников тепловой энергии и ограничения их мощности величиной, соизмеримой с величиной локальной нагрузки.

АЭС ММ могут работать и в составе крупных электрических систем. В этом случае их достоинствами являются: а) меньшие сроки ввода в эксплуатацию и меньший срок окупаемости, что делает их более привлекательными для инвесторов по сравнению с крупными энергоблоками; б) меньшие финансовые, радиационные и техногенные риски [13]. Энергоблоки мощностью 150–300 МВт на базе новой реакторной установки ВБЭР-300, разработанной в Нижегородском ОКБ Машиностроения, рассчитаны в первую очередь на замену выбывающих из эксплуатации энергоблоков ТЭЦ и котельных на органическом топливе.

Главный эффект использования предлагаемых энергоисточников – крупномасштабная экономия природного газа в сфере теплофикации и теплоснабжения крупных городов. Так, двухблочная АТЭЦ с реакторами типа ВБЭР-300 вытесняет из топливного баланса до

1500 млн $м^3$ природного газа в год при сроке службы такой станции 60 лет. Одновременно создаются условия для радикального сокращения вредных выбросов действующими объектами теплоэнергетики в крупных городах.

Малые линейные размеры реакторов АЭС ММ и малая запасенная энергия дают возможность использовать иные подходы и конструктивные решения основных систем, неприемлемые для реакторов большой мощности. Детерминированный уровень безопасности их эксплуатации требует существенно меньших инженерных систем безопасности. Он обеспечивается не действием предохранительных или локализующих систем, а за счет исключения их возникновения как таковых на основе рационального использования законов природы, в том числе и отрицательных обратных связей в физике реакторов [13]. Строительство АЭС ММ, предназначенных для выработки электрической и тепловой энергии в удаленных районах, предусмотрено «Стратегией развития атомной энергетики в первой половине XXI века».

В последние годы прорабатываются вопросы применения реакторных установок на базе технологий судовых блочных реакторов для сооружения атомных ТЭЦ и плавучих АЭС ММ, которые вместе с малыми энергоблоками на традиционном топливе и на НВИЭ улучшили бы условия жизни и хозяйственной деятельности на Крайнем Севере и Дальнем Востоке. Они могут представлять интерес для международного сообщества как в контексте осуществления международных программ помощи развивающимся странам в решении энергетических проблем, так и предоставления их развитым странам на коммерческой основе. Для развивающихся стран с их растущими численностью населения и экономикой при недостаточной хозяйственной инфраструктуре, в том числе энергетической, малая АЭ – один из путей решения проблемы энергообеспечения.

В области разработки атомных реакторов малой мощности Россия занимает лидирующее положение. Уже к началу 90-х гг. насчитывалось более 40 проектов таких реакторов разной степени проработанности. Ряд российских проектов уже получил поддержку международного сообщества, в том числе МАГАТЭ [14].

В настоящее время в 15 развитых и развивающихся странах мира разрабатываются более 50 концепций и проектов реакторов малой и средней мощности (300–700 МВт) различных типов – водоохлождаемые, с жидкометаллическим охлаждением, газоохлаждаемые [15]. Во всех проектах предусмотрены повышенные меры безопасности эксплуатации АЭС ММ, в некоторых – еще и длительная работа без перезагрузки топлива, что будет способствовать повышению защищенности

от распространения делящихся материалов, принятию адекватных мер и гарантий нераспространения в сценарии глобального широкомасштабного развития АЭ. В этих проектах объединены преимущества многих отработанных технологий – топлива, теплоносителя и энергопреобразователя, позволяющих надежно и безопасно работать в любых регионах, в том числе в регионах с экстремальными геологическими и климатическими условиями.

В СССР и России накоплен большой технический и технологический потенциал создания реакторов малой мощности для транспортных (в основном судовых) установок. Только по проектам ОКБ Машиностроения (г. Нижний Новгород) за последние полвека было изготовлено несколько сотен компактных энергетических реакторных установок блочного типа. Высокий уровень их надежности и безопасности подтвержден длительной безаварийной работой на кораблях ВМФ и атомных ледоколах (общая наработка этих установок превышает 6000 реакторо-лет). Этот задел и наличие конструкторских кадров позволяют осуществить прорыв в данной области ядерной энергетики.

В последние годы ряд ведущих институтов РАН, НИИ и КБ разрабатывают инновационный проект «Источники электрической и тепловой энергии на основе технологий атомного судостроения».

Концерн «Росэнергоатом» 15 апреля 2007 г. начал в Северодвинске (Архангельская обл.) строительство первой плавучей АЭС (ПАЭС) «Академик Ломоносов» стоимостью 5,5 млрд руб. (на конец 2007 г.). В основе ПАЭС – хорошо проработанная конструкция ядерно-энергетической установки КЛТ-4ОС, широко используемой в атомном морском флоте. Два реактора – 35 МВт электрической и 148 МВт тепловой мощности – будут смонтированы на транспортируемой барже. Это плавсредство длиной 140 м, шириной 30 м и водоизмещением 24 тыс. т будет подходить к береговой линии, устанавливать связь с сушей, после чего будет вырабатывать энергию, рис 8.6.

ПАЭС будет работать автономно в течение 4–5 лет, общий срок службы – 40 лет. Данный проект планируется как серийный, предусматривающий создание 7–10 взаимозаменяемых станций, способных обеспечить энергией до 70 % территории России, не охваченной централизованным энергоснабжением (в основном береговые линии Северного Ледовитого и Тихого океанов), см. рис. 7.1.

Однако реализация этого проекта потребовала внесения радикальных корректив как в параметры проекта, так и в оценки перспектив самой идеи. Планировавшийся на 2010 г. пуск в эксплуатацию ПАЭС отнесён на 2013 г. Этому предшествовало многократное удорожание проекта (на середину 2011 г. – 27 млрд руб., включая стоимость берего-

вых и гидротехнических сооружений, обустройство гавани и др.), передача строительства ОАО «Балтийский завод» (г. Санкт-Петербург). Это предприятие начинало строить ПАЭС ещё в 1994 г., но из-за отсутствия финансирования вынуждено было прекратить работы. В 2010 г. «Академик Ломоносов» спущен на воду, но через год достройка ПАЭС снова была остановлена из-за финансовых неурядиц. Есть надежда, что в 2013 г. она встанет на якорь в г. Вилючинске на Камчатке (зелёная точка на рис. 8.3) и начнет снабжать его энергией (по первоначальным планам ПАЭС должна была остаться на месте сооружения и снабжать энергией г. Северодвинск).

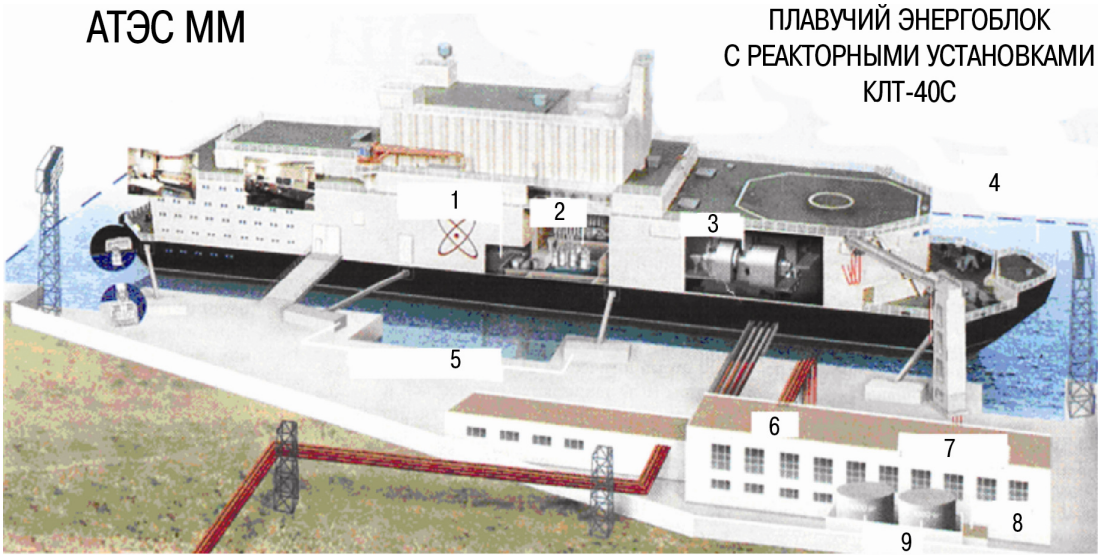


Рис. 8.6. Внешний вид ПАЭС:
1 – хранилище отработанного топлива и радиоактивных отходов;
2 – реакторные установки; 3 – паротурбинные установки;
4 – подводный котлован (глубина 9 м); 5 – гидротехническое сооружение;
6 – тепловой пункт; 7 – устройства распределения и передачи электроэнергии потребителю; 8 – бункер мокрого хранения соли; 9 – баки горячей воды

Такие АЭС могут представлять интерес для островных государств Тихоокеанского региона в целях получения питьевой воды, нужда в которой зачастую превышает потребности в электроэнергии.

Опыт сооружения первой ПАЭС и авария на АЭС «Фукусима-1» показывают, что основными недостатками ПАЭС являются:

- высокая стоимость единицы установленной мощности вследствие дороговизны плавсредства и береговых коммуникаций (вместе с реактором – примерно 30 млрд руб.);
- недопустимость использования в регионах, где есть вероятность возникновения цунами и мощных ураганов.

Заключение к главе 8

Вопреки оптимизму в освещении настоящего и будущего АЭ, в заключение необходимо сказать о том, что в своём развитии ей приходится преодолевать большие трудности не только в России, но и за рубежом. Об этом красноречиво говорит тот факт, что ни один из прогнозов развития АЭ от МАГАТЭ не подтвердился, рис. 8.7.

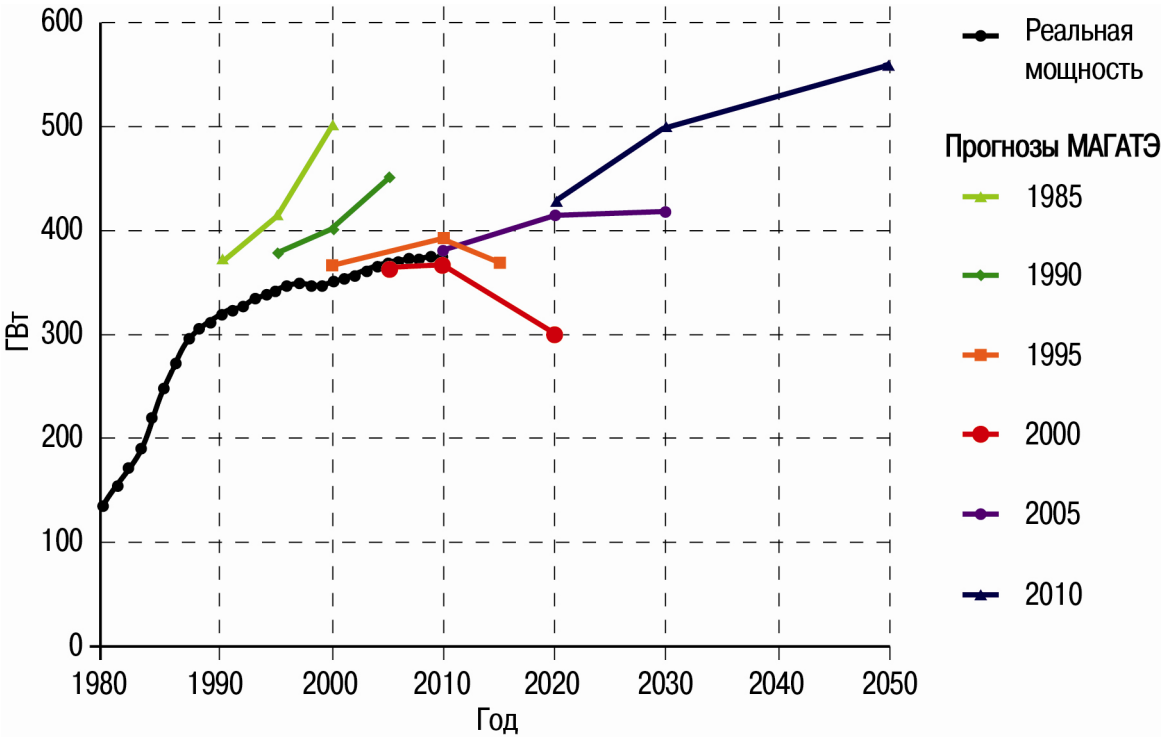


Рис. 8.7. Прогнозы МАГАТЭ и реальные темпы развития АЭ

Сторонники традиционной топливной энергетики оценивают состояние АЭ как стагнацию, подчёркивая тот факт, что за последние 3,0–3,5 десятилетия доля АЭС в суммарной выработке электроэнергии в мире сократилась с 17 до 12 %).

Атомщики считают эту тенденцию временной, а трудности преодолимыми, и выделяют три основных этапа развития ядерных технологий в XXI в. (по материалам Национального исследовательского центра «Курчатовский институт»):

1. Ближний (10–12 лет):
   - эволюционное развитие реакторов и технологий топливного цикла;
   - разработка и опытная эксплуатация улучшенных и инновационных технологий реакторов и топливного цикла.

2. Период активного роста ядерной энергетики (до середины столетия):
   - расширение масштабов в четыре-пять раз;
   - освоение инновационных технологий реакторов и топливного цикла (расширенное воспроизводство топлива с помощью быстрых реакторов, использование полезных и выжигание опасных изотопов, высокотемпературные реакторы, производство водорода, пресной воды и т. д.).
3. Период устойчивого развития крупномасштабной ядерной энергетики (вторая половина столетия):
   - развертывание инновационных ядерных технологий;
   - многокомпонентная ядерная энергетика;
   - атомно-водородная энергетика.

Вопросы и задания

1. Назовите преимущества АЭС.
2. Каковы основные направления развития АЭ?
3. Какова доля электроэнергии, вырабатываемой на АЭС в мире и в России?
4. Примерное количество атомных энергоблоков в мире.
5. Каковы основные достоинства и сферы рационального использования энергоблоков малой мощности, включая плавучие?
6. Что ограничивает темпы развития АЭ?

Глава 9
ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

Гидроэнергетика хотя и использует возобновляемую энергию – энергию речного стока, ее крупномасштабная часть обычно рассматривается как традиционная энергетика, в отличие от малой гидроэнергетики, относимой к нетрадиционной возобновляемой (см. 10.1).

9.1. Состояние в мире и России

На долю гидроэнергетики в мире приходится около 90 % всех используемых сегодня возобновляемых источников энергии. Технический потенциал гидроэнергии составляет 14 000 ТВт·ч в год. Он достаточен для производства электроэнергии в 2,5–3,0 раза больше достигнутого на сегодня уровня. По прогнозам МЭА, суммарная мощность ГЭС в мире к 2050 г. может достигнуть 1700 ГВт с выработкой 5000–5500 ТВт·ч электроэнергии в год. Доля гидроэнергии в мировом энергетическом балансе к 2050 г. сохранится на уровне 16 %, что будет составлять около 50 % объёма использования всех ВЭИ.

Данные о выработке электроэнергии на ГЭС в ведущих странах мира в 2008 г. приведены в табл. 9.1 [16].

Таблица 9.1

Выработка электроэнергии на ГЭС в ведущих странах мира (2008 г.), ТВт·ч

Китай	585
Канада	369
Бразилия	364
США	251
Россия	167
Норвегия	140
Индия	116
Венесуэла	87
Япония	69
Швеция	66
Франция	63

Как видно из этих данных, ГЭС распределены по странам мира крайне неравномерно. Доля ГЭС в национальных энергетических балансах в значительной мере определяется не столько научно-технологическим и экономическим потенциалом или потребностями страны, сколько ее природными условиями.

Гидроэнергетика обладает неоспоримыми преимуществами:

- возобновляемость первичной энергии;
- низкая себестоимость производства электроэнергии (даже в России при относительно низких внутренних ценах на топливо себестоимость электроэнергии, произведенной на ГЭС, в 5–6 раз ниже, чем на ТЭС);
- мобильность мощности, необходимой для покрытия пиковой части графика нагрузки;
- инфляционная устойчивость;
- экологическая чистота производства (с определенными оговорками, см. 13.3.3);
- возможность создания электростанций уникально большой мощности, табл. 9.2.

Таблица 9.2

Крупнейшие ГЭС мира

№ п/п	Наименование	Страна	Год пуска	Полная мощность, ГВт	Среднегодовая выработка, млрд кВт·ч	Площадь водохранилища тыс. км^3
1	Санься	Китай	2008	22,5	Более 100	
2	Итайлу	Бразилия и Парагвай	1984	14,0	94,70	1,350
3	Гури	Венесуэла	1986	10,2	46,00	4,250
4	Тукури	Бразилия	1984	8,37	21,00	3,014
5	Гранд-Кули	США	1942	6,809	20,00	
6	Саяно-Шушенская	Россия	1985	6,4	26,80	0,621
7	Красноярская	Россия	1972	6,0	20,04	2,000
8	Robert-Bourassa	Квебек, Канада	1981	5,616		
9	Водопад Черчилля	Лабрадор, Канада	1971	5,429	35,00	6,988
10	Longtan Dam	Китай	2009	6,3	18,70	
11	Братская	Россия	1967	4,5	22,60	
12	Усть-Илимская	Россия	1980	4,32	21,70	
13	Yacireta	Аргентина и Парагвай	1981	4,05	19,20	1,600
14	Tarbeia Dan	Пакистан	1976	3,478	13,00	
15	Ertan Dan	Китай	1999	3,3	17,00	
16	Ilha Solteira Dan	Бразилия	1974	3,2		
17	Xingo	Бразилия	1994	3,162		
18	Gezhouba Dan	Китай	1988	3,115	17,01	
19	Нурекская	Таджикистан	1979	3,0	11,02	
20	La Grande-4	Квебек, Канада	1986	2,779		

Однако характерные недостатки ГЭС – их чрезвычайно высокая капиталоемкость и большие сроки строительства – являются основным тормозом развития гидроэнергетики в условиях жесткой мировой конкуренции даже в странах, располагающих большим гидропотенциалом. Строительство крупной ГЭС обходится в миллиарды долларов (несколько тысяч долларов на 1 кВт установленной мощности) и длится 5–8 лет, а с учетом согласования участка, проектирования и подготовительных работ может занять 1,5–2 десятилетия. Для ГЭС характерны и другие недостатки, относящиеся к экологии и безопасности жизнедеятельности (см. 13.3).

В истории нашей страны было несколько периодов, в течение которых гидроэнергетика играла чрезвычайно важную роль в ее экономической и социальной жизни. В период восстановления сельского хозяйства после разрухи, связанной с революцией и гражданской войной, значительная часть электроснабжения сельской местности осуществлялось за счет малых ГЭС. Важная миссия была возложена на ГЭС в период реализации плана ГОЭЛРО, во время восстановления и послевоенного развития экономики СССР (1950–1970 гг.). Выработка электроэнергии на ГЭС оставалась стабильной и в 90-е гг., в то время как на тепловых электростанциях произошло снижение производства электроэнергии примерно в 1,5 раза.

Гидроэнергетический потенциал крупных и средних рек России оценивается в 2400 млрд кВт·ч/год, технически достижимый уровень этого потенциала – 1670 млрд кВт·ч/год. По экономическому гидроэнергетическому потенциалу (850 млрд кВт·ч/год, или, по топливному эквиваленту, 300 млрд т у. т/год.) Россия занимает второе место в мире после Китая. На сегодня освоено около 20 % имеющегося гидроэнергетического потенциала России: на Европейскую часть приходится 46,8 %, на Сибирь – 21,7 %, на Восток России – 3,8 %. (Для сравнения – Канада использует гидроэнергетический потенциал своих рек более чем на 60 %, Норвегия – на 90 %). На ГЭС вырабатывается около 180 млрд кВт·ч электроэнергии, или немногим более 18 % от общего производства электроэнергии в России. Установленную мощность 1 ГВт и более имеют 13 ГЭС, их суммарная установленная мощность более 34 ГВт. 6 ГЭС имеют электрическую мощность более 2 ГВт, их суммарная мощность около 26 ГВт. Основные параметры и география размещения крупнейших ГЭС России показаны в табл. 9.3. и на рис. 9.1.

Таблица 9.3

Крупнейшие ГЭС России (эксплуатируемые и строящиеся)

Наименование	Мощность, ГВт	Среднегодовая выработка, млрд кВт·ч	География
Саяно-Шушенская ГЭС	(6,40)	23,50	р. Енисей, г. Саяногорск
Красноярская ГЭС	6,00	20,40	р. Енисей, г. Дивногорск
Братская ГЭС	4,52	22,60	р. Ангара, г. Братск
Усть-Илимская ГЭС	3,84	21,70	р. Ангара, г. Усть-Илимск
Богучанская ГЭС	3,00	17,60	р. Ангара, г. Кодинск
Волжская ГЭС	2,55	12,30	р. Волга, г. Волжский
Жигулевская ГЭС	2,32	10,50	р. Волга, г. Жигулевск
Бурейская ГЭС	1,98	7,10	р. Бурея, пос. Тапакан
Чебоксарская ГЭС	1,40	3,31	р. Волга, г. Новочебоксарск
Саратовская ГЭС	1,27	5,35	р. Волга, г. Балаково
Зейская ГЭС	1,33	4,91	р. Зея, г. Зея
Нижнекамская ГЭС	1,25	2,67	р. Кама, г. Набережные Челны
Загорская ГАЭС	1,20	1,95	р. Кунья, пос. Богородское
Воткинская ГЭС	1,02	2,60	р. Кама, г. Чайковский
Чиркейская ГЭС	1,00	2,47	р. Сулак , пос. Дубки

Рис. 9.1. Размещение крупнейших ГЭС России

9.2. Развитие российской гидроэнергетики

В ЭС-2030 и в инвестиционной программе ОАО «РусГидро» предусмотрено сохранение в эксплуатации всех существующих ГЭС путем их расширенного восстановительного ремонта, завершение строящихся ГЭС, строительство некрупных ГЭС в районах Северного Кавказа и крупных – в Сибири и на Дальнем Востоке.

В настоящее время ведется строительство 7 гидроэлектростанций на Востоке и на юге Европейской части страны с проектной установленной мощностью 7,1 ГВт и среднегодовой выработкой электроэнергии 30,421 млрд кВт·ч. Ведутся восстановительные работы на Саяно-Шушенской ГЭС (по планам, к концу 2014 г. все 10 гидроагрегатов будут новыми). Более 4 ГВт мощностей ГЭС ОАО «РусГидро» планирует ввести в ближайшие 5 лет. В программе технического перевооружения предусмотрена замена более 20 гидрогенераторов, 40 гидравлических турбин, 45 силовых блочных трансформаторов, около 150 ОРУ (без учёта обновления и восстановления оборудования Саяно-Шушенской ГЭС).

Приоритетными проектами по достройке ГЭС, законсервированных еще в советское время, являются Бурейская и Богучанская ГЭС.

1. Строительство ***Бурейской ГЭС*** (п. Талакан в Амурской обл.) началось в начале 80-х гг., но в 90-е гг. было заморожено. И только в 2003 г. были пущены в эксплуатацию первые агрегаты. В 2007 г. был введён в эксплуатацию последний шестой гидроагрегат мощностью 335 МВт, и установленная мощность всей станции достигла 1675 МВт. После доведения до проектной отметки высоты плотины и замены временных рабочих колёс первых двух гидроагрегатов на постоянные в 2011 г. достигнута проектная мощность – 2010 МВт., и станция вошла в десятку крупнейших ГЭС России. Тем не менее, она продолжает находиться в завершающей стадии строительства. Сдача её в постоянную эксплуатацию запланирована на 2013 г.

Строительство ГЭС на притоке Амура – реке Бурее – является одной из важнейших частей государственной программы социально-экономического развития Дальнего Востока. При работе с проектной мощностью Бурейская ГЭС будет давать ежегодно столько же электроэнергии, сколько можно получить от сжигания более 20 тыс. вагонов угля, позволяя тем самым ежегодно экономить до 5 млрд руб. Уже сейчас стоимость электроэнергии Бурейской ГЭС примерно в два раза ниже, чем в среднем по Дальнему Востоку.

Пуск Бурейской ГЭС даёт мощный импульс для развития таких энергоемких отраслей, как нефтехимия и лесопереработка. Строительство станции открывает возможности для реализации других масштабных проектов, в

частности освоения Удоканского меднорудного месторождения. Возрождение промышленности повлечет за собой увеличение налоговых поступлений, рабочих мест, окажет благоприятное влияние на внешнеэкономические связи (см. 15.5). Параллельно с сооружением Бурейской ГЭС было профинансировано строительство в регионе более 125 тыс. $м^2$ жилья, введены в эксплуатацию школы, детские сады, лечебно-профилактические учреждения.

В дальнейших планах ОАО «РусГидро» – развернуть строительство Нижнебурейской ГЭС установленной мощностью 321 МВт, которая должна стать контррегулятором Бурейской ГЭС.

2. Первый бетон в тело плотины ***Богучанской ГЭС*** был уложен ещё в 1982 г. Достройка на реке Ангаре Богучанской ГЭС мощностью 3000 МВт с годовой выработкой электроэнергии 17,6 млрд кВт·ч – самое масштабное гидростроительство в России на сегодняшний день, по параметрам превосходящее многое из того, что ранее было освоено нашими гидростроителями и энергетиками:

- общая длина плотины составляет 2500 м, из них бетонная часть – 828 м в длину и 96 м в высоту, каменно-набросная часть – 1861 м в длину и 77 м в высоту;
- 9 гидроагрегатов являются крупнейшими по массе и габаритам среди всех, произведённых в России (масса рабочего колеса турбины составляет 155,6 т при диаметре 7,86 м);
- уникальными являются многие элементы силового энергетического оборудования (6 блочных силовых трансформаторов на напряжение 500 кВ, 3 – на напряжение 220 кВ, 6 фаз автотрансформаторов связи, газонаполненные КРУЭ, ЛЭП – 500 кВ и др.), а также решение задачи его доставки на станцию (все трансформаторы общим весом около 3000 т можно было доставить только водным путём протяженностью более 5000 км по маршруту, состоящему из двух частей: а) г. Мариуполь – р. Дон – р. Волга – Онежское озеро – Беломорско-Балтийский канал – Белое море – Карское море – р. Енисей, б) перевалка грузов с теплохода на большегрузные речные баржи и доставка их по Енисею и Ангаре к причалу Богучанской ГЭС);
- усиленные меры по сокращению ущерба окружающей среде (меры по предотвращению попадания трансформаторного масла в реку, строительство рыбозащитных сооружений для сохранения биоресурсов р. Ангары, рекультивация земель после завершения строительства и др.) и повышению безопасности эксплуатации ГЭС, в первую очередь за счёт сведения к минимуму влияния «человеческого фактора».

Решение о возобновлении строительства Богучанской ГЭС было принято в декабре 2005 г., тогда же РАО «ЕЭС России» и алюминиевая компания «РУСАЛ» подписали документ, содержащий основные параметры проекта по достройке Богучанской ГЭС и строительству основного потребителя ее энергии – алюминиевого завода производительностью 600 тыс. т алюминия в год. ГЭС и алюминиевый завод будут основными, но не единственными объектами промышленного узла, который планируется создать в Нижнем Приангарье. Он будет включать железнодорожную ветку на левый берег р. Ангары, целлюлозно-бумажный комбинат, ряд разрабатываемых месторождений в Приангарье, высоковольтные ЛЭП, автодороги, мосты и др. По оценкам экспертов, экономика Нижнего Приангарья получит в итоге более 10 тыс. новых рабочих мест, а бюджет Красноярского края – дополнительно более 3,2 млрд руб. налоговых поступлений ежегодно. К 2015 г. это позволит удвоить ВРП Красноярского края.

Если завершение строительства ГЭС и возведение нового алюминиевого завода обойдутся ориентировочно в 1,8 млрд долл., то стоимость всего проекта оценивается в 4,5 млрд долл. Стратегическая важность этого объекта нашла отражение в механизме финансирования и форме собственности на этот объект – частно-государственное партнерство. Строительство двух основных объектов осуществят ОАО «РусГидро» и ОК «РУСАЛ». Около 30 % общего объема инвестиций будут осуществлены государством из Инвестиционного фонда, объекты железнодорожной инфраструктуры профинансирует компания «РЖД», консорциум инвесторов во главе с Внешэкономбанком построит целлюлозно-бумажный комбинат стоимостью 800 млн долл. Таким образом, речь идет о создании не просто ГЭС (пусть даже и очень крупной), а Богучанского энергометаллургического объединения. Нижнее Приангарье станет базой для промышленного роста всей Восточной Сибири, укрепит геополитические позиции России в Азии. Впервые в новой истории российской промышленности реализуется столь масштабный проект, причем на основе нового кластерного подхода. В отличие от отраслевого подхода кластерный предполагает создание экономического союза, куда входят разнородные предприятия и организации, объединенные общей целью. Пуск первой очереди Богучанской ГЭС в составе двух гидроагрегатов состоялся 15.10.2012 г.

3. За последние 5 лет завершено или близко к завершению строительство ряда ГЭС на Северном Кавказе, где гидроэнергетические ресурсы составляют около 16 млрд кВт·ч годовой выработки, что в 4 раза превышает нынешние годовые потребности региона:

- Ирганайской и Чирюртской ГЭС в Дагестане (в 2006 г. введена в строй первая очередь Ирганайской ГЭС мощностью 400 МВт);
- Зеленчукских ГЭС в Карачаево-Черкесии;

- Кашхатау ГЭС каскада Нижне-Черекских ГЭС в Кабардино-Балкарии;
- восстановление с полной модернизацией Баксанской ГЭС (завершено в конце 2012 г.).

В перспективных планах ОАО «РусГидро» – строительство Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса, состоящего из четырех ГЭС общей мощностью 5000 МВт, Туруханской ГЭС мощностью 12 000 МВт. В поддержку этих планов ряд специалистов выступают за то, чтобы развитие гидроэнергетики в слабозаселенных регионах Восточной Сибири, Дальнего Востока, Якутии планировалось не на основе прогнозирования спроса, а на модели опережающего развития энергетической инфраструктуры, которая будет стимулировать развитие других отраслей экономики, способствовать решению социальных, демографических, геополитических проблем. Однако у этих планов есть сильная оппозиция со стороны экономистов (замораживание средств) и экологов (воздействие на хрупкую природу Севера, трагический опыт Саяно-Шушенской ГЭС).

Планы развития мировой и российской гидроэнергетики могут быть реализованы при выполнении ряда условий. Прежде всего, необходимо создать эффективные механизмы международного регулирования водопользования, поскольку усиливается конкуренция за водные ресурсы в глобальном масштабе из-за возрастания их дефицита во многих регионах мира. По прогнозам ООН, к 2050 г. около 40 % населения планеты будет жить в вододефицитных регионах из-за потепления климата, роста численности населения, низкой эффективности водопользования. Масштабы строительства крупных ГЭС будут зависеть также от: а) их влияния на климат и погоду; б) конкуренции других хозяйствующих субъектов мировой экономики за ограниченные водные и земельные ресурсы; в) экологических и экономических последствий их сооружения и эксплуатации [18].

Вопросы и задания

1. Перечислите основные достоинства ГЭС в сравнении с другими типами генерации.
2. Назовите крупнейшие ГЭС в мире и России.
3. Факторы, ограничивающие развитие гидроэнергетики.
4. Основные позиции перспективного плана развития российской гидроэнергетики.

Глава 10
ПЕРСПЕКТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Термином «перспективная энергетика» ниже объединены ***энергетика на основе нетрадиционных возобновляемых источников энергии*** и ***альтернативные способы производства электрической и тепловой энергии.***

Сложнейшие проблемы энергетики и экологии сегодняшнего дня не должны заслонять заботы о дне завтрашнем – о поиске и освоении альтернативных энергоресурсов и способов производства электрической и тепловой энергии, которые в конечном итоге станут основой энергетики будущего. При этом необходимо иметь в виду, что энергетика, и особенно перспективная, – очень инерционная область технологии и техники; в ней средний период адаптации новых технологий, за пределами которого они находят широкое применение, составляет приблизительно 25 лет. Поэтому для успешного развития перспективной энергетики эта задача должна быть поднята на уровень предмета государственной технической политики. Задача любого государства – стимулирование освоения нетрадиционных, прежде всего возобновляемых первичных энергетических ресурсов и эффективных экологически безопасных технологий производства, транспорта, распределения и потребления электрической и тепловой энергии.

10.1. Энергетика на основе нетрадиционных возобновляемых источников энергии

Исследования и разработки в области использования возобновляемых источников энергии, которые со времени зарождения электроэнергетики выполнялись практически без серьёзного внимания и поддержки со стороны государства, получили в ряде стран, наиболее сильно пострадавших от нефтяного кризиса 1973–1974 гг., статус предмета государственной технической политики. Преодоление последствий нефтяного кризиса не ослабило интерес высокоразвитых стран к возобновляемой энергетике, поскольку к оставшимся актуальными проблемам энергетической и экологической безопасности добавились другие аргументы в пользу её развития:

- завоевание мировых рынков новой техники и технологий;
- сохранение запасов углеводородов для неэнергетических секторов экономики;
- диверсификация бизнеса фирм и компаний, работающих в иных сферах: нефтегазовой, атомной, авиационной и др.;

- получение прибыли благодаря сближению в ряде регионов стоимости электроэнергии, произведённой из возобновляемых энергоресурсов и традиционных (даже без учёта экологической составляющей).

Для современной России важны ещё три дополнительных стимула:

- высвобождение традиционных энергоресурсов для мирового рынка;
- энергоснабжение удалённых автономных потребителей;
- развитие собственной промышленности, производящей оборудование для возобновляемой и альтернативной энергетики, что будет способствовать созданию дополнительных рабочих мест, увеличению доли высокотехнологичной продукции в структуре российского экспорта.

ЕС в 2008 г. принял решение довести долю возобновляемых источников энергии в балансе производства энергии к 2020 г. до 20 % (включая «большую» гидроэнергетику). МЭА прогнозирует достижение 46%-й доли ВИЭ в мировом балансе производства электроэнергии к 2050 г.

Большинство видов первичных энергетических ресурсов (за исключением источников ядерной, термоядерной и геотермальной энергии) являются продуктом преобразования солнечной энергии за разные отрезки времени. Преобразованные за короткие промежутки времени называют *возобновляемыми энергоресурсами. К нетрадиционным возобновляемым источникам энергии (НВИЭ)* принято относить: энергию небольших водотоков (малых рек, каналов); кинетическую, потенциальную (тепловую) и химическую энергию вод морей и океанов; солнечную энергию; энергию ветра; энергию биомассы; тепловую энергию земли [19–21].

Согласно оценкам, Земля располагает ВИЭ суммарной мощностью $1{,}2 \cdot 10^{17}$ Вт.

Человечество на протяжении многих столетий использует различные виды ВИЭ (солнечную, ветровую, энергию рек, приливов и др.), но в электроэнергетике наиболее освоенной является энергия рек, преобразуемая в электричество на ГЭС (гл. 9).

Несмотря на то что доля электроэнергии, вырабатываемой из НВИЭ, в мировом производстве на сегодня исчисляется десятыми долями – единицами процентов, возобновляемая энергетика (ВЭ) относится к быстро развивающимся направлениям решения задачи обеспечения человечества электрической энергией. Уместно отметить, что ВЭ оказалась одной из немногих отраслей мировой экономики, показавшей во время кризиса 2008–2010 гг. устойчивый рост на фоне стагнации других отраслей. В этой связи рост объёмов инвестиций в проекты освоения НВИЭ является сегодня оправданным перераспределением финансовых ресурсов в энергетике.

В России на долю всех НВИЭ приходится менее 1 % от суммарной выработки электроэнергии. К 2020 г. она должна достичь 4,5 %. Уже сегодня энергоснабжение удаленных автономных потребителей на основе НВИЭ во многих случаях экономически более целесообразно, чем использование минерального топлива или строительство ЛЭП от крупных энергосистем [22].

Экологические эффекты замещения традиционной энергетики системами энергоснабжения на основе НВИЭ не менее впечатляющие – замещение 1 ГВт·ч электроэнергии, произведённой из традиционных энергоресурсов, на энергиюиз НВИЭ ведёт к сокращению выбросов в атмосферу вредных веществ в следующих объёмах: CO_2 – 750–1250 т, SO_2 – 5–8 т, NO_x – 3–6 т, зола – 40–70 т, пыль – 0,25–0,47 т. В топливных технологиях все, что не удалось превратить в электричество и техническую теплоту (40–65 %), является не только бесполезно потраченным, но и наносящим вред окружающей среде в виде физико-химического и теплового загрязнения. Для энергетики на основе НВИЭ характерно ещё одно важное преимущество – более простые и короткие технологические цепочки преобразования первичной энергии в электричество по сравнению с традиционными, использующими минеральное топливо и ядерное горючее (включающими поиск, разведку, добычу, транспортировку, хранение, подготовку, преобразование в электрическую энергию).

Возникает естественный вопрос: «Почему при наличии таких достоинств у НВИЭ они используются в столь ограниченных масштабах?». Причина кроется в характерных для них недостатках, обусловленных их природой, которые сужают границы экономической эффективности использования НВИЭ на современном уровне технологического развития:

1) в низкой удельной мощности потока энергоносителя, которая обусловливает большие габариты и массу энергоустановок и, соответственно, большие удельные капитальные затраты на их сооружение, табл. 10.1 и 10.2.

Таблица 10.1

Удельные мощности НВИЭ и традиционных энергетических установок

Источник	Мощность, Вт/м^2	Примечание
Солнце	100–250	
Ветер	1500–5000	При скорости 8–12 м/с
Геотермальное тепло	0,06	
Ветровые океанические волны	3000 Вт/пог.м	Может достигать 10000 Вт/пог.м
Двигатель внутреннего сгорания	около 100 кВт/л	
Турбореактивный двигатель	до 1 МВт/л	
Ядерный реактор	до 1 МВт/л	

Таблица 10.2

Средняя площадь, необходимая для обеспечения мощности 1 МВт на электростанциях различного типа, м^2

Атомные электростанции (АЭС)	630
Тепловые электростанции (ТЭС): на жидком топливе на природном газе на угле	 870 1500 2400
Солнечные электростанции (СЭС)	100 000
Гидроэлектростанции (ГЭС)	265 000
Ветроэнергетические станции (ВЭС)	1 700 000

2) в низком КПД – доли первичной энергии, преобразуемой в электричество или полезное тепло. Только гидравлическая энергия обеспечивает достаточно высокий КПД – 0,6÷0,7. Для других видов НВИЭ он существенно ниже и составляет:
   - ветровая энергия – 0,3–0,4;
   - тепловая энергия – 0,3–0,35;
   - лучистая энергия – 0,3–0,35 (в термальном режиме и 0,12–0,16 в режиме фотоэлектрического преобразования);
   - биотопливо – не более 0,3.

Следствием этого являются высокие удельные капитальные затраты на сооружение объектов ВЭ, табл. 10.3.

Таблица 10.3

Экономические характеристики некоторых типов электростанций на ВИЭ, долл/кВт

Тип станции или ВИЭ	Потребные инвестиции		
	2005 г.	2030 г.	2050 г.
Геотермальные: гидротермальные на сухом тепле (скальные)	 1700–5700 5000–15 000	 1500–5000 4000–10 000	 1400–4900 3000–7500
Крупные ГЭС	1000–5500	1000–5400	1000–5100
Малые ГЭС	2500–7000	2200–6500	2000–6000
Приливные: плотинные бесплотинные	 2000–4000 7000–10 000	 1700–3500 5000–8000	 1500–3000 3500–6000
Волновые	6000–15000	2500–5000	2000–4000

3) в большой суточной, сезонной и стохастической нестабильности мощности НВИЭ, что требует обязательного аккумулирования

энергии, а также совместной эксплуатации энергоустановок на различных НВИЭ, работы в паре с агрегатами на традиционном топливе. Преодоление нестабильности существенно усложняет и удорожает сооружение и эксплуатацию таких ЭС.

В табл. 10.4 приведены данные о техническом потенциале, заключенном в некоторых ВИЭ (технический потенциал – часть валового потенциала, преобразование которого в полезную энергию целесообразно при данном технологическом уровне). Технический потенциал НВИЭ в России составляет около 4,6 млрд т у.т/год, что в 5 раз превышает объем ежегодного потребления всех ТЭР страны [19, 23, 24].

Таблица 10.4

Ресурсы ВИЭ в мире и России

Вид энергии	Технические ресурсы, млн т у. т.	
	мир	Россия
Энергия солнца	$5{,}3 \cdot 10^4$	$2{,}3 \cdot 10^3$
Энергия ветра	$2{,}2 \cdot 10^4$	$2{,}0 \cdot 10^3$
Геотермальная энергия (до глубины 10 км)	$1{,}7 \cdot 10^5$	$1{,}0 \cdot 10^2$
Энергия биомассы	$9{,}5 \cdot 10^3$	53,0
Гидроэнергия	$1{,}7 \cdot 10^3$	$1{,}2 \cdot 10^2$

Распределение ресурсов различных видов НВИЭ по регионам России неравномерно (в особенности геотермальной энергии), но суммарный потенциал НВИЭ достаточен, чтобы вносить существенный вклад в ТЭБ каждого региона.

При оценке роли НВИЭ в реализации государственной политики энергосбережения и повышения энергетической, экологической и социальной эффективности необходим многосторонний подход, в котором учитывались бы следующие факторы:

1) технический и экономический потенциал НВИЭ в стране и его распределение по регионам;
2) экономическая, экологическая и социальная эффективность энергоснабжения с использованием НВИЭ различных видов, которая, в свою очередь, определяется такими характеристиками, как стоимость минерального топлива; среднегодовая выработка энергии установками НВИЭ; удаленность от централизованной энергосистемы; состояние дорожной сети; требования потребителей электрической и тепловой энергии; надежность и стоимость энергоустановок НВИЭ и т. д. Эти характеристики должны определяться для каждого конкретного случая с учетом возможно боль-

шего количества факторов. (Основной объём вводимых мощностей на НВИЭ в мире формируется за счёт ввода малых гидроэлектростанций (МГЭС), ВЭС и электростанций, использующих биоресурсы (БиоЭС)). В развитых странах вводится больше МГЭС, БиоЭС и ВЭС, в развивающихся странах – МГЭС. В России инвестиции в развитие ВЭ по видам НВИЭ распределяются примерно в следующей пропорции: ветроэнергетика – 40 %, солнечная – 30 %, биоэнергетика – 10 %, прочие – 20 %.

3) техническая осуществимость проекта энергоснабжения от НВИЭ.

По состоянию на 2009 г. суммарная мощность электростанций, использующих НВИЭ, в мире составляла 372 ГВт, в России – около 500 МВт. Мощность некоторых уже действующих электростанций и даже единичных агрегатов вполне сопоставима с мощностью традиционных электростанций, табл. 10.5.

Таблица 10.5

Самые мощные в мире электростанции / энергоагрегаты, использующие НВИЭ

Вид электростанции / энергоагрегата	Мощность, МВт	Стоимость, млн долл.	Страна, фирма-изготовитель
ВЭС ландшафтная (в составе 421 ВЭУ)	735		США, Horse Hollow Wind Energy Centre
ВЭС оффшорная	209	670	Дания
ПЭС («Ранс»)	240	134	Франция
Приливной турбогенератор («Sea Gen»)	1,2	6	Ирландия
СЭС по термодинамическому циклу («Solar Energy Generating System», в составе 9-ти отдельных СЭУ)	354		США, Luz International
СЭС фотоэлектрическая		520	Испания
ГеоТЭС	1000		США
БиоЭС	240 (эл.) + 160 (тепл.)		Финляндия, Oy Alholmens Kraft
ВлЭС (в составе 3-х турбин)	2,25	1,3	Португалия, Agucadoura wave Farm

В соответствии с уже реализуемыми планами мощности объектов возобновляемой энергетики в ближайшие годы будут увеличены в разы, а их удельная стоимость – существенно снижена.

На сегодня сложилась своеобразная специализация стран ЕС в преимущественном развитии тех или иных направлений возобновляе-

мой энергетики: Германия, Дания и Норвегия – ветроэнергетика, Исландия – геотермальная, Испания и Франция – ветроэнергетика малой и средней мощности.

Для России с её огромными лесными запасами и масштабами деревообработки, размерами пахотных угодий биоэнергетика – наиболее привлекательный вид ВЭ. С учётом суровых климатических условий и обусловленной ими большой доли потребления энергоресурсов на обогрев жилых и производственных зданий перспективной для нас является также теплонасосная технология утилизации низкопотенциальной энергии земли и воды. В этом рейтинге НВИЭ на последующие места следует поставить солнечную и ветроэнергетику.

Практически по всем видам НВИЭ нашей стране предстоит пройти этап опытно-промышленного освоения. По данным социологических опросов, 36–40 % населения России готовы доплачивать к счетам за электроэнергию 1,5–2,0 % для поддержки развития ВЭ. Это свидетельствует об осознании ими того факта, что сохранение современной структуры энергетики может привести через несколько десятилетий не только к неприемлемому удорожанию электрической и тепловой энергии, но и к катастрофическим экологическим последствиям. Необходимо развивать и укреплять наметившееся позитивное отношение к ВЭ потребителей и производителей энергии. К сожалению, в федеральном бюджете на 2011 и 2012 гг. средства на поддержку развития ВЭ не предусматривались. Уже более 2 лет в Госдуме РФ лежит проект закона о ВЭ. Без серьезной бюджетной поддержки ВЭ не развивается нигде в мире.

В условиях серьёзных финансово-экономических проблем в Испании сейчас сокращена господдержка возобновляемой энергетики, в результате все ВЭС остановлены. Производители не видят смысла вырабатывать эту дорогую энергию без субсидий.

Умеренный оптимизм внушает тот факт, что по некоторым видам НВИЭ российскими учёными созданы уникальные разработки (малые ветровые и приливные электроагрегаты, ТЭС на древесной биомассе), позволяющие им на паритетных началах сотрудничать с зарубежными коллегами.

Подробно ознакомиться с современным состоянием и перспективами освоения НВИЭ можно в [19–24].

10.2. Альтернативные способы производства электрической и тепловой энергии

Альтернативная энергетика основывается на известных, но не освоенных в промышленных масштабах эффектах. Применительно к «большой энергетике» речь идет о расширении масштабов использования атомных реакторов на быстрых нейтронах и реализации на их основе замкнутого ядерного топливного цикла, об управляемом термоядерном синтезе, о прямом преобразовании энергии водорода и кислорода в электрическую с помощью электрохимических генераторов (топливных элементов), о магнитогидродинамических генераторах.

10.2.1. Реакторы на быстрых нейтронах. Замкнутый ядерный топливный цикл

Наращивание объемов добычи природного урана при использовании существующей технологии АЭ, основанной на ядерных реакторах с тепловыми нейтронами (энергия тепловых нейтронов – 0,025 МэВ), не может обеспечить долгосрочное развитие крупномасштабной атомной энергетики. При использовании только ТР атомная энергетика относительно ресурсов не очень сильно превосходит обычную – всего лишь на 10 %. Это обусловлено низкой эффективностью использования природного урана в таких реакторах – применяется только изотоп U-235, содержание которого в природном уране составляет всего 0,72 %, а основной составляющей является U-238 (99,28 %), вероятность деления которого в ТР очень низка. Кроме того, затраты на обращение с радиоактивными отходами и отработанным ядерным топливом (ОЯТ) при использовании нынешних технологий постоянно растут. Общество XXI в. не будут устраивать растущие объемы радиоактивных отходов, производимых АЭС, а простое совершенствование существующих технологий не даст необходимого эффекта. Не менее острой проблемой является предотвращение несанкционированного доступа к делящимся материалам и укрепление, тем самым, режима их нераспространения.

Поэтому долговременная стратегия развития АЭ предполагает переход к прогрессивной технологии, прежде всего на основе использования реакторов с «быстрыми» нейтронами (с энергией около 2 МэВ; т. н. быстрых реакторов – БР). Принципиально важно, что в БР при каждом акте деления ядер образуется значительно бóльшее количество нейтронов, которые могут быть использованы для превращения U-238 в делящийся изотоп плутония Pu-239 (глубина выгорания природного урана 30–40 %), переработки топлива, выгруженного из реакторов

АЭС, и последующего дожигания невыгоревших и вновь образовавшихся делящихся изотопов. Энергетическая ценность 100 г урана, извлеченного из отработавшего ядерного топлива (ОЯТ), эквивалентна 1 т нефти, 2–4 т угля, или 1500–3000 м^3 газа. Из 20 тыс. т ОЯТ можно изготовить 19,5 тыс. т нового ядерного топлива. Для получения такого количества «свежего» топлива необходимо добыть и переработать 6 млн т урановой руды [25]. Только за счет вовлечения в ядерный топливный цикл U-238 удается увеличить энергетический потенциал добываемого природного урана в 100 раз. В целом, перевод атомной энергетики на «всеядные» БР открывает перспективу создания топлива для АЭС в виде искусственных делящихся элементов с неограниченными запасами, а само ядерное топливо переводит в разряд возобновляемых энергетических ресурсов.

Одновременно с этим достигаются другие положительные эффекты:

- вовлекаются в производство электрической и тепловой энергии оружейные делящиеся материалы;
- сокращается количество ОЯТ;
- уменьшается тепловое воздействие на окружающую среду (благодаря более высокому КПД энергоблоков);
- укрепляется режим нераспространения благодаря тому, что сводится к минимуму транспортировка таких материалов, а основанная на БР технология замкнутого топливного цикла осуществляется в защитных камерах с помощью дистанционного управления и с широким использованием средств автоматизации [26, 27].

Топливный цикл атомной энергетики можно разделить на три стадии:

- 1-я – от добычи урановой руды до поставки на площадку АЭС тепловыделяющих сборок;
- 2-я – от использования топлива в реакторе для выработки электроэнергии до временного хранения ОЯТ на площадке АЭС;
- 3-я – от отправки ОЯТ в специальное хранилище (открытый топливный цикл) или на завод по переработке ОЯТ в новое топливо (закрытый топливный цикл) до захоронения отходов, рис. 10.1.

Замкнутый ядерный топливный цикл (замкнутый ЯТЦ) отличается от открытого тем, что после выдержки ОЯТ во временном хранилище на площадке АЭС оно направляется на радиохимический завод на переработку для извлечения оставшегося урана (более 95 % от его первоначальной массы) и наработанного плутония и изготовление из них нового топлива. Параллельно с этим происходит выделение и утилизация радиоактивных изотопов различных химических элементов. Кроме это-

го, выделяются и радиоактивные отходы. Они перерабатываются и размещаются в застывшей стеклянной массе, которая подвергается захоронению в специально оборудованных могильниках. При этом длительность ЯТЦ, включая окончательное захоронение радиоактивных отходов, составляет от 50 до 100 лет.

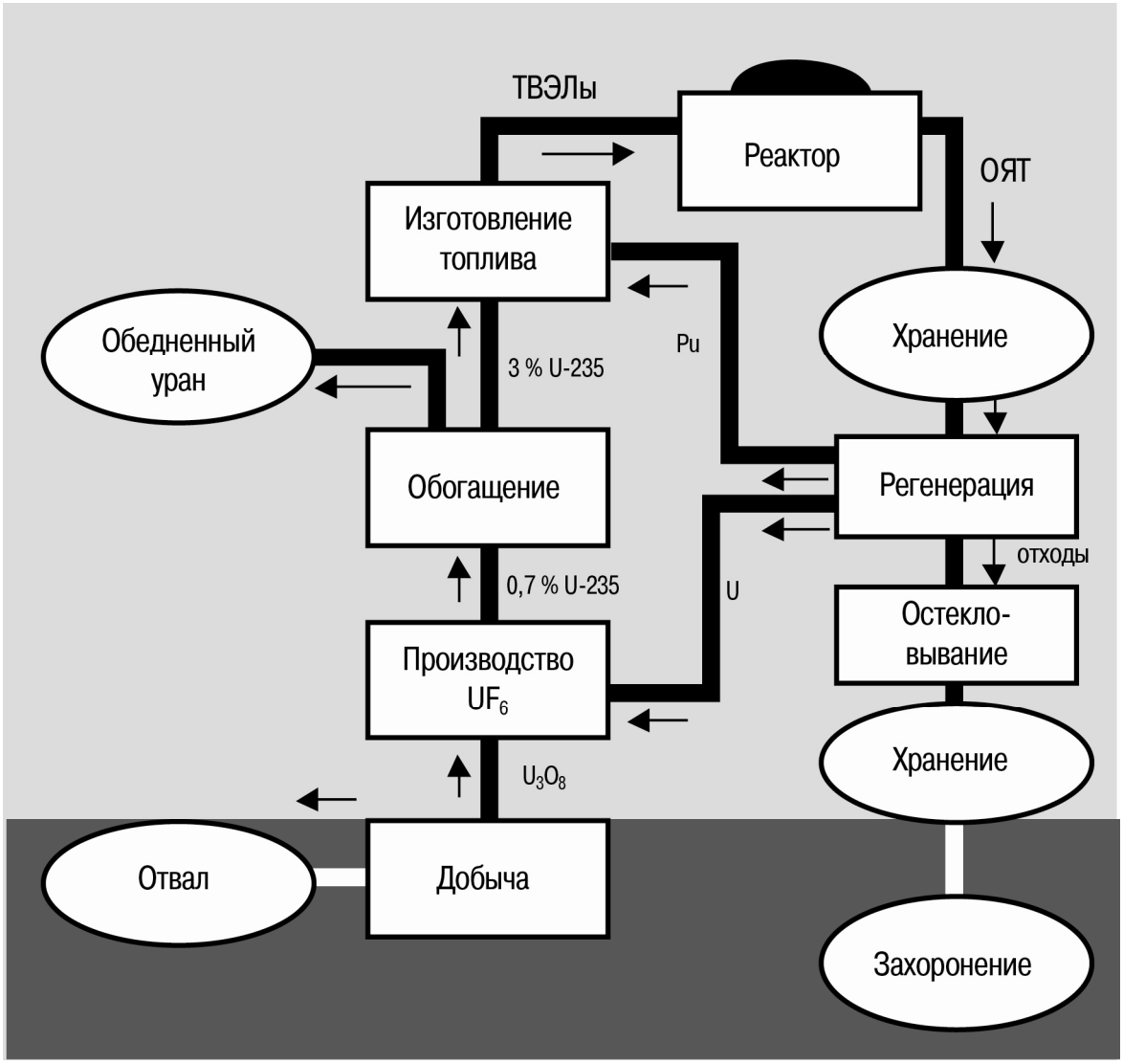


Рис. 10.1. Замкнутый ядерный топливный цикл

Однако, несмотря на «всеядность» БР и возможности реализации с их помощью замкнутого ЯТЦ, они пока не получили широкого распространения из-за ряда серьезных проблем с их эксплуатацией. При своей кажущейся относительной простоте (отсутствие потребности в замедлителе и поглотителе) они технически более сложны по сравнению с ТР.

Для их создания необходимо было решить ряд серьезных проблем, связанных в основном с тем, что для осуществления цепной ядерной реакции количество топлива в реакторе должно быть не меньше определенного значения, называемого критической массой. БР обладают существенно большей критической массой, чем ТР (при заданных размерах реактора). Чтобы БР не проигрывали по сравнению с ТР, необходимо повышать мощность, развиваемую при заданных размерах реактора. Для уменьшения количества «замороженного» топлива на единицу мощности в БР необходимо обеспечить высокую плотность тепловыделения. Это породило ещё одну проблему – для теплоотвода хорошо освоенный в тепловых реакторах теплоноситель – вода – не подходит в силу своих ядерных свойств. Она замедляет нейтроны и, следовательно, понижает коэффициент воспроизводства.

Для теплоотвода из БР был выбран расплавленный натрий, обладающий хорошими технологическими, теплофизическими и ядерно-физическими свойствами. Он позволил достичь высокой плотности тепловыделения при приемлемых мерах обеспечения высокой степени безопасности. (В качестве теплоносителя рассматривается также эвтектический сплав свинца с висмутом).

Есть еще одна особенность использования ядерного топлива в БР. Под действием интенсивного ядерного излучения, высокой температуры и в особенности в результате накопления продуктов деления происходит постепенное ухудшение свойств топливной композиции (смеси топлива и сырья). Топливо, образующее критическую массу, становится непригодным для дальнейшего использования.

Вследствие названных особенностей эксплуатации БР стоимость АЭС на их основе (АЭС-БР) по проектам 60-х гг. оказалась в 1,5–2,0 раза выше, чем АЭС с ТР (АЭС-ТР). В этой связи АЭС-БР проиграли в конкуренции с АЭС-ТР. Планировавшееся создание уже в XX в. большой атомной энергетики (тысячи ГВт) реализовано лишь частично и главным образом на основе АЭС-ТР.

Согласно имеющимся прогнозам, достижение конкурентоспособности АЭС-БР (с реакторами 4-го поколения) можно ожидать только после 2025 г. при эквивалентной цене урана порядка 200 долл/кг.

В США в 70-е гг. было принято решение отказаться от ввода БР-размножителей и переработки ОЯТ и сделать ставку на концепцию открытого ЯТЦ. Вместе с тем, разработаны проект усовершенствованного модульного безопасного (на принципах естественной безопасности) быстрого реактора с натриевым теплоносителем, а также проект усовершенствованного БР с замкнутым ЯТЦ для выжигания долгоживущих актинидов и продуктов деления.

В Западной Европе лидером в разработке БР является Франция, однако французская программа развития АЭС-БР практически свернута.

Япония**,** в отличие от США и Франции, до аварии на АЭС «Фукусима-1» выполняла программу разработки БР с намерением к 2020 г. начать продажу японской технологии БР другим странам. Однако авария вынудила правительство объявить о замораживании работ над БР (на 2012 г. финансирование проекта было сокращено почти на 80 %).

В Индии ведется строительство демонстрационного натриевого БР (PBFR–500) и планируется построить малую серию из четырех БР мощностью по 500 МВт.

Россия является лидером в разработке нового поколения БР. Эксплуатация в СССР и России в течение четверти века опытно-демонстрационных реакторов БР-5/10 в Обнинске, БОР-60 в Димитровграде, промышленных реакторов БН-350 в Шевченко (ныне Актау, Казахстан) и БН-600 на Белоярской АЭС в Свердловской обл. (работает с 1980 г.) доказала реализуемость идеи регенерации отработанного урана, плутония, продуктов деления в целях создания нового топлива. Это позволило России приступить к разработке реактора 4-го поколения (БР) для перехода в перспективе на замкнутый ядерный топливный цикл (проект «Прорыв»).

На Белоярской АЭС сооружается БР с натриевым теплоносителем (БН-800), который МАГАТЭ рассматривает как перспективную модель атомной энергетики XXI в., способную обеспечить в недалеком будущем лидирующие позиции России на этом рынке. Опытно-демонстрационный комплекс с пристанционным ядерным циклом должен заработать в 2020 г.

В г. Северске планируются сооружение БР со свинцовым теплоносителем и реализация на его основе замкнутого топливного цикла (проект «Брест-300»). С пуском этого реактора связаны надежды на замыкание ЯТЦ на основе сжигания оружейного плутония в МОХ-топливе. (МОХ-топливо – смешанное оксидное уран-плутониевое топливо (UO_2+PuO_2) – Mixed Oxide Fuel). Производство такого топлива должно быть налажено примерно к 2015 г. К этому же времени может быть построена серия БР. Модернизация активных зон позволит к 2030 г. выбрать самый перспективный вариант реактора с коэффициентом воспроизводства нового топлива, достаточным для развивающейся АЭ. Таким образом, проблема утилизации оружейного плутония инициировала работы по замыканию ЯТЦ на основе БР, имеющего к этому наивысшую технологическую готовность.

Площадка Белоярской АЭС рассчитана на сооружение пятого энергоблока с реактором БН мощностью от 1200 до 1800 МВт, работа над концептуальным проектом которого уже ведется.

В последние годы появился ряд отечественных альтернативных инновационных проектов, также решающих проблемы замыкания ЯТЦ: концепция шаро-насыпной активной зоны, концепция реактора-конвертера с жидкометаллическим топливом и теплоносителем. Их реализация позволила бы повысить безопасность, снизить удельные капитальные затраты и стоимость обслуживания ядерного топливного комплекса [28].

Одним из путей решения задач по увеличению ресурсов ядерного топлива, повышения безопасности реакторов и улучшения экологической приемлемости АЭС может оказаться разработка и широкомасштабное применение *ториевого топливного цикла* (в качестве топлива используется торий-232) [26, 29, 30]. Повышение интереса к этой технологии в последние годы в значительной мере обусловлено тем, что она в большей мере обеспечивает режим нераспространения оружейных ядерных технологий. В этой связи предлагается для утилизации плутония использовать в реакторах топливо на основе тория и урана. Работы по ториевому циклу выполнялись или выполняются в ведущих ядерных державах (в США и Германии есть готовые технологии и реакторы, но они законсервированы из-за высокой цены производимой электроэнергии), а также в Индии и Бразилии. В России с небольшой интенсивностью они проводятся в ряде научных центров и университетов. Их судьба будет зависеть от успехов в развитии других направлений АЭ.

10.2.2. Термоядерная энергетика

Одним из возможных путей решения проблемы энергообеспечения является овладение реакцией управляемого синтеза легких элементов – практически неисчерпаемым источником энергии. На единицу веса термоядерное топливо дает в 10–20 млн раз больше энергии, чем органическое топливо.

Впервые мысль о том, что основная доля энергии звезд и Солнца выделяется при синтезе легких элементов, т. е. в ходе термоядерных реакций, была высказана в 1928 г.

Для практического использования в энергетике сегодня рассматривают в основном три реакции:

$$D + T \rightarrow n + {}^{4}\mathrm{He}; \qquad (1)$$

$$^3\mathrm{He} + D \rightarrow p + {}^4\mathrm{He}; \quad (2)$$

$$D + D \begin{cases} \nearrow n + {}^3\mathrm{He} \\ \searrow p + T \end{cases}, \quad (3)$$

где D и T – изотопы водорода: дейтерий и тритий; n и p – нейтроны и протоны, соответственно; ^{3}H ,^{4}H – трех- и четырехзарядные ядра гелия, т. е. альфа-частицы.

Особый интерес представляют реакции (1) и (2). Первая – благодаря наибольшему количеству выделяющейся энергии, вторая вследствие более простого решения проблемы «топлива» и отсутствия наведенной радиации.

Одна из компонент «топлива» – дейтерий – сравнительно доступна. В природе дейтерий содержится в воде: один из каждых 6700 атомов водорода имеет дейтериевое ядро. Тритий радиоактивен, имеет период полураспада 12,3 года, и поэтому в природе в больших количествах его нет. Однако его можно нарабатывать из лития или его солей в оболочке вакуумной камеры реактора. Нейтрон, вылетевший из плазмы, при взаимодействии с литием отдает большую часть энергии на нагрев лития и производит в среднем полтора атома трития.

Вторая проблема, возникающая при реализации реакции (1), – наведенная радиация – обусловлена трансмутацией ядер материалов, образующих структуру реактора и его компонентов, под действием быстрых нейтронов. Однако исследования показали, что правильный выбор конструкционных материалов позволит поддерживать ее на безопасном уровне.

Реакция (2) привлекательна прежде всего тем, что необходимое для неё «топливо» – гелий-3 (^{3}He) – в огромных количествах (порядка 500 млн т) имеется на Луне, откуда он может транспортироваться на Землю. Сразу несколько стран заявили о планах добычи на Луне полезных ископаемых, в первую очередь гелия-3: США, Россия, Китай, Индия, Япония, Европейское космическое агентство и др. США уже разработали соответствующий рабочий проект. Руководство НАСА предлагает сделать проект лунной базы международным, по типу МКС.

Пока усилия физиков сосредоточены на технологическом воплощении реакции (1), т. е. на синтезе дейтерия и трития с выделением энергии в количествах, представляющих интерес для «большой» энергетики. Заботы о топливе для управляемого термоядерного синтеза (УТС) промышленного масштаба представляются несколько преждевременными при анализе проблем с его осуществлением, над которыми физики работают уже около 60 лет.

Многолетние исследования УТС показали, что создание промышленного реактора (термоядерной электростанции) – дело отдаленного будущего (успехи первых десятилетий освоения УТС позволяли физикам обещать энергетическое изобилие благодаря созданию «рукотворных Солнц» уже к концу XX столетия).

На первых этапах освоения УТС основными проблемами виделись две:

- поддержание температуры (T) дейтерий-тритиевой смеси (плазмы) на уровне по крайней мере 50 млн град. (4,5 кэВ);
- удержание высокотемпературной плазмы в изолированном от стенок состоянии в течение определённого времени (время удержания или энергетическое время – τ).

Произведение этих величин и концентрации частиц в плазме (n, τ, T) должно быть не менее $2 \cdot 10^{24}$ с·эВ/м^3 (критерий Лоусона).

Для реализации этого пути было предложено магнитное удержание плазмы в реакторе, названном ***токамак*** – ***то***роидальная ***ка***мера с ***ма***гнитной ***к***атушкой.

Упрощенная схема термоядерной электростанции, «сердцем» которой является токамак, показана на рис. 10.2.

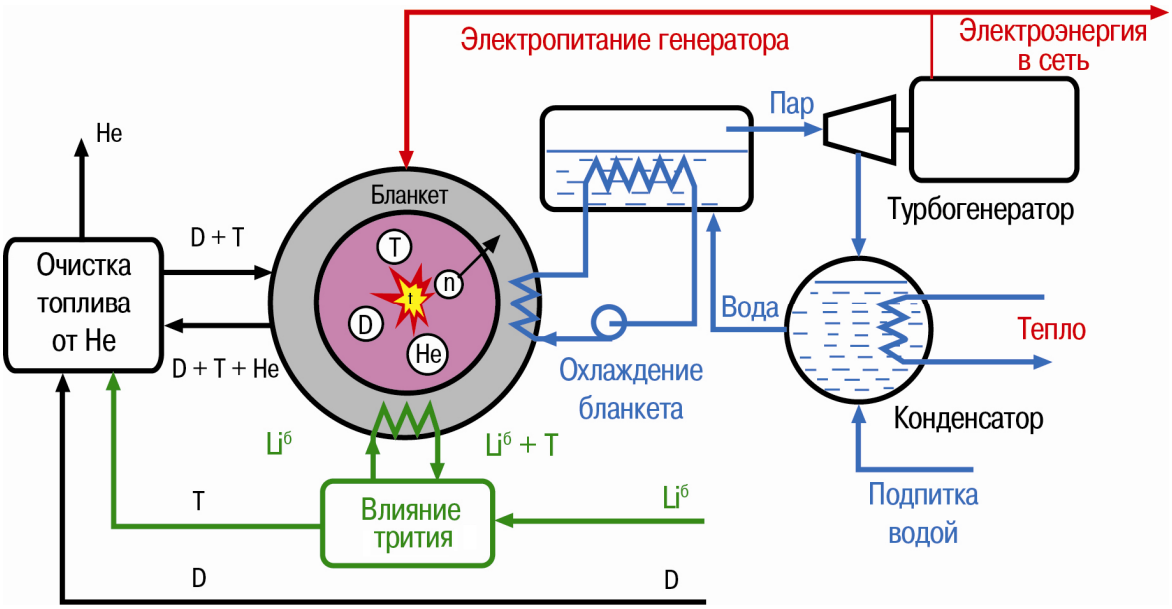


Рис. 10.2. Схема основных технологических контуров термоядерной электростанции с реактором, работающим на смеси дейтерия и трития

Уже к концу 60-х гг. стала очевидной необходимость международной кооперации в решении этой суперзадачи, т. к. по мере продвижения к конечной цели в дополнение к названным выше проблемам добавлялись другие, не менее сложные.

Скоординированные действия физиков ведущих стран мира позволили разработать различные модификации конструкции токамака, которые представляют собой огромные и чрезвычайно сложные сооружения. На сегодня в наиболее мощных из них – в европейском токамаке JET (Joint European Torus), токамаке JT-60 в Японии, экспериментальном термоядерном реакторе TFTR (Tokamak Fusion Test Reactor) и установке DIII-D в США – достигнуты температура плазмы 30 кэВ и параметр качества удержания $2 \cdot 10^{19}$ с/м^3. Произведение $n\,\tau\,T$ в течение 1970–1990 гг. удалось увеличить более чем в 100 раз. Эта величина удваивалась в среднем за каждые 1,8 года.

Начиная с 1970 г. мощность, выделяемая в термоядерных реакциях в различных токамаках, выросла на 12 порядков и на установке JET достигла 16 МВт [31].

Для того чтобы сделать решающий шаг к достижению конечной цели, потребовалось вывести международное сотрудничество на качественно новый уровень. Страны ЕС, Япония, СССР и США пришли к соглашению начать в 1987 г. совместное проектирование экспериментальной термоядерной установки ITER – International Thermonuclear Experimental Reactor. Позднее к ним присоединились Китай, Южная Корея и Индия. Желание принять участие в проекте изъявляют также Бразилия, Казахстан, Канада и Мексика.

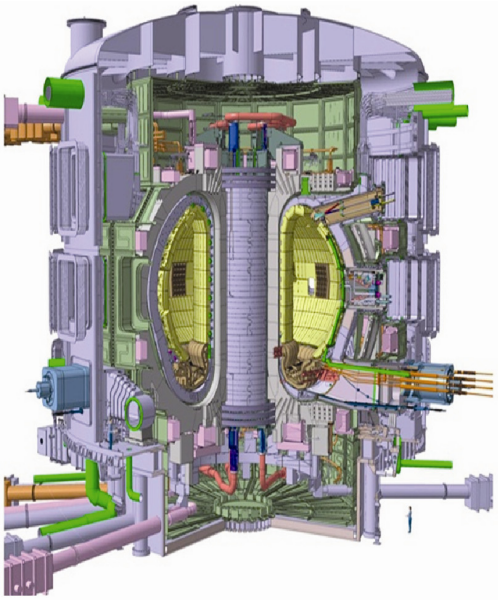
Основными целями проекта ITER являются достижение условий зажигания и длительного термоядерного горения, которые будут типичны для реального термоядерного реактора, а также испытание и демонстрация технологий для практического использования управляемого синтеза. Предстоит, в частности, решить проблему перехода к режиму непрерывной работы реактора (существующие установки работают в периодическом режиме).

Разработка технического проекта ITER завершена в 2001 г., а в 2006 г. подписано соглашение о том, что реактор будет сооружаться на французской площадке Кадараш в 96 км от г. Марселя.

Создаваемый экспериментальный реактор (начало строительства – 2010 г.) – огромное сооружение. Его высота (включая системы обеспечения) достигает 60 м, диаметр – 30 м, вес – 23 тыс. т. Общий вид и основные параметры показаны на рис. 10.3.

К 2019 г. конструирование и инженерные разработки должны завершиться созданием реактора, который благодаря синтезу дейтерия и трития сможет генерировать мощность 1000 МВт, на порядок превосходящую потребляемую для его жизнеобеспечения. В случае успеха ITER будет предпоследним этапом на пути к практическому использованию УТС. Научные и инженерные знания, полученные в

экспериментах на ITER (2019–2037), должны привести к сооружению в Японии демонстрационной термоядерной электростанции, по-видимому, к 2050 г. (проект ДЕМО). Ее мощность составит примерно 1,5 ГВт; стоимость 1 кВт·ч – примерно в 2 раза выше, чем средняя стоимость 1 кВт·ч сейчас в нашей стране. Ожидается, что в перспективе мощность таких станций будет возрастать, а стоимость вырабатываемой ими энергии снизится до уровня стоимости электроэнергии, производимой на АЭС.



Полная термоядерная мощность, МВт	500 (700)
Отношение термоядерной мощности к мощности дополнительного нагрева, Q	≥10
Время горения плазмы в индуктивном режиме работы, с	≥400
Большой радиус плазмы, м	6,2
Малый радиус плазмы, м	2,0
Треугольность плазмы (верх/низ)	0,33/0,49
Тороидальное магнитное поле на оси, Т	5,3
Объем плазмы, $м^3$	837
Площадь поверхности плазмы, $м^2$	678

Рис. 10.3. Общий вид и основные параметры ИТЭР (человеческая фигура справа внизу даёт наглядное представление об его размерах)

Почти одновременно с разработкой токамаков началась реализация другой схемы осуществления УТС – создание ***импульсных систем***, использующих эффект пинчевания (сжатия) плазменного шнура, содержащего термоядерное горючее, либо обжатия дейтерий-тритиевой мишени с помощью всестороннего воздействия мощных ионных пучков, импульсов лазерного излучения (один из подобных приемов реализован в водородной бомбе). В импульсных системах выполнение критерия Лоусона достигается не за счёт длительного удержания плазмы, а благодаря увеличению её плотности в результате сжатия смеси. При этом основная проблема заключаются в получении высоких степеней сжатия в таком малом количестве топлива, которое позволит использовать выделившуюся термоядерную энергию без разрушения рабочей камеры. Временные параметры этого процесса определяются инерцией топливной смеси, поэтому нагрев должен осуществляться за время порядка 10^{-9} с.

Одной из первых идей осуществления реакции инерционного УТС был быстрый Z-пинч. В устройстве, реализующем эту идею, необходимое сжатие смеси предполагалось получить пропусканием большого электрического тока через разреженный газ, состоящий из смеси дейтерия с тритием.

Кажущаяся простота такой схемы удержания плазмы привлекла внимание к пинч-эффекту разработчиков реакторов для осуществления реакции УТС. Работы начались в 1950–1951 гг. в СССР, США и Великобритании. Но уже в первых экспериментах выяснилось, что пинч-эффект сопровождается развитием практически всех видов неустойчивостей высокотемпературной плазмы: локальными перетяжками шнура, его изгибами и винтовыми возмущениями и т. д. Эти процессы, развивающиеся с большой скоростью и вызывающие разрыв шнура или выбрасывание плазмы на стенки камеры, оказались препятствием на пути к осуществлению реакции УТС. Тем не менее, исследования позволили далеко продвинуться в понимании процессов в горячей плазме, что оказалось чрезвычайно полезным при разработке других схем УТС.

В ***реакторах с обжатием термоядерной мишени*** газообразное или твердое термоядерное топливо, в исходном состоянии заключенное в сферическую оболочку, подвергается воздействию ионных пучков или мощных импульсов электромагнитного излучения (лазерного или рентгеновского) от внешних источников. Под действуем излучения материал оболочки испаряется и создаёт реактивные силы, способные сжать и разогреть оболочку и топливо до плотностей и температур, при которых выполняется критерий Лоусона [32, 33].

Для того чтобы добиться требуемых результатов в области лазерного и пучкового УТС, предстоит решить задачи огромной сложности. Необходимо обеспечить:

- работу мощных лазеров и ускорителей (с пиковой мощностью на уровне 10^{15} Вт) в высокочастотном режиме (10–100 «выстрелов» в секунду);
- повышение их КПД с нынешних 0,3 до 10–15 % (как минимум);
- равномерность обжатия мишени световыми или ионными пучками;
- длительную стойкость материалов к ударным нагрузкам при высоких температурах (при взрыве только одной мишени выделяется энергия в десятки кВт·ч) и др.

На пути использования импульсных термоядерных реакторов для сооружения электростанций встанут экономические проблемы: чрезвычайно высокая стоимость сооружения и эксплуатации таких станций и, как следствие, высокая цена производимой электроэнергии. Тем не менее, это направление в освоении УТС продолжает развиваться в Англии,

Франции, Америке, Японии, России. Усилия ученых привели к тому, что в настоящее время по ряду параметров импульсный «термояд» начинает конкурировать с магнитным удержанием плазмы.

Оценивая перспективы термоядерной энергетики, целесообразно, видимо, сравнивать её не с угольной или газовой, а с более близкой по физическим принципам – атомной. При таком сравнении можно ожидать преимуществ у термоядерной энергетики:

1. Теплотворная способность термоядерного топлива существенно выше, чем у ядерного – при синтезе 1 г DT-смеси выделяется в 8 раз больше энергии, чем при полном делении 1 г урана.
2. Термоядерная энергетика примерно на два порядка безопасней атомной (см. 13.3.2).

Даже краткое рассмотрение современного состояния проблемы использования в энергетике реакций УТС делает понятной осторожность специалистов с прогнозами сроков создания термоядерных электростанций и самой возможности решения этой задачи в обозримые сроки.

10.2.3. Водородная энергетика

Перспективным направлением в решении проблем энергообеспечения при минимальных воздействиях на окружающую среду в последние годы признана водородная энергетика, базирующаяся на водороде как топливе. Следует иметь в виду, что для его производства, как и для производства электрической и тепловой энергии, необходимы внешние источники энергии, поскольку в свободном состоянии в природе водорода практически нет. По этому признаку его следует относить к энергоносителям, а не к энергоресурсам.

Важным преимуществами водорода являются высокая теплотворная способность и экологическая чистота и технологичность получения из него электрической энергии с помощью ***топливного элемента*** (ТЭ). Последний представляет собой электрохимический генератор, осуществляющий прямое преобразование химической энергии в электрическую. При этом единственным продуктом реакции (кроме электрической энергии и теплоты) является вода.

При другом способе получения энергии из водорода – его ***сжигании*** – единственным побочным продуктом также является вода, а основным – тепло. Наметившиеся и частично апробированные технологии и сферы применения водорода (кроме энергетики) настолько широки (транспорт, химическая и пищевая промышленность, металлургия и др.), что речь идет фактически о переходе не только к водородной энергетике, но и к водородной экономике [34].

В конце прошедшего столетия в промышленно развитых странах работы в области водородной энергетики отнесены к приоритетным направлениям развития науки и техники и сегодня находят всё большую поддержку со стороны как государственных структур, так и частного бизнеса. Анонсированы и приняты крупные государственные программы научных исследований и разработок в области водородной энергетики. В перспективе это приведет к существенным изменениям ТЭБ и формированию нового крупного международного рынка водородных технологий и энергоносителей, что будет иметь значительные социально-экономические и политические последствия для всего мира.

Основным инициатором всплеска интереса к водороду как энергоносителю является автомобильная промышленность. Достоинства водорода здесь настолько очевидны, что автомобилестроители ведущих стран вкладывают огромные средства в исследования и разработки в области водородных технологий. Разработаны и появились на рынке автомобили, оснащённые водородным двигателем. В ряде крупных городов Западной Европы прошли испытания городских автобусов на топливных элементах. В России широкомасштабное использование водородного топлива ожидается к середине столетия.

Стационарная энергетика (в первую очередь автономная, а в последние годы и системная) стала проявлять интерес к водородной энергетике и к топливным элементам (ТЭ) как к ее технологической основе в связи с быстрым ростом мощности ТЭ и наметившейся тенденцией к снижению стоимости производства водорода. Привлекательной для энергетики является также возможность передачи водорода от централизованного производителя к удалённым потребителям по холодным трубопроводам. При этом потери энергии существенно ниже в сравнении с трубопроводными системами теплоснабжения.

В настоящее время большую часть производимого в промышленных масштабах водорода получают в процессе ***паровой конверсии метана***. Пар с температурой 750–850 °С необходим для отделения водорода от углеродной основы в метане, что и происходит в химических паровых реформерах на каталитических поверхностях. Этот способ на сегодня наиболее хорошо освоен и широко распространен, хотя и имеет ряд недостатков:

- исходное сырье – природный газ – представляет собой ценный невозобновляемый ресурс;
- около 50 % газа расходуется на проведение эндотермической реакции паровой конверсии;
- производство сопровождается вредными выбросами.

Для частичного устранения первого недостатка есть реальный путь – вместо природного газа использовать угольный метан, синтез-газ, биосинтезгаз. В долгосрочной перспективе лидерство в данной триаде может захватить синтез-газ, поскольку запасы угля огромны, и технология получения из него синтез-газа (для последующей конверсии в электричество) отработана достаточно хорошо.

Более перспективным, но пока и более дорогим способом производства водорода как моторного топлива является ***электролитическое разложение воды – электролиз*** – с помощью электроэнергии, получаемой традиционными способами или на основе использования НВИЭ. КПД промышленных и опытно-промышленных электролизеров составляет 70–80 %. Японские ученые разработали электролизер с твердополимерным электролитом и мембранными электродами, обеспечивающий КПД более 90 %. Водощелочные электролизеры производства канадской корпорации Stuart Energy обладают большим ресурсом работы и малым удельным энергопотреблением (менее 5 Вт·ч/нм^3H_2), что делает их конкурентоспособными с реакторами конверсии природного газа для получения водорода. Широким фронтом ведутся исследования и разработки по уменьшению основных недостатков существующих электролизеров: высокая цена вследствие их сложной конструкции и стоимости используемых материалов (платина, палладий, кадмий и др.) и электроэнергии, используемой для электролиза. Стоимость водорода можно уменьшить, если электролиз воды осуществлять с помощью электричества, вырабатываемого электрогенераторами на НВИЭ в периоды вре́менного избытка электроэнергии. Опытная эксплуатация таких систем показывает их высокую эффективность.

Третьим способом получения водорода из воды является прямой ***термолиз*** – разложение воды на водород и кислород при температуре выше 2500 °С. Такая температура может быть получена с помощью концентрации солнечных лучей, а примерно в два раза меньшая – в атомном высокотемпературном гелиевом реакторе. Предотвращение рекомбинации водорода и кислорода является основной достаточно сложной проблемой такой технологии.

Во всех схемах получения водорода и утилизации его в топливных элементах особое внимание должно быть уделено чистоте водорода (чтобы предотвратить отравление катализаторов в ТЭ), а также надежности и безопасности работы соответствующей арматуры, хранилищ, баков, трубопроводов, систем управления и регулирования, поскольку он значительно опаснее ставшего уже привычным природного газа, который продолжает оставаться причиной чрезвычайных происшествий.

Переход на водородную энергетику представляет собой сложнейшую комплексную проблему, и вполне естественно, что с момента распространения концепции водородной энергетики на гражданские отрасли экономики большое внимание уделяется международной кооперации как в деле производства водорода, так и в разработке технологий его использования.

В рамках ЕС исследования по созданию ТЭ начаты в 1988 г. За прошедшие годы страны ЕС потратили несколько миллиардов евро, большая часть которых представляет собой частные инвестиции. Программу «Водородные технологии и топливные элементы» называют «стратегическим выбором Европы». В «дорожной карте» для перехода стран ЕС к водородной экономике на ближайшее десятилетие запланированы следующие шаги:

- перевод на водородное топливо к 2020 г. не менее 5 % транспортных средств (в основном легковых автомобилей и автобусов);
- использование водорода в качестве энергетического топлива;
- создание водородной инфраструктуры.

Для того чтобы реализовать планы и довести долю водорода в энергетическом балансе до 2 % к 2015 г. и до 5 % – к 2020 г., общие инвестиции должны составить 4–15 млрд евро.

США на разработку проблем водородной энергетики в ближайшие 10 лет планируют направить из федерального бюджета 5 млрд долл. и 50–60 млрд долл. инвестиций ожидается от частных компаний.

В Японии планируется почти пятикратное увеличение водородных электростанций (на основе ТЭ) в течение ближайших 10 лет (от 2,2 ГВт в 2010 г. до 10 ГВт в 2020 г.).

Некоторые специалисты прогнозируют, что к 2050 г. 70 % автомобилей будут оснащены водородными двигателями. В большой энергетике водород может занять лидирующее положение (38 % генерации на основе ТЭ) только к концу нынешнего столетия.

У водородной энергетики есть и противники со своими, достаточно вескими, аргументами. Так, американский журнал «Скептик» (весьма символичное название) «развенчивает» водород как топливо из-за проблем как на стадии получения, так и на стадии использования.

Проблемы при получении:

- при электролизе – низкий КПД;
- при получении из газа в атмосферу попадают окислы азота, которые много опаснее CO_2;
- водородное топливо в 4–5 раз дороже бензина.

Проблемы при использовании:

- очень высокая цена топливных элементов;

- при атмосферном давлении 300 л водорода содержит энергии столько же, сколько 1 л бензина, при сжатии или сжижении приходится затрачивать 15–40 % энергии, содержащейся в водороде;
- для транспортировки водорода необходимы специальные трубопроводы, т. к. обычные становятся хрупкими.

10.2.4. Магнитогидродинамический способ производства электроэнергии

Идея магнитогидродинамического преобразования теплоты в электричество была высказана ещё в XVIII в. Реализующий эту идею магнитогидродинамический генератор (МГД-генератор) непосредственно преобразует тепловую энергию (кинетическую энергию заряженных частиц движущегося рабочего тела) в электрическую и тем самым позволяет существенно повысить эффективность использования топливных ресурсов [35, 36].

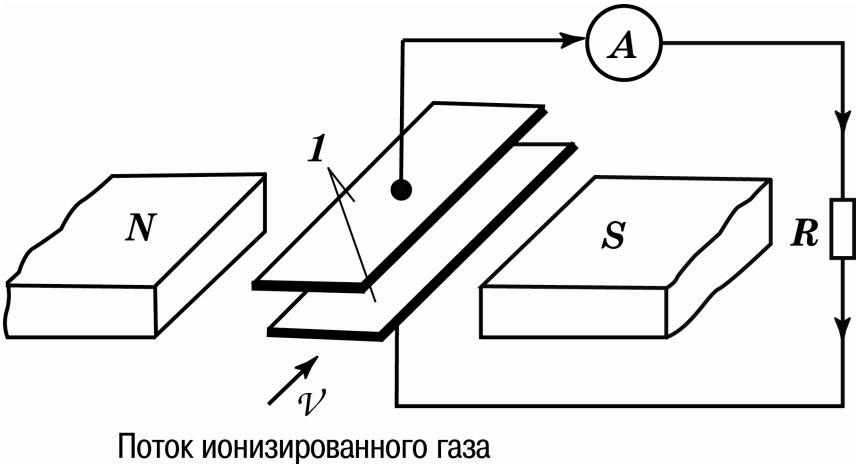


Рис. 10.4. Принцип работы МГД-генератора

Рабочим телом в МГД-генераторе могут быть ионизированные газы (плазма), жидкие металлы, электролиты. Для создания генераторов энергетического назначения наиболее подходящим рабочим телом оказалась плазма. Принципиальная схема действия МГД-генератора показана на рис. 10.4.

Между металлическими пластинами *1*, расположенными в сильном магнитном поле, пропускается струя рабочего тела, обладающего кинетической энергией направленного движения частиц. При этом в соответствии с законом электромагнитной индукции появляется ЭДС, вызывающая протекание электрического тока между электродами внутри канала генератора и во внешней цепи. Поток плазмы тормозится под действием элек-

тродинамических сил, возникающих при взаимодействии протекающего в плазме тока и магнитного потока. Преобразование энергии и происходит путем совершения работы по преодолению сил торможения.

Важными преимуществами такого способа получения электрической энергии являются:

- более короткая, чем в паросиловых установках, цепочка преобразований энергии, что повышает эффективность использования первичных энергоресурсов;
- принципиальная возможность достичь КПД, значительно превосходящий КПД теплового цикла Карно, ограниченного максимальной температурой рабочего тела. В современных топках парогенераторов температура превышает 2000 °С, а нагрев лопаток паровых турбин из-за ограниченной теплостойкости материала не должен превышать 750 °С, что ограничивает КПД величиной примерно 50 %. В МГД-генераторах статические условия работы позволяют использовать материалы, на поверхности которых температура может достигать 2700–3000 °С. Это открывает перспективы повышения КПД преобразования энергии;
- возможность дополнять МГД-генераторы паротурбинными преобразователями, полезно использующими тепло газов, выходящих из каналов МГД-преобразователей, что дополнительно повышает КПД всей установки.

Весьма вероятно, что перспективными могут оказаться МГД-генераторы с ядерными реакторами, используемыми для нагрева газов и их термической ионизации.

Первый МГД-генератор был создан в 1959 г. в США и имел мощность всего 11,5 кВт; к концу 60-х гг. создан МГД-генератор («Марк-V», США) мощностью уже 32 МВт. В нашей стране первый маломощный МГД-генератор был запущен в опытную эксплуатацию в 1965 г., а в 1971 г. – генератор мощностью 25 МВт («У-25»).

Несмотря на положительные свойства МГД-генераторов, за полувековую историю исследований и разработок они так и не нашли широкого промышленного применения. Основными препятствиями являются: чрезвычайно жесткие требования к конструкционным материалам из-за высоких температур рабочего тела, необходимость создавать очень сильное магнитное поле, которое может быть получено пропусканием огромных токов по обмоткам из сверхпроводящих материалов (во избежание сильного нагрева обмоток и больших потерь энергии в них). Следствиями являются высокая удельная стоимость установленной мощности и вырабатываемой электроэнергии, малая продолжительность непрерывной работы МГД-генераторов.

Оптимизм внушает быстрый прогресс в смежных отраслях техники и технологий:

- созданы материалы, которые могут работать длительно при температуре 2200–2500 °С (графит и композиционные материалы на основе графитовых нитей, окись магния, нитриды, а также материалы на основе нанопорошков и др.);
- большие средства и силы направлены на создание высокотемпературного ядерного реатора;
- накапливается опыт проектирования и эксплуатации электромагнитов со сверхпроводящими обмотками (прежде всего в связи с проблемой УТС).

Вопросы и задания

1. Перечислите и охарактеризуйте достоинства и недостатки возобновляемых источников энергии.
2. Назовите регионы России, перспективные для использования в энергопроизводстве тех или иных НВИЭ.
3. Перспективы возобновляемой энергетики. Каковы определяющие факторы?
4. Принцип работы реакторов на быстрых нейтронах (БР). Основные преимущества.
5. Препятствия на пути широкого применения БР.
6. Физическая сущность реакции УТС, способы и схемы её осуществления.
7. Основные препятствия на пути создания термоядерной электростанции.
8. Основные параметры ИТЭР.
9. Инерционный «термояд». Идеи, техническое воплощение.
10. Преимущества водорода как теплоносителя. Способы производства водорода.
11. «Дорожная карта» развития водородной энергетики.
12. Принцип работы МГД-генератора. Потенциальные преимущества.
13. Факторы, ограничивающие развитие МГД-технологии производства электроэнергии.

Глава 11
ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

ЕЭС СССР, созданная в 1956 г., представляла собой крупнейший комплекс, охватывавший всю нынешнюю территорию стран СНГ и Балтии, объединенную общим режимом работы и единым централизованным оперативно-диспетчерским и автоматическим управлением, рис. 11.1.

Рис. 11.1. Основная электрическая сеть СССР, России и сопредельных государств. Обозначения: красные линии – ЛЭП-220; зелёные – ЛЭП-500; жёлтые – ЛЭП-330; фиолетовые – ЛЭП-750; вишнёвые – ЛЭП-1150 кВ (двойные линии – двухцепные ЛЭП)

После распада СССР и реформы электроэнергетики преемница ЕЭС СССР – ЕЭС России – не имеет столь эффективной иерархической системы управления (перестала быть вертикально интегрированным комплексом).

Основные её параметры по состоянию на 2009–2010 гг. приведены в табл. 11.1.

Таблица 11.1

Количественные характеристики ЕЭС России

ЛЭП		Электростанции	
Класс, кВ	Протяженность, тыс. км	Тип	Количество
500–750	30	ТЭС	500
220	140		
110–150	281		
35	187		
3–20	1054	ГЭС (крупн.)	100
0,38	850	АЭС	10 (реакторов – 31)
	Всего 2542		

Несмотря на произошедшие изменения и наметившиеся тенденции к децентрализации электроснабжения потребителей (гл. 7), ЕЭС России остаётся крупнейшим в мире объединением региональных энергосистем с долгосрочными перспективами развития.

Создание ЕЭС СССР в своё время позволило:

1) оптимизировать и значительно повысить надежность энергоснабжения потребителей за счет взаимопомощи энергосистем и неодновременности наступления максимальных нагрузок в регионах, расположенных в различных часовых поясах;
2) облегчить покрытие переменной части графика нагрузки за счет регулирования межсистемных перетоков энергии, обеспечить более ровный режим работы крупных атомных и тепловых станций за счет использования маневренных возможностей ГЭС;
3) рационально решать проблемы гидроэнергетики на основе создания каскадов крупных ГЭС, регулирование режима которых обеспечивает оптимальное использование водных ресурсов;
4) экспортировать (иногда импортировать) электроэнергию, а в настоящее время (и в особенности в будущем) – поставлять энергию на внутренний оптовый и розничный рынки электроэнергии;
5) способствовать единству многонационального государства со сложной административной структурой на протяжении 70 лет со времени образования СССР (1922 г.) вплоть до его распада (1991 г.).

ЕЭС современной России охватывает практически всю обжитую территорию страны и является крупнейшим в мире централизованно управляемым энергообъединением. В настоящее время ЕЭС России включает в себя 69 энергосистем на территории 79 субъектов россий-

ской Федерации. Кроме того, ЕЭС России осуществляет параллельную работу с ОЭС Украины, ОЭС Казахстана, ОЭС Белоруссии, энергосистемами Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии и Азербайджана, а также с NORDEL (связь с Финляндией через вставку постоянного тока в Выборге). Энергосистемы Белоруссии, России, Эстонии, Латвии и Литвы образуют так называемое Электрическое кольцо БРЭЛЛ, работа которого координируется в рамках подписанного в 2001 г. соглашения о параллельной работе энергосистем БРЭЛЛ [37].

Весьма показательно, что за все годы функционирования ЕЭС СССР практически не было системных аварий, тогда как тяжелые аварии с нарушением электроснабжения крупных городов и регионов неоднократно случались в Северной Америке (в США – 1965, 1975, 1977, 1989, 1994, 1996 гг., в Канаде – 1982, 1988 и 1989 гг.) и Западной Европе (во Франции – 1978 и 1987 гг., в Швеции – 1979 и 1983 гг., в Бельгии – 1982 г.). Учитывая, что по эксплуатационным характеристикам отечественное линейное и подстанционное оборудование в большинстве своём не превосходило зарубежное, более высокую надёжность работы ЕЭС СССР можно объяснить проявлением положительных качеств вертикальной интеграции в очень сложной отрасли – электроэнергетике. Проявлялся и такой положительный фактор, как высокий уровень подготовки в советских вузах инженеров-электриков и своевременное, адекватное требованиям времени, повышение их квалификации на рабочих местах и в учебных комбинатах.

Ситуация, сложившаяся в стране после дробления хорошо отлаженной вертикально-интегрированной системы на сотни частных предприятий, несет существенные риски снижения качества управления единой энергосистемой, а значит, снижение надежности и безопасности энергоснабжения в отдельных регионах и в стране в целом. Эти опасения, высказываемые многими специалистами в канун и по ходу реформы, к сожалению, подтвердились участившимися в последние полтора десятилетия веерными отключениями из-за аварий и в генерирующей, и в сетевой частях энергокомплекса.

Вопросы управления электроэнергетикой после реформы рассмотрены в гл. 2; ниже будут рассмотрены технические и технологические проблемы электросетевого хозяйства страны и возможные способы их решения.

11.1. Технические и технологические проблемы электросетевого комплекса

Выбор оптимальных конфигурации и структуры основных электрических связей, ввод в эксплуатацию маневренных энергоагрегатов достаточной мощности, создание сильных электрических связей между объединенными энергосистемами (ОЭС), эффективное управление режимами их работы с широким использованием автоматизированных систем диспетчерского управления и управления технологическими процессами (на высоковольтных подстанциях), применение новых типов опор и проводов ЛЭП – важнейшие меры, необходимые для удовлетворения требований ***надежной работы*** энергосистемы и, следовательно, ***бесперебойного снабжения*** потребителей качественной электроэнергией.

Широкая модернизация электроэнергетических систем в развитых странах и отчасти в России затронула и такие их стабильные элементы, как опоры и провода ЛЭП. Ведутся разработка и внедрение в практику строительства и реконструкции ЛЭП высотных и эстетических опор. Первые позволяют выполнять длинные пролёты для преодоления водных преград, лесистых и заболоченных участков. Высота подвеса фазного провода при этом превосходит 40 м, а общая высота конструкции – 60 м. Эстетические опоры должны быть изящными и воздушными конструкциями, которые вписываются в окружающую застройку как самостоятельные дизайнерские объекты, которые максимально адаптированы к эстетическим условиям окружающей среды как с близких, так и с дальних точек обзора.

Разработка новых проводов призвана удовлетворять традиционные, но возрастающие требования – высокая механическая прочность, термостойкость, малое омическое сопротивление. Хорошо зарекомендовали себя австрийские провода TACSR/ACS и TACSR/HICIN и японский провод GTACSR. У первых повив выполнен из сплава алюминия с цирконием, сердечник – из стали, плакированной алюминием. Для повышения прочностных свойств и уменьшения стрелы провеса таких проводов применяется специальное соединение инвар с алюминиевым покрытием. У японского провода между токопроводящим повивом и стальным сердечником имеется зазор («провод с зазором»), благодаря чему при монтаже и эксплуатации всё тяжение приходится на стальной сердечник. Механические свойства такого провода менее чувствительны к изменениям температуры.

Реализация перечисленных выше мер призвана обеспечить:

- требуемые (нормативные) запасы статической устойчивости по передаваемой мощности в нормальном и послеаварийном режимах;

- требуемые (нормативные) запасы статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки сети;
- термическую стойкость элементов сети (линий, трансформаторов, выключателей и т. д.) в нормальном и послеаварийных режимах;
- допустимые для оборудования энергосистемы уровни напряжения;
- необходимую величину оперативного резерва мощности для обеспечения развития конкурентного рынка электрической энергии и мощности;
- снижение потерь электроэнергии при транспортировке;
- высокое качество электроэнергии.

Характеристика ***надежность*** включает в себя такие свойства ЭЭС, как живучесть, безотказность, долговечность, ремонтопригодность, устойчивость, режимная управляемость [38]. Непрерывное увеличение мощности и расширение обслуживаемых территорий, а также появление новых технологий производства, преобразования, транспорта и распределения электрической энергии повышают требования к надежности ЭЭС. Не только распад СССР, но и последовавшие за этим изменения ряда социально-экономических условий оказали и продолжают оказывать сильное влияние на надёжность ЭЭС:

- либерализация в экономике и энергетике, повышение значимости экстремальных условий вследствие усложнения схемы управления;
- существенно возросшие и трансформирующиеся требования потребителей к энергоснабжению;
- изменение градостроительной политики, продолжающееся формирование агломераций вокруг крупных городов, повышение статуса и жизненного уровня в средних и небольших городах;
- увеличение доли электроэнергии как наиболее универсального энергоресурса в структуре конечного энергопотребления и повышение эффективности её использования;
- ужесточение экологических ограничений;
- приоритетное развитие регионов Сибири и Дальнего Востока;
- действие таких посткризисных факторов, как старение энергетического оборудования, проблемы с привлечением инвестиций (введение, гл. 2).

Проблема ***управляемости*** ЭЭС приобрела особую остроту после реформы электроэнергетики, а также в связи с увеличением ущербов от перерывов в энергоснабжении или ухудшения качества электроэнергии. Выбор решений основывается на результатах изучения информационных и некоторых других свойств ЭЭС: наблюдаемости, прогнозируемо-

сти, идентифицируемости. На основе общей теории динамических систем была развита и продолжает совершенствоваться теория переходных процессов и устойчивости ЭЭС [39, 40].

Для обеспечения надежности и экономичности работы ЕЭС и функционирования рынка электроэнергии и мощности в рамках заданного уровня надежности особое значение приобретает сохранение и укрепление сложившейся к концу прошедшего столетия на бóльшей части территории страны централизованной иерархической системы оперативного диспетчерского управления и автоматизированных систем диспетчерского управления ЭЭС.

Следует подчеркнуть, что при отсутствии вертикально интегрированной системы управления важное значение приобретают регламентирование и выполнение обязательств независимых производителей и потребителей электроэнергии по соблюдению технологических норм работы в составе ЕЭС и безусловному выполнению диспетчерской дисциплины.

Широкое применение высокотехнологичного оборудования – основы инновационного развития промышленного комплекса страны – в перспективе на 20–30 лет приведёт к качественно новым требованиям к надёжности, качеству и экономичности электроснабжения. Традиционные подходы в развитии электрических сетей не решат эти задачи. Радикальное решение этих проблем предусмотрено в новой концепции преобразования ЭЭС в интеллектуальные системы (разд. 11.5).

11.1.1. Потери энергии

В сетях предприятий энергетики и электрификации напряжением 220 кВ и ниже потери электроэнергии составляют 78 % от общих потерь, из них в сетях 110–220 кВ – 28 %; в сетях 35 кВ – 16 % и в сетях 0,38–10,00 кВ – 34 %.

Потери электроэнергии, не зависящие от нагрузки («условно-постоянные»), составляют 24,7 %, «нагрузочные потери» (зависимые от величины передаваемой по сети мощности) – 75,3 % от общих потерь. В составе нагрузочных потерь 86 % – потери в ЛЭП и 14 % – в трансформаторах. В условно-постоянных потерях электроэнергии 67 % составляют потери холостого хода трансформаторов, 11 % – собственные нужды подстанций, 22 % – прочие потери.

По другой классификации потери разделяются на технические и коммерческие.

Сокращение сверхнормативных потерь электроэнергии в электрических сетях может и должно стать важным источником инвестиций

(наряду с другими) в сетевое хозяйство для радикального улучшения его технического состояния, а также замедления роста тарифов на электроэнергию. Это – сложная проблема, включающая оптимизацию развития электрических сетей, совершенствование системы учета электроэнергии, внедрение новых информационных технологий в энергосбытовую деятельность и управление режимами сетей, обучение персонала и его оснащение средствами поверки приборов для измерения электроэнергии и др., рис. 11.2. Потенциал снижения потерь в ближайшие десятилетия оценивается величиной 25–35 млрд кВт·ч. В ЭС-2030 предусмотрено снижение потерь электроэнергии в сетях до 8 %.

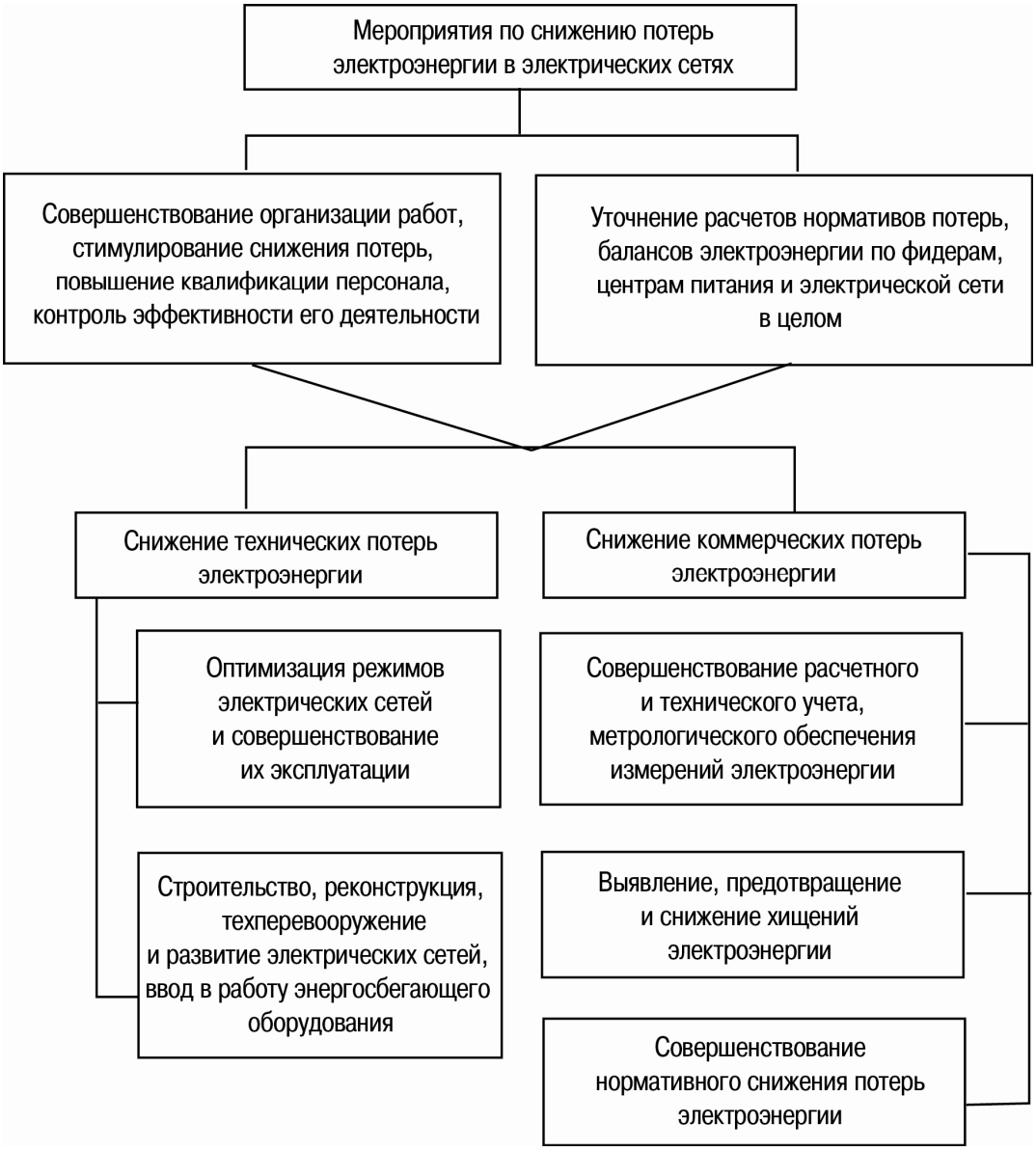


Рис. 11.2. Система мер по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях [41]

Исследование динамики и структуры потерь электроэнергии выявили ряд важных закономерностей:

1. Переход от централизованных (государственных) к рыночным механизмам управления энергетикой сопровождался увеличением потерь электроэнергии в сетях. Так, за 10 лет (1994–2003) потери возросли на 37,1 % в абсолютном выражении и на 3,05 % (с 10,09 до 13,50 %) по отношению к отпуску электроэнергии (при росте этого отпуска всего на 5,3 %). В середине 80-х гг. потери в сетях составляли 9,2 % и были сопоставимы с потерями развитых стран, рис. 11.3. В 2003 г. в отдельных энергосистемах они превышали даже 20 %.

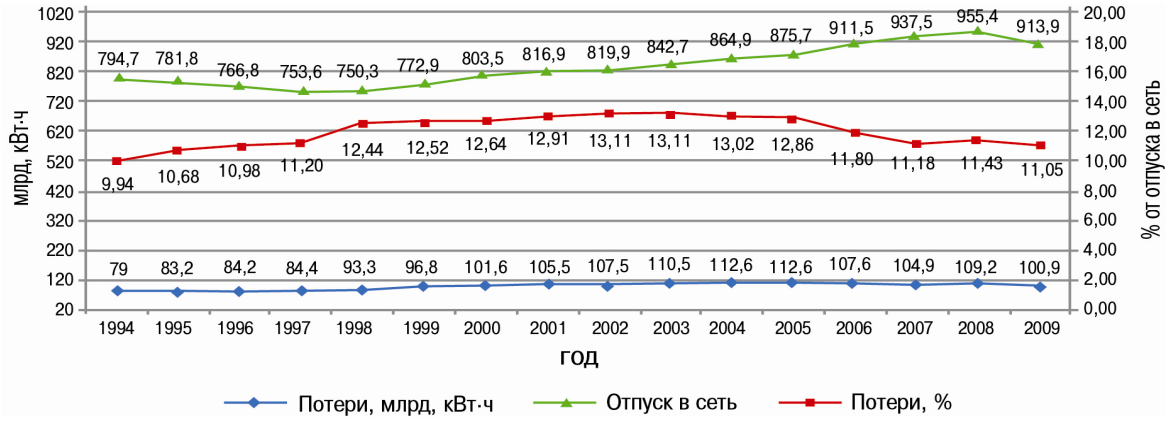


Рис. 11.3. Динамика потерь электроэнергии в сетях России

В табл. 11.2 показаны удельные потери электроэнергии при транспортировке и распределении и её расход на собственные нужды электростанций в ряде наиболее крупных стран (по состоянию на 2009 г.).

Таблица 11.2

Потери электроэнергии при транспортировке и распределении и её расход на собственные нужды электростанций, %

Страны или их объединения	Расходы на собственные нужды	Потери при транспорте и распределении
Индия	6,9	25
Мексика	5,0	16,2
Бразилия	3,4	16,6
Россия	6,9	11,8
Китай	8,0	6,7
ЕС-27	5,3	6,7
США	4,8	6,2
Канада	3,2	7,3
Япония	3,7	4,6
Весь мир	5,3	8,8

2. Относительные потери электроэнергии в сетях тем ниже, чем выше доля промышленного потребления в полезном отпуске. Например, в Тюменьэнерго, где доля промышленного потребления составляет около 71 %, относительные потери в сетях не превосходят 7 %, в то время как в Калмэнерго и Дагестанэнерго, где преобладает мелкомоторная и бытовая нагрузка (94,5 и 91,5 % соответственно), потери в сетях лежат в районе 30 %. (В наиболее отсталых странах потери доходят до 40 %: в Уганде – 38 %, в Нигерии – 30 %, в некоторых штатах Индии превышают 40 %).

В ближайшие 10–15 лет рост потребления электроэнергии в целом по стране будет определяться умеренными темпами развития промышленности и сельского хозяйства и достаточно быстрым ростом потребления электроэнергии в непромышленной сфере экономики (вследствие роста числа коммерческих, финансовых и общественных учреждений, оснащения их различного рода техникой) и в бытовой сфере (как результат насыщения квартир изделиями бытовой электротехники и увеличения размеров жилья).

3. Включение нормативов потерь в тариф на услуги по передаче электрической энергии приводит к появлению опасной тенденции подгонки этих нормативов под фактические потери. Образуется порочный круг: рост тарифов на электроэнергию для ее потребителей – создание дополнительных стимулов для хищения – дальнейший рост потерь и т. д.
4. Небаланс, или коммерческие потери, обусловлен тремя группами причин с примерно равными долями в суммарных коммерческих потерях:
   - погрешностями измерений электроэнергии, отпущенной в сеть и доставленной (полезно отпущенной) потребителям;
   - занижением полезного отпуска из-за недостатков в организации электросбытовой деятельности и хищений электроэнергии;
   - задолженностью по оплате электроэнергии.

Каждая из этих групп включает десятки позиций. Только погрешность измерений электроэнергии может быть разбита на более чем 30 составляющих [41].

Основными причинами потерь в названный выше период являются:

- эксплуатация физически и морально устаревшего оборудования;
- несоответствие схемно-режимных решений изменениям структуры потребления;
- неоптимальные уровни напряжения и потокораспределения реактивной мощности в сетях распределительных сетевых компаний;
- влияние оптового рынка электроэнергии на режимы работы сетей.

Распределительные компании ориентируются на три основных способа уменьшения коммерческих и технических потерь электрической и тепловой энергии:

1. Создание автоматизированной трёхуровневой информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ):
   - АИИС КУЭ оптового рынка, которая охватывает внешний периметр компании: поступление в сеть электроэнергии от генерирующих источников (точки технического и коммерческого учёта (ТТКУЭ) располагаются на подстанциях высшего класса напряжения);
   - АИИС КУЭ розничного рынка (ТТКУЭ размещаются на подстанциях 110/35/10–6 кВ);
   - АИИС КУЭ, охватывающая частные и многоквартирные дома (ТТКУЭ размещаются на подстанциях 10/0,4 кВ).
2. Оборудование систем отопления интеллектуальными устройствами автоматического регулирования температуры в зависимости от требуемой температуры в помещении и температуры наружного воздуха.
3. Применение современных систем отопления (например, инфракрасных излучателей) и улучшенной защиты от теплопотерь (ограждающие конструкции, тепловые завесы и др.)

11.1.2. Качество электрической энергии

Технологические процессы любого производства в значительной мере зависят от качества электроэнергии. В общем случае низкое качество электроэнергии может быть охарактеризовано как любые изменения в энергоснабжении, приводящие к нарушениям нормального хода производственного процесса или к повреждению электротехнического оборудования. По мнению некоторых экспертов, в ближайшие 20 лет качество электроснабжения станет самой большой проблемой в отрасли, транслируемой в большинство отраслей экономики [60].

Основой достижения высокого качества электроэнергии являются три составляющие: производство электроэнергии высокого качества, бесперебойная передача и распределение по надежным сетям.

Ущерб от несоблюдения нормативных требований к показателям качества электроэнергии имеет две составляющие: *электромагнитную* и *технологическую*.

Электромагнитная составляющая ущерба связана со снижением ресурса энергетического оборудования из-за ускоренного его износа, с

увеличением погрешностей приборов измерения электрических величин и учета электроэнергии, сбоем систем автоматики и релейной защиты, отключением или выходом из строя конденсаторных установок вследствие явлений резонанса на высших гармониках, повышенным уровнем потерь энергии и мощности и т. п. Нормы, устанавливаемые ГОСТом 13109–97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения», являются уровнями электромагнитной совместимости систем электроснабжения и электрических сетей потребителей электроэнергии. Под электромагнитной совместимостью понимается способность приборов, устройств и электрооборудования нормально функционировать в условиях воздействия на них электрических и электромагнитных полей и не создавать недопустимые помехи другим объектам.

Технологическая составляющая ущерба связана со снижением производительности электрооборудования и технологического процесса, повышенным потреблением энергии вследствие увеличения длительности технологического процесса или массового брака выпускаемой продукции, снижением КПД оборудования и т. д. На энергоэффективность в первую очередь влияет технологическая составляющая ущерба. Исходя из этого, за уровень энергоэффективности, связанный с качеством электроэнергии, может быть принят оптимальный режим электроснабжения, обеспечивающий поддержание определенной группы показателей качества электроэнергии на допустимом уровне. Определение необходимого их числа зависит от чувствительности к ним конкретных потребителей.

11.2. Системообразующие (магистральные) сети

Повышение эффективности функционирования ЕЭС и обеспечение ее целостности требуют скоординированного с генерацией развития ***системообразующих сетей*** напряжением 220 кВ и выше. Должны быть созданы мощные электрические связи между всеми ОЭС, входящими в ЕЭС России, с использованием высших классов напряжения 500, 750 и 1150 кВ. В течение 10–15 лет предстоит построить новые и технически перевооружить существующие системообразующие сети протяженностью 45–55 тыс. км с использованием новых технологий и оборудования.

Для обеспечения энергетической безопасности России и независимости режимов работы российских энергосистем от состояния и режимов энергетических систем сопредельных государств ЛЭП должны проходить по ее территории. Необходимо построить ЛЭП 1150 кВ, проходящую по территории России и связывающую ОЭС Сибири с европейской частью ЕЭС. На сегодня пропускная способность существую-

щих ЛЭП Сибирь – Европейская часть России составляет всего 2 млн кВт. Для эффективной эксплуатации такой транзитной ЛЭП предварительно должны быть развиты сети 500 кВ, в первую очередь на Урале и в Западной Сибири, а в отдаленной перспективе – построена вторая параллельная цепь на переменном (1150 кВ) либо постоянном (± 750 кВ) токе.

Для центральных и западных районов европейской части ЕЭС важной задачей является завершение формирования сети 750 кВ, для Северного Кавказа – сооружение второй ЛЭП 500 кВ и линий 330 кВ. ФСК, управляющая всеми магистральными ЛЭП России напряжением 330–1150 кВ (разд. 2.1), разработала программу сооружения и технического перевооружения электрических сетей. Большого внимания требуют линии 110–220 кВ, перешедшие в ведение ФСК.

11.3. Питающие и распределительные сети

Не менее масштабные задачи стоят в деле развития и реконструкции ***питающих и распределительных сетей*** городов и сельской местности напряжением 220 кВ и ниже (110, 35, 6–10, 0,4 кВ), которые являются завершающим звеном в системе обеспечения потребителей электрической энергией и находятся в непосредственном взаимодействии с конкретными потребителями.

На балансе предприятий энергетики и электрификации находятся:

- около 17 тыс. подстанций напряжением 35–220 кВ и более 500 тыс. подстанций 6–35/0,4 кВ с установленной электрической мощностью трансформаторов около 423 млн кВА. Парк силовых трансформаторов технически устарел. Доля новых трансформаторов не превышает 7 %. Основное количество (67 %) подстанций было введено в эксплуатацию до 1980 г.;
- около 2,35 млн км воздушных и кабельных линий 0,38–220 кВ, в том числе 840 тыс. км линий напряжением 0,38 кВ; 1,1 млн км – напряжением 6–10 кВ; 180 тыс. км – напряжением 35 кВ и 220 тыс. км – напряжением 110–220 кВ. Отработали свой ресурс 560 тыс. км ВЛ 6–10 кВ и 510 тыс. км ВЛ 0,38 кВ.

Степень износа ВЛ и оборудования ПС в среднем превышает 40 % и находится в критической зоне. По технологическому уровню отставание от передовых стран оценивается в 30–35 лет. В результате в среднем в год происходит 5–6 отключений потребителей из расчёта на 100 км линии (в развитых странах этот показатель равен 1–2).

Совокупные расходы региональных и муниципальных бюджетов на энергоснабжение и техобслуживание соответствующей инфраструктуры соответствуют 1 % российского ВВП.

Принимая во внимание техническое состояние и уровень сетевых объектов, прогнозные показатели электрических нагрузок, а также опыт развития сетей в передовых странах, можно констатировать, что в ближайшие годы предстоит большая работа по совершенствованию распределительного электросетевого комплекса. В этой связи необходимо:

- провести технический аудит и диагностику технического состояния сетевых объектов;
- разработать программы нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетей;
- разработать схемы развития распределительных электрических сетей, мероприятия по оптимизации режимов их работы и совершенствованию принципов их построения по уровням напряжения и видам исполнения, по комплексной автоматизации, повышению качества и эффективности функционирования. Всё это должно быть выполнено с учетом региональных особенностей, в том числе расчетных климатических условий, планов развития генерирующих источников и т. д.

В период до 2015 г. подлежат восстановлению или замене:

- более 1 млн км воздушных и кабельных линий;
- около 45 % силовых трансформаторов (~ 240 тыс. единиц) на подстанциях 6–10/0,4 кВ, почти 60 % масляных выключателей, установленных в распределительных устройствах и секционирующих пунктах, и более 50 % измерительных трансформаторов [61].

Распределительные сети нового поколения должны отвечать следующим требованиям:

1) повышенный технический уровень, обеспечивающий согласованные с потребителями уровни надежности электроснабжения;
2) нормативное качество электроэнергии;
3) адаптация к росту электрических нагрузок;
4) новые средства автоматизации и новые технологии обслуживания;
5) электрическая и экологическая безопасность.

11.4. Микросети (Microgrid)

Увеличение доли распределенной генерации благодаря достижениям в области создания мобильных электростанций малой мощности и систем аккумулирования электроэнергии стимулирует создание микросетей (МС), часто называемых виртуальными электростанциями, поскольку они являются по сути объединением программ управления спросом и распределенными источниками энергии, что позволяет диспетчеру моделировать их как ресурсы генерации. МС дают возможность энергетическим компаниям управлять значительным числом потребителей с большими объемами (емкостью), влияя на их набор опций, касающихся коммерческих операций. В этом плане использование МС обеспечивает более тесную связь между оптовым и розничным рынками путем управления системой магистральных ЛЭП, системой распределения и формирует двусторонний поток электричества и денег, который обеспечивает глубоко интегрированную систему оптимизации всего, что необходимо для эффективного управления сложными «интеллектуальными сетями» (Smart Grid).

Для потребителей, принимающих решения в отношении использования услуг энергоснабжающих организаций и руководствующихся критерием эффективности и полезности, появление МС – естественный этап формирования условий для создания собственных генерирующих и аккумулирующих мощностей, в первую очередь экологически чистых источников энергии на основе НВИЭ. Развитие МС, интегрированных как в сеть, так и в рынок электроэнергии и мощности, будет способствовать повышению роли потребителя в управлении энергосистемой.

Как и централизованная сеть, МС может генерировать, распределять и регулировать поток электричества потребителям. Интеллектуальные МС включают локальные источники резервного питания и аккумулирования энергии, обладают более высоким уровнем гибкости и позволяют подключать более широкий диапазон генерирующих источников энергии, в том числе те, интеграция которых представляет собой проблему для централизованной энергетической системы, – ветровые, солнечные и другие электростанции, использующие НВИЭ.

Микросети будут являться частью национальной энергетической системы: они связаны с региональными сетями и через них – с национальной электрической сетью. Производство электроэнергии небольшими распределенными генераторами становится экономически целесообразным, если есть системная «опора» в виде магистральной линии связи. Электроэнергия от микросетей будет направляться к потребителям и обратно в региональную сеть в зависимости от условий спроса и

предложения. Мониторинг и регулирование в масштабе реального времени обеспечат информационный обмен и позволят мгновенно отрабатывать все поставки на национальном уровне. Потребители в этом случае будут иметь возможность корректировки поставки электричества в соответствии со своими потребностями. Энергопотребляющие приборы внутри жилых зданий и заводов с микросетью связывают системы датчиков и регуляторов.

На западе в последние годы большое внимание уделяется развитию микросетей четырёх основных типов (назначений):

1) удалённые микросети (системы), изолированные от единой энергосети и предназначенные для энергоснабжения удаленных потребителей (поселения, военные базы или единичные потребители);
2) микросети учреждений / кампусов с единоличным владельцем;
3) коммерческие / промышленные микросети с несколькими владельцами;
4) микросети муниципалитетов и энергоснабжающих компаний, связанные с более крупными объектами инфраструктуры.

Микросети первого типа – это, по существу, названные по-другому гибридные энергокомплексы.

Развитие микросетей, этих «островков» генерации и распределения электроэнергии, способствует решению ряда задач: повышение надёжности и качества электроснабжения потребителей (и не только удалённых); стимулирование энергосбережения и повышения энергоэффективности; создание благоприятных условий для роста масштабов использования НВИЭ; создание элементов структуры «интеллектуальных сетей». Отличительная их особенность (кроме первого типа) – способность отделяться от сети, принадлежащей энергоснабжающей компании, при провале или исчезновении напряжения.

В США на территории кампуса Калифорнийского университета (г. Сан-Диего) создаётся одна из самых технологичных в мире микросетей. Она будет обслуживать территорию в 4,86 км^2, на которой расположены 450 зданий с ежедневной посещаемостью 45 тыс. человек. Генерирующая часть будет состоять из двух ГТУ мощностью 13,5 МВт, паровой турбины мощностью 3 МВт и СЭУ мощностью 1,2 МВт. Вместе они будут покрывать 82% годовой потребности кампуса в электроэнергии.

По прогнозам, к 2015 г. в мире будет создано около 2000 МС с суммарной мощность более 3,1 ГВт (около 75 % будут приходиться на США). В 2010 г. их было менее 100. В процессе эксплуатации МС проявились противоречия между поставщиками электроэнергии и её потребителями в вопросах владения и управления. Сейчас ведётся поиск способов их устранения.

11.5. Новые концепции развития электроэнергетических систем

Для поддержания электросетевого комплекса России в работоспособном состоянии в принципе можно ограничиться восстановлением сетевых объектов в тех же параметрах с использованием уже освоенной элементной базы и в прежних схемных решениях. У этого пути есть свои достоинства, как и у всякого «латания дыр»: относительно малые потребные инвестиции и сроки реализации благодаря использованию оборудования, давно выпускаемого промышленностью и освоенного обслуживающим персоналом сетевых предприятий. Этот путь можно рассматривать как аварийный на случай экономических кризисов и депрессий. В кризисные 90-е гг. в основном так жила российская электроэнергетика (как, впрочем, и другие отрасли экономики). И на сегодня в масштабах ЕЭС не удалось сойти с этого пути. Находится в начальной стадии реализация пилотных проектов, создающих отдельные островки истинной модернизации. Очевидно, что по экономическим и технологическим характеристикам это – тупиковый путь, который ведёт к закреплению отставания отечественной электроэнергетики от энергетики передовых стран.

Испытывая необходимость совершенствования энергетических мощностей, Россия встала перед выбором наиболее эффективного пути модернизации своего энергетического и сетевого хозяйства.

При этом необходимо учитывать существенные отличия идеологии развития отечественной энергетики на протяжении многих десятилетий от той, что господствовала в других странах. В нашей стране энергетическая система изначально строилась как единое целое, что предопределило широкое развитие работ в направлении создания многоуровневой системы управления ею. При этом в рамках ЕЭС удалось решить целый ряд задач, которые за рубежом ещё только начали решать в рамках концепции «интеллектуальные (или умные) сети». В вопросах интеграции энергосистем и координированного управления российские энергетики имеют определенный набор ключевых компетенций, особенно в научной и технологических сферах, которые могут быть развиты в рамках реализации в России концепции Smart Grid. Речь идёт как о компетенциях, относящихся к отдельным элементам технологического базиса (линии сверхвысокого напряжения переменного и постоянного тока; противоаварийная автоматика; элементы интеллектуальных технологий в магистральных сетях; автоматизированное управление режимами работы энергообъединений; релейная защита и др.), так и об отечественных работах по теории развития и управления большими системами энергетики, кибернетике энергосистем и т. д.

Быстрый рост мощности распределённой энергетики, прежде всего возобновляемой (8 % ежегодно), в высокоразвитых энергодефицитных странах подвёл их к необходимости существенных изменений в электроэнергетической отрасли и осознанию преимуществ интеграции локальных энергетических систем на государственном и межгосударственном уровнях на основе единых управленческих и информационных технологий, т. е. построения «интеллектуальных сетей».

Для российской электроэнергетики проблема распределённой генерации едва ли станет по-настоящему актуальной в ближайшие десятилетия. Кроме того, сложным вопросом при постановке стратегических целей и выборе путей развития энергетики является наличие серьезного технологического отставания, оцениваемого как минимум в 10–15 лет, высокий уровень износа основного парка оборудования. Таким образом, России предстоит выбирать фактически из двух вариантов или их комбинации:

- первый, более простой в исполнении, предполагает преодоление технологического отставания путем модернизации существующих сетей и превращения их в «сильные сети» с большой пропускной способностью и с повышенной надёжностью;
- второй, более сложный и затратный, – реализация концепции Smart Grid, предусматривающей полную автоматизацию процесса передачи и распределения электроэнергии и радикальное изменение принципов взаимодействия сетевых и генерирующих компаний и потребителей. При этом одним из ключевых принципов должен быть принцип преемственности и технологической совместимости: модернизированное оборудование энергетических компаний необходимо совмещать с новыми технологиями и интегрировать в новую энергетическую систему [42].

Результаты анализа зарубежного опыта приводят российских энергетиков к выводу о том, что развиваемые за рубежом подходы, принципы и механизмы реализации концепции Smart Grid в России должны быть адаптированы к российской электроэнергетике, поскольку осуществление и развитие концепции в значительной степени определяются спецификой и характером российских организационно-экономических, технологических и ресурсных (в широком смысле) условий, а также наличием в стране необходимых для её внедрения предпосылок [43].

11.5.1. «Сильные сети» на базе FACTS

Среди задач развития сетевой инфраструктуры, поставленных в ЭС-2030, значится применение нового поколения устройств силовой электроники, систем автоматического управления и защиты для решения проблемы полной наблюдаемости ЕЭС и управления электрическими режимами в реальном времени, что должно существенно повысить управляемость и эффективность ЕЭС и обеспечить повышение надежности электроснабжения потребителей до 0,9990–0,9997 с текущего уровня 0,9960 [63]. Предусмотрено широкое внедрение гибких систем передачи электроэнергии ***(Flexible Alternative Current Transmission System*** – FACTS) и совершенствование комплексов автоматической аварийной защиты и диспетчерского управления. FACTS – это электропередачи переменного тока, оснащенные устройствами современной силовой электроники. Технология FACTS преобразует функцию электрической сети из существующей «пассивной» в «активную».

Технической основой (устройствами) FACTS являются:

- устройства продольной компенсации как традиционного конденсаторного типа, так и регулируемые посредством тиристорно-реакторных групп;
- статические тиристорные компенсаторы;
- вставки постоянного тока;
- электромеханические преобразователи частоты на базе асинхронизированных синхронных машин;
- управляемые шунтирующие реакторы;
- синхронные компенсаторы;
- накопители энергии.

Функции некоторых из них приведены в табл. 11.3 [44].

Сегодня под устройствами FACTS, как правило, понимается совокупность устройств, устанавливаемых в электрической сети и предназначенных для стабилизации напряжения, повышения управляемости, оптимизации потокораспределения, снижения потерь, демпфирования низкочастотных колебаний, повышения статической и динамической устойчивости, а в итоге – повышения пропускной способности сети и снижения потерь. Большую роль во всем многообразии устройств FACTS играет силовая электроника на базе различных модификаций преобразователей напряжения, использующих управляемые полупроводниковые вентили. Широкое внедрение легко настраиваемых или самонастраивающихся инновационных элементов силовой электроники и нового поколения преобразовательной техники, новейших технологий в области высокотемпературной сверхпроводимости (кабели и накопители), микропроцессорных систем автоматического управления и регулирования (пока в ограниченных масштабах) позволяет наделить уже существующие сети новыми качествами.

Таблица 11.3

Контролируемые параметры сети для различных устройств FACTS

Устройство FACTS	Контролируемые параметры
Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ без накопителя энергии)	Контроль напряжения, компенсация реактивной мощности, сглаживание колебаний, поддержание постоянного напряжения
Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ с накопителем электрической энергии, BESS, SMES, большой конденсатор на постоянном токе)	Контроль напряжения, компенсация реактивной мощности, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, поддержание постоянного напряжения, AGC
Статический компенсатор реактивной мощности (SVC, TCR, TCS, TRS)	Контроль напряжения, компенсация реактивной мощности, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, поддержание постоянного напряжения
Тормозной резистор с тиристорным управлением	Сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости
Статический синхронный продольный компенсатор (без накопителя электрической энергии)	Контроль токов, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, ограничение токов КЗ
Статический синхронный продольный компенсатор (с батареей)	Контроль токов, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости
Последовательный конденсатор с тиристорным управлением	Контроль токов, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, ограничение токов КЗ
Последовательный реактор с тиристорным управлением	Контроль токов, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, поддержание постоянного напряжения, ограничение токов КЗ
Фазоповоротный трансформатор с тиристорным управлением	Контроль перетоков мощности, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, поддержание постоянного напряжения
Единый контроллер перетоков мощности	Контроль перетоков активной и реактивной мощности, контроль напряжения, компенсация реактивной мощности, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, поддержание постоянного напряжения, ограничение токов КЗ
Ограничитель перенапряжений с тиристорным управлением	Ограничение напряжения при переходных процессах
Регулятор напряжения с тиристорным управлением	Контроль перетоков реактивной мощности, контроль напряжения, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, поддержание постоянного напряжения
Межлинейный контроллер перетоков мощности	Контроль перетоков реактивной мощности, контроль напряжения, сглаживание колебаний, повышение статической и динамической устойчивости, поддержание постоянного напряжения

Для энергосистемы сегодняшнего дня в целом характерно *механическое управление*. Для контроля и защиты электрических систем широко использу.тся микроэлектроника, компьютеры и высокоскоростные системы телекоммуникации, однако управляющие сигналы посылаются в силовые линии (в которых, собственно, и реализуется управляющее воздействие), где коммутирующие устройства – механические. Поэтому очень сложно осуществить быстродействующее управление. Другой проблемой механических устройств является то, что управляющие воздействия к ним не могут посылаться часто, так как данные устройства, как правило, вырабатывают ресурс и выходят из строя гораздо быстрее, чем статические устройства. В сущности, с точки зрения как динамических процессов, так и установившихся режимов система действительно неконтролируема. Проектировщики, операторы, инженеры научились работать с учетом этого ограничения, используя множество методик, позволяющих повысить эффективность работы энергосистемы, но ценой содержания излишних резервов мощности и дополнительных затрат.

Наличие в сети устройств FACTS увеличивает её реальную пропускную способность, регулирует допустимую загрузку и дает возможность оперативно менять конфигурацию, тем самым повышая надежность электроснабжения потребителей и экономичность работы сети. Ориентируясь на допустимые параметры, оператор самостоятельно передает именно то количество электроэнергии, которое необходимо для погашения дефицита в конкретном узле. За счет этого предотвращается развитие возможной аварийной ситуации.

Внедрение технологий FACTS в России было инициировано ещё в 2003 г. приказом РАО «ЕЭС России» № 488 «О создании управляемых линий электропередачи и оборудования для них». Появление этого приказа было вызвано недостаточной управляемостью электроэнергетических систем и, как следствие, низкой пропускной способностью межсистемных и системообразующих ЛЭП, недостаточным объемом устройств регулирования напряжения и реактивной мощности, неоптимальным распределением потоков мощности по параллельным ЛЭП разного класса напряжения и т. д.

Реализация концепции Smart Grid сделала их одними из наиболее востребованных элементов в электроэнергетике.

Рассматривая концепцию «сильных сетей» на основе технологии FACTS, следует выделить важные ее достоинства для российской энергетики: а) внедрение современного оборудования и технических средств в уже имеющиеся сети позволяет избежать больших затрат на строительство линий с высокой пропускной способностью; б) технология допускает (и даже предполагает) постепенное (пошаговое) расширение

допустимых пределов передаваемой мощности линий по мере поступления инвестиций туда, где это требуется, и тогда, когда это необходимо. Она позволяет заранее предусмотреть прогрессивный сценарий совместного использования механических коммутаторов и постепенно вводимых контроллеров FACTS таким образом, чтобы достичь поставленной цели путем поэтапного инвестирования. В условиях финансовых ограничений это – солидный довод в пользу «сильных сетей». Постепенное инновационное техническое и технологическое преобразование ЭЭС, а также соответствующая корректировка базовых принципов, целей и задач развития электроэнергетики преобразуют «сильные сети» в «интеллектуальные сети».

Некоторые из элементов FACTS используются на объектах ЕНЭС для управления режимами уже достаточно давно (с 80–90-х гг.). Примеры применения элементов FACTS в последние годы приведены в [45]:

- статком – статический компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения, 50 Мвар, 11 кВ (ПС «Выборгская», 330/400 кВ);
- асинхронизированный синхронный компенсатор с управляющей обмоткой, 2×100 Мвар, (ПС «Бескудниково», 500 кВ);
- устройство управляемой продольной компенсации ЛЭП 500 кВ (ПС «Саяно-Шушенская» – ПС «Новокузнецкая»);
- Забайкальский преобразовательный комплекс, 200 МВт, 220 кВ (ПС «Могоча», сечение ОЭС Сибири – ОЭС Востока);
- фазоповоротное устройство, сечение ОЭС Сибири – ОЭС Урала, транзит 220 кВ Советско-Сосненская–Володино;
- асинхронизированный турбогенератор с управляющей обмоткой, 320 МВт (Каширская ГРЭС-4 ОАО «ОГК-1», энергоблок № 3).

Реализация этих проектов является залогом успешного последующего внедрения аналогичных устройств на других объектах ЕЭНС России. Тем более что улучшение финансового положения в последние годы создаёт для этого благоприятные условия.

Институтами ВНИИЭ, Энергосетьпроект, НИИПТ (новые названия см. в 2.1.5) проведены исследования с целью выявления объектов для применения технологии FACTS. Исследования носят предварительный характер. При принятии решения о создании управляемых передач на том или ином объекте должны быть выполнены более детальные исследования, разработано ТЭО по каждому объекту.

11.5.2. «Интеллектуальные сети» (Smart Grid)

Согласно концепции *Smart Grid*, энергетическая система будущего рассматривается как инфраструктура, подобная сети Интернет, предназначенная для поддержания энергетических, информационных, экономических и финансовых взаимоотношений между всеми субъектами энергетического рынка и другими заинтересованными сторонами.

Анализ многочисленных опубликованных материалов приводит авторов [62] к выводу о том, что «…за рубежом Smart Grid прежде всего – концепция инновационного преобразования электроэнергетики в целом, а не отдельных ее функциональных или технологических сегментов, поскольку именно пересмотр ряда существующих базовых принципов, целей и задач развития электроэнергетики и вытекающие из этого масштабы и характер задач, а также прогнозируемые социальные, экономические, научно-технические, экологические и другие эффекты от их реализации обуславливают то значительное внимание, которое уделяется в мире этому направлению».

Основными идеологами разработки концепции выступили США и страны ЕС; в последующем она получила признание и развитие практически во всех крупных индустриально развитых и динамично развивающихся странах, которые инвестируют в её реализацию значительные средства (млрд долл. США): Китай – 70, США – 19, Индия – 10, страны ЕС – 7, Великобритания – 3, Австрия – 1, Канада – 0,5, Южная Корея – 0,3. Например, в США такая программа имеет статус национальной и осуществляется при прямой поддержке руководства страны. В странах ЕС для координации работ и выработки единой стратегии развития электроэнергетики ещё в 2004 г. создана технологическая платформа Smart Grid «Европейская энергетическая система будущего», конечной целью которой является разработка и реализация программы развития Европейской энергетической системы до 2020 г. и далее [46].

«Интеллектуальная сеть» представляет собой цельный автоматизированный механизм, объединяющий производителей электроэнергии, электрические сети и потребителей. Управляется этот механизм централизованно – через компьютерный центр, куда с миллионов цифровых контроллеров в режиме реального времени поступают сведения об уровне потребления электроэнергии. Специализированное программное обеспечение помогает отслеживать режим работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии. В табл. 11.4 приведены основные компоненты коммуникационных технологий в «интеллектуальной сети».

Таблица 11.4

Интегрированные коммуникации

Название технологии	Основные компоненты
Беспроводные технологии	• мультиадресная радиосистема; • сети оповещения; • радиосистемы расширенного спектра; • WiFi; • WiMAX; • ячеистое строение будущего поколения (Next generation cellular); • множественный доступ с разделением по времени; • множественный доступ с кодовым разделением (Code Division Multiple Access – CDMA); • малый спутниковый терминал
Другие технологии	• Интернет нового поколения (Internet-2); • высокочастотная связь по проводам ЛЭП (Broadband over Power Line – BPL); • сеть с доведением оптического кабеля до пользователя; • оптоволоконный коаксиальный кабель; • радиочастотная идентификация (Radio Frequency Identification – RFID)

Главное достоинство «интеллектуальной сети» состоит в том, что она автоматически реагирует на изменения различных параметров в энергосистеме и позволяет осуществлять бесперебойное электроснабжение с максимальной экономической эффективностью. При этом влияние человеческого фактора на работу «интеллектуальной сети» сведено к минимуму.

По сути, «интеллектуальная сеть» – это соединение возможностей уже привычных в быту и во многих сферах производственной деятельности информационных технологий с силовой электроникой и электротехникой.

В рамках концепции Smart Grid разнообразие требований всех заинтересованных сторон (государства, потребителей, регуляторов, энергетических компаний, сбытовых и коммунальных организаций, собственников, производителей оборудования и др.) сведено к группе так называемых *ключевых требований (ценностей)* новой электроэнергетики, сформулированных как:

- доступность – обеспечение потребителей энергией без ограничений в зависимости от того, когда и где она им необходима, и в зависимости от оплачиваемого количества;
- надежность – возможность противостояния физическим и информационным негативным воздействиям без тотальных отключений

или высоких затрат на восстановительные работы, максимально быстрое восстановление (самовосстановление);

- экономичность – оптимизация тарифов на электрическую энергию для потребителей и снижение общесистемных затрат;
- эффективность – максимизация эффективности использования всех видов ресурсов, технологий и оборудования при производстве, передаче, распределении и потреблении электроэнергии;
- органичность взаимодействия с окружающей средой – максимально возможное снижение негативных экологических воздействий;
- безопасность – недопущение ситуаций в электроэнергетике, опасных для людей и окружающей среды.

Как подчёркивается в [43], «… принципиально новым здесь является то, что все выдвинутые ключевые требования (ценности) предполагается рассматривать как равноправные, и степень их приоритетности, уровня и соотношения не являются общими, нормативно зафиксированными для всех, а могут определяться и осуществляться для каждого рассматриваемого субъекта энергетических отношений (энергокомпания, регион, город, домохозяйство и т. п.), по существу, индивидуально. В такой постановке задача развития энергетики из преимущественно балансовой трансформируется в задачу создания, развития и предоставления потребителю и обществу в целом своего рода меню энергетических возможностей».

Ожидается, что реализация концепции Smart Grid обеспечит:

- кратное уменьшение потерь при передаче электрической энергии;
- кратное увеличение надежности энергоснабжения (за счёт самовосстановления в случае аварии);
- информацию в реальном времени потребителю об использовании электроэнергии;
- возможность оптимально перераспределять энергетические потоки и тем самым уменьшать пиковые нагрузки (все электроэнергетические системы конструируются именно в расчете на пиковые нагрузки);
- возможность потребителю покупать качественную электроэнергию на рыночных условиях;
- стимулы и благоприятные условия для освоения возобновляемых источников энергии и развития электротранспорта, где необходимо иметь рассредоточенные источники питания, зарядки.

В табл. 11.5 сопоставлены свойства современной ЭЭС и системы на базе концепции Smart Grid.

Таблица 11.5

Свойства современной и перспективной электроэнергетической системы

Энергетическая система сегодня	Энергетическая система на базе концепции Smart Grid
Односторонняя коммуникация между элементами или ее отсутствие	Двусторонние коммуникации
Централизованная генерация – сложно интегрируемая распределенная генерация	Распределенная генерация
Топология преимущественно радиальная	Преимущественно сетевая топология
Реакция на последствия аварии	Реакция на предотвращение аварии
Работа оборудования до отказа	Мониторинг и самодиагностика, продлевающие «жизнь» оборудования
Ручное восстановление	Автоматическое восстановление – «самолечащиеся сети»
Подверженность системным авариям	Предотвращение развития системных аварий
Ручное и фиксированное выделение сети	Адаптивное выделение сети
Проверка оборудования по месту	Удаленный мониторинг оборудования
Ограниченный контроль перетоков мощности	Управление перетоками мощности
Недоступная или сильно запоздавшая информация о цене для потребителя	Цена в реальном времени

Концепция Smart Grid, опирающаяся на стратегическое видение электроэнергетики будущего, содержит принципы построения таких сетей и ключевые требования к ним, из которых следуют и функциональные свойства (характеристики): управленческие, технологические, нормативные, информационные.

Как уже отмечалось, концепция не ограничивается только сетями – она охватывает все звенья технологической цепочки от производства электроэнергии до её потребления, рис. 11.4.

Она предусматривает для каждого из них достижение следующих целей с помощью соответствующих средств:

- *генерация* – повышение надежности и экономичности производства электроэнергии с использованием современных высокоинтеллектуальных средств контроля и управления, в том числе IT, интеграции источников возобновляемой энергии, распределенной генерации и накопителей энергии;
- *передающая электрическая сеть* – обеспечение надежности передачи электроэнергии и управляемости электрической сети за счёт

широкомасштабного мониторинга режимов и управления ими с использованием новых средств и технологий (FACTS, PMU – Power Management Units – искусственный интеллект и др.), а также расширением масштабов использования беспилотных летательных аппаратов для контроля технического состояния ЛЭП в порядке плановых (через каждые 1,5 года) и внеплановых (после каждой природной аномалии) осмотров;

- *подстанции* – обеспечение надежности и управляемости подстанций за счёт оснащения их современным электротехническим оборудованием и автоматизации на основе современных средств диагностики, мониторинга и управления, базирующихся на информационных и компьютерных технологиях;
- *распределительная электрическая сеть* – повышение ее управляемости и надежности внедрением распределенных систем автоматики и защиты на современной микропроцессорной основе с использованием новых информационных, компьютерных и интернет-технологий;
- *потребители* – оснащение их высокоинтеллектуальными системами контроля и учета электроэнергии, регулирования электропотребления и управления нагрузкой, в том числе в аварийных ситуациях.

Рис. 11.4. Приоритеты развития «интеллектуальных сетей» в странах ЕС

Создание «интеллектуальной сети» предусматривает использование большого набора новых технических средств и технологических приёмов:

- **Силовые:**
  - устройства FACTS (перечислены в 11.5.1);
  - распределенная генерация (преимущественно на основе НВИЭ);
  - силовая электроника;
  - полупроводниковая техника;
  - сверхпроводящие кабели;
  - сложные проводники;
  - виртуальные электростанции (см. 11.4).
- **Системы измерения, обработки, передачи и представления информации:**
  - PMU и концентраторы данных через спутниковую навигационную сеть;
  - оптоволокно;
  - радиосвязь;
  - цифровая основа устройств;
  - информационные технологии;
  - Интернет.
- **Системы мониторинга и управления:**
  - искусственный интеллект;
  - сетевые подходы к мониторингу и координации управления;
  - новые методы теории управления;
  - локальное управление на основе искусственного интеллекта и информационных технологий;
  - Интернет.
- **Системы для обеспечения активности потребителей:**
  - цифровые системы сбора, обработки и представления информации;
  - Интернет;
  - тарифные и ценовые механизмы.

Предпринята попытка дать количественную оценку эффекта от реализации концепции Smart Grid в США по состоянию на 2025 г., табл. 11.6.

Прогнозируемые выгоды от реализации концепции Smart Grid в США представлены в табл. 11.7.

Таблица 11.6

Эффекты от реализации концепции Smart Grid

	2000 г.	2025 г.		
Параметры	Базис	Энергетическая система без Smart Grid (сценарий 1)	Энергетическая система на базе Smart Grid (сценарий 2)	Отношение показателей сценария 2 к сценарию 1, %
Потребление электро энергии (млрд кВт·ч)	3,800	5,800	4,900–5,200	10–15, снижение
Энергоемкость ВВП (кВт·ч/долл. ВВП)	0,41	0,28	0,20	29, снижение
Снижение спроса в пиковую нагрузку (%)	6	15	25	66, рост
Выброс CO_2 (млн т углерода)	590	900	720	20, снижение
Уровень роста производительности (%/год)	2,9	2,5	3,2	28, рост
Реальный ВВП (млрд долл.)	9,200	20,700	24,300	17, рост
Размер экономического ущерба бизнеса (млрд долл.)	100	200	20	90, снижение

Таблица 11.7

Прогнозируемые выгоды от реализации концепции Smart Grid в США

ЭЭС сегодня	Источник эффекта	ЭЭС на базе концепции Smart Grid
Менее 13 %	Доля используемых возобновляемых источников энергии	Более 30 %
Менее 1 %	Уровень использования генерации потребителей	Более 10 %
50 %	Уровень использования активов магистральных сетей	80 %
30 %	Уровень использования активов распределительных сетей	80 %
47 %	Уровень участия потребителя	90 %
0,41	Энергоемкость ВВП (кВт·ч / $ВВП)	0,20

В мире по состоянию на конец 2010 г. было 90 пилотных проектов создания «интеллектуальных сетей». По мере их реализации становится очевидным, что перенесённая на национальную почву концепция Smart Grid, претерпевает значительные изменения, обусловленные различиями в режимах регулирования, имеющейся инфраструктуре электроэнер-

гетических систем, национальных экономических приоритетах. В странах с ограниченными минеральными энергетическими ресурсами стратегия в значительной мере ориентирована на создание благоприятных условий для развития возобновляемой энергетики, на стимулирование энергосбережения и повышения эффективности потребления энергоресурсов.

Для нашей страны с её большими запасами энергоресурсов, гигантской протяженностью электрических сетей, высокой степенью износа оборудования на первое место выступает задача обеспечения надёжности и эффективности работы электросетевого комплекса при ограниченных инвестициях и дефиците времени.

Следует иметь в виду, что создание «интеллектуальной сети» стоит больших денег (например, итальянская компания Enel, начав в 2001 г. реализацию пятилетнего проекта по внедрению «интеллектуальных сетей», потратила в общей сложности 2,1 млрд евро). Поэтому, как уже отмечалось выше, в нашей стране рассматривается концепция создания энергосистем с комбинированной сетью – сочетание «сильных» и «интеллектуальных» сетей, объединяющее две концепции в одну – «сильные и интеллектуальные сети». Её разработка осуществляется по схеме, утверждённой Правительством РФ.

В настоящее время в ряде российских энергетических компаний разрабатываются и реализуются проекты, которые предусматривают использование элементов технологического базиса Smart Grid.

Условно такие проекты можно разделить на 3 группы: системные, инфраструктурные и локальные.

Системные проекты: создание в интересах ОАО «СО ЕЭС» системы SCADA EMS, способной заменить большинство локальных, узкоспециальных комплексов при долгосрочном, среднесрочном и краткосрочном планировании электрических режимов ЕЭС России, при выработке и осуществлении процедуры поддержки рынка электроэнергии и мощности, при рассмотрении диспетчерских заявок на вывод в ремонт оборудования и в ряде других случаев.

Инфраструктурные проекты:

- создание и внедрение элементов FACTS (ОАО «Российские сети» совместно с ОАО «СО ЕЭС»);
- развертывание информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ);
- развитие системы мониторинга переходных режимов, состоящей из регистрирующих приборов, систем обмена информацией между концентраторами данных и центрами управления, а также средств обработки полученной информации;

- строительство единой технологической сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ) на базе широкого внедрения современных цифровых коммутационных узлов за счет прокладки волоконно-оптических линий связи и радиорелейных линий, модернизации ВЧ-связи, развертывания систем спутниковой связи и цифровой подвижной радиосвязи. По завершению Программы создания ЕТССЭ современными системами телекоммуникаций будут охвачены все объекты ЕЭС России. В области телекоммуникаций позиции российской электроэнергетики достаточно сильны и не являются препятствием для создания программного обеспечения «интеллектуальных сетей» в ближайшем будущем;
- создание новой целевой модели оперативно-диспетчерского управления ЕНЭС России и практической реализации этой модели в рамках создаваемых Центров управления сетями;
- совершенствование устройств релейной защиты и автоматики (РЗиА), противоаварийной автоматики (ПА), автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), выработка единых протоколов взаимодействия различных IT-систем в электроэнергетике. Работы по данной тематике ведутся сетевыми и генерирующими компаниями. Координирующей организацией выступает ОАО «СО ЕЭС».

Локальные проекты – проекты, реализуемые различными энергетическими компаниями, как правило, сбытовыми и электросетевыми: организация систем многотарифного учета, установка биллинговых систем, реализация устройств дистанционного ограничения и отключения. Пока системы работают разрозненно, на различной элементной базе и своих внутренних протоколах.

Если обобщенная концепция «сильные и интеллектуальные сети» будет внедрена, то российские электрические сети из «пассивной» системы передачи электроэнергии превратятся в «активный» инструмент управления режимами работы. Такой комплекс позволит на приемлемых условиях решить проблемы электросетевого комплекса страны.

По оценкам экспертов, в обозримом будущем на российском технологическом рынке будут представлены принципиально новые технологии и оборудование, необходимые для реализации обобщённой концепции. Возрастает активность крупных компаний-производителей оборудования и технологий в нашей стране, направленная на создание в России соответствующего сегмента технологического рынка.

Создание интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС) поставит нашу страну в один ряд с мировыми лидерами в области интеллектуализации электроэнергетики и существенно

повысит энергоэффективность экономики РФ. По оценкам экспертов, реализация проекта позволит уменьшить потери в российских электрических сетях всех классов напряжения на 25 %, что даст экономию порядка 34–35 млрд кВт·ч в год. Почти на 35 млрд долл. можно будет снизить объем капиталовложений в развитие сетей за счет увеличения их пропускной способности по новым технологиям.

В реализацию проекта создания новых сетей уже вовлечены более 70 ведущих отечественных производителей и разработчиков электротехнического оборудования и сопутствующих технологий. Среди партнеров ОАО «Российские сети» – крупнейшие отраслевые научные учреждения, институты РАН и ведущие университеты. Общую координацию работ осуществляет ОАО «Научно-технический центр электроэнергетики» – 100%-я дочерняя компания ОАО «Российские сети». ОАО «Российские сети» планирует вкладывать в исследования и разработки ежегодно около 5 млрд руб. Это позволит отечественному сетевому оператору выйти по данному показателю на уровень крупнейших энергокомпаний развитых стран, отчисляющих на НИОКР ежегодно от 3 до 8 % инвестиционных средств.

Разрабатываемая национальная концепция преобразования ЕЭНС должна быть скоррелирована с приоритетами инновационного развития страны, ключевыми направлениями и критическими технологиями, а также с принятыми национальными программами и проектами.

Грядущая интеллектуализация энергетики по масштабу ожидаемых преобразований сравнима с теми революционными изменениями, которые произошли в сфере связи и информации и сделали привычной реальностью Интернет, мобильную связь и множество других достижений современности, до неузнаваемости изменивших повседневную жизнь.

11.6. Передачи постоянного тока (ППТ)

Победа в конце XIX – начале XX вв. сторонников электропередач переменного тока (М. Доливо-Добровольский, Н. Тесла, Д. Вестингауза и др.) над сторонниками ЛЭП постоянного тока (Т. Эдисон и др.) в «войне токов» на столетие определила облик электроэнергетических систем. Последующее расширение ниши, оставленной для ППТ[1], определялось прогрессом в разработке мощных электронных устройств для

[1] ППТ – собственно передача постоянного тока (выпрямительная и инверторная подстанции и связывающая их воздушная или кабельная линия) и вставка постоянного тока (ВПТ) – выпрямители и инверторы, размещаемые обычно в одном здании, в которое заходят линии переменного тока от связываемых энергосистем.

выпрямления и инвертирования тока – вначале таких, как ртутные вентили (1920–1975), позднее (с 60-х гг.) – полупроводниковых устройств: биполярных транзисторов с изолированным затвором (IGBT), мощных полевых транзисторов с изолированным затвором (MOSFET) и запираемых тиристоров (GTO).

11.6.1. Преимущества и недостатки ППТ

Со времени использования полупроводниковых приборов были проложены и сооружены сотни подводных высоковольтных кабелей, десятки сверхдальних ЛЭП постоянного тока и вставок постоянного тока, которые показали высокую надёжность работы и, что особенно важно, высокую эффективность передачи больших количеств энергии на дальние расстояния, т. е. с меньшими капитальными затратами и меньшими потерями (приблизительно 3 % на 1000 км) [44].

Проявили себя и другие преимущества ППТ, например:

- кабели, с характерной для них большой погонной ёмкостью, имеют меньшие потери на постоянном токе (не проявляется эффект перезарядки, существенно ниже диэлектрические потери);
- возможность передачи энергии в энергосистеме от пункта к пункту без промежуточных «отводов», например, в удаленные районы;
- передача энергии и стабилизация между несинхронизированными системами распределения переменного тока;
- присоединение вновь построенных удаленных электростанций к существующим энергосистемам;
- уменьшение стоимости линии за счет меньшего диаметра и количества токонесущих проводников и грозозащитных тросов и, соответственно, упрощения конструкции опор;
- при равных геометрических параметрах проводников и изоляции по линии постоянного тока можно передавать мощности на 41 % больше, чем на переменном токе (у линии постоянного тока действующее значение напряжения равно амплитудному у линии переменного тока);
- упрощение передачи энергии между странами или регионами одной страны, которые используют переменный ток различных напряжений и/или частот, присоединения генераторов на НВИЭ к электрическим сетям;
- возможность передачи по ЛЭП постоянного тока энергии между несинхронизированными распределительными системами переменного тока позволяет увеличить устойчивость системы, препятствуя каскадному распространению аварии с одной части энерго-

системы на другую. Изменения в нагрузке, приводящие к рассинхронизации отдельных частей электрической сети переменного тока, не будут затрагивать линию постоянного тока, и переток мощности через линию постоянного тока будет стабилизировать электрическую сеть переменного тока. Величину и направление перетока мощности через линию постоянного тока можно непосредственно регулировать и изменять для поддержания необходимого состояния электрических сетей переменного тока с обоих концов линии постоянного тока.

Основными *недостатками* ППТ являются:

- сложность, высокая цена, ограниченная перегрузочная способность преобразователей (выпрямителей и инверторов) и выключателей (например, выключатели цепи постоянного тока высокого напряжения сложны в изготовлении, и требуют наличия какого-либо встроенного в выключатель механизма для обнуления тока, иначе будет образовываться дуга и происходить ускоренный износ контактов);
- сложность создания управляющих цепей, используемых для включения и выключения тиристоров;
- при небольших протяженностях ППТ потери в преобразователях могут быть больше, чем в ЛЭП переменного тока;
- проблемы с реализацией мультитерминальных систем. Управление перетоком мощности в мультитерминальной системе постоянного тока требует наличия хорошей коммуникации между всеми терминалами.

Стоимость ППТ изменяется в широких пределах в зависимости от специфических особенностей проекта, таких как тип схемы, номинальная мощность, длина линии, воздушный или подводный способ прокладки трассы, стоимость земли и т. д. В случаях, когда технические преимущества ППТ не играют роли, выбор делается по результатам экономического сравнения вариантов.

11.6.2. Схемы и области применения ППТ

Используют в основном три схемы ППТ: 1) монополярная при наличии или отсутствии второго проводника; 2) биполярная, в которой используется пара проводников противоположной полярности, каждый под высоким напряжением относительно земли; 3) трехполярная, предназначенная для перевода существующих ЛЭП переменного тока на ППТ.

В *монополярной схеме* один из выводов выпрямителя заземляют. Другой вывод, с электрическим потенциалом выше или ниже заземленного, связан с линией электропередачи. Заземленный вывод либо связан с соответствующим выводом преобразовательной станции посредством второго проводника, либо не связан.

При отсутствии второго металлического проводника токи протекают в земле между заземленными электродами двух электростанций, вызывая ряд негативных эффектов:

- электрохимическую коррозию длинных проложенных в грунте металлических объектов, таких как трубопроводы;
- при использовании воды в качестве второго проводника ток, протекающий в морской воде, вызывает её электрохимическое разложение с выделением ряда вредных веществ (например, хлора);
- несбалансированный ток может привести к возникновению магнитного поля, влияющего на навигационные приборы судов, проходящих над подводным кабелем.

Установка металлического обратного проводника между двумя концами монополярной ППТ устраняет эти воздействия. Так как один из выводов преобразователей заземлен, нет необходимости в установке изоляции обратного провода на полное напряжение передачи, что делает обратный провод менее дорогостоящим, чем проводник высокого напряжения. Современные монополярные воздушные ППТ передают мощность до 1500–2000 МВт. При использовании подземного или подводного кабеля эта величина обычно составляет примерно 600 МВт.

Поскольку в *биполярной передаче* изоляция обоих проводников должна выбираться на полное напряжение, стоимость ППТ выше монополярной схемы с обратным проводом. Однако преимущества биполярной передачи делают ее более привлекательной. При нормальной нагрузке в земле протекают незначительные токи, что обусловливает меньшие потери в земле и снижает экологический ущерб. Когда короткое замыкание происходит на одной из линий биполярной системы, схема может продолжать работать на неповрежденной линии в монополярном режиме, передавая приблизительно половину номинальной мощности с использованием земли в роли обратного проводника. Есть опыт передачи по биполярной подводной кабельной линии мощности до 3200 МВт при напряжении ± 600 кВ.

Запатентованная в 2004 г. *трёхполярная схема* предназначена для перевода существующих ЛЭП переменного тока в режим ППТ. Два из трех проводников схемы работают в биполярном режиме, третий используется как параллельный монополь, оборудованный реверсными вентилями (параллельными вентилями, включенными в обратной полярности).

Параллельный монополь периодически уменьшает ток от одного полюса или другого, переключая полярность на несколько минут. Без изменения полярности в системе с параллельным монополем, который был бы загружен на ± 100 % по нагреву, биполярные проводники были бы нагружены или на 137 или на 37 %. В случае с изменяющейся полярностью суммарный среднеквадратичный тепловой эффект такой же, как и когда каждый из проводников работает при номинальном токе. Это позволяет пропускать большие токи по биполярным проводникам и наиболее полно использовать третий проводник для передачи энергии. Даже когда энергопотребление низкое, большие токи могут циркулировать по проводам линии для удаления с них льда.

Преобразование существующей ЛЭП переменного тока в трехполярную ППТ позволяет передавать до 80 % больше мощности при том же самом фазном напряжении с использованием той же самой линии передачи, опор и проводников. Некоторые линии переменного тока не могут быть нагружены до их теплового предела из-за проблем устойчивости системы, надежности и реактивной мощности, которые для ППТ не существуют.

Трехполярная система работает без обратного провода. Так как авария одного полюса преобразователя или проводника приводит только к малой потере производительности, а обратный ток, протекающий в земле, не возникает, надежность этой схемы высока и, соответственно, не требуется время на переключение.

Самая общая конфигурация ППТ – это две преобразовательные станции *инвертор/выпрямитель*, связанные воздушной линией. Такая конфигурация обычно используется при передаче энергии на большие расстояния и в случае использования подводных кабелей, а также для соединения несинхронизированных энергосистем. Мультитерминальная линия постоянного тока, соединяющая более двух пунктов, используется редко. Её конфигурация может быть последовательной, параллельной или гибридной (последовательно-параллельной). Параллельная конфигурация чаще используется для передачи энергии от больших электростанций, а последовательная – от менее мощных.

Для соединения магистральных линий различной частоты или двух электрических сетей с одинаковой номинальной частотой, но разных нефиксированных фазовых сдвигов, а также для подключения электростанций на НВИЭ к электрическим системам переменного тока (например, морские ветропарки) используются *вставки постоянного тока.* Обычно вставка является станцией, в которой инверторы и выпрямители находятся в одном месте, как правило в одном здании. Линия постоянного тока выполняется предельно короткой или отсутствует как таковая. Это позволяет ис-

пользовать в промежуточной схеме ВПТ постоянное напряжение настолько низким, насколько это возможно, чтобы обойтись меньшим зданием и избежать последовательных соединений вентилей. По этой причине в ВПТ используют сравнительно низковольтные, но сильноточные вентили.

К 2000 г. в мире находилось в эксплуатации 52 электропередачи и вставки постоянного тока общей мощностью около 25 ГВт. К 2010 г. общая мощность объектов постоянного тока приблизилась к 40 ГВт. В Европе к настоящему времени построено 24 передачи и вставки постоянного тока общей мощностью 12,5 ГВт. Ряд стран Западной Европы отделен от континента и друг от друга морскими проливами, отсюда – необходимость преодоления морских пространств. В этой связи и в связи с тем, что в Европе существует высокая плотность электрических сетей переменного тока, здесь нет электропередач постоянного тока, проложенных по суше, а используются подводные кабельные и гибридные ППТ, рис. 11.5 (под гибридными понимаются ППТ, где основная часть линии выполнена кабелем, а небольшие концевые участки — воздушными линиями).

В настоящее время все крупные энергосистемы Западной Европы объединены ППТ, что позволяет говорить о трансевропейской сети.

Наиболее крупными из них являются следующие объединения/связи:

- между Англией и Францией через пролив Ла-Манш, позволившая объединить энергосистемы этих стран; мощность двух цепей этой ППТ составляет 2000 МВт;
- между Данией и Норвегией через пролив Скагеррак, где проложены три цепи кабельной ППТ общей мощностью 1040 МВт;
- кабельная двухцепная электропередача между Данией и Швецией (670 МВт);
- между Финляндией и Швецией через Ботнический залив (500 МВт);
- ВПТ между Россией и Финляндией (1400 МВт, г. Выборг);
- трехподстанционная воздушно-кабельная ППТ 500 МВт Италия–Корсика–Сардиния;
- глубокий кабельный ввод мощностью 640 МВт в г. Лондоне с помощью ППТ Кингснорт (устье р. Темзы) и двух подстанций в черте города.

Связи на постоянном токе между государственными энергосистемами Европы будут усиливаться. Уже введена в строй гибридная ППТ Италия–Греция, ведется сооружение кабельных линий между Норвегией и Нидерландами, Швецией и Германией, Северной Ирландией и Шотландией. Выполнен также проект ППТ Англия–Исландия.

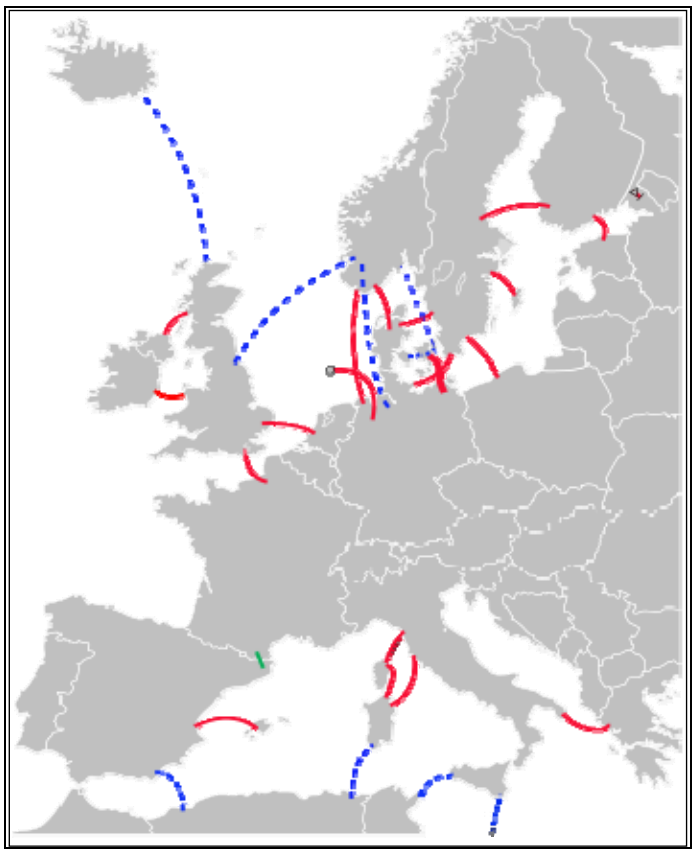


Рис. 11.5. Линии постоянного тока в Западной Европе: красные – существующие линии; синие – предложенные; зелёныая – строящаяся

В Северной Америке действует целый ряд мощных электропередач и вставок постоянного тока:

- двухцепная ППТ Нельсон Ривер – Виннипег (Канада) общей мощностью 3600 МВт и длиной 930 км.;
- кабельная ППТ на о. Ванкувер мощностью 680 МВт;
- две ВПТ в восточной части страны, служащие для несинхронной связи с энергосистемами северной части США (ВПТ Ил Ривер (320 МВт) и ВПТ Шатегей (1000 МВт));
- многоподстанционная ППТ общей длиной 1486 км от ГЭС на р. Ла-Гранд, впадающей в Гудзонов залив, до района г. Виннипега (Канада) и далее в район г. Бостона (США). Передаваемая мощность 2200 МВт. Эта электропередача имеет пять подстанций – три в Канаде и две в США – и является несинхронной управляемой связью между энергосистемами Канады (Квебек) и США (Новая Англия);
- Тихоокеанская ППТ (3100 МВт, 1362 км);
- Интермаунтин (1600 МВт, 788 км);
- Сквер Бьют (500 МВт, 730 км).

Положительный опыт Северной Америки в создании межсистемных несинхронных связей (сооружено десять ВПТ) используется и в других странах: в Индии, Китае, Японии, Австралии, Новой Зеландии, ряде стран Латинской Америки и Африки.

Россия по своим географо-климатическим условиям, особенностям распределения по территории природных ресурсов и населения будет вынуждена в близкой перспективе более масштабно применять ППТ при создании мощных межсистемных связей и крупных энергообъединений, чем это происходило до настоящего времени. В нашей стране длительное время, начиная с первых послевоенных лет, ведутся научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по созданию оборудования для ППТ и ВПТ. Ведущую роль в этих работах играли и играют НИИ постоянного тока (ныне ОАО «НТЦ Единой энергетической системы», г. Санкт-Петербург), ВЭИ (г. Москва), а также ряд производственных предприятий. Эти работы позволили создать действующую ППТ Волгоград–Донбасс, разработать оборудование для ППТ Экибастуз–Тамбов (6000 МВт, 2400 км), которое по ряду параметров превосходит зарубежные аналоги. К сооружению этой электропередачи приступили в 80-х гг. XX в., была построена значительная часть линии, закончена строительная часть подстанций в Тамбове и Экибастузе, однако эти работы не были завершены из-за событий 90-х гг. По замыслу разработчиков эта ППТ должна быть лишь первым звеном мощной межсистемной связи, охватывающей основные энергопроизводящие регионы страны: Сибирь–Урал–Центр. Предполагалось в дальнейшем эту передачу продлить от Экибастуза до Итатского месторождения энергетических углей и впоследствии в Восточную Сибирь, а также создать ответвление на Урал.

Актуальность подобной межсистемной связи не утрачена и в настоящее время – она позволит повысить надежность и живучесть ЕЭС. Потребность в ППТ будет возрастать по мере реализации и других стратегических энергетических проектов:

- освоение богатейших гидроэнергетических ресурсов сибирских рек. Например, выдача энергии ГЭС Ангаро-Енисейского каскада суммарной мощностью свыше 36 ГВт при дальности передачи до 3000 км по трассам высокой сложности;
- передача электроэнергии от тепловых электростанций Канско-Ачинского угольного бассейна в район Урала;
- осуществление связи ОЭС Сибири с Якутией и Дальним Востоком с помощью ППТ мощностью 1–3 ГВт и длиной 1000–1500 км;
- использование ППТ при передаче электроэнергии от приливных электростанций (ПЭС), которые могут быть сооружены в России в

заливах, расположенных на побережье Белого и Охотского морей. В связи с малой населенностью этих мест и, следовательно, отсутствием достаточно мощных местных потребителей вырабатываемую ПЭС энергию надо передавать в центры потребления на расстояния 1000 км и более;

- использование постоянного тока при связях островных энергосистем, например о. Сахалин, о. Валаам в Ладожском озере, Соловецких островов в Белом море и др., с расположенными на материке системами.

Применение постоянного тока имеет большие перспективы при создании межгосударственных электроэнергетических связей России с приграничными государствами:

1. На *западном направлении* возможно сооружение многоподстанционной передачи постоянного тока ± 500 кВ мощностью до 4 ГВт Россия–Беларусь–Польша–Германия (в настоящее время подготовлено ТЭО). Рассмотрен и другой вариант этой передачи с подсоединением к ней энергосистем Балтии и Калининградской обл.
2. На *северо-западном направлении* возможно усиление связей с Финляндией и Норвегией за счет расширения существующей ВПТ в г. Выборге, сооружения новой ППТ Россия–Финляндия с прокладкой кабеля по дну Финского залива, а также создание связей (ППТ или ВПТ) между Карельской энергосистемой и Норвегией.
3. В *южном* и *юго-восточном направлениях* применение постоянного тока представляется предпочтительным из-за больших расстояний (более 1000 км), затрудняющих создание синхронных связей с энергосистемами стран, расположенных к югу от границ России. Наиболее перспективными в этом направлении являются связи с Китаем. В стадии предварительного рассмотрения находятся несколько вариантов электропередач Сибирь–Китай. Передаваемая мощность по этим связям может составить несколько гигаватт, расстояние около 2000 км (подробнее см. в 15.5).
4. В *восточном направлении* возможно создание связей Россия–Япония и Россия–Корея. Поскольку Япония является островным государством, то создание таких связей возможно только с помощью кабельных линий, что предполагает применение постоянного тока. Здесь возможно сооружение следующих электропередач:
   - в Японию от специально сооруженной на о. Сахалин тепловой электростанции;
   - в Японию через о. Сахалин от ГЭС на притоках р. Лены в Якутии; в этом случае необходимо также сооружение ППТ через Татарский пролив;

- связь с Кореей может быть выполнена воздушными линиями из района Приморья.

На основании изложенного можно сделать вывод о том, что ППТ достаточно широко используются для решения ряда задач мировой электроэнергетики. Важное место им отводится в концепции Smart Grid. По мере совершенствования и удешевления (хотя бы относительного) мощной преобразовательной техники сферы применения этой технологии будут расширяться. Уже сейчас развитие биполярных транзисторов с изолированным затвором (IGBT) и запираемых тиристоров (GTO) в сочетании с названными выше преимуществами ППТ делают последние конкурентоспособными для подводных кабелей при длине от 50 км и для воздушных ЛЭП при длине от 600–800 км (такие устройства разрабатываются фирмами ABB и Siemens и называются «HVDC Light» и «HVDC Plus» соответственно). Глобализация мировой экономики, расширение мирового рынка электроэнергии также будут способствовать развитию ППТ.

Вопросы и задания

1. Что дало создание ЕЭС СССР и сохранение её в виде ЕЭС России?
2. Назовите условия надёжного и бесперебойного электроснабжения.
3. Как изменялись потери энергии в электрических сетях за последние четверть века?
4. Что нужно сделать для уменьшения потерь энергии в электрических сетях?
5. Назовите основные проблемы в системообразующих сетях России.
6. Назовите основные проблемы в распределительных сетях России.
7. Назовите типы микросетей, их назначение и возможности.
8. Что такое «сильные сети»?
9. Назовите максимальное число устройств FACTS и их назначение.
10. В чём суть концепции Smart Grid?
11. Что является технической/технологической основой Smart Grid?
12. Назовите принцип работы и области применения передач постоянного тока (ППТ).
13. Каковы преимущества и недостатки ППТ в сравнении с передачами переменного тока?

Глава 12
НАКОПЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ

Анализ тенденций в потреблении электрической энергии показывает, что его неравномерность будет увеличиваться по мере роста благосостояния населения и связанного с ним увеличения коммунально-бытовых нагрузок, по мере повышения энерговооруженности труда, уменьшения количества ночных смен, сокращения рабочих дней в неделе (внедрение безлюдных технологий, заводов-автоматов нивелирует влияние двух последних факторов, но лишь частично). В большинстве стран ЕС неравномерность такова, что в течение часа изменение нагрузки достигает 30 % максимальной. Кардинально изменить характер потребления электроэнергии очень трудно, так как он зависит от установившегося ритма жизни людей и ряда не зависящих от людей объективных обстоятельств.

Энергетики принимают доступные организационные меры по выравниванию графика суммарной нагрузки потребителей. Так, вводится дифференцированная стоимость электроэнергии в зависимости от периода времени её потребления, что повышает заинтересованность потребителей в таких перестройках своей работы и быта, которые способствовали бы уменьшению электрической нагрузки в моменты её максимумов. Но в целом возможности выравнивания потребления электроэнергии невелики. Следовательно, электрические станции и сети должны быть достаточно маневренными, способными быстро изменять вырабатываемую и передаваемую мощность. Как известно, основные источники электрической энергии – тепловые и атомные электростанции – не приспособлены к быстрому изменению режимов работы. Применение накопителей энергии (НЭ) позволяет уменьшить капиталовложения в генерирующие мощности примерно на 30 %, сэкономить топливо и снизить эксплуатационные затраты на базовых мощностях, уменьшить потери от межсистемных перетоков избыточных мощностей в периоды минимумов нагрузки.

Суммарный экономический эффект от применения накопителей энергии складывается из нескольких составляющих [47]:

- разницы в тарифах при покупке электроэнергии в часы минимума нагрузок и ее продаже в часы максимумов;
- экономии топлива на электростанциях за счет отказа от их разгрузки в часы минимума нагрузок и отказа от загрузки дополнительных мощностей в периоды максимума нагрузок;

- отказа от покупки на оптовом рынке дорогостоящей электроэнергии станций, находящихся в резерве;
- наличия быстровводимого резерва мощности и электроэнергии при возникновении аварийных отключений генераторов электрических станций и элементов электрической сети без необходимости поддержания дорогостоящего резерва мощности на электрических станциях и сетевого резерва. При этом достигается дополнительный экономический эффект за счет:
  - ✓ оказания системных услуг по регулированию частоты и поддержанию уровней напряжения;
  - ✓ создания локальных интеллектуальных электроэнергетических систем;
  - ✓ покупки электроэнергии в течение суток по интегральному тарифу и ее продажи в часы максимума нагрузок по максимальному тарифу;
  - ✓ стабилизации графиков мощности электроэнергии, генерируемой электростанциями на нестабильных НВИЭ;
  - ✓ переноса сроков или отказа от капиталовложений в реконструкцию элементов электрической сети.

В этой связи поиск и разработка способов аккумулирования больших объёмов электрической энергии или энергоносителей, легко преобразующихся в неё, для выравнивания суточного графика нагрузки становится всё более актуальной задачей учёных и инженеров. Накопитель энергии (НЭ) является одним из технических средств реализации концепции Smart Grid и решения других важнейших задач управления режимами ЭЭС в рамках технологии FACS:

- обеспечение статической и динамической устойчивости и, соответственно, повышение надёжности работы ЭЭС;
- поддержание частоты и уровня напряжения, повышение качества электроэнергии;
- повышение пропускной способности межсистемных связей.

Успешное решение этих задач позволяет существенно улучшить технико-экономические характеристики ЭЭС [48–50].

Можно выделить 4 параметра НЭ, определяющие его пригодность для решения перечисленных выше задач: а) максимальная мощность, б) полная энергоёмкость, в) длительность работы, г) длительность реверса мощности. В зависимости от конкретных задач, решаемых с помощью НЭ, на первое место выступает тот или иной параметр из числа названных (в [49] сопоставительный анализ НЭ выполнен по 12 параметрам).

Накопитель энергии содержит два основных элемента/блока: аккумулирующий элемент (АЭ), запасающий и хранящий энергию, и устройство управления потоком энергии (УУ), регулирующее и преобразующее энергию одной формы в другую в соответствии с требуемым законом изменения мощности.

На сегодня известны и освоены в той или иной мере десятки способов и устройств аккумулирования различных видов энергии. Далее будут кратко рассмотрены только те из них, которые отвечают названным выше требованиям ЭЭС и применяются (или в близкой перспективе пригодны для применения) в электроэнергетике. В основу классификации положены вид энергии, запасаемой в накопителе, и способы её накопления и передачи потребителю.

Как элемент ЭЭС, накопитель энергии должен работать и в нормальных, и в аварийных режимах. Собственных режимов работы НЭ три: накопление энергии (заряд), хранение, выдача (разряд).

В режиме ***накопления*** энергии НЭ работает, когда генерирующие станции вырабатывают энергии больше, чем требуется потребителю (в период «провала» нагрузки). При последовательном подключении накопителя электрической энергии к сети (линейный накопитель электрической энергии – ЛНЭЭ) характерен также режим «транспорт + накопление» – через ЛНЭЭ передаётся электроэнергия потребителю и одновременно происходит её накопление. Преобладающее большинство НЭ подключаются к ЭЭС по шунтовой схеме, рис. 12.1, *а*.

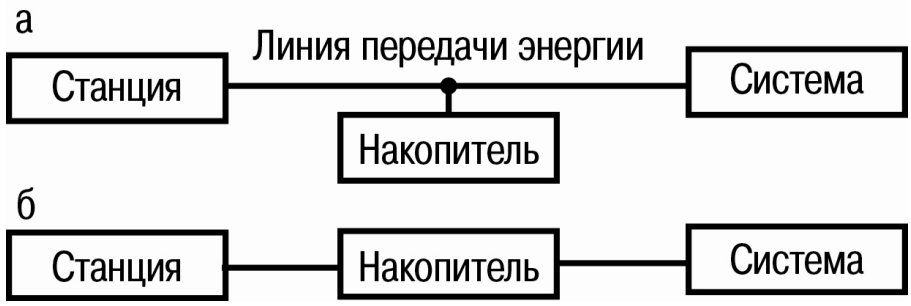


Рис. 12.1. Схемы подключения НЭ к ЭЭС:
а) шунтовая; б) линейная

Режим ***хранения*** энергии реализуется при равенстве производимой и потребляемой энергии. В этом случае ЛНЭЭ работает в режиме «транспорт», т. е. как линия, рис. 12.1, *б*.

При дефиците энергии в ЭЭС НЭ работает в режиме ***выдача/разряд***, т. е. выдаёт энергию потребителю. ЛНЭЭ при этом не только передаёт потребителям энергию, генерируемую станциями, но и отдаёт запасённую энергию. Реализуется режим «транспорт + выдача».

При аварийных режимах ЭЭС (сбросах и набросах нагрузки, качаниях, отключениях генерирующего оборудования и др.) НЭ должен с достаточной скоростью выдавать или потреблять требуемое количество энергии для демпфирования колебаний, а для этого он должен обладать достаточной маневренностью и энергоёмкостью.

В качестве УУ в настоящее время используются быстродействующие устройства силовой электроники – преобразователи тока или напряжения.

12.1. Накопление электрической энергии

Накопители ***электрической*** энергии (НЭЭ) – класс накопителей, аккумулирующих непосредственно электрическую энергию, обладающих самым высоким быстродействием и наиболее широким диапазоном энергоёмкости. Благодаря этим свойствам они пригодны как для повышения устойчивости и надёжности работы ЭЭС, так и для выравнивания графиков нагрузки; их можно подключать к ЭЭС и по шунтовой, и по линейной схеме. Они надёжны в работе, т. к. не имеют движущихся частей, не чувствительны к месту подключения – в центре нагрузки или непосредственно у потребителя.

К НЭЭ относятся:

- емкостные накопители (ЕН);
- электрохимические накопители – аккумуляторные батареи (АБ);
- топливные элементы (ТЭ);
- сверхпроводниковые индуктивные накопители энергии (СПИНЭ).

12.1.1. Емкостные накопители энергии

Самые массовые емкостные накопители электрической энергии – это обычные радиотехнические *конденсаторы*. Однако применительно к энергетике у них есть принципиальные недостатки: весьма малая удельная плотность запасаемой энергии и потому небольшая (относительно других видов накопителей) ёмкость, низкое рабочее напряжение и малое время хранения энергии, которое редко превышает несколько часов, а для некоторых моделей составляет лишь доли секунды. Потребовались многолетние исследования и разработки в области создания конденсаторов, в максимально возможной мере отвечающих требованиям энергетики. Удалось повысить удельную ёмкость конденсаторов в 10^8 раз (десятки фарад в 1 $см^3$), а время хранения энергии – на порядок (около 100 ч). Модульная конструкция позволяет создавать мощные конденсаторные батареи на напряжение в десятки киловольт, токи – несколько килоампер, энергоёмкость – 10^{11}–10^{12} Дж. Блок-схема ЕН на базе конденсаторной батареи показана на рис. 12.2.

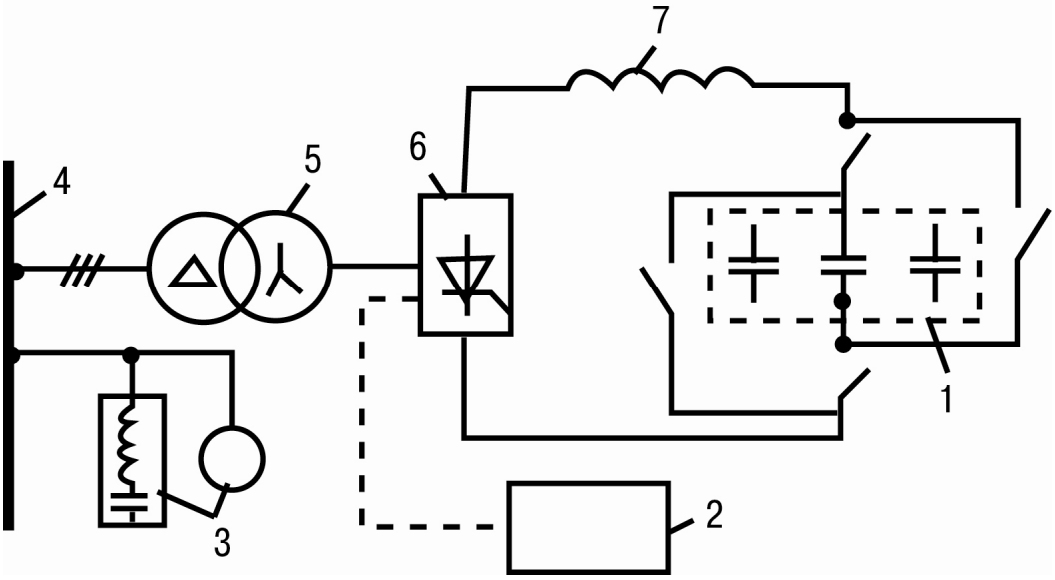


Рис. 12.2. Блок-схема ЕН: 1 – конденсаторная батарея; 2 – система управления; 3 – сглаживающий реактор; 4 – ЭЭС переменного тока; 5 – трансформатор; 6 – устройство управления; 7 – фильтрокомпенсирующее устройство

В качестве ЛНЭЭ используют криогенный или криопроводящий кабель с высокими значениями погонной индуктивности и ёмкости. Для этого токоведущий слой выполняется из материала с повышенной диэлектрической проницаемостью в виде спирали. Кабель превращается в длинный соленоид с повышенной (в 10^2–10^4 раз) удельной погонной индуктивностью. При изменении протекающего тока соленоид играет роль демпфера, препятствующего этим изменениям. ЛНЭЭ, как и шунтовые НЭЭ, является многофункциональным устройством, но дополнительно он позволяет передавать энергию, что значительно улучшает его технико-экономические показатели. Управление ЛНЭЭ осуществляется на преобразовательных подстанциях, установленных на его концах, рис. 12.1, *б*.

Масштабы использования в электроэнергетике емкостных накопителей энергии ограничены пока ещё не устранёнными их недостатками:

- высокой стоимостью;
- необходимостью изменять полярность при переходе из режима «заряд» в режим «разряд»;
- устройства управления ЕН на основе тиристорных преобразователей генерируют высшие гармонические составляющие, которые искажают синусоидальность переменного тока.

В результате область применения конденсаторов в электроэнергетике ограничивается, преимущественно, кратковременным накоплением электроэнергии выпрямлением коррекцией и фильтрацией тока в схемах силовой электротехники.

12.1.2. Электрохимические накопители энергии (аккумуляторы) и электрохимические генераторы (топливные элементы)

Они используют электрическую энергию для осуществления химических реакций, преобразующих её в химическую энергию в режиме «заряд», и возвращают в том же виде – в виде электрической энергии в режиме «разряд». При этом изменяется состав вещества электродов и расходуется электролит. Такие накопители называются «аккумуляторами», а объединённые в группы – «аккумуляторными батареями».

По режиму использования аккумуляторы (прежде всего мощные) подразделяются на два больших класса: так называемые тяговые и стартовые. Тяговые аккумуляторы ориентированы на относительно равномерный разряд в течение достаточно длительного времени, когда параметры разряда сравнимы с током и временем зарядки, а глубина может быть достаточно большой – прежде всего это аккумуляторы для электротранспорта и электроинструмента. Стартовые, наоборот, способны выдать очень большой ток в течение короткого времени, но при штатной эксплуатации не должны испытывать глубокий разряд. Менее жёсткие условия разряда тяговых аккумуляторов позволяют несколько облегчить их конструкцию и увеличить удельную ёмкость по сравнению со стартовыми.

На начальных этапах применения накопителей в ЭЭС наиболее широко распространённые в различных технических сферах свинцовые аккумуляторы не нашли применения вследствие их дороговизны. Последующие усилия были направлены на поиск других реакций и, соответственно, других, более дешевых реагентов: цинка, натрия, серы и т. д. В настоящее время рядом зарубежных фирм начат выпуск и осуществляется довольно масштабное практическое применение в энергетике аккумуляторных батарей большой энергоёмкости (АББЭ), табл. 12.1.

Электрохимические накопители имеют достаточно большой КПД (65–70 %) и удельную энергоёмкость (200–300 кВт·ч/м^3); срок службы у перспективных моделей прогнозируется на уровне 20 лет.

К недостаткам электрохимических аккумуляторов следует отнести ограниченное число циклов «заряд-разряд» (в большинстве случаев – 1–2 тысячи), чувствительность к температуре, длительное время заряда, иногда в десятки раз превышающее время разряда, недопустимость глубокого разряда для свинцовых аккумуляторов и, наоборот, необходимость выполнения полного цикла «заряд-разряд» для металл-гидритных и многих других типов аккумуляторов. Время хранения заряда также обычно довольно ограниченно – от нескольких суток до нескольких месяцев.

Таблица 12.1

Опыт применения аккумуляторных батарей большой энергоёмкости

Тип электролита	Объект	Мощность, МВт	Время работы, мин	Год установки
Серно-кислотный	1. BEWAG, электроснабжение Западного Берлина.	8,5	20	1990
	2. Резервирование и поддержание частоты маломощной сети Пуэрто-Рико.	20,0	15	1998
	3. Чинно (Калифорния), различные объекты для исследования возможностей регулирования нагрузки, частоты, напряжения и реактивной мощности	10,0	240	1986
Никель-кадмиевый	GVEA, обеспечение бесперебойного электроснабжения прибрежных районов Аляски вблизи г. Анкоридж	40,0	15	2003
Серно-натриевый	Ветряная станция Rokkacho, Япония. Всего внедрено 100 объектов	34,0	600	2008 (самый крупный)
Цинк-бромный	ПС Detroit Edison Site, Мичиган. Для поддержания напряжения собственных нужд	0,4	480	2001
Ванадий-редоксный	Один из крупных высокотехнологичных заводов в Японии. Выравнивание графика нагрузок	1,5	60	2001

Эти недостатки могут быть нивелированы при создании энергетического комплекса, включающего электрохимический накопитель энергии и ***электрохимический генератор (ЭХГ)***. Электрохимический генератор – это энергокомплекс, включающий системы подготовки топлива, кондиционирования, вывода энергии, утилизации отходов и т. д. Ключевым элементом, «сердцем» такого генератора является собственно преобразователь энергии – ***топливный элемент*** (ТЭ), представляющий собой гальванический элемент, в котором электрическая энергия вырабатывается за счет протекания окислительно-восстановительных превращений реагентов, поступающих извне (запатентован в первой половине XIX в.). Он осуществляет прямое превращение энергии топлива в электричество, минуя малоэффективные, идущие с большими потерями, процессы горения (биохимики установили, что биологический водородно-кислородный топливный элемент «вмонтирован» в каждую живую клетку). ТЭ можно отнести к химическим накопителям энергии, т. к. с

его помощью в электроэнергию, потребную в период максимума нагрузки, превращается синтетическое топливо, произведённое за счёт использования электроэнергии в период минимума нагрузки (например, водород, полученный электролизом). Этот способ накопления энергии очень привлекателен независимостью этапов накопления энергии («заряд») и её использования («разряд»), высокой удельной ёмкостью запасаемой в топливе энергии и возможностью длительного её хранения.

Наиболее отработанными и перспективными на сегодня считаются водородно-кислородные элементы с протонообменной мембраной, в которых протекает реакция

$$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O + \text{электричество} + \text{тепло}.$$

Видно, что результирующая реакция такая же, что и при обычном горении, но в топливном элементе получается электрический ток с большой эффективностью и частично тепло. Принцип их работы поясняет рис. 12.3.

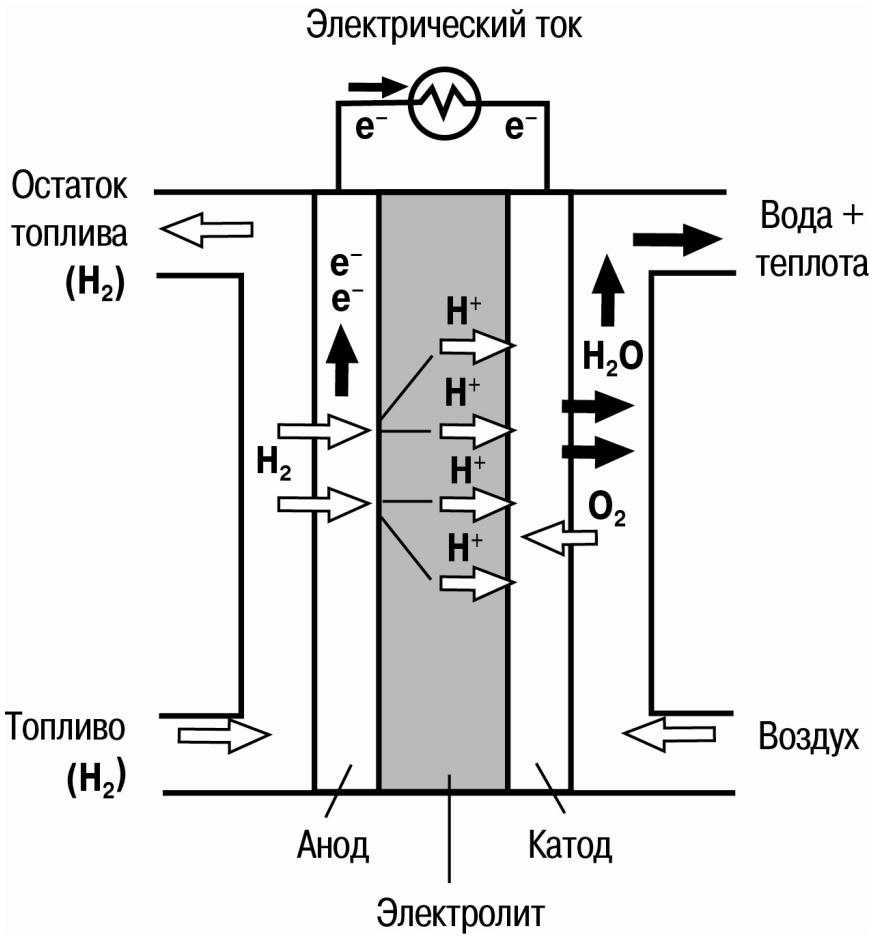


Рис. 12.3. Принцип действия топливного элемента

Попадающий в элемент водород разлагается под действием катализатора на электроны и положительно заряженные ионы водорода H^+. Специальная мембрана, исполняющая здесь роль электролита в обычной батарейке, пропускает через себя протоны, но задерживает электроны.

Таким образом, скопившиеся на аноде электроны создают избыточный отрицательный заряд, а ионы водорода создают положительный заряд на катоде. Если включить элемент в нагрузку, то электроны потекут через нее к катоду, создавая ток и завершая процесс окисления водорода кислородом. В качестве катализатора в таких ТЭ, как правило, применяются микрочастицы платины, нанесенные на углеродное волокно. Благодаря своей структуре такой катализатор хорошо пропускает газ и электричество. Мембрана обычно изготавливается из серосодержащего полимера нафиона. Толщина мембраны составляет десятые доли миллиметра.

Имеются и другие типы топливных элементов, отличающиеся типом применяемого электролита (рабочего тела) и источником водорода (видом топлива):

1) твердополимерные водород-кислородные электролитные;
2) твердополимерные метанольные;
3) на щелочном электролите;
4) фосфорно-кислотные;
5) на расплавленных карбонатах;
6) твердооксидные.

По рабочей температуре ТЭ подразделяются на низкотемпературные, среднетемпературные (200–250 °С) и высокотемпературные. Каждый из них обладает своими достоинствами и недостатками. Например, у ТЭ с рабочей температурой 650–700 °С большая эффективность восстановления окислителя на катоде, меньшая «отравляемость» катализатора окисью углерода.

В качестве окислителей в ТЭ могут использоваться воздух, перекись водорода, хлор, бром, азотная кислота и т. д.

Несмотря на то что впервые электрическая энергия с помощью топливных элементов была получена еще в 1839 г., активные разработки в этой области начались лишь в конце 1950-х – начале 1960-х гг. в связи с началом освоения космоса. В 60-е гг. в США созданы ЭХГ мощностью до 1 кВт для космических программ «Джемини» и «Аполлон», в 70–80-е гг. – 10-киловаттные ЭХГ для космических челноков – «шаттлов». В СССР в эти же годы разработаны ЭХГ на основе щелочных ТЭ мощностью 1,2 кВт для лунной программы, мощностью 10 кВт – для программы «Буран». Десятки академических и отраслевых институтов, НПО и КБ у нас и еще большие силы в США были вовлечены в реше-

ние задачи надежного энергообеспечения космической техники и подводного флота.

Одновременно с этим стали вырисовываться перспективы использования ЭХГ на транспорте, в автономной и большой энергетике благодаря ряду достоинств.

1. Высокая эффективность – при использовании только электрической энергии КПД установки составляет 30–50 %; при когенерации КПД может достигать 90 %, поскольку для топливных элементов нет термодинамического ограничения КПД.
2. Доступность и приемлемая стоимость топлива – в стационарных ТЭ обычно используется природный газ (необходимый для работы водород вырабатывается из топлива непосредственно в ТЭ); кроме природного газа может использоваться чистый водород и любое водородсодержащее сырье.
3. Экологичность – при использовании в качестве топлива чистого водорода продуктом реакции является только вода (водяной пар); при использовании других видов топлива выделение других газов (в основном оксидов углерода и азота) незначительно.
4. Масштабируемость – в отличие, например, от двигателей внутреннего сгорания, КПД топливных элементов остается постоянным в любом диапазоне вырабатываемой мощности; малые установки столь же эффективны, как и большие; мощность установок может быть увеличена простым добавлением отдельных элементов.
5. Доказанная на практике возможность доведения надежности и долговечности до требуемого в электроэнергетике уровня.
6. Низкий уровень шума при работе.
7. Простота эксплуатации – топливные элементы практически не нуждаются в обслуживании.
8. Возможность размещения ЭХГ непосредственно на обслуживаемом объекте, что снижает потери на транспортировку энергии и дает возможность использования установок в качестве аварийных источников энергии.

Широкому распространению ЭХГ препятствует главным образом их высокая стоимость, которая в настоящее время составляет в среднем 2–3 тыс. долл. за 1 кВт. Она обусловлена тем, что кроме самого ТЭ – устройства достаточно дорогостоящего – в состав электростанции/накопителя входит множество вспомогательных устройств, таких как насосы, компрессор для подачи воздуха и напуска водорода, увлажнитель газов, охлаждающий узел, система контроля утечки газов и др. Если ЭХГ выдаёт энергию не в аккумуляторную батарею, а непосредст-

венно в ЭЭС, то требуется преобразователь постоянного тока в переменный, управляющий процессор и др. Согласно оценке экспертов, ЭХГ станут доступными для применения в электроэнергетике при цене 0,5–1,0 тыс. долл/кВт.

Ряд компаний-производителей уже объявили о возможном достижении таких показателей в скором времени. Основные технические характеристики ТЭ представлены в табл. 12.2 [51]. В создание ТЭ включается все больше фирм во всем мире.

Таблица 12.2

Технические характеристики топливных элементов

Тип ТЭ	Щелочной	Твердополимерный		Фосфорокислотный	Расплав карбонатовый	Твердооксидный
Разработчик	Корпорация «Энергия»	Ballard, Канада	Курчатовский институт	Tokyo Electric Power Company		Siemens AG, Германия
КПД,% реал. ожид.	50 70	50 70	50 70	35–45 60	45 60 (70)	45 60 (70)
Рабочая температура, °С	80–100	40–100	40–100	180–250	600–800	800–1000
Топливо	Водород высокой чистоты	Водород и продукты риформинга	Водород и продукты риформинга	Природный газ, метанол и др.	Природ. газ, метанол, синтез-газ и др.	Природ. газ, метанол, синтез-газ и др.
Использование тепла	–	–	–	Горячая вода	Паровые турбины	Гибрид. установки
Стадии разработки	Ед. экз.	Серийное пр-во (до 200 кВт)	Макеты (до 10 кВт)	Испытание (от 0,05 до 11 МВт)	Испытание (до 2 МВт)	Испытание (до 1 МВт)
Стоимость, долл/кВт косм. наземные	30 000 3000	40 000 1000	–	–	–	–

Американская United Technology и японская Toshiba образовали корпорацию International Fuel Cells для ускорения разработки и реализации на рынке ТЭ. В Европе топливными элементами занимаются бельгийско-нидерландский консорциум Elenko, немецкая фирма Siemens, итальянская Fiat, английская Jonson Metju.

В Японии создана энергетическая установка на ТЭ мощностью 100 кВт, в Германии – 250 кВт, которые работают как небольшие автономные электростанции. В начале 2007 г. в Калифорнийском университете состоялось открытие электростанции на водородных ТЭ мощностью 1 МВт, изготовленной компанией Fuel Cell Energy Inc. В Японии и США уже имеются экспериментальные образцы ЭХГ на основе ТЭ мощностью до 50 МВт. В большой энергетике топливные элементы рассматриваются прежде всего как основа технологии комбинированного цикла комплексной газификации угля (integrated gasification combined cycle, IGCC), открывающей перспективы экологически чистого производства электроэнергии из угля.

В США реализуется проект FutureGen, а в Китае – GreenGen по сооружению электростанций на основе топливных элементов. Мощность электростанции в Китае составит 650 МВт.

Для перспективных комбинированных циклов с ТЭ, ГТУ и котлами-утилизаторами КПД электрического цикла должен составлять не менее 70 %. Коммерциализация фирмой Ballard P.S. разработок твердополимерных ТЭ (ТПМТЭ) позволила снизить удельную стоимость до уровня 1000 долл/кВт в настоящее время и прогнозировать ее дальнейшее уменьшение при крупносерийном производстве. ТПМТЭ характеризуются высокой эффективностью преобразования водорода и кислорода воздуха в электроэнергию. Они отличаются высокой удельной энергоемкостью (1000 Вт·ч/кг), что на порядок выше по сравнению с лучшими аккумуляторными батареями. Высокая плотность тока позволяет делать их компактными. Низкая рабочая температура (до 100 °С) дает возможность быстрого запуска, достижения максимальной мощности и низкий уровень тепловых потерь. ТПМТЭ способны работать с многократными перегрузками по току и характеризуются увеличением КПД с уменьшением нагрузки.

Ученые Хьюстонского университета (США) создали катализатор для водородных топливных элементов, который в 5 раз эффективнее аналогов. Кроме того, он дешевле, т. к. в катализаторе, изготовленном по нанотехнологии, часть дорогой платины удалось заменить медью.

Ориентируясь на достигнутые результаты зарубежных и отечественных исследований и разработок, можно прогнозировать дальнейшее уменьшение удельной стоимости щелочных топливных элементов (ЩТЭ) при развитии их крупносерийного производства. ЩТЭ мощностью от 10 до 40 кВт уже используются в экспериментальных стационарных и транспортных энергетических установках. Ими могут быть укомплектованы опытно-промышленные автономные энергетические комплексы [45].

Ученые России имеют хороший задел в смежных с водородной областях науки и технологий: нанотехнологии, направленный синтез материалов, тонкопленочные и лучевые технологии и др. Важно также, что 50 % мирового количества палладия – важнейшего для топливных элементов материала (катализаторы, мембраны, электролизёры и др.) – производится в России (Норильский комбинат). Но объемы инвестиций в российскую водородную энергетику чрезвычайно малы (несколько десятков миллионов долларов в год).

12.1.3. Сверхпроводниковые индуктивные накопители энергии

Индуктивное накопление энергии наиболее эффективно в сверхпроводящих магнитах, поскольку в них накопление и вывод энергии практически не сопровождаются потерями. Принципиальное преимущество индуктивных накопителей заключается в том, что энергия в них запасается в том же виде, в каком и используется, – электромагнитном. Отсутствие необходимости в преобразовании одного вида энергии в другой обеспечивает высокие КПД (97–98 %) и быстродействие устройства. Поэтому уникальными свойствами сверхпроводникового индуктивного накопителя энергии (СПИНЭ) являются возможность практически мгновенного перехода из режима накопления энергии в режим ее выдачи и большая скорость отбора мощности. Это свойство СПИНЭ в первую очередь было востребовано в физике высоких энергий и мощной импульсной энергетике (Pulsed Power).

Открытие в 1957 г. сверхпроводников второго рода, обладающих высокими значениями критической плотности тока и магнитной индукции, вызвало лавинообразный рост интереса к практическому использованию этого явления. Во всех высокоразвитых странах (США, СССР, Великобритании, Франции, Японии, Германии) были развёрнуты работы по созданию как отдельных элементов сверхпроводящих систем (проводов, кабелей, индукционных катушек), так и самих систем (СПИНЭ, СП-магниты для ускорителей и др.). Эти работы послужили мощным толчком для совершенствования ускорителей, термоядерных установок, кабельных линий и т. д. И почти одновременно начались работы в интересах электроэнергетики. Так, в 1982 г. введён в эксплуатацию СПИНЭ на 30 МДж, разработанный Лос-Аламосской лабораторией по заказу Бонневильской энергетической компании (США). В 1985 г. в Японии запущен экспериментальный СПИНЭ энергоёмкостью 3600 МДж (1 МВт·ч). В 90-е гг. в США введён в эксплуатацию СПИНЭ энергоёмкостью 30 МДж (8,4 кВт·ч) с преобразователем мощностью

10 МВт. Он используется как буферное устройство для стабилизации работы магистральной ЛЭП (1500 км), являющейся частью Большой тихоокеанской магистрали, связывающей Южную Калифорнию с Северо-Западом. В СССР первые эксперименты со СПИНЭ (энергоёмкостью 10^4 Дж), разработанном в Институте высоких температур АН СССР, были выполнены в 1970 г. В них СПИНЭ обменивался энергией с Московской городской сетью при помощи трёхфазного инвертора со средней мощностью 300 кВт.

В ЭЭС высокое быстродействие СПИНЭ позволяет синхронно управлять активной и реактивной мощностью. СПИНЭ может хранить энергию сколь угодно долго в виде энергии магнитного поля. Это позволяет создавать системы с высоким уровнем готовности (время от подачи команды до выдачи энергии в нагрузку ~ 1 мс). Важной в практическом отношении особенностью СПИНЭ является возможность его запитки от источника с малой электрической мощностью. Очевидно, что при длительном использовании такого накопителя понадобятся дополнительные расходы на охлаждение, однако выгода от использования в итоге существенно покрывает эти расходы. Для участия в суточном регулировании энергопотока в системе необходимо аккумулировать энергию порядка 10^{12} Дж и выдавать мощность в сотни мегаватт. Два десятилетия назад в США начат серийный выпуск СПИНЭ мощностью от 460 до 2500 кВАр, предназначенных для компенсации снижений и подъёмов напряжения длительностью до 100 мс. Продолжаются работы по совершенствованию СПИНЭ энергоемкостью от единиц до сотен мегаджоулей для выдачи энергии с мощностью 10 МВт в течение 100 с. Эти накопители вполне конкурентоспособны с накопителями других типов. В настоящее время практическое применение нашли передвижные СПИНЭ сравнительно небольшой энергоемкости. Источники бесперебойного питания на основе СПИНЭ были разработаны в ряде стран (США, Японии, Италии, Германии) и показали себя как надежные и эффективные устройства для предотвращения провалов и скачков напряжения.

Спустя многие годы продолжены испытания СПИНЭ в действующей энергосистеме Москвы. В настоящее время отраслевая компания «Русский Сверхпроводник» совместно с разработчиками технологии ведет активную работу над созданием компактного сверхпроводящего индуктивного накопителя энергоемкостью 24 МДж, состоящего из четырех модулей по 6 МДж. Впоследствии из таких модулей можно будет собирать накопители большей емкости.

В 1986 г. были найдены (синтезированы) материалы с высокотемпературной (около 100 К) сверхпроводимостью. Создание материалов,

обладающих сверхпроводимостью при комнатной температуре, означало бы прорыв в сферах энергетики, транспорта, космонавтики, мощной импульсной энергетики, оборонной техники.

12.2. Накопление потенциальной и кинетической энергии

При традиционных способах генерации электроэнергии накопитель первичной энергии (в неэлектрической форме) находится перед электрогенератором. Например, вода, запасенная в водохранилище ГЭС; уголь, газ или мазут – на ТЭС; ядерное топливо – на АЭС. Для компенсации (нивелирования) нестабильности генерации и потребления электрической энергии накопители энергии в неэлектрической форме, как и накопители электрической энергии, размещают (включают) между генератором и потребителем. При дефиците мощности в системе с их помощью вырабатывают дополнительную электроэнергию и тем самым наращивают мощность.

Можно выделить несколько типов накопителей неэлектрической энергии (преимущественно потенциальной или кинетической), применяющихся в электроэнергетике или перспективных для такого применения:

- гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС);
- воздушно-компрессионные накопители энергии;
- инерционные (маховиковые) накопители кинетической энергии;
- электромеханические накопители энергии.

12.2.1. Гидроаккумулирующие электростанции

В настоящее время дефицит в маневренных мощностях («пики» нагрузки) в основном покрываются ГЭС, у которых набор полной мощности с нуля может быть произведен за 1–2 мин. В периоды времени, когда в системе имеются провалы нагрузки, ГЭС работают с незначительной мощностью и вода заполняет водохранилище. При этом запасается энергия в потенциальной форме. С наступлением пиков включаются агрегаты станции, и увеличивается на необходимую величину их мощность. Накапливание энергии в водохранилищах на равнинных реках приводит к затоплению обширных территорий, что во многих случаях крайне нежелательно (разд. 13.3.3). Небольшие реки малопригодны для целей регулирования мощности в системе, так как они не успевают заполнить водой большие водохранилища за время минимума нагрузки.

В регионах, где отсутствуют большие реки или строительство на них ГЭС по экологическим, экономическим или техническим причинам неприемлемо, данную задачу (снятие пиков) могут решать гидроакку-

мулирующие станции (ГАЭС), относящиеся к гравитационному типу накопителей энергии. В интервалы времени, когда электрическая нагрузка в ЭЭС минимальна, ГАЭС перекачивает воду из нижнего водохранилища в верхнее и потребляет при этом электроэнергию из системы, рис. 12.4. В режиме непродолжительных «пиков» нагрузки ГАЭС работает в генерирующем режиме и расходует запасенную в верхнем водохранилище воду.

В европейской части России возможно сооружение до 200 ГАЭС. В ЭЭС, расположенных в центральной, северо-западной и южной частях, где имеется наибольший дефицит маневренной мощности, естественные перепады рельефа позволяют сооружать станции с небольшим напором (80–110 м). Районы с благоприятным для сооружения ГАЭС рельефом местности, позволяющим получать перепады порядка 1000 м, значительно удалены от центров потребления маневренной мощности. Сооружение ЛЭП в этих случаях может привести к затратам, делающим сооружение ГАЭС нецелесообразным.

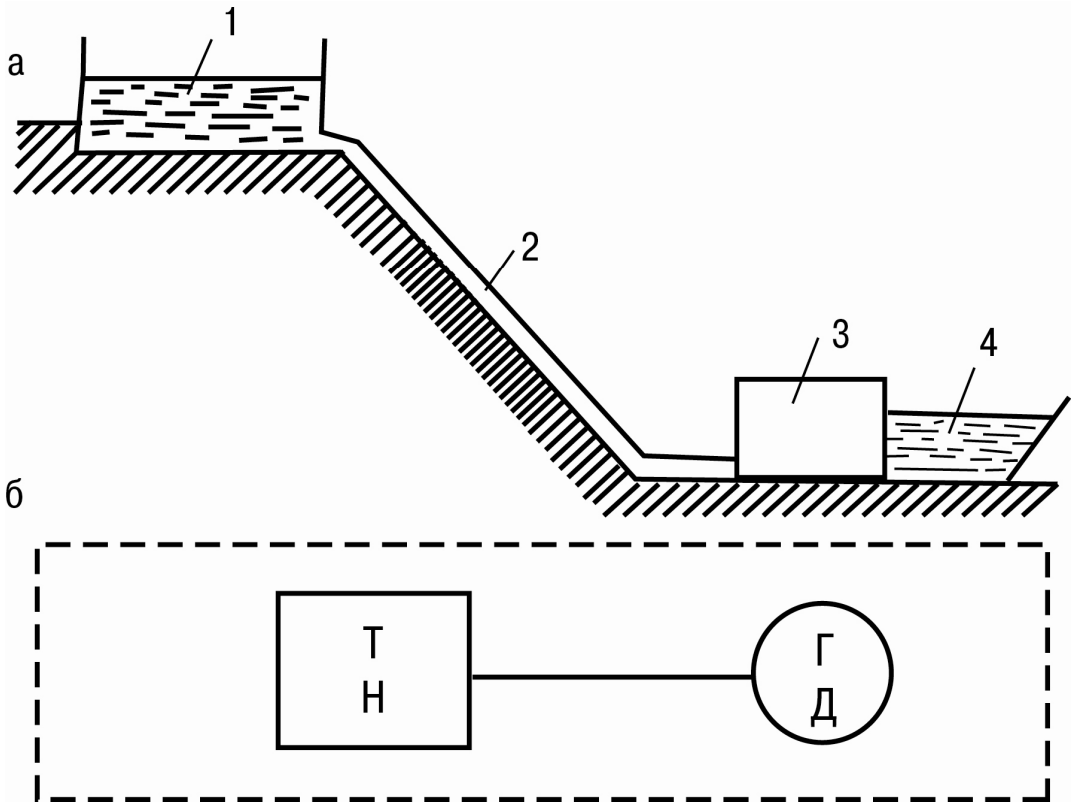


Рис. 12.4. Гидроаккумулирующая станция.
Схема станции (а): 1 – верхний бассейн; 2 – водовод; 3 – здание ГАЭС; 4 – нижний бассейн; двухмашинная компоновка станции (б): Т – турбина; 4 – насос; Г/Д – генератор-двигатель

С вводом в эксплуатацию мощных АЭС (мощностью 1000 МВт и более) значение ГАЭС возрастает, так как они смогут брать на себя все изменения нагрузки. Разработаны проекты строительства ГАЭС для Ленинградской и Курской АЭС.

Первые крупные ГАЭС построены за рубежом: «Том-Сок» (США) мощностью 350 МВт, напор 253 м (1963 г.); «Вианден» (Люксембург) – 900 МВт, напор 280 м (1964 г.); «Хоэнварте-II» (Германия) – 320 МВт, напор 305 м (1965 г.); «Круахан» (Великобритания) – 400 МВт, напор 440 м (1966 г.) и др. Первая ГАЭС на территории бывшего СССР мощностью 225 МВт с напором воды 70 м была сооружена под Киевом в 1972 г. Под Москвой (Сергиев Посад) в 2003 г. завершено строительство Загорской ГАЭС мощностью в турбинном режиме 1200 МВт, в насосном 1320 МВт, с годовой выработкой 1915–1950 млн кВт·ч и напором воды 100 м.

К числу наиболее крупных ГАЭС в мире относятся «Лорх-на-Рейне» (ФРГ) – 2400 МВт, «Корнуэлл» (США) – 2000 МВт, «Лох-Ломонд» (Англия) – 1200 МВт. В СССР в 1983 г. было начато строительство самой мощной в Европе Днестровской ГАЭС в составе 7 гидроагрегатов суммарной мощностью 2268/2947 МВт (в турбинном и насосном режимах соответственно). Лишь в 2010 г. пущен в эксплуатацию первый гидроагрегат. Правительством Украины планируется в последующие годы вводить по одному агрегату в год.

Мощность ГАЭС зависит от расхода воды и напора, поэтому горные районы наиболее удобны для сооружения ГАЭС. Например, огромный напор (около 1800 м) имеет ГАЭС «Рейссек» в Австрии. Там, где возможно, стремятся использовать в качестве верхнего бассейна естественные водоемы: в Англии для ГАЭС «Лох-Ломонд» используется высокогорный пруд, в Японии построена ГАЭС «Нумацаванума», для которой верхним бассейном служит кратерное озеро.

Сооружение искусственных бассейнов сопряжено со значительными объемами работ и затратами больших средств. Кроме того, существует опасность утечки воды из верхнего бассейна, которая даже в небольшом количестве (порядка нескольких процентов) заметно снижает КПД станции. Поэтому приходится принимать тщательные меры по гидроизоляции.

Воду в верхнем бассейне можно подогревать, используя сбросовое тепло тепловой станции. Близко расположенные ГАЭС и ТЭС (или АЭС) удачно сочетаются друг с другом. ГАЭС генерирует электроэнергию в часы максимума энергопотребления, а бассейн-охладитель ТЭС или АЭС становится нижним бассейном ГАЭС, и из него в верхний бассейн перекачивается теплая вода.

Водоводы ГАЭС не должны вызывать большие потери энергии. Наиболее удобны туннельные водоводы большого диаметра, покрытые изнутри бетоном или металлом. Использование металлических труб в качестве водовода менее желательно из-за больших потерь на трение о стенки, поскольку трубы из металла могут быть выполнены относительно небольшого диаметра и их приходится прокладывать в большом количестве.

ГАЭС стали особенно эффективными после появления обратимых гидротурбин, выполняющих функции и турбин, и насосов, рис. 12.4. Количество машин в этом случае сведено к минимуму – к двум. Однако станции с двухмашинной компоновкой имеют меньший КПД из-за необходимости создавать в насосном режиме примерно в 1,3–1,4 раза бóльший напор на преодоление трения в водоводах. В генераторном режиме величина напора меньше также из-за трения в водоводах. Для того чтобы агрегат одинаково эффективно работал как в генераторном, так и в насосном режимах, можно в насосном режиме увеличить его частоту вращения, но это усложняет и удорожает его.

Перспективы применения ГАЭС во многом зависят от их КПД, под которым понимается отношение энергии, выработанной станцией в генераторном режиме, к энергии, израсходованной в насосном режиме. Первые ГАЭС имели КПД не выше 40 %, у современных ГАЭС КПД может достигать 70–75 %. С учётом потерь в электрических сетях средний КПД составляет 66 %. Наиболее экономичны мощные ГАЭС с напором воды в несколько сотен метров, сооружённые на скальных основаниях вблизи центров потребления электроэнергии. К преимуществам ГАЭС относится низкая стоимость строительных работ. В отличие от обычных ГЭС здесь нет необходимости перекрывать реки, возводить высокие плотины с длинными туннелями и т. п. Ориентировочно на 1 кВт установленной мощности на крупных речных ГЭС требуется 10 $м^3$ бетона, а на крупных ГАЭС – всего лишь несколько десятых долей кубического метра.

Будущее ГАЭС зависит от многих факторов: темпов развития энергетики на НВИЭ, прогресса в области создания мощных накопителей электрической энергии и энергоносителей. В настоящее время в мире работают около 500 ГАЭС. По прогнозам, мощность ГАЭС к 2050 г. может увеличиться в 10 раз. В России в 2007 г. начато строительство Загорской ГАЭС-2 проектной мощностью 840 МВт (4 обратимых гидроагрегата по 210 МВт). Стоимость строительства оценивается более чем в 70 млрд руб., окончание строительства – в 2014 г. Ведётся проектирование как минимум ещё 7 ГАЭС: Зеленчукской, Ленинградской (на р. Шапша), Владимирской (на р. Клязьма), Курской, Волоколамской (на р. Сестра), Центральной (на р. Тудовка), Лабинской (на р. Лаба).

12.2.2. Воздушно-компрессорные накопители энергии

Данный способ накопления энергии запатентован в 1949 г., а первая установка сооружена в 1978 г. в Германии. В устройствах этого класса энергия накапливается за счёт упругости сжатого газа. При избытке электроэнергии компрессор с приводом от электродвигателя закачивает газ в емкость. Когда требуется использовать запасённую энергию, сжатый газ подаётся в обратимую пневмомашину с синхронной электрической машиной, работающей в режиме генератора либо в турбину или другое устройство, непосредственно выполняющее необходимую механическую работу. Имеется достаточно большое количество устройств небольшой мощности, напрямую использующих энергию сжатого воздуха (например, пневматическое оружие, пневматические тормозные устройства колесных средств передвижения, двигатели рудничных «воздуховозов» и др.).

Эта технология применительно к ЭЭС находится в самой начальной стадии освоения из-за присущих ей недостатков: низкий КПД (большие потери, до 30–40 %, связанные с нагреванием газа в процессе компримирования; в режиме «хранение» тепло отдаётся окружающей среде); специальные требования к месту установки (наличие подземных пустот естественного или техногенного происхождения); сравнительно большое время реверса мощности (около 10 мин). Предложен ряд способов повышения эффективности воздушно-компрессорных накопителей энергии (ВКНЭ), которые реализуемы преимущественно в маломощных системах:

1. Совместное использование ВКНЭ с накопителями тепловой энергии (НТЭ) – поступающее от НТЭ тепло компенсирует уменьшение запаса энергии при охлаждении газа в процессе расширения.
2. Совместное использование ВКНЭ с обратимой гидромашиной, которая в режиме «заряд» работает как насос (от внешнего привода) и нагнетает в баллон с газом жидкость (обычно масло), с помощью которой сжимается газ, отделённый от жидкости свободным поршнем или мембраной, рис. 12.5. Повышению КПД при этом способствуют: меньшая степень расширения газа чем в «классических» ВКНЭ, высокий КПД гидравлической части системы.
3. Использование ВКНЭ для дооснащения газотурбинных установок (ГТУ) и перевода последних из чисто генерирующих устройств в комбинированные (генерирующе-накопительные). ВКНЭ высвобождает мощность, потребляемую компрессором во время работы газовой турбины. При минимуме нагрузки в ЭЭС ГТУ работает на

компрессор для закачки газа под давлением в специальные хранилища. В период прохождения максимума нагрузки сжатый воздух (при выключенном компрессоре) подается из хранилища в камеру сгорания ГТУ. Вся мощность энергокомплекса, которая превосходит мощность ГТУ примерно в 3 раза, используется для выработки электрической энергии.

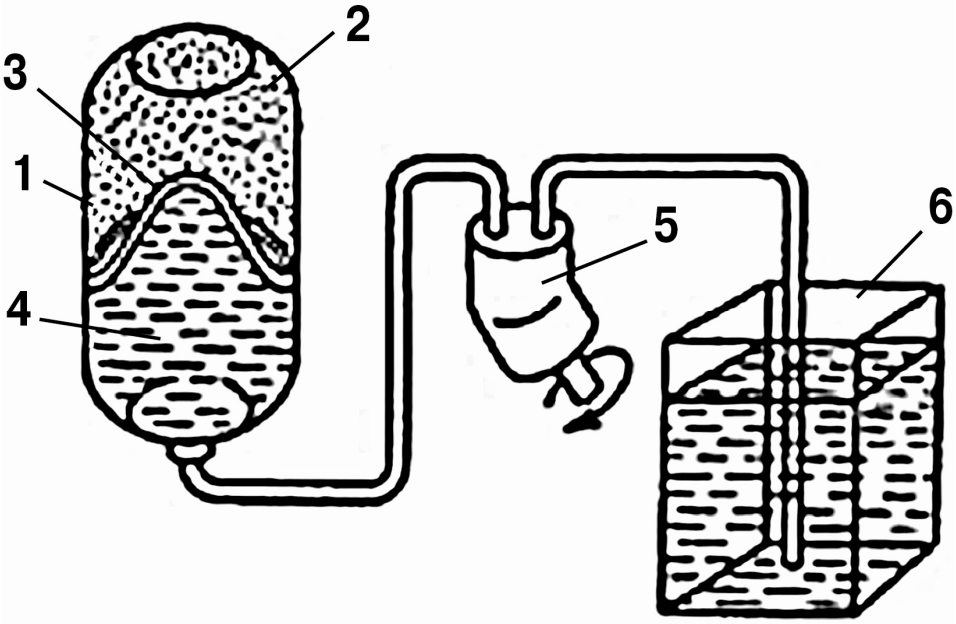


Рис. 12.5. Совмещённая компоновка ВКНЭ и гидравлического устройства: 1 – сжатый газ; 2– баллон; 3 – эластичная перегородка; 4 – жидкость; 5 – гидромашина; 6 – резервуар с жидкостью

В мировой энергетике известны всего две пилотные крупномасштабные системы, основанные на закачке сжатого воздуха в подземные резервуары.

12.2.3. Инерционные накопители энергии (маховики и супермаховики)

Инерционные (динамические) накопители энергии (ИНЭ) работают по схеме: «двигатель раскручивает маховик – маховик накапливает энергию – генератор, вращаемый маховиком, производит электрическую энергию». Их практическое применение в весьма ограниченных масштабах началось ещё в конце XIX – начале XX вв. для кратковременного получения энергии в самых разнообразных технических системах (морские торпеды, прокатные станы, плавильные печи). С середины XX в. масштабы их применения существенно возросли в связи с разра-

боткой новых типов оружия (лучевого, пучкового, электрокинетического), развитием физики высоких энергий [52]. В разных странах, включая СССР, были созданы ИНЭ поистине циклопических размеров с характерными параметрами: диаметр маховика (стального) – 3–5 м, длина – до 6 м, масса – около 200–250 т., выходная («разрядная») мощность – несколько десятков мегаватт, энергоёмкость – до 10 МВт·ч, скорость вращения маховика – 1000–1500 об/мин.

Работы по совершенствованию ИНЭ привели к нескольким оригинальным решениям по уменьшению потерь энергии: маховик размещают в среде легкого газа (водорода, гелия) или в вакууме; используют газостатические, газодинамические или магнитные опоры (подшипники и подпятники); используют маховики сложной конструкции, а в качестве материала маховика не стали, а композиционные волокнистые материалы, рис. 12.6.

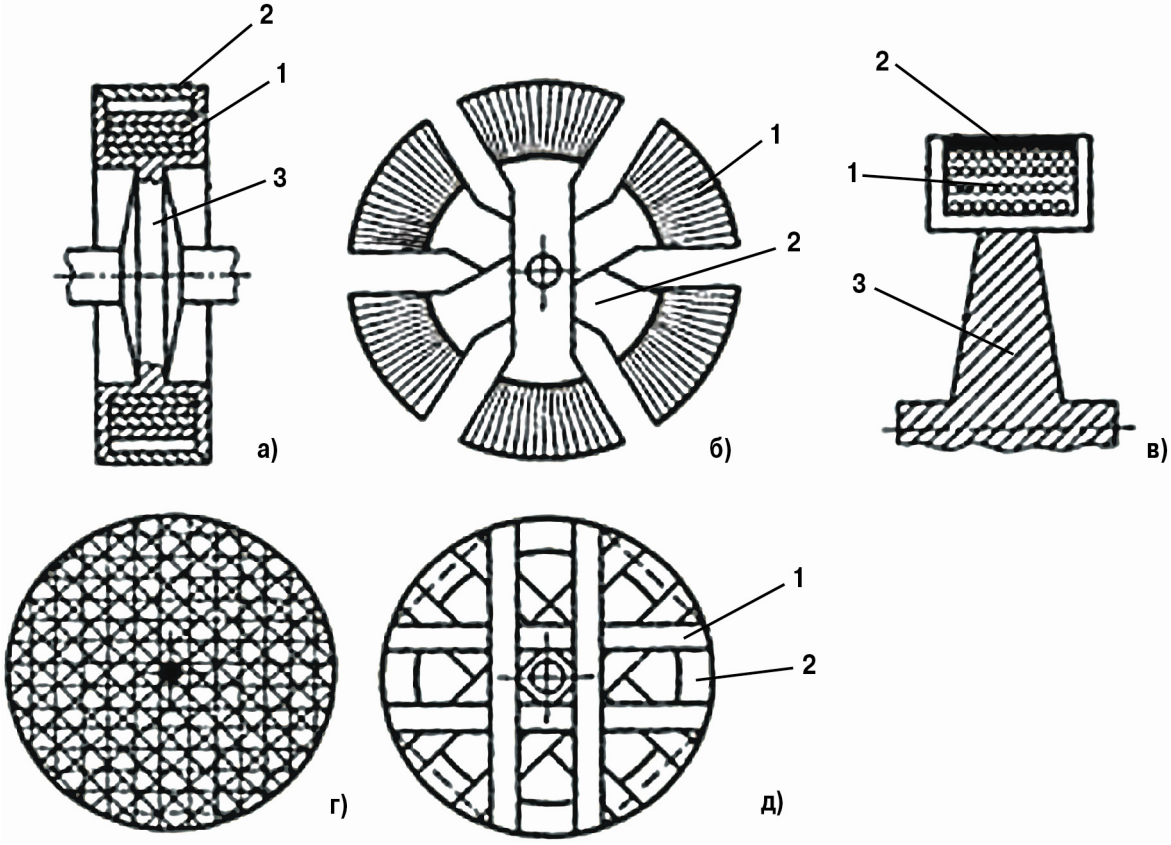


Рис. 12.6. Конструкции супермаховиков: а – ленточный (1 – металлическая лента; 2 – кожух; 3 – лёгкий диск); б – стержневой (1 – волоконные стержни; 2 – обойма); в – ободковый (1 – волоконный обод; 2 – бандаж; 3 – лёгкий диск); г – дисковый (квазиизотропная композитная конструкция из волокон); д – ободково-дисковый (1 – волоконный обод; 2 – ленточные спицы)

Такие маховики получили название супермаховиков, поскольку обладают рядом преимуществ перед стальными – прежде всего, большой удельной энергоёмкостью (5–15 МДж/кг, или 1,40–4,17 кВт·ч/кг), недостижимой практически для всех известных накопителей энергии, [53]. Обеспечивается это в основном за счёт двух факторов: а) высокой механической прочности маховика, позволяющей раскручивать его до 7000 об/мин и более и накапливать большое количество кинетической энергии, б) возможности накапливать потенциальную энергию в виде упругой деформации маховика. Современные супермаховики изготавливаются с применением неметаллических волокон с малой плотностью и высокой механической прочностью (органоволокно – кевлар, стекловолокно и углеродное волокно). Волокнистые материалы удлиняются под растягивающим действием инерционных сил во вращающемся маховике и запасают кроме кинетической энергии ещё и потенциальную. Величина последней определяется относительной деформацией волокон и теоретически может быть соизмерима с кинетической энергией при большом отношении допустимого напряжения к модулю упругости (модулю Юнга) материала маховика. Такой маховик может выделять значительную часть суммарной запасённой энергии при сравнительно небольшом изменении угловой скорости в процессе торможения, т. е. в режиме «разряд».

ИНЭ, рассчитанные на применение в ЭЭС для сглаживания пиков потребляемой мощности, должны работать совместно с обратимой электрической машиной, смонтированной на общем валу с маховиком. Электрическая машина в режиме «заряд» питается от системы переменного тока (50 или 60 Гц) через умножитель частоты и раскручивает маховик до номинальной скорости. В режиме «разряд» эта машина вращается маховиком и работает как генератор электрической энергии, отдаваемой в ЭЭС. Время реверса мощности – переход от режима «заряд» к режиму «разряд» – составляет десятые доли секунды. Разработаны проекты ИНЭ (как правило, вертикальной компоновки) на энергии от 70 до 200 ГДж, с набором дисковых маховиков диаметром от 4,5 до 18 м, общей высотой от 6 до 10 м, со скоростями вращения до 7200 об/мин [48].

Согласно [49], применение ИНЭ в ЭЭС будет целесообразным, если они будут иметь следующие характеристики:

1) энергоёмкость более 10^3 МВт·ч;
2) удельные капиталовложения менее 1000 долл/кВт;
3) срок службы около 30 лет;
4) удельная энергоёмкость не менее 3,5 кВт·ч/м^3;
5) КПД не ниже 80–85 %.

Пока они слишком дороги из-за высокой стоимости материалов и сложности сооружения такой накопительной системы. Например, вследствие того что угловая скорость маховиков много больше, чем электрогенераторов, необходимы устройства трансмиссии, которые не только усложняют и удорожают конструкцию, но и вызывают дополнительные потери энергии. Такие же эффекты вызовет использование не одного огромного маховика (его масса доходила бы до 1000 т), а нескольких десятков маховиков меньших размеров и более технологичных. Должны также приниматься специальные защитные меры от возможного разрушения (разрыва) маховика.

12.2.4. Электромеханические накопители

В электромеханическом накопителе (ЭМН) запасается, как правило, кинетическая энергия маховика и ротора соединенной с ним электрической машиной (ЭМ). В некоторых ЭМН отсутствует маховик как самостоятельный или конструктивно совмещённый с ротором ЭМ элемент, а функции накопителя энергии выполняет ротор (наряду со своими функциями в электромеханических процессах ЭМ). В качестве генератора используется та же ЭМ, которая служит электродвигателем для разгона маховика, или другая ЭМ, также установленная на валу ЭМН. ЭМН представляет собой не только накопитель, но и усилитель мощности («уплотнитель энергии») – в режиме «заряд» в течение длительного времени ЭМ-двигатель потребляет от источника питания относительно небольшую мощность, а в режиме «разряд» ЭМ-генератор выдаёт существенно большую мощность за более короткое время. В зависимости от назначения ЭМН может быть создан на основе ЭМ различных типов: переменного тока (синхронные или асинхронные) и постоянного тока, включая коллекторные или вентильные разноименнополюсные и униполярные (одноименнополюсные).

Структурная схема энергокомплекса с ЭМН представлена на рис. 12.7.

Наибольшее применение в электроэнергетике нашли ЭМН двух видов: 1) синхронные машины с преобразователями частоты в первичной цепи и с маховиками на валу и 2) асинхронизированные машины с маховиками на валу.

В настоящее время нет практических ограничений по созданию агрегатов первого типа мощностью до 300–400 МВт и второго типа мощностью до 800–1600 МВт. Агрегаты первого типа имеют больший диапазон изменения скорости и большую способность использования кинетической энергии вращающихся машин; агрегаты второго типа

способны работать в диапазоне регулирования частоты вращения до 50 % от синхронной, обладают меньшей стоимостью и могут быть выполнены на большую мощность. В России был разработан эскизный проект маховикового накопителя на основе асинхронизированной машины вертикального исполнения мощностью 200 МВт.

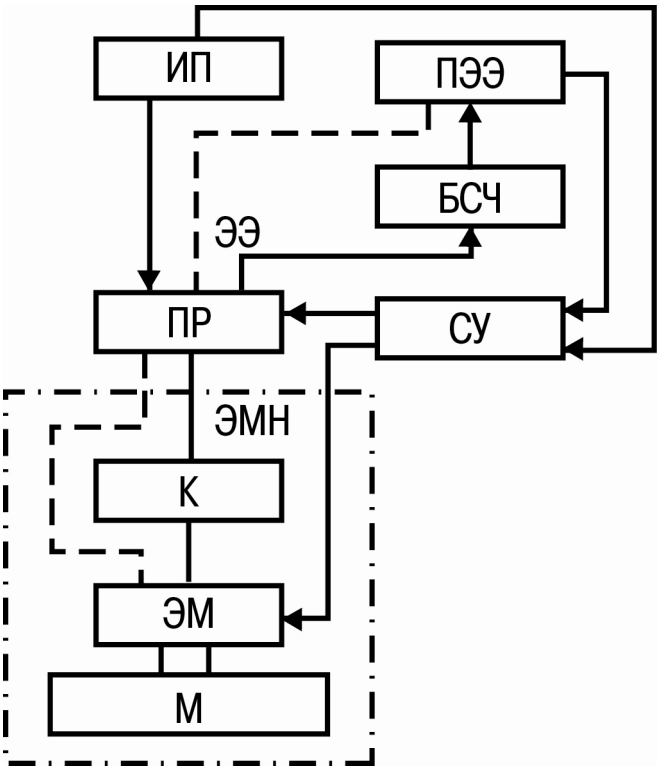


Рис. 12.7. Структурная схема энергокомплекса с ЭМН:
ИП – источник питания; ПР – переключатель режимов «заряд-разряд»;
К – в ЭМН с ЭМ постоянного тока это – обратимый коммутатор,
с ЭМ классической конструкции – электромеханический щёточно-коллекторный узел, в бесконтактных вентильных ЭМ – управляемый полупроводниковый преобразователь; ЭМ – электрическая машина; М – маховик;
ПЭЭ – потребитель электроэнергии; БСЧ – блок стабилизации частоты – применяется, если ЭМ используется в качестве двигателя или генератора переменного тока и блок К отсутствует (штриховая линия связи);
СУ – система управления

В импульсном (форсированном) режиме промышленные синхронные электрогенераторы, применяемые на электростанциях, могут за доли секунды развить мощность до 10^9 Вт. При этом в нагрузку передается до 10 МДж за импульс при эффективности отбора кинетической энергии от маховика 2–3 %. Синхронный ударный генератор за несколько секунд может обеспечить получение импульсов 1000 МДж при мощности до 100 МВт. По уровню запасаемой энергии синхронные ге-

нераторы допускают использование их в режиме генерирования последовательных импульсов (раз в несколько минут, необходимых для восстановления частоты вращения ротора). Эксплуатация синхронных генераторов сдерживается в основном низкой эффективностью передачи энергии в нагрузку.

Более 20 лет назад авторы [49] предсказали: «Экономические аспекты работы НЭ и критерии выбора места их установки будут меняться в зависимости от изменения конъюнктуры ЭЭС. Однако применение НЭ в любом случае будет оправдано. Этому серьёзному и большому разделу энергетики, которому до сих пор не уделялось достаточного внимания, принадлежит будущее». Они оказались абсолютно правыми. Разработка и реализация концепции Smart Grid, увеличение доли распределённой энергетики (в том числе на базе НВИЭ) в электроэнергетическом балансе, повышение тяжести последствий (экономических, социальных и др.) от перерывов или недоотпуска энергии и являются теми изменениями конъюнктуры в электроэнергетике, которые повысили значение и роль НЭ.

Вопросы и задания

1. Назовите основные способы накопления электрической и неэлектрических форм энергии.
2. Назовите положительные эффекты в электроэнергетике, обеспечиваемые применением накопителей энергии.
3. Назовите важнейшие для электроэнергетики параметры накопителей энергии.
4. Топливные элементы: принцип работы, назначение, достоинства, недостатки.
5. ГАЭС: принцип работы, достоинства, недостатки, опыт нашей страны в сооружении и эксплуатации ГАЭС.
6. Типы и конструкции инерционных накопителей энергии.
7. Способы повышения рабочих параметров индуктивных накопителей энергии.
8. Что препятствует крупномасштабному использованию в энергетике воздушно-компрессорных накопителей энергии?

Список литературы к разделу 3

1. Воропай Н.Н., Кейко А.В., Санеев Б.Г. и др. Централизованная и распределенная, в том числе возобновляемая, энергетика: перспективные направления и тенденции // «Проблемы развития Российской энергети-

ки»: материалы научной сессии Президиума Сибирского отделения РАН. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005. – С. 37–55.
2. Макаров А.А. Перспективы развития российской электроэнергетики / А.А. Макаров, Е.А. Волкова, Ф.В. Веселов и др. // ТЭК. – 2002. – № 1. – С. 74–77.
3. Санеев Б.Г., Латерев А.В., Ханаева В.Н., Чемезов А.В. Перспективы развития энергетики России в XXI веке и выбросы парниковых газов // ТЭК. – 2004. – № 4. – С. 132–134.
4. Исследования и разработки СО РАН в области энергоэффективных технологий / под ред. С.В. Алексеенко. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 404 с.
5. Окороков В.Р., Волкова И.О., Окороков Р.В. Интеллектуальные энергетические системы: технические возможности и эффективность. Ч. 1. Технологические и социально-экономические основания их создания // Академия энергетики. – 2010. – № 2. – С. 72–80.
6. Разуваев А.В. Актуальность применения средств малой энергетики и когенерационных установок // Сборник материалов IV Всероссийского совещания-выставки по энергосбережению, 21–25 марта 2005 г. – Екатеринбург, 2005. – С. 130–132.
7. Фаворский О.Н., Газотурбинные установки – важное направление малой и муниципальной энергетики // ТЭК. – 2004. – № 4. – С. 64–65.
8. Ридер Г., Хупер Ч. Двигатели Стирлинга: пер. с англ. – М.: Мир, 1986.
9. Архаров Ю.М. ДГА-эффективная ресурсосберегающая и природоохранная технология // Промышленная энергетика. – 2004. – № 9. – С. 43–44.
10. Зарницкий Г.Э., Репин Л.А. Винтовые детандеры для использования избыточной энергии давления природного газа на промыслах. – М., 1972.
11. Лаврок Дж. Ядерная энергетика – последняя надежда окружающей среды: видеодоклад на генеральной ассамблее ВАО АЭС // Росэнергоатом. – 2005. – № 10 (79).– С. 10–11.
12. Фатаев И.Г. Энергетика XXI века: ставка на ядерные технологии // Инновации. Технологии. Решения. – 2006. – С. 36–38.
13. Щепетина Т. Д., Субботин С.А., Стукалов В.А. Малая ядерная энергетика и глобальные проблемы // Энергия: экономика, техника, экология. – 2004. – № 4.– С. 19–22.
14. Севостьянов В.Л. Малая атомная энергетика: проблемы и перспективы // Энергия: экономика, техника, экология. – 2005. – № 5. – С. 24–27.
15. Филиппова Т.Ф., Мисриханов М.Ш., Сидоркин Ю.М., Русина А.Г. Гидроэнергетика: учеб. пособие. – 2-е изд., перераб. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2012. – 620 с.
16. Васильев Ю.С., Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика и энергетическая безопасность // Академия Энергетики. – 2007. – № 2. – С. 50–55.

17. Ардашкин И.Б., Боярко Г.Ю., Дульзон А.А. и др. Основы ресурсоэффективности: учебное пособие / под ред. А.А. Дульзона и В.Я. Ушакова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 286 с.
18. Михайлов С.А. Возобновляемая энергетика сегодня и завтра // Экономика и ТЭК сегодня и завтра. – 2009. – № 11. – С. 9–10.
19. Безруких П.П. Нетрадиционная возобновляемая энергетика – взгляд в будущее. Аналитический доклад «Нетрадиционные возобновляемые источники энергии» // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». – № 5. – 2008. – URL: http://www.ecoenergy.ru
20. Ушаков В.Я. Современная и перспективная энергетика: технологические, социально-экономические и экологические аспекты. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 469 с.
21. Лукутин Б.В., Суржикова О.А., Шандарова Е.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном энергоснабжении. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.
22. Безруких П.П., Виссарионов В.И., Малинин Н.К. и др. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России. – М.: Наука, 2002. – 314 с.
23. Ушаков В.Я. Возобновляемая и альтернативная энергетика: ресурсосбережение и защита окружающей среды: монография. − Томск: Изд-во СибГрафикс, 2011. − 137 с.
24. Бойко В.И., Кошелев Ф.П. Ядерные технологии в различных сферах человеческой деятельности: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 342 с.
25. Перспективные ядерные топливные циклы и реакторы нового поколения: учебное пособие / В.И. Бойко, Д.Г. Демянюк, Ф.П. Кошелев и др. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 490 с.
26. Орлов В.В. Ядерная энергия, быстрые реакторы – взгляд полвека спустя // Проблемы развития российской энергии. Сборник материалов IV Всероссийского совещания-выставки по энергосбережению. 21–25 марта 2005 г., Екатеринбург. – С. 105–117.
27. Полтораков Г.И., Водянкин Р.Е., Кузьмин А.В. Замыкание ядерного топливного цикла в преодолении мирового дефицита энергоресурсов. Ч. 2. Инновационные ядерно-энергетические системы // Известия ТПУ. – 2011. – Т. 319. – № 4. – С. 16–20.
28. Мурогов В.М., Троянов М.Ф., Шмелев А.М. Использование тория в ядерных реакторах. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 96 с.
29. Белая книга ядерной энергетики / под ред. Е.О. Адамова. – М.: ГУП НИКИЭТ, 1998. – 355 с.
30. Кругляков Э.П. Перспективы термоядерной энергетики // Проблемы развития российской энергетики: материалы научной сессии Президиума СО РАН, г. Новосибирск, 24 февраля 2005 г. – Изд-во СО РАН. – С. 118–134.

31. Гуськов С.Ю. Прямое зажигание мишеней термоядерного синтеза потоком ионов лазерной плазмы // Квантовая электроника. – № 31 (10), 2001. – С. 885–890.
32. Велихов Е.П., Смирнов В.П. Состояние исследований и перспективы термоядерной эгнергетики // Вестник Российской академии наук. – 2006. – Т. 76. – № 5. – С. 419–426.
33. Пономарев-Степной Н.Н., Столяревский А.Я. Атомно-водородная энергетика – пути развития // Энергия: экономика, техника, экология. – 2004. – № 1. – С. 3–9.
34. Роза Р. Магнитогидрадинамическое преобразование энергии / пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1970.
35. Янтовский Е.И., Толмач И.М. Магнитогидродинамические генераторы. – М.: Наука. – 1972. – 424 С.
36. Беляев Л.С., Воропай Н.И., Подковальников С.В. и др. Настоящее и будущее электроэнергетики России // Проблемы развития российской энергетики: материалы научной сессии Президиума СО РАН. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005. – С. 37–55.
37. Антонов Г.Н. Методы и модели исследования живучести систем энергетики / Г.Н. Антонов, Г.Н. Черкесов, Л.Д. Криворуцкий и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1990. – 285 с.
38. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1979.
39. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: учеб. для электроэнерг. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1985. – 535 с.
40. Воротницкий В.Э., Калинкин М.А., Комкова Е.В., Пятигор В.И. Снижение потерь энергии в электрических сетях. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия // Энергосбережение. – 2005. – Ч. I. – № 2. – С. 90–94.; Ч. II. – № 3. – С. 86–91.
41. Электросети: «умные» против «сильных». – URL: http://www.mrsk-1.ru/
42. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.
43. Ивакин В.Н., Сысоева Н.Г., Худяков В.В. Электропередачи и вставки постоянного тока и статические тиристорные компенсаторы. – М.: Энергоатомиздат, 1993. – 335 с.
44. Системный оператор Единой электрической системы. – URL: www.so-cdu.ru
45. European Commission Directorate-General for Research Information and Communication Unit European Communities: «European Technology Platform Smart Grids, Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the future». – European Communities, 2006.
46. Шакарян Ю.Г. Перспективы применения накопителей энергии в ЕНЭС и ЕЭС России / Ю.Г. Шакарян, Н.Л. Новиков, Ю.Е. Гуревич, Л.А. Дарьян, Ю.А. Дементьев и др. // Материалы VI международной

научно-технической конференции «Энергосбережение в электроэнергетике и промышленности», г. Москва, 17–18 марта 2010 г.
47. Superconductor technology may save US industries 26 billion per year // Transmiss. and Distrib. – 1992. – 44.– № 9. – S. 15.
48. Астахов Ю.Н., Веников В.А., Тер-Газарян А.Г. Накопители энергии в электрических системах: учеб. пособие для электроэнерг. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1989. – 159 с.
49. Хрущёв Ю.В. Управление движением генераторов в динамических переходах энергосистем. – Томск: Изд-во STT, 2001. – 310 с.
50. Махаев А.Д., Силин В.Е., Рыжков А.Ф. Перспективы развития энергетики на базе газогенераторной технологии и топливных элементов // Сборник материалов IV Всероссийского совещания-выставки по энергосбережению, 21–25 марта 2005 г. – Екатеринбург, 2005. – С. 116–117.
51. Глебов И.А., Кашарский Э.Г., Рутберг Ф.Г. Синхронные генераторы кратковременного и ударного действия. – Л.: Наука, 1985.
52. Корзинов Н. Диски высокой энергии // Популярная механика. – 2008. – № 12.

Раздел 4
ТЕХНОГЕННЫЕ УГРОЗЫ ПРИРОДЕ И ЧЕЛОВЕЧЕСТВУ, ИСХОДЯЩИЕ ОТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТЭК, И СПОСОБЫ ИХ ОГРАНИЧЕНИЯ

Глава 13
УЩЕРБЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ И АВАРИИ НА ОБЪЕКТАХ ТЭК

13.1. Воздействие на климат и погоду

Научно-технический прогресс, ускорившийся во второй половине XX в., потребовал вовлечения в хозяйственный оборот все большего количества природных ресурсов, роста производственной базы, использования все более сложных технологических систем, их концентрации, а также увеличения количества потребляемых природных ресурсов, электрической и тепловой энергии. Созданная человеком техногенная сфера включает большое количества радиационных, химических, биологических, пожаро- и взрывоопасных производств и технологий, сосредоточенных в промышленности, энергетике, коммунальном хозяйстве (только в России их насчитывается около 45 тысяч). Это, в свою очередь, усилило негативное воздействие на окружающую среду, увеличило риски возникновения аварий и катастроф. Природные катастрофы сейчас случаются в 4 раза чаще, чем 30 лет назад, а экономические ущербы, причиняемые ими, увеличились в 7 раз. Около 20 % смертельных болезней провоцируются неблагоприятной окружающей средой. Более 75 % населения живёт в странах, потребление в которых превышает биологические возможности их территорий. Человечество злоупотребляет способностью планеты к регенерации, самовосстановлению. Природа способна воспроизводить изъятые у неё биологические ресурсы, если объёмы изъятия не превышают 1 % от имеющегося количества. Этот предел уже превзойдён на порядок. Сейчас, согласно оценки «индекса экологического следа», человечество «потребляет 1,5 планеты Земля».

В табл. 13.1 приведены данные о выбросах парниковых газов[2] в ряде стран – «лидерах» по этому показателю.

В последние десятилетия становится всё более очевидным, что господствующий в мировом хозяйстве техногенный (природоёмкий) тип развития, не учитывающий в достаточной мере экологические и социальные издержки хозяйственной деятельности, воспроизводит лавину проблем и опасностей, грозящих самому существованию цивилизации. Всемирный фонд природы (World Wide Fund for Nature – WWFN) и другие природозащитные организации призывают ускорить переход от «коричневой» экономики к «зелёной» и к оценке уровня экономического развития государства не по ВВП, а по индексу устойчивости общества (The Sustainable Society Index).

Человечество попало в замкнутый круг – для создания комфортных условий проживания необходимо всё больше материальных благ и услуг → их производство наносит огромный ущерб окружающей среде → ухудшение условий обитания ведёт к росту заболеваний и сводит на нет усилия по созданию жизненного комфорта [1, 2].

Таблица 13.1

Объём выбросов парниковых газов (в млрд т) четырьмя промышленно развитыми странами в 2011 г.

Страна	Объём выбросов	Примечание
Китай	>8,0	178 % от 2000 г.
США	5,0	сокращен по сравнению с 2007 г.
Индия	2,0	
Россия	1,6	

Более того, человечество всё чаще сталкивается с негативными последствиями изменений климата, которые многие связывают с глобальным потеплением техногенного происхождения. Эти изменения наносят большие ущербы развитым странам. Применительно к России они обобщены в табл. 13.2.

Экологическая ситуация влияет на конкурентоспособность: если предприятия одной страны вынуждены нести более крупные расходы по сокращению загрязнений по сравнению с иностранными, то это приводит к необходимости реализации механизма государственных компенсаций для поддержания конкурентоспособности. Промышленные компании высокоразвитых стран стремятся перенести производства с вред-

[2] Парниковые газы – это около десяти веществ, среди которых 80 % CO_2 – основной (99,8 %) продукт сгорания угля и углеродного топлива, а также метан, выбрасываемый в атмосферу в основном при газо- и угледобыче, окислы углерода (CO), серы (SO_x), азота (NO_x).

ными для окружающей среды последствиями в «третьи» страны, чтобы не нести бремя экологических налогов.

Таблица 13.2

Ущерб стратегическим национальным приоритетам от изменения климата

№ п/п	Стратегические национальные приоритеты	Прямые и косвенные угрозы
1	Национальная оборона	Изменение ледовой обстановки в Арктике. Разрушение инфраструктуры в северных регионах, в зоне вечной мерзлоты. Ухудшение условий эксплуатации военного оборудования
2	Государственная и общественная безопасность	Потенциальные межгосударственные конфликты за освоение новых месторождений, доступ к которым обеспечивается климатическими изменениями (например, арктический шельф). «Экологические / климатические беженцы» из сопредельных стран
3	Качество жизни граждан	Ухудшение экологической обстановки. Обострение ситуации с качественным водоснабжением в некоторых регионах
4	Экономический аспект	Увеличение экономических потерь и социального ущерба вследствие роста опасных природных явлений. Снижение объёмов производства сельскохозяйственной продукции вследствие нарастания частоты засух и активизации вредителей
5	Здравоохранение	Появление новых и активизация известных видов заболеваний. Распространение в северных широтах заболеваний, характерных для регионов с тёплым климатом
6	Экология	Опасность сокращения или даже полного исчезновения отдельных видов животных и растений

С 1990 г., когда 49 нобелевских лауреатов сочли глобальное потепление наиболее серьезной экологической угрозой в истории человечества, парниковый эффект привлек к себе столько внимания, сколько никогда не уделялось ни одной научной проблеме. Тенденция к увеличению средней глобальной температуры атмосферы стала заметно проявляться с начала 1980-х гг. и усилилась в 1990-е гг. В пятерку годов – рекордсменов по приросту температуры в северном полушарии в новом столетии входят 2002, 2004 и 2005 гг. Реконструкция климата прошлых лет доказывает, что теплый климат последних 50 лет необычен; ничего подобного не наблюдалось по меньшей мере 1300 лет.

Имеются выраженные признаки глобального потепления: ускоряющееся таяние ледников на суше и на шельфе, сокращение площади морских льдов в Арктике и зоны вечной мерзлоты в северном полуша-

рии. За последнее десятилетие средняя толщина льда Северного Ледовитого океана сократилась почти в 1,5 раза и существенно сократилась их площадь. Эта опасная динамика, вероятно, будет сохраняться и даже нарастать, поскольку наша цивилизация продолжает выбрасывать в атмосферу парниковые газы (ПГ) и к 2025 г. их выброс увеличится по сравнению с выбросами в 2000 г. на 57 %, а температура у поверхности Земли может вырасти на 2,5 °С.

В России до 70 % теплового загрязнения окружающей среды и около 50 % всех вредных выбросов приходится в настоящее время на долю энергетического сектора. Мощности энергетических потоков, задействованных в материальном производстве и быту, уже сегодня соизмеримы с мощностью самых масштабных природных процессов, табл. 13.3.

Таблица 13.3

Сопоставление мощностей потоков энергии природного и техногенного происхождения

Параметры	Энергия, ТВт	
	В настоящее время	В середине XXI столетия
Антропогенная энергия	12,0–14,0	55,0–100,0
Мощность электростанций	4,8	25,0–40,0
Тепловой потенциал океанов и суши	2,0–2,5	
Приливы и отливы	5,0–6,0	
Ураганы (торнадо)	20,0–30,0	
Землетрясения	25,0–40,0 и более	

Считается, что сегодня антропогенное влияние на климат несравненно сильнее таких факторов, как движение материков или изменение параметров земной орбиты.

Некоторые учёные ставят под сомнение техногенную природу роста температуры, связывая последний с природными планетарными процессами.

Созданная при ООН в 1988 г. Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК) периодически публикует отчёты с новыми данными о состоянии климата. Противники техногенной природы глобального потепления приводят ряд фактов, подрывающих доверие к выводам этой группы:

- отчёты изобилуют неточностями и ошибками;
- отчёты содержат не только конкретные результаты, но и выводы, адресованные политическому руководству стран; причём выводы

и рекомендации готовят не учёные, а чиновники и функционеры, которые не могут быть беспристрастными, поскольку вокруг борьбы с парниковым эффектом «крутятся» большие деньги;

- в отчётах замалчиваются некоторые очень показательные факты, не укладывающиеся в концепцию «парникового эффекта». (В марте 2013 г. в СМИ в очередной раз обнародована информация, исходящая от специалистов, в которой утверждается, что за последние 17 лет потепление не наблюдалось).

Отсутствие согласия в среде климатологов объясняется исключительной сложностью изучаемого и обсуждаемого объекта – климата. Изменения температуры на Земле в прошлые века часто не совпадали с солнечными циклами, т. е. не прослеживается связь температуры поверхности и атмосферы Земли с интенсивностью солнечного излучения. Не установлена однозначная связь климата и средних глобальных температур на Земле с циклическими колебаниями морских/океанических течений. Периодические потепления и похолодания климата на Земле происходили и тогда, когда о техногенном влиянии на него не могло быть и речи. Но не подвергается сомнениям техногенная природа двух явлений: аномально высокой сезонной и территориальной контрастности климата и увеличения в атмосфере концентрации «парниковых газов».

За последнее десятилетие в два раза увеличилось количество опасных гидрометеорологических явлений, которые раньше повторялись с периодичностью в 50–100 лет. Природные катаклизмы имеют свойство перерастать в крупные техногенные катастрофы, превращаясь тем самым в природно-техногенные; нередко они влекут за собой и социальные потрясения. Энергетические объекты вследствие их больших физических масштабов (большая протяженность, большие занимаемые площади) и высоких мощностей особенно подвержены влиянию различных стихийных бедствий – землетрясений, наводнений, ураганов, гололедных явлений, селей, цунами. Аварии на объектах энергетики приводят к разрушению или значительному повреждению как самих энергетических объектов, так и других объектов промышленной и социальной структуры.

Экологическая угроза стала нарастать быстрее позитивных изменений в энергетическом балансе – последовательного перехода на топливо со всё меньшим содержанием углерода (или не содержащем его вовсе) – и прироста позитивных результатов природоохранных мероприятий.

Международная комиссия по окружающей среде и развитию разработала концепцию устойчивого развития, получившую официальный

статус в рамках ООН как «Стратегия мирового развития», в которой провозглашается необходимость поиска новой модели взаимодействия общества, экономики и государства. Понятие «устойчивое развитие» появилось в прессе в начале 70-х гг., а широкое распространение получило после опубликования в 1987 г. Международной комиссией по окружающей среде и развитию (МКОСР) доклада «Наше общее будущее». В нём же дано определение понятию «устойчивое общество» – это общество, удовлетворяющее нужды сегодняшних поколений, не лишая при этом будущие поколения возможностей удовлетворять их собственные нужды.

Концепция устойчивого развития РФ принята Указом Президента РФ от 01.04.1996 г. (в настоящее время Россия готовится принять «Экологический кодекс»). К 2004 г. стратегии или планы устойчивого развития на государственном уровне приняли и реализуют более 100 стран.

В докладе Межправительственного комитета по изменению климата ООН «Борьба с изменениями климата: человеческая солидарность в разделённом мире» содержится однозначный вывод: изменение климата происходит по вине человека. Если в 2001 г. вероятность вины человека в потеплении оценивалась в 60 %, то в 2007 г. она стала более 90 %. Исследования последних лет показывают, что вклад человека в изменения температуры в 10 раз больше, чем Солнца (колебания солнечной активности). Сейчас глобальная температура выше, чем в начале прошлого века, примерно на 0,7 °С. Чтобы не допустить катастрофического перегрева атмосферы, необходимо снизить объемы выбросов парниковых газов на 50 % к 2050 г. Сегодня ежегодные суммарные выбросы CO_2 техногенной природы в мире составляют 50 млрд т.

В базовой модели развития цивилизации связанные с энергетикой прогнозируемые выбросы в атмосферу CO_2 во всем мире увеличатся с 23,9 млрд т в 2001 г. до 37,1 млрд т в 2025 г. Около 61 % абсолютного прироста придутся на развивающиеся страны, которые к 2015–2020 гг. обгонят по этому показателю индустриальные страны. Вместе с тем выбросы CO_2 на душу населения в развивающихся странах будут всё ещё примерно в 5 раз ниже, чем в индустриальных странах. Показатель среднедушевого потребления энергии в этих странах будет еще ниже в силу существующего экономического отставания от большинства индустриально развитых стран.

Есть обстоятельства, которые отводят России особое место в решении экологических проблем:

- Около 70 % огромной территории России занято невозмущёнными или слабо возмущёнными экосистемами. Бореальные леса вместе с влажными почвами и болотами играют ключевую роль в

глобальном цикле пополнения атмосферного кислорода за счёт переработки CO_2.

- В результате кризиса 90-х гг. промышленное оборудование практически всех отраслей реального сектора российской экономики, включая энергетику, изношено на 50–70 %, вследствие чего характеризуется повышенными негативными воздействиями на окружающую среду, высоким риском техногенных катастроф, большой энергоёмкостью. К тому же в России даже к 2030 г. до 80 % спроса на энергию будет удовлетворяться за счёт углеводородов и угля, сжигание которых вызывает около 90 % рисков для здоровья населения промышленно развитых стран.
- Россия располагает большим потенциалом энергосбережения – 340–360 млн т у.т. (40–45 % суммарного ежегодного потребления энергии и энергоресурсов). Его реализация позволила бы снижать выбросы парниковых газов в объёме 793 млн т в год (в CO_2-эквиваленте) и добиться к 2030 г. их уровня на 20 % ниже выбросов в 1990 г. Около трети этого потенциала сосредоточено в ТЭК России.
- Основы действующего российского законодательства в экологической сфере были сформированы в начале 1990-х гг., когда из-за падения объёмов производства наблюдалось сокращение и объёмов загрязнений. Были снижены экологические барьеры, что не столько снизило барьеры для экономического роста, сколько создало условия для поддержания устаревших технологий в ущерб модернизации производства (некоторые законодательные акты в неизменном виде действуют и в настоящее время).

Таблица 13.4

Воздействия на окружающую среду топливных электростанций мира и России

Факторы воздействия	Все страны (производство 13,2 млрд МВт.ч)	Россия (производство 0,605 млрд МВт.ч)
Потребление природных ресурсов:		
• топлива, млрд т у. т.	4,365	0,200
• воды, млрд $м^3$	1620,675	76,803
• отчуждение земель, млн га	9,260	0,423
Отходы:		
• выбросы газов в атмосферу, млн т	297,660	13,555
• загрязненные сточные воды, млрд $м^3$	6,615	0,302
• твёрдые отходы (зола и др.), млрд т	4,631	0,212

В электроэнергетике это привело к существенному отставанию от передовых стран по экономической и экологической эффективности и к нарушению топливного баланса, табл. 13.4. На предприятия ТЭК России приходится более 44 % выбросов в атмосферу, 70 % теплового загрязнения, значительные сбросы в гидро- и литосферу, что в сумме даёт названные выше 50 % загрязнений окружающей среды.

Длительные сроки эксплуатации и большой износ основных средств ТЭК России вынуждают считать его отраслью с наибольшей степенью риска. По данным МЧС, около 80 % различного рода нарушений технологического регламента и аварий происходит в электроэнергетике и в нефтегазовой и нефтеперерабатывающей промышленности. Если в большинстве стран техногенные аварии обусловлены триадой «глупость, небрежность, корысть» (формулировка известного американского ученого Ли Дэвиса), то в России действуют ещё два фактора – большой износ основных фондов и высокая концентрация энергетических мощностей. Последнее, характерное и для ряда других стран, увеличивает потенциальный экологический и экономический ущерб от возникновения критических ситуаций.

Например, недалеко от г. Надым 10 ниток газопровода одного направления пересекаются с 6 нитками газопровода другого направления; суммарная пропускная способность этого «перекрёстка» обеспечивает до 60 % объёма перекачки природного газа. Очевидно, что любая серьёзная авария на нём приведёт к катастрофическим последствиям. Другой пример – высокая концентрация энергетической инфраструктуры в США, обусловленная мощными потоками энергоресурсов из Канады, привела к тому, что ураганами «Катрина» и «Рита» было разрушено 27 % мощностей по добыче нефти и 21 % мощностей по её переработке; пострадала значительная доля транзитных мощностей, на восстановление которых потребовалось около года.

Экологи пришли к выводу, что «… человечество подошло к некоему критическому пределу, столкнувшись в своем развитии с внешними границами… Границы эти определяются не столько ресурсами недр или доступными источниками энергии, сколько потенциальными возможностями биосферы по нейтрализации растущего антропогенного давления» [4].

Состояние среды обитания человека на сегодня таково, что не осталась в стороне от этой вселенской проблемы и церковь. Иерархи католической и православной веры выступили с осуждением варварского отношения к природе.

13.2. Проблемы экологии и безопасности при добыче и транспортировке энергетического сырья

Согласно оценкам международных экспертов, до 40 % ВВП России и ряда других стран связаны с добычей, переработкой и потреблением энергетических ресурсов и, как отмечалось выше, на долю энергетических объектов приходится большая часть загрязняющих выбросов и огромные площади отчуждаемых земель. По масштабам отчуждения земель энергосырьевые отрасли образуют следующий ряд (в порядке убывания): угольная – газодобывающая – нефтедобывающая – урановая. Не только сложная технология добычи, транспортировки и переработки энергетического сырья, но и его токсичность, а в случае ядерного топлива – радиотоксичность, обостряют экологические проблемы в энергоресурсном секторе ТЭК [5, 6]. (Хотя, по мнению экспертов, ресурсная отрасль не является самой экологически опасной среди других отраслей экономики России).

Особую тревогу защитников природы вызывает активизация государств, претендующих на углеводороды арктического шельфа, поскольку бесконтрольная добыча полезных ископаемых может создать серьезную угрозу легко ранимой экосистеме Севера. В поисках нефти и газа страны Арктического бассейна двигаются все дальше на север. Но добыча углеводородов там не только дороже по себестоимости, но и потенциально опаснее для природы (например, на сегодня отсутствуют технологии ликвидации разливов нефти подо льдом). Экологи предлагают ввести запрет на добычу углеводородов в Арктике до тех пор, пока не будут разработаны такие технологии. Они предлагают искать конструктивный компромисс между желаниями нефтяных и газовых корпораций наращивать объёмы добычи сырья и желанием человеческого сообщества сохранить природу.

I. Нефть и газ

Наращивание объемов добычи углеводородного сырья во всём мире сопровождается загрязнением практически всех сфер Земли – атмосферы, гидросферы, литосферы и самой поверхности планеты.

1. Воздействие на глубинные пласты земли (до 10–15 км): загрязнение подземных питьевых вод, снижение внутрипластового давления, которое может спровоцировать землетрясения и просадку почвы.
2. Вывод из сельхозоборота до 20 % земель от общей площади земель, ежегодно «страдающих» от воздействия предприятий ТЭК (скважины – их более 150 тыс. ед., протяжённые коммуникации: постоянные и временные автодороги, железные дороги, водные пути, трубопроводы, ЛЭП).

3. Загрязнение окружающей среды топливом, маслами, выхлопными газами со стороны огромного количества транспортных средств (в особенности автотракторной техники).
4. Потребление больших объёмов воды для технологических, транспортных, хозяйственно-бытовых и противопожарных нужд с одновременным сбросом таких же объёмов загрязнённых сточных вод.

Все технологические процессы в нефтегазовой промышленности (разведка, бурение, добыча, сбор, транспорт, хранение и переработка нефти и газа) могут сопровождаться негативными воздействиями на окружающую среду при неблагоприятных условиях:

1) при бурении и аварийном фонтанировании разведочных нефтяных и газовых скважин;
2) при аварии транспортных средств;
3) при разрывах нефте- и продуктопроводов;
4) при нарушении герметичности колонн в скважинах и технологического оборудования;
5) при сбросе неочищенных промысловых сточных вод в поверхностные водоемы.

Аварии на внутрипромысловых трубопроводах остаются пока одной из распространённых причин наиболее тяжелых и опасных по последствиям загрязнений подземных и поверхностных вод и значительных площадей земель в процессе *добычи нефти на суше.*

В настоящее время на территории России в сети внутрипромысловых трубопроводов ежегодно отмечается около 40 тыс. случаев разрывов, свищей и других аварий, что приводит к значительным потерям нефти и загрязнению территорий. Кроме того, происходят утечки через неплотности во фланцевых соединениях, разливы нефти при опорожнении сепараторов и отстойников, спуске сточной воды из резервуаров, при переливе нефти через верх резервуара и т. п. Нередки утечки нефти из резервуаров вследствие коррозии их днищ. Большинство хранилищ не исключают испарения нефти, газа, конденсата**.**

Кроме нефти к основным загрязняющим веществам относятся буровой и нефтяной шламы, сточные воды.

Образующийся при бурении скважин буровой шлам может содержать до 7,5 % нефти и до 15 % органических химических реагентов, применяемых в буровых растворах. В относительно большом объеме нефтяной шлам накапливается при подготовке нефти. В этом случае шламы могут содержать до 80–85 % нефти, до 50 % вредных механических примесей, до 67 % минеральных солей и 4 % поверхностно-активных веществ. Основное же загрязнение природной среды при бурении и эксплуатации скважин дают буровые и промысловые сточные

воды. Объем их во всех развитых нефтедобывающих странах мира быстро растет и намного превышает объем добываемой нефти. Из-за отсутствия системы канализации промысловые стоки сбрасывают в близлежащие водоемы или болота, значительно загрязняя их и грунтовые воды.

Наиболее тяжелыми последствиями сопровождаются аварии *на нефтяных платформах* в силу ряда причин:

- в большинстве случаев аварию не удаётся быстро ликвидировать вследствие сложности технологического процесса,
- обслуживающий персонал сосредоточен на небольшом замкнутом пространстве,
- окружающее водное пространство способствует распространению нефти на большие площади.

Самое большое число погибших в аварии, связанной с *добычей нефти на шельфе*, имело место 6 июля 1988 г. при пожаре на эксплуатационной нефтяной платформе Пайпер-Альфа в Северном море, когда погибли 167 человек. Самое большое нефтяное пятно образовалось 3 июня 1979 г. В результате выброса из-под буровой установки в Мексиканском заливе на поверхности воды образовалось нефтяное пятно, распространившееся на 640 км. К 24 марта 1980 г., когда скважина была перекрыта, потери нефти составили 500 тыс. т.

Тяжелейшие последствия имел взрыв и пожар на нефтяной платформе Deepwater Horizon, произошедшие 20 апреля 2010 г. в 80 км от побережья штата Луизиана в Мексиканском заливе. Последовавший после аварии разлив нефти стал самым большим в истории США и превратил аварию в одну из крупнейших техногенных катастроф по негативному влиянию на экологическую обстановку. Погибли 13 и пострадали 17 из 126 человек, находившихся на платформе. Через повреждения труб скважины на глубине 1500 м в Мексиканский залив за 152 дня вылилось около 5 млн баррелей нефти, нефтяное пятно достигло площади 75 тыс. км^2. Ликвидация последствий аварии обошлась более чем в 20 млрд долл.

Особую опасность для окружающей среды представляют строительство и эксплуатация магистральных нефтепроводов вследствие их большой протяженности и большого внутритрубного давления.

Строительство трубопроводов, особенно в северных районах, локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растопляет вечномерзлые грунты, вызывает гибель растительного покрова тундры. Аварии на них сопровождаются большими потерями нефти, загрязнением крупных площадей земли, водоёмов и рек.

Основными причинами аварий на трубопроводах *в процессе эксплуатации* являются: подземная коррозия металла (21 %), дефект труб и оборудования (14 %), механические повреждения, в том числе от постороннего вмешательства в работу трубопровода (19 %). Наиболее опасны аварии на участках трубопроводов, расположенных под судоходными трассами морей и рек, больше всего подверженных механическим повреждениям. Часто они остаются незамеченными в течение длительного времени и наносят большой ущерб окружающей среде. Подсчитано, что в среднем при одном порыве нефтепровода выбрасывается 2 т нефти, приводящей в непригодность 1000 $м^2$ земли. Экономический ущерб от порывов на нефтепроводах и затрат на ликвидацию последствий в среднем (по данным за последние годы) составляет 2 млн руб. на одну аварию. Суммарные убытки от повреждений магистральных нефте- и газопроводов исчисляются миллиардами рублей.

Одна из самых масштабных экологических катастроф при ***трубопроводной транспортировке нефти*** случилась в 1994 г. В результате катастрофы на нефтепроводе Возей – Головные сооружения АО «Коминефть» (Республика Коми) произошла утечка нескольких десятков тысяч тонн (в разных источниках фигурируют цифры от 14 до 280 тыс. т). Нефтяная пленка покрыла участок длиной 18 км. За сверхнормативное загрязнение окружающей среды АО «Коминефть» был предъявлен иск в размере 62,2 млрд руб.

Учитывая технический уровень производственного оборудования российских нефтяных компаний и его количество, можно утверждать, что на протяжении ближайших лет проблема ликвидации аварийных разливов нефти будет оставаться актуальной. Наиболее экономически выгодной остается профилактика аварийных ситуаций. В этой связи важной следует считать разработку комплекса мероприятий, направленных на предотвращение разливов нефти при добыче, на автоматизированный контроль состояния трубопроводов и выявление участков трубопроводов, требующих замены или капремонта.

Подобная деятельность является экономически обоснованной, так как в России при добыче и транспортировке теряется от 1,5 до 10 % нефти, что эквивалентно, по минимальной оценке, примерно 4,5 млн т в год. Штрафные санкции за 1 т разлитой нефти соответствуют стоимости 80 т добытой нефти, а затраты на ее сбор эквивалентны стоимости 0,8–1,3 т нефти. Следовательно, экономический эффект от проведения мероприятий по профилактике аварийных разливов нефти будет значительно выше затрат на их реализацию. Российская нефтепроводная система, в основном создававшаяся в 1950–1970-е гг., безусловно, нуждается в масштабной модернизации. Необходимо признать, что за последние

10–12 лет благодаря принятым мерам износ основных фондов сократился почти в 1,5 раза и сейчас составляет около 40.

Пристального внимания заслуживает безопасность *танкерной транспортировки углеводородного сырья*, как и добыча нефти с морских платформ, т. к. случающиеся крушения и аварии сопровождаются тяжелыми крупномасштабными ущербами для флоры и фауны, выводом из строя зон отдыха (пляжей и др.), экономическими ущербами, а нередко и человеческими жертвами.

В последние годы наметилась тенденция к увеличению вместимости нефтеналивных судов. Эксплуатация супертанкеров выгодна экономически, но создает большую потенциальную опасность для загрязнения окружающей среды, т. к. при аварии в воду выливаются десятки и сотни тысяч тонн нефти. Очень часто нефтепродукты выбрасываются за борт судов со сточной водой, которая используется в качестве балласта или для промывки танков. Загрязнение морей при использовании танкеров происходит во время загрузки и разгрузки нефти на конечных пунктах, за счет переливов при загрузке, при аварийном столкновении и посадке судов на мель. Вся поверхность Мирового океана покрыта в настоящее время нефтяной пленкой толщиной 0,1 мкм.

В 1978 г. в 96, 6 км от побережья полуострова Бретань (Франция) потерпел крушение танкер, в результате в воду вылилось 220 тыс. т нефти; в 1979 г. в Карибском море в результате столкновения с другим судном потерпел крушение танкер, из которого вылилось 280 тыс. т нефти; в 1989 г. сел на мель в заливе Принс-Уильям у побережья Аляски нефтяной танкер «Вальдес», в результате чего в воду вылилось свыше 30 тыс. т нефти. От загрязнения пострадало более 2400 км побережья. Вследствие особенностей северной природы нефть более чем за 20 лет не разложилась и находится на дне (примеров аварий нефтеналивных танкеров, к сожалению, много).

При *предварительной подготовке* и *переработке нефти* природа также испытывает техногенное давление. Только нефтеперерабатывающие заводы ежегодно выбрасывают в атмосферу порядка 800 тыс. т вредных веществ. В последние годы наметилась тенденция уменьшения выбросов, которая связана с выводом из эксплуатации устаревших установок и замены их современными, а также с реализацией природоохранных мероприятий. Вместе с тем на предприятиях отрасли увеличивается количество накапливаемых токсичных отходов, включая нефтешламы, загрязненный ил с биологических очистных сооружений, сернокислотные стоки и другие производственные отходы, а также биологически активные осадки с коммунально-бытовых установок, находящихся на балансе отрасли. В связи с этим утилизация отходов произ-

водства является одним из приоритетных направлений в нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности. Например, у российских нефтяников имеется положительный опыт переработки бурового шлама в строительный материал (нейтральный наполнитель, материал для отсыпки дорог, производственных площадок и т. п.).

В газовой отрасли основная доля экологических ущербов и техногенных аварий приходится на систему транспортировки и распределения. Причины аварий на газопроводах примерно такие же, как и на нефтепроводах, табл. 13.5.

Таблица 13.5

Основные причины аварий на газопроводах

Причины аварий	% от общего числа
Наружная коррозия	28,9
Механические повреждения	19,0
Брак строительно-монтажных работ в т. ч. брак сварки	21,9 13,0
Дефекты труб	11,4
Стихийные бедствия	9,5

Долговечность газопроводов не нормирована, но специалисты ориентируются на срок в 30–40 лет. Уже в 1997 г. около 20 % газопроводов России имели срок эксплуатации более 30 лет. В этих условиях достаточно высокая степень технологической безопасности обеспечивалась рядом традиционных мероприятий:

- преимущественно подземной прокладкой труб;
- их размещением за пределами жилой застройки;
- контролем состояния всех элементов газопроводной системы.

Результатом является снижение интенсивности аварий на линейной части газопроводов примерно в 2,5 раза за последние 20–25 лет. Рост этого показателя наблюдался только в середине 90-х гг., когда в газотранспортной сфере ТЭК, как и в других отраслях экономики, наблюдалось ухудшение качественных показателей, усиливалось негативное воздействие на окружающую среду, увеличивалась аварийность. С начала 2000-х гг. тенденция к снижению аварийности на магистральных газопроводах восстановилось благодаря ряду принимаемых мер:

1. Акцент перенесён с противодействия актуальным на сегодня опасностям на деятельность по профилактике опасностей на стадии проектирования и ранних стадиях эксплуатации объекта.
2. Создаются механизмы учета опыта расследования инцидентов, отказов и аварий в профилактике чрезвычайных ситуаций на ста-

диях проектирования, строительства, реконструкции и эксплуатации объекта.

3. Повышается эффективность действующих служб мониторинга обстановки на предприятиях, поскольку всё чаще они не ограничиваются фиксацией «физических» явлений на объектах, а, будучи встроенными в системы, обеспечивающие синтез и анализ наблюдений, принимают действенные управленческие решения и корректируют собственную деятельность.

Тем не менее, аварийность на магистральных газопроводах всё ещё недопустимо высока – в среднем около 10 аварий в год с последствиями различной тяжести.

Аварии на газопроводах представляют собой меньшую экологическую опасность в сравнении с авариями на нефтепроводах, т. к. перекачиваемый газ имеет относительную плотность 0,6 и при выбросах поднимается вверх и быстро рассеивается в атмосфере. Но чрезвычайные ситуации на газопроводах представляют собой бóльшую опасность перерастания в крупные аварии с большими разрушениями и человеческими жертвами.

Последнее обусловлена тем, что газ взрывопожароопасен, оборудование на объектах Единой системы газоснабжения (ЕСГ) работает под высоким давлением (3,5 МПа и выше), в технологических процессах применяются сильнодействующие ядовитые вещества и легковоспламеняющиеся жидкости. Дополнительную потенциальную опасность создает рост масштабов и концентрации производства. На отдельных участках газотранспортной сети ЕСГ в одном технологическом коридоре проложены около 10 ниток газопроводов больших диаметров (1020–1420 мм). Для достижения наибольшей экономической эффективности создания транспортных коммуникаций в одном технологическом коридоре размещают магистральные газо-, нефте- и продуктопроводы, а также воздушные ЛЭП. Нередко рядом с таким перегруженным километровой ширины технологическим коридором проходят автомобильные и железные дороги. В этих условиях возрастает риск каскадных аварий, в особенности в узлах взаимных пересечений трубопроводов, транспортирующих разнородные продукты. Вдоль электрифицированных участков железных дорог повышается скорость электрохимической коррозии металла труб и возрастает риск аварийных разрывов трубопроводов.

При неблагоприятном стечении обстоятельств авария на продуктопроводе или газопроводе может обернуться подлинной катастрофой.

Так случилось 4 июня 1989 г., когда произошёл мощный взрыв облака лёгких углеводородов, образовавшегося в результате аварии на продуктопроводе «Сибирь–Урал–Поволжье» в момент прохождения

двух встречных пассажирских поездов «Новосибирск–Адлер» и «Адлер–Новосибирск». Катастрофа случилась под Уфой в 11 км от города Аша (Челябинская область). Погибли 575 человек (по другим данным 645), ранены более 600 человек.

На трубе, по которой транспортировали широкую фракцию лёгких углеводородов (пропан, бутан и другие углеводороды), образовалась узкая щель длиной 1,7 м. Из-за протечки трубопровода и особых погодных условий легковоспламенимые углеводороды образовали «газовое озеро» в низине, по которой в 900 м от трубопровода проходила Транссибирская магистраль (возгорание газовой смеси могло произойти от случайной искры из-под колес при торможении, от токосъёмника или от сигареты, выброшенной из окна проходящего поезда). В техногенной природе этой катастрофы присутствовали и несколько «человеческих факторов»:

- Примерно за три часа до катастрофы приборы показали падение давления в трубопроводе. Однако вместо того чтобы искать утечку, дежурный персонал лишь увеличил подачу газа для восстановления давления, чем усугубил ситуацию.
- Машинисты проходящих поездов предупреждали поездного диспетчера участка, что на перегоне сильная загазованность, но этому не придали значения.
- Трубопровод «Западная Сибирь – Урал – Поволжье» диаметром 720 мм и длиной 1852 км проектировался и строился для транспортировки нефти, но Миннефтепром СССР решил перепрофилировать почти готовый нефтепровод в продуктопровод и внести изменения, связанные с особыми требованиями безопасной транспортировки сжиженного газа. Техническими правилами запрещено транспортировать сжиженный газ под давлением по трубопроводам диаметром свыше 400 мм, однако при перепрофилировании это требование было проигнорировано.
- Трасса продуктопровода в 14 местах пересекала железные дороги, в т. ч. в четырёх местах – электрифицированные; на протяжении 273 км она опасно сближалась (менее чем на 1 км) с железными дорогами, а также проходила близко к трём уральским городам.
- В ходе эксплуатации в период с 1985 по 1989 гг. на продуктопроводе произошло 50 крупных аварий и отказов, но, поскольку они не приводили к человеческим жертвам, радикальные противоаварийные меры не принимались.

Только после трагедии под Ашой продуктопровод был ликвидирован.

«Человеческий фактор» вместе с технологической отсталостью в наибольшей мере проявляется при эксплуатации газораспределительных сетей, газорегуляторных пунктов и газовых бытовых приборов. Информация в СМИ на эту тему напоминает сводки с линии фронта – погибшие и раненые, разрушенные здания и сооружения, большой материальный урон. Отказы оборудования газорегуляторных пунктов и порывы газопроводов, обусловленные износом и резким повышением давления в сетях низкого давления, безграмотная эксплуатация бытовых газовых приборов усугубляются функционированием «бесхозных» газопроводов. Большая часть из них – газопроводы-отводы к домовладениям протяженностью от 2 до 30 м, зачастую построенные за счет владельцев домов. Их общая протяжённость ещё 5 лет назад оценивалась в несколько тысяч километров.

II. Уголь

Добыча угля (прежде всего шахтным способом) наносит существенный урон природе и сопровождается большими человеческими жертвами. Техногенными последствиями угледобычи являются:

1. Разрушение геологической среды (вынос на поверхность огромной массы глубинных горных пород), приводящее к таким эффектам, как:
   - просадка поверхности;
   - нарушение естественной миграции химических элементов;
   - разрушение сложившегося природного биоценоза.
2. Выброс в атмосферу метана.
3. Физическое и химическое выветривание горных пород, сопровождающееся их переносом на значительные расстояния и превращением локальных загрязнений в региональные.
4. Негативное воздействие на гидросферу:
   - изменение водного режима (иссушение или подтопление);
   - загрязнение грунтовых вод.
5. Отчуждение земли и нарушение ландшафта при добыче открытым способом.
6. Практически неизбежное загрязнение участков земли, примыкающих к железным и автомобильным дорогам, при транспортировке твердого топлива.

Обусловлено это физическим старением основных производственных фондов в угольной отрасли, в которой эксплуатируются требующие реконструкции шахты с низкими технико-экономическими показателями. Сегодня лишь около 10 % российских шахт имеют срок службы менее 20 лет. Основная часть шахтного фонда введена в экс-

плуатацию в довоенные и в первые послевоенные годы. За последние два десятилетия не реконструировались 71 % действующих шахт, в которых сосредоточено 48 % промышленных запасов угля. По данным статистики, российские шахты считаются одними из самых опасных в мире. Смертность (гибель) шахтеров на миллион тонн добытого угля в России в 3–4 раза выше, чем в США (в Китае она в 3–4 раза выше, чем в России).

В подавляющем большинстве случаев люди гибнут из-за взрывов метана. Газ концентрируется в какой-то части шахты и, если его вовремя не откачать, легко воспламеняется, приводя к взрыву. Часто бывает серия взрывов – первый поднимает в воздух угольную пыль с пола и стенок выработки, и, если источник огня еще не погас, следует еще один, самый мощный, взрыв. Часто жертвами второго взрыва становятся горноспасатели, спускающиеся на помощь шахтерам. Ситуации с накоплением и взрывами метана могут носить как природный характер, так и умышленный. В погоне за большими объемами добычи угля руководство шахт и сами шахтёры пренебрегают нормами безопасности, игнорируя или корректируя показания приборов.

За период с 1992 по 2004 гг. в результате аварий на шахтах России погиб 521 шахтёр. Рекордным по скорбному показателю стал 1997 г., унесший жизни 242 горняков – на каждый миллион тонн добытого в том году угля пришелся 1 погибший горняк. С 2004 по 2011 гг. произошло 32 крупных аварии, унесших жизни 380 шахтеров. Рекордным за последние 80 лет по числу погибших в одной аварии (160 человек) стал 2007 г.

По данным Ростехнадзора, за последнее время количество аварий и число погибших в угледобывающей отрасли постепенно сокращаются, но всё ещё остаются недопустимо высокими. Требуются дополнительные меры по повышению безопасности труда шахтёров (см. 14.1).

III. Уран

Уран радикально отличается от других первичных энергоресурсов по воздействию на человека (и на других представителей фауны). Он радиотоксичен, т. е. обладает следующими свойствами:

- мутагенными;
- опухолегенными;
- тератогенными (провоцирование уродства у потомства).

Влияние происходит на клеточном уровне, на нейроны и работу нервной системы. Человечество имеет сравнительно небольшой опыт обращения с этим веществом как по продолжительности (менее века), так и по количеству людей, задействованных в ядерных технологических процессах.

На стадии добычи и предварительной подготовки урана техногенные воздействия на окружающую среду примерно такие же, как при добыче угля. Но к ним добавляются специфические, обусловленные радиоактивностью урана:

1. При добыче урановой руды радиоактивная пыль разносится ветром и водой на большие расстояния.
2. В процессе переработки руды на обогатительных фабриках образуется огромное количество отходов – «хвостов» (более 500 млн т), которые останутся радиоактивными в течение миллионов лет.
3. При переработке уранового концентрата в ядерное топливо образуются газообразные и жидкие радиоактивные отходы (дозы облучения от них существенно меньше, чем на двух первых стадиях добычи и обработки урановой руды).

По мере накопления опыта обращения с радиоактивными веществами совершенствуются методы сокращения их негативного влияния на человека.

13.3. Проблемы экологии и безопасности при производстве электрической и тепловой энергии

Большое разнообразие способов преобразования первичных энергоресурсов в электрическую и тепловую энергию и разнообразие самих энергоресурсов обусловливают широкую гамму техногенных воздействий на природу и человека на этой стадии жизненного цикла энергоресурсов. Способы и устройства транспорта энергии не столь разнообразны, но они характеризуются большой протяженностью (в первую очередь электропередачи) и высокой мощностью, что порождает большие проблемы с минимизацией их негативных воздействий на окружающую среду и опасности для человека. На рис. 13.1 показаны основные факторы воздействия на окружающую среду электроэнергетических установок, производящих и транспортирующих энергию.

Масштабы ущерба окружающей среде при производстве электрической и тепловой энергии определяются многими факторами, но основными являются следующие четыре:

- вид первичного энергоресурса, табл. 13.6;
- тип генерирующей установки, табл. 13.7;
- энергетическая и экологическая эффективность установок, производящих электрическую и тепловую энергию;
- эффективность улавливания и очистки выбросов и сбросов.

Рис. 13.1. Основные факторы воздействия на окружающую среду электроэнергетических установок и систем

По объемам выбросов загрязняющих веществ на единицу выработанной энергии различные виды первичных энергоресурсов образуют следующий ряд: уголь, мазут, природный газ, ядерное топливо, возобновляемые энергоресурсы (с учетом техногенных воздействий предприятий, производящих оборудование для возобновляемой энергетики).

Таблица 13.6

Теплотворная способность различного топлива и коэффициент выброса CO_2

Топливо	Теплотворная способность, МДж/кг	Выбросы CO_2, г/МДж
Сырая нефть	45,0–46,0	70–73
Природный газ	55,0	51
Каменный уголь (в среднем)	22,0	90
Бурый уголь (в среднем)	9,7	1250
Древесина (сухая)	16,0	94
Естественный уран (в реакторах на быстрых нейтронах)	2,8–10,0[7]	Нет
Уран, обогащенный до 3,5 % (в реакторах типа ВВЭР)	3,9–10,0[6]	Нет

Большое разнообразие электрогенерирующих установок в аспекте влияния на окружающую среду легко представить даже по одному параметру – удельной площади отчуждаемой ими земли, см. табл. 10.2.

Таблица 13.7

Воздействие на окружающую среду различных типов ТЭС в сравнении с АЭС

Потребление топлива и выбросы	Тепловая ЭС			Атомная ЭС
	Угольная	Мазутная	Газовая	
Потребление топлива, т/год	$3{,}9\cdot10^6$	$2{,}2\cdot10^6$	$2{,}6\cdot10^6$ м^3/год	~200
Потребление атмосферного кислорода, м^3/год	$5{,}5\cdot10^9$	$3{,}4\cdot10^9$	$4{,}4\cdot10^9$	–
Газовые выбросы, т/год:				
углекислый газ	$1\cdot10^7$	$6\cdot10^6$	$2\cdot10^6$	–
окислы серы	124 400	84 000	–	–
окислы азота	34 200	21 900	23 600	–
Канцерогенные вещества, т/год:				–
бензапирен	0,012	0,013	–	–
пятиокись ванадия	37	550	–	–
Твердые отходы, т/год	830 000	–		~ 25–30

13.3.1. Топливные электростанции и котельные

Наибольшее количество крупных топливосжигающих стационарных предприятий относятся к ТЭК: более 300 крупных ТЭЦ и ГРЭС мощностью более 10 ГВт, несколько сотен тысяч муниципальных и ведомственных котельных. Развитие традиционной энергетики, особенно на угле, одновременно с решением проблемы надёжного энергоснабжения (благодаря огромным мировым запасам угля) обостряет проблему загрязнения окружающей среды. Ежегодные выбросы энергетическими установками в мире составляют: углекислого газа – $(2–3)\cdot10^{10}$ т, летучей золы (particulate matters) – $2{,}5\cdot10^{10}$ т, NO_x – $1{,}2\cdot10^9$ т, SO_x – $1{,}5\cdot10^8$ т, значительные объёмы токсичных компонентов. Тепловая (топливная) энергетика относится к наиболее «грязным» отраслям промышленности, доля выбросов CO_2 которой составляет 30 % от суммарных по всем отраслям экономики России и 2 % от мировых [5]. Одна угольная электростанция мощностью 150 МВт со средними на сегодня техническими характеристиками выбрасывает в атмосферу за год более 1 млн т парниковых газов, что эквивалентно выхлопам 300 тыс. автомобилей. Централизованное теплоснабжение с помощью тепловых электростанций (ТЭС) и АЭС сопровождается выбросами огромного количества низкопотенциальной теплоты системами охлаждения технологической воды, особенно большими в неотопительный период, а также дополнительным расходом топлива на нагрев сетевой воды, восполняющей её потери в теплосетях из-за изношенности последних.

Согласно ЭС-2030 основой электроэнергетики на всю рассматриваемую в ней перспективу останутся тепловые электростанции, удельный вес которых в структуре установленной мощности отрасли сохранится на уровне 60–70 %. Выработка электроэнергии на тепловых электростанциях к 2020 г. возрастет в 1,4 раза по сравнению с 2000 г. Судя по устойчивой тенденции, показанной в табл. 13.8 и 13.9, при этом увеличится и нагрузка на окружающую среду.

Таблица 13.8

Динамика загрязнения атмосферы предприятиями электроэнергетики, млн т

Отрасль, загрязнители	2001 г.	2005 г.	2010 г.
Электроэнергетика, всего	4,60	5,20	6,00
SO_x	1,94	2,18	2,52
CO	0,25	0,26	0,30
NO_x	1,09	1,25	1,44
Метан	0,02	0,06	0,06
Твердые вещества	1,30	1,68	1,68

Наибольший ущерб окружающей среде на единицу произведённой энергии причиняют угольные электростанции, т. к. в процессе сгорания угля образуются вредные вещества, которые выводятся в атмосферу с дымом и попадают в почву с золой.

Таблица 13.9

Динамика загрязнения гидросферы предприятиями электроэнергетики, млн т

Показатели	2001 г.	2005 г.	2010 г.
Использование воды, всего	291 246	320 370	384 500
Объем оборотной и повторно оборотной воды	722 395	794 634	953 740
Водоотведение в поверхностные водоемы	26 000	28 600	34 377

Помимо того что эти выбросы неблагоприятно влияют на окружающую среду, продукты сгорания вызывают парниковый эффект и разрушают озоновый слой. При работе угольных ТЭС кроме CO_2 загрязнителями окружающей среды являются: летучая зола, оксиды азота и серы и др. Выбросы некоторых из них (мышьяк, уран) даже превышают их целенаправленное производство.

В табл. 13.4 приведены мировые и российские количественные показатели воздействия на окружающую среду основных факторов, характерных для ТЭС, а в табл. 13.10 – удельный экономический ущерб от основных загрязнителей атмосферы угольных ТЭС для ряда стран ЕС и России.

Таблица 13.10

Удельный ущерб от трех основных загрязнителей атмосферы для ряда стран ЕС (расчет проекта Externe) и России, евро/т

Страна	SO_2	NO_x	PM
Австрия	9000	9000–16800	16800
Бельгия	11 388–12 141	11536–12296	24536–24537
Франция	7500–15300	10800–18000	6100–57000
Германия	1800–13688	10945–15100	19500–23415
Великобритания	6027–10025	5736–9612	8000–22917
Россия	3700	4700	3000

В России экологический ущерб, вызываемый производством 1 кВт·ч электрической энергии, в денежном выражении составляет: для угольных ТЭС – 64 цента, для газовых ТЭС – 2,8 цента, для АЭС – 0,1 цента (по состоянию на 2005 г.).

По технологическим и экологическим характеристикам российские ТЭС сильно уступают ТЭС США и стран ЕС. Как правило, на отечественных ТЭС выбросы PM и CO_2 на единицу производимой электроэнергии кратно больше, табл. 13.11 и 13.12.

Таблица 13.11

Выбросы в атмосферу вредных веществ угольными ТЭС Германии и России

Загрязнитель	Выбросы, г/кВт·ч	
	Германия	Россия (ТЭС на Кузнецком и Канско-Ачинском угле)
NO_x	0,50	2,0
CO_2	0,30	3,0
PM	0,06	2,5

Концентрация выбросов и их вред для населения и окружающей среды существенно зависят от расстояния до электростанции. Например, при мощности ТЭС 2400 МВт и при высоте дымовой трубы 180 м концентрация выбросов ниже предельно допустимых значений достигается на расстоянии только более 15 км, табл. 13.12.

Таблица 13.12

Суточные концентрации выбросов в атмосферу ТЭС мощностью 2400 МВт с трубой высотой 180 м, мг/м^3

Расстояние от трубы	Серни-стый газ	Серово-дород	Окислы азота	Окись уг-лерода	Зола
1 км	6,02	0,002	1,950	7,2	1,20
3 км	1,47	0,008	1,300	16,0	3,40
5 км	1,22	0,008	0,050	13,3	1,20
7 км	1,12	0,030	1,300	13,0	2,40
15 км	0,22	0,002	0,030	4,0	0,27
Предельно допустимая концентрация	0,50	0,008	0,085	3,0	0,50

Источниками негативного воздействия на окружающую среду являются открытые площадки ТЭС и котельных для хранения угля и золошлаковые отвалы. Эти объекты становятся причиной длительных экологических нарушений, таких как геофильтрация промышленных стоков, эрозия и обрушение откосов дамб, растекание гидросмеси при прорывах дамб и затопление прилегающей территории, пыление золошлаков и т. д.

Основными факторами воздействия ТЭС на гидросферу являются тепловое загрязнение водных объектов циркуляционной водой и потребление воды, в том числе безвозвратное. Основная часть потребляемой воды идёт на охлаждение конденсаторов паровых турбин. Остальные потребители технической воды (системы золо- и шлакоудаления, химводоотчистки, охлаждения и промывки оборудования) потребляют около 7 % общего расхода воды. В то же время именно эти потребители воды являются основными источниками примесного загрязнения. Водный баланс ТЭС зависит от организации системы технического водоснабжения. Для системы гидрозолоудаления используется вода из системы охлаждения подшипников. На химводоотчистку может поступать циркуляционная вода после выхода ее из конденсаторов. При промывке поверхностей нагрева котлоагрегатов серийных блоков ТЭС мощностью 300 МВт образуется до 10 тыс. м^3 разбавленных растворов соляной кислоты, едкого натра, аммиака, солей аммония, железа и других веществ.

В высказываниях противников «угольного варианта» развития энергетики часто фигурирует еще один фактор его негативного воздействия – радиоактивное излучение углей и шлаковых отвалов. Как показывают исследования, выполненные Институтом угля и углехимии СО РАН, преобладающая доля российских энергетических углей не имеют повышенную радиоактивность. Например, в кузнецких углях содержание тория и урана не превышает 15 г на тонну. Такие максимальные

уровни содержания урана в золах углей не опасны для человека, так как общая мощность дозы их излучения не превышает 10–12 мкР/ч при максимально допустимой, нормативной – 25 мкР/ч. Более того, при общем радиационном фоне Земли 15 мкР/ч кузнецкие угли имеют характеристику от 6 до 11,5 мкР/ч. Повышенное содержание урана наблюдается в углях Итатского месторождения, но они в энергетике не используются.

Согласно ЭС-2030 и «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.» наиболее неблагоприятными с точки зрения динамики роста выбросов парниковых газов будут регионы азиатской части России, рис. 13.2.

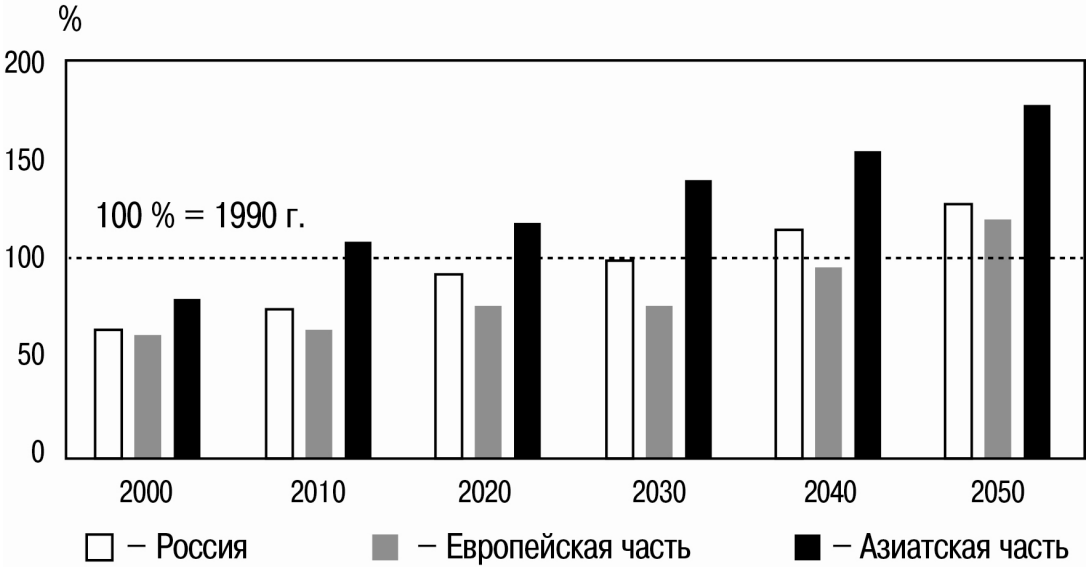


Рис. 13.2. Динамика выбросов CO_2 при сжигании котельно-печного топлива на электростанциях России [5]

Токсичность продуктов сгорания природного газа в 10–50 раз ниже, чем угля. Природный газ не производит золы, содержание серы и азота минимально, при сгорании он дает наименьший выход CO_2 в расчете на единицу произведённой энергии. Поэтому одним из позитивных последствий «газовой паузы», т. е. «перекоса» ТЭБ в сторону газа, является значительное уменьшение нагрузки на биосферу и здоровье населения.

В существующих методиках оценки ущербов окружающей среде требует доработки и корректировки базовая величина – показатель удельного ущерба от выброса условного вещества (топлива).

Он должен способствовать достижению двух противоречивых целей: с одной стороны, плата предприятий-загрязнителей должна быть для них ощутимой, чтобы стимулировать эффективные природоохран-

ные мероприятия, с другой стороны, она не должна быть слишком высокой, чтобы не удорожать чрезмерно продукцию, сохраняя ее конкурентоспособной. Плата за загрязнение природной среды при соблюдении норм предельно допустимых выбросов должна составлять 10–20 % от стоимости продукции.

При определении путей развития ***теплоснабжения*** жилого и общественного секторов одним из основных факторов становится также экологический. Установлено максимальное содержание вредных газов в воздушном бассейне населенных пунктов и на их основе приняты нормы предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздушном бассейне, табл. 13.13.

Концентрация загрязнений в зоне активного воздействия зависит от таких факторов, как: качество и вид сжигаемого топлива, расположение источника загрязнения, тип котла, состояние атмосферы и др. Этот показатель существенно различен для децентрализованных (ДЦТ) и централизованных (СЦТ) систем теплоснабжения.

Наряду с бесспорными преимуществами ДЦТ по ряду показателей в экологическом плане они обладают существенными недостатками:

- большой механический и химический недожог топлива вследствие конструктивной особенности малых котлов (небольшой топочный объем, низкая температура теплоносителя и, как следствие, неполное сгорание топлива и высокая температура уходящих газов);
- низкий КПД при использовании твердых топлив;
- малая высота дымовых труб и, как результат, высокие приземные концентрации вредных веществ, кратно (до десятков раз) превышающие таковые при СЦТ тех же объектов.

Таблица 13.13

Вредные вещества, содержащиеся в дымовых газах при сжигании топлива, и их предельно допустимые концентрации в атмосфере

Наименование вещества	ПДК в атмосферном воздухе населенных мест, мг/м^3		ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м^3	Класс опасности для человека
	Максимальная разовая	Среднесуточная		
Пыль нетоксичная	0,500	0,150	1,0–10,0	3–4
Ангидрит сернистый	0,500	0,050	–	3
Оксид углерода	3,000	1	20,0	4
Пятиокись ванадия	–	0,002	0,1	1
Сажа (копоть)	0,150	0,050	6,0	4
Диоксид азота	0,085	0,085	5,0	2
Бензапирен	–	0,1 мкг/100 м^3	–	1

В свою очередь, централизованное теплоснабжение при характерных для него достоинствах имеет свои недостатки, снижающие его энергоэффективность и ухудшающие экологические показатели:

а) огромные выбросы низкопотенциальной теплоты, прежде всего системой охлаждения технической воды на АЭС, ТЭЦ (увеличивающиеся в период снижения тепловой нагрузки в неотопительный период);

б) большие затраты теплоты на нагрев сетевой воды, восполняющей потери в теплосетях вследствие их изношенности. Из-за этих проблем природные ископаемые энергоресурсы превращаются в «тепловые реки» на поверхности планеты.

13.3.2. Атомная энергетика

Сегодня особую тревогу экологов и всего населения вызывают безопасная эксплуатация АЭС, хранение отработанного (облучённого) топлива и радиоактивных отходов, обращение с отработавшими ядерными объектами, физическая защита ядерных объектов от террористов. Возрастающие масштабы применения радиоактивных источников в различных отраслях промышленности, медицине, сельском хозяйстве и т. п. требуют и возрастающего внимания к проблеме радиационной безопасности [7, 8].

Самые первые в истории крупные радиационные аварии произошли в ходе наработки ядерных материалов для атомных бомб (01.09.1944 г. – США, штат Теннеси, Ок-Риджская национальная лаборатория; 19.06.1948 г., 03.03.1949 г., 29.09.1957 г., 04.1967 г. – СССР, Челябинская обл., комбинат «Маяк»; 29.11.1955 г. – США, штат Айдахо, экспериментальный реактор EBR-1; 10.10.1957 г. – Великобритания, Виндскейл, реактор по наработке оружейного плутония; 18.01.1970 г. – СССР, Нижний Новгород, завод «Красное Сормово»; 30.09.1999 г. – Япония, префектура Ибараки, г. Токаймура, завод по изготовлению топлива для АЭС).

Несколько позднее начали случаться аварии на АЭС (12.12.1952 г. – Канада, штат Онтарио, АЭС Чолк-Ривер; 1969 г. – Швейцария, ядерный реактор в Люценсе; 1969 г. – Франция, АЭС «Святой Лаврентий»; 22.03.1975 г. – США, штат Алабама, АЭС «Браунс Ферри»; 28.03.1979 г. – США, штат Пенсильвания, АЭС «Три-Майл-Айленд»; 26.04.1986 г. – СССР, Чернобыльская АЭС; 09.08.2004 г. – Япония, о. Хонсю, АЭС «Михама»; 11.03.2011 г. – Япония, АЭС «Фукусима-1»).

Почти во всех авариях и инцидентах определяющим является «человеческий фактор» – неправильные действия персонала или, напротив, его бездействие вместо своевременных и правильных действий.

В настоящее время уровень воздействия предприятий АЭ на окружающую среду в штатном режиме составляет лишь единицы процентов от уровня, допустимого по российскому законодательству. (Примеры: а) радиационный фон вблизи АЭС ниже, чем вблизи тепловой электростанции на угле; б) по данным Аргонской национальной лаборатории, в озере Мичиган, на берегах которого расположено восемь ядерных реакторов, суммарная концентрация долгоживущих радионуклидов на уровне естественного фона).

Тем не менее, даже в штатном режиме работы АЭС сохраняется опасность радиоактивного загрязнения окружающей среды, прежде всего в результате поступления радионуклидов в гидросферу и их распространения. Особого внимания заслуживают радиоактивные изотопы плутония в связи с перспективностью этого горючего для АЭС с реакторами на быстрых нейтронах.

Активные противники АЭ иногда по незнанию, а чаще умышленно не различают радиоактивные отходы (РАО) и облученное ядерное топливо (ОЯТ), что помогает им культивировать радиофобию у некомпетентного в вопросах радиационной безопасности населения.

На современных АЭС образуются РАО низкой активности (например, спецодежда и спецобувь после использования их в «грязной зоне» – месте, где в принципе возможно появление радиоактивности). Они остаются на территории АЭС либо их хоронят (в зависимости от уровня остаточной радиации от них).

РАО различной степени активности, содержащие трансурановые элементы, появляются не на АЭС, а на радиохимических предприятиях, занятых переработкой ОЯТ с целью извлечения из него U-238 и плутония. Эти элементы могут составить основу регенерированного ядерного топлива. Эффективным решением проблемы захоронения этих РАО признаны могильники на глубинах 300–500 м с соблюдением принципа многобарьерной защиты и обязательного перевода жидких отходов в отверждённое состояние. В стабильных геологических образованиях земной коры созданы хранилища, где находятся блоки из стеклянной матрицы (боросиликатные и алюмофосфатные), содержащие 10–13 % РАО. В конце 70-х гг. разработаны кристалличные матричные материалы – синтетические горные породы, обладающие повышенной устойчивостью к выщелачиванию. Вместилищами для матриц могут служить три горные породы: глины, скальные породы (гранит, базальт, порфирит), а также каменная соль. Все они имеют широкое распространение, достаточную площадь и мощность слоёв.

ОЯТ образуются из «свежего ядерного топлива», которое загружается в активную зону реактора, находится там в течение 3–4 лет, выгорает и становится облучённым (отработавшим). Извлечённое из ак-

тивной зоны ОЯТ помещают в водный бассейн выдержки. Находясь в герметичных оболочках тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ), оно не вступает в контакт с водой. Вода отводит тепло, которое выделяет ОЯТ в течение нескольких лет после извлечения из реактора. По истечении этого срока выделение тепла уменьшается до уровня, при котором ОЯТ можно хранить на воздухе. После выдержки в специальных транспортных контейнерах его отправляют на специальные объекты хранения. ОЯТ на 90 % состоит из U-238, остальное – смесь изотопов плутония и смесь более сотни изотопов 30 различных радиоактивных элементов. Наибольшие проблемы создают трансурановые элементы (0,1 % от веса ОЯТ) вследствие больших периодов полураспада и серьёзной радиологической опасности в случае попадания в ОС. При работе АЭС электрической мощностью 1000 МВт в течение года образуется 20 кг трансурановых элементов в составе ОЯТ. Но они, как сказано выше, надёжно защищены, а хранилища удалены и от АЭС, и от населённых пунктов.

Официально принятым термином «ядерная и радиационная безопасность» обозначается «свойство АЭС при нормальной эксплуатации и нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии, ограничивать радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду установленными пределами». Ядерные объекты, включая АЭС, содержат угрозы разной феноменологии и разной природы и могут быть разделены на *активные, потенциальные, комплексные* и *ничтожные* [8].

Для АЭС *активная* угроза – это прежде всего радиоактивное излучение, сопутствующее выбросам и сбросам радиоактивных веществ, частично проникающее сквозь бетонные стены биологической защиты АЭС и воздействующее на окружающую среду. Причем радиация АЭС воздействует на среду постоянно. Она может быть охарактеризована численно, измерена инструментально и уменьшена до нормального уровня.

Ядерная опасность представляет собой *потенциальную* (пассивную) угрозу, так как радиоактивное воздействие, превышающее допустимые значения, возникает только в случае ядерной аварии. В штатном режиме цепная реакция контролируется, теплоотвод от ТВЭЛ не нарушается и не происходит их повреждения.

Ядерный реактор несет *комплексную* угрозу, состоящую из активной постоянной составляющей и значительно превышающего ее потенциального компонента.

Ничтожные угрозы характеризуются либо чрезвычайно малой вероятностью появления, либо пренебрежимо малой интенсивностью воздействия.

Основным источником радиоактивного излучения при нормальной эксплуатации являются тепловыделяющие сборки, расположенные

в активной зоне, и отработавшие тепловыделяющие сборки, содержащиеся в бассейне выдержки. Активная зона проектируется таким образом, чтобы при нормальной эксплуатации и проектных авариях обеспечивалась ее механическая устойчивость и отсутствие деформаций, нарушающих нормальное функционирование средств воздействия на реактивность и средств аварийной остановки реактора или препятствующих охлаждению ТВЭЛов (подробнее о мерах снижения опасности эксплуатации АЭС см. в 14.1.2).

13.3.3. Объекты возобновляемой энергетики

В технологиях получения электричества из *возобновляемых источников энергии* отсутствуют процессы окисления или ядерных превращений, загрязняющих окружающую среду, но и они оказывают негативное воздействие на природу. Возобновляемую энергетику (ВЭ) можно отнести к «чистому» производству, если учитывать работу только самих энергоустановок («эксплутационный ущерб»). Однако работа предприятий, производящих материалы и оборудование для ВЭ, сопровождается загрязнением ОС, которое можно назвать косвенным («перемещенный ущерб»). Техногенные воздействия этих предприятий такие же, как и других промышленных предприятий близкого профиля.

В большинстве случаев объекты ВЭ непосредственно *не загрязняют* ОС, но *другие виды воздействия* достаточно ощутимы.

В России около 60 крупных водохранилищ емкостью 1 млрд $м^3$ и более; большинство из них сооружены при строительстве ***гидроэлектростанций***; при внешней экологической чистоте этого источника, экологические издержки от гидроэнергетики могут быть весьма ощутимы, табл. 13.14.

Кажется невнроятным, но в определённых условиях ГЭС вносят значительный вклад в развитие парникового эффекта. При создании ГЭС водой заливается поверхность земли, как правило, покрытая растительностью. При её гниении под водой выделяется двуокись углерода и метан. Даже через много лет, когда растения на дне сгниют полностью, процесс не прекратится. Уровень воды в водохранилище ГЭС колеблется в зависимости от потребностей в электроэнергии или в поливной воде. В периоды маловодья осушенную береговую полосу заселяют растения, которые потом заливаются и гниют. Очевидно, что этот фактор в наибольшей мере проявляется в регионах с субтропическим климатом (например, за счет этих процессов бразильская ГЭС «Куруа-Уна» производит в 3,5 раза больше парниковых газов, чем электростанция такой же мощности, работающая на мазуте).

Кроме того, крупные искусственные водохранилища влияют на локальный климат (влажность, температуру, воздушные потоки), тектоническое состояние земной коры под и вблизи водохранилища, а также на рыбные ресурсы.

Таблица 13.14

Экологические последствия создания крупных ГЭС

Тип	Геологические процессы и их происхождение		Экологические последствия	
Антропогенное воздействие	Техногенные	Природные активизированные	Позитивные	Негативные
Создание водохранилищ	Затопление		Сокращение территорий с неустойчивым ведением земледелия	Трудности продовольственного снабжения из-за потери земельных ресурсов, перенос населенных пунктов, деградация и утрата рыбных, лесных и охотничьих ресурсов
	Подтопление			Увеличение площади заболоченных земель, снижение комфортности проживания населения на береговых территориях
	Переработка берегов			Перенос населенных пунктов
	Всплывание торфа			Опасность для судоходства, перебои с энергоснабжением из-за остановки ГЭС
	Оттаивание многолетнемерзлых пород			Утечка воды и полная сработка водохранилища
	Оползни	Карст, землетрясения		Снижение комфортности проживания из-за остановки ГЭС и перебоев в энерго- и водоснабжении, гибель людей. Деградация земель, человеческие жертвы при разрушении плотины
	Заиление		Накопление органических удобрений	Утрата рекреационных территорий, потеря хранилищ пресной воды

По мере наращивания мощностей ***энергоустановок, использующих НВИЭ***, все заметнее будут проявляться их прямые негативные воздействия на окружающую среду:

- эксплуатация скважин на геотермальных электростанциях сопровождается выбросами вредных газов и растворов;
- крупномасштабная гелиоэнергетика наземного базирования потребует отчуждения значительных земельных участков;
- концентрация ветроэнергетических установок на каком-то ограниченном участке может вызвать глубокие климатические изменения в данном районе, а их рассредоточение приводит к отчуждению земель;
- сооружение ветропарков морского базирования (оффшорные ВЭС) отрицательно влияет на морскую флору и фауну (влияние несущих конструкций, кабельных линий);
- развитие биоэнергетики (получение моторного топлива из растительного сырья) приводит к росту цен на продовольственные товары (мировая экологическая энергобезопасность вступает в противоречие с безопасностью продовольственной).

Использование других НВИЭ также сопровождается негативным воздействием на ОС.

Учет предупрежденного ущерба при технико-экономическом сопоставлении вариантов традиционного энергоснабжения и энергокомплексов с установками на НВИЭ может повлиять на выбор решений в пользу последних. Естественно, что с наращиванием масштабов использования НВИЭ потребуется усиление внимания к проблемам защиты ОС от негативного воздействия объектов ВЭ.

13.4. Проблемы экологии при транспортировке электрической и тепловой энергии

С ростом класса напряжения, дальности электропередач и плотности размещения ЛЭП усиливается их воздействие на биологические и социальные сферы, что заставляет серьезно заниматься изучением этих воздействий и поиском путей их ослабления. Сооружение и эксплуатация ЛЭП затрагивают три важнейших подсистемы – экологическую, социальную и экономическую.

1. Экологическая подсистема:
   - нарушение почвенно-растительного комплекса и рельефа местности;
   - отторжение сельскохозяйственных земель;

- вырубка лесов по трассе ЛЭП;
- изменение среды обитания животных, птиц, насекомых и их генофонда;
- влияние на растительный мир;
- ограничение и изменение путей миграции животных и птиц.

2. Социальная подсистема:
   - негативное воздействие электромагнитного поля ЛЭП на организм человека;
   - ухудшение условий жизни населения вблизи ЛЭП (акустический шум, теле- и радиопомехи);
   - отрицательное эстетическое воздействие на ландшафт местности, населенные пункты, зоны отдыха, культурные и природные памятники и т. д.
3. Экономическая подсистема:
   - отторжение земель и ограничение хозяйственной деятельности в охранной зоне ЛЭП;
   - нанесение ущерба лесному хозяйству.

Часть из указанных воздействий на ОС поддается количественной оценке и может быть выражена в экономических показателях, учитываемых при проектировании. Большую же часть воздействий на биосферу и социальные системы оценить сложно, а порой и невозможно. Действующие сегодня нормативы платежей за пользование земельными, лесными и другими ресурсами значительно занижены по сравнению с их хозяйственной ценностью, что не стимулирует проектировщиков к поиску оптимальных решений при выборе трасс ЛЭП и их конструкций. Отчуждение земли происходит и в непосредственной близости от опор, табл. 13.15, и вдоль всей трассы на определённую ширину.

Таблица 13.15

Площадь отчуждённой земли опорами ЛЭП разных классов напряжения

Номинальное напряжение, кВ	220	330	500	750	более 1000
Площадь отчуждаемой земли под промежуточную опору, $м^2$	240	260	320	830	1280
Площадь отчуждаемой земли под опоры на 1 км ЛЭП, $м^2$	600	650	800	2100	3200

Отчуждение земель при строительстве ЛЭП означает вывод их из сельскохозяйственного оборота, вырубку леса, ухудшение среды обитания животных, птиц и т. д. Расчищенная при строительстве ЛЭП трасса обычно довольно быстро зарастает, что приводит к увеличению

числа отключений ЛЭП из-за перекрытий между проводами и деревьями и требует периодической расчистки трасс либо их химической обработки арборицидами (химическими препаратами для уничтожения нежелательной древесно-кустарниковой растительности). Ширина зоны отчуждения определяется как безопасной эксплуатацией самой ЛЭП, так и безопасным проживанием или даже длительным нахождением человека. О ширине зоны отчуждения по второму критерию для ЛЭП – 220 кВ можно судить по рис. 13.3.

Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействий ЛЭП разработаны на основе данных о влиянии внешних электромагнитных полей на электрические явления в организме человека на молекулярном и клеточном уровнях. При таких воздействиях в теле человека индуктируются токи, накладывающиеся на собственные биотоки, в результате чего может нарушиться естественный ход биохимических процессов (постоянные электрическое и магнитное поля практически не влияют на организм). Искажение естественных полей техногенными и его возможные негативные последствия для человека вызывают все большее внимание общественности и специалистов [10, 11]. Появляются сообщения о повышенном риске онкологических заболеваний у людей, длительно проживающих вблизи высоковольтных ЛЭП, о жалобах персонала высоковольтных объектов электроэнергетики (с напряжением 220 кВ и выше) на ухудшение самочувствия при длительном воздействии электрических и магнитных полей на рабочих местах.

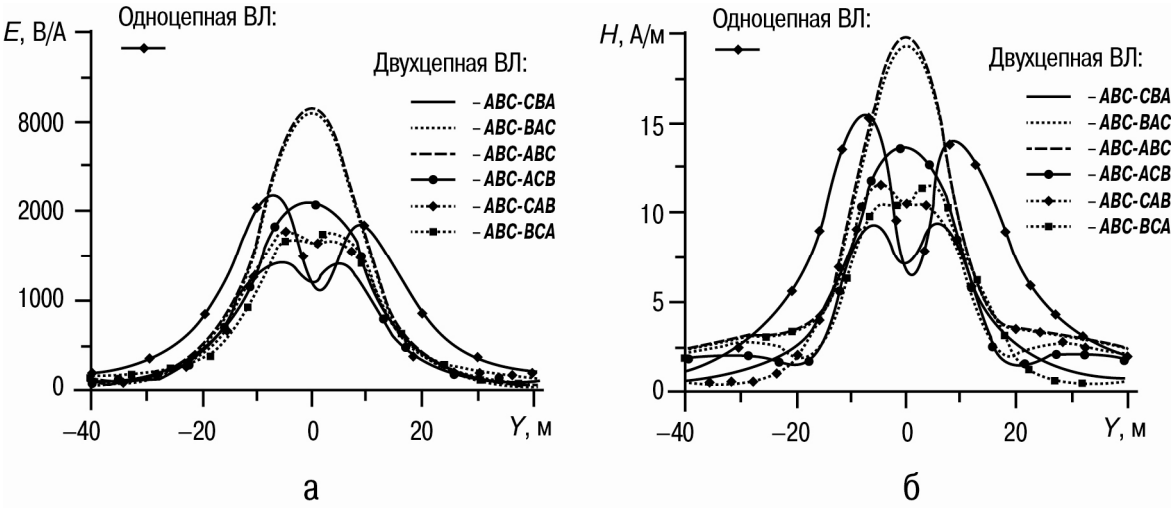


Рис. 13.3. Распределение напряженностей электрического (а) и магнитного (б) полей на высоте 1,8 м над поверхностью земли в поперечном сечении в середине пролета одноцепной и двухцепной ЛЭП 220 кВ при различных сочетаниях фаз [9]

Появилось даже специальное название заполнению пространства электромагнитными полями техногенного происхождения – «электросмог». Основной вклад в его формирование вносят объекты электроэнергетики и прежде всего воздушные ЛЭП и открытые подстанции. Проблема находится в поле зрения ряда международных организаций, таких как Всемирная организация здравоохранения (ВОЗ), Международная электротехническая комиссия (МЭК), Международная организация по защите от ионизирующих излучений (IRPA), Европейский комитет по нормированию в области электротехники (CENELEC), Комиссии европейского союза (CEU), национальные комиссии и других, занимающихся вопросами нормирования электрических, магнитных и электромагнитных полей, включая поля промышленной частоты, воздействующие на персонал и население.

Исследованиями установлено, что неопасной для человека является плотность тока в организме примерно 10 мА/м^2, что при частоте 50 Гц соответствует внешней напряженности электрического поля 20 кВ/м и магнитного поля 4 кА/м. На рис. 13.4 показаны напряженности электрических (E, В/м) и магнитных (H, А/м) полей промышленной частоты, создаваемых различными источниками.

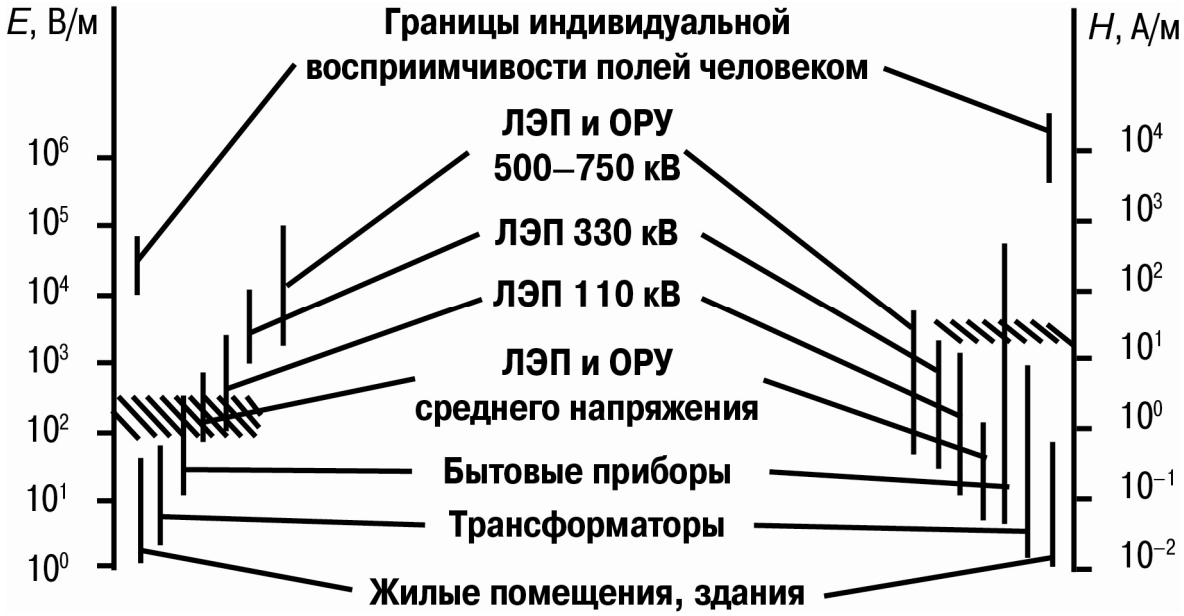


Рис. 13.4. Характерные напряженности электрических и магнитных полей промышленной частоты [9]

Левая заштрихованная область показывает напряженность естественного электрического поля Земли (100–500 В/м), обусловленного отрицательным избыточным зарядом земной поверхности. Правая за-

штрихованная область показывает напряженность постоянного магнитного поля Земли (55,7 А/м – у магнитных полюсов и 33,4 А/м – у экватора), создаваемого токами внутри неё.

В табл. 13.16 даны напряженности электрического и магнитного полей на различных объектах электроэнергетики, некоторые вызываемые ими эффекты, а также нормированные величины Е и Н по данным ВОЗ, IRPA и DIN VDE (немецкие промышленные нормы Союза немецких электротехников).

Нормированные предельные допустимые значения Е в зоне ЛЭП в разных странах отличаются несущественно, табл. 13.17.

Таблица 13.16

Электромагнитная обстановка на объектах электроэнергетики

Наименование объекта или параметра	Напряженность электрического поля, В/м	Напряженность магнитного поля, А/м
ОРУ 500, 750 кВ	$103–5\cdot10^{4*}$	$10–100^{*}$
ВЛ 380 кВ	$103–10^{4*}$	1–40
ВЛ 330 кВ	$103–5\cdot10^{3*}$	$10–100^{*}$
ВЛ 110 кВ	$102–3\cdot10^{3*}$	$0,1–20,0^{*}$
ВЛ 6-35 кВ	$10–5\cdot10^{2}$	0,1–2,0
Шинный мост 6 кВ	10^{3*}	$40–100^{*}$
Жилые помещения, здания	1–100	0,01–0,50
Электробытовые приборы	5–500	0,1–300,0
Порог индивидуальной восприимчивости	$104–2\cdot10^{4}$	$3\cdot10^{3}–3\cdot10^{4}$
Нарушение ритма сокращений сердечной мышцы	$5–10^{7}$	10^{6}
Электрическая прочность воздушных промежутков	$5\cdot10–3\cdot10^{6}$	–
Расчетные и экспериментальные безопасные напряженности по условиям возбуждения клеток организма	$2–10^{4}$	$4–10^{3}$
Нормативные напряженности по данным ВОЗ, IRPA с учетом возможных воздействий на организм	$5–10^{3}$	80
То же по данным DINVDE	$7–10^{3}$	320

*Данные, полученные авторами [9].

Максимальная напряженность 20 кВ/м была рекомендована в Испании и Германии.

При выполнении работ вблизи проводов высоковольтных ЛЭП под напряжением персонал может подвергаться воздействию поля напряженностью 1–10 кА/м, что на два порядка и более превышает на-

пряженность магнитного поля Земли. Прежде всего на персонал электроэнергетических объектов рассчитаны нормы [12], устанавливающие допустимые напряженности полей и время пребывания персонала в зоне действия полей, табл. 13.18.

Таблица 13.17

Предельные допустимые значения Е в зоне трасс ЛЭП в странах с максимальным производством и транспортом электроэнергии

Страна	Е, кВ/м	Место нормирования
КНР	10	Общее
	1	У школ, больниц, домов
Россия	20	В труднодоступных местах
	15	Вне населенных районов
	10	На пересечении с автодорогами
	5	В населенных районах
	1	В районах жилой застройки
	0,5	В жилых домах
США	8	Общее
	1	Вне полосы отчуждения
Япония	3	Только в местах, где люди ходят с зонтиками

Под ЛЭП и на расстоянии примерно до 40 м напряженность электрического поля на высоте 1,8 м над поверхностью земли в середине пролета изменяется от нескольких тысяч до нескольких десятков В/м, магнитного – от 15–20 до 2–3 А/м, рис. 13.3. На расстоянии в несколько сотен метров от линии *Н* не превышает десятых долей А/м.

Таблица 13.18

Допустимая продолжительность работы персонала в электрическом поле промышленной частоты в течение суток

Е, кВ/м	Продолжительность, мин.
5	Без ограничения (в течение рабочего дня)
10	180
15	80
20–25	10

Преобладающее большинство населения не испытывает действия повышенных по сравнению с естественными электрических и магнитных полей. Влияние слабых полей на здоровье в настоящее время достоверно не доказано, и поэтому типичные искажения электромагнитной обстановки в быту не может рассматриваться как «электросмог» [9].

В 1981 г. американскими учеными были выполнены исследования по изучению воздействия на ОС ***кабельной газоизолированной линии*** напряжением 500 кВ, полоса отчуждения которой 7,5–30,0 м в ширину. Наблюдения проводились на одной секции передачи длиной 192 м. Установлено, что электрическое поле вокруг кабельной линии такого напряжения практически отсутствует, а величина магнитного поля очень мала и соизмерима с полем, создаваемым электродвигателем бытового вентилятора. Таким образом, воздействие кабельных линий на окружающую среду возможно только в случае аварийной утечки газа (или масла) из оболочек линии.

Преимуществом кабельной линии является также то, что она не изменяет ландшафта местности, по которой проложена. Главным ограничением в строительстве таких передач электроэнергии в настоящее время является их цена (в 8–10 раз выше стоимости ВЛ), доходящая до 500 тыс. долл. за 1 км. Знание особенностей влияния на экологию кабельных линий позволит обоснованно рассматривать их в качестве альтернативных вариантов при проектировании электропередачи или ее отдельных участков вблизи зон повышенной экологической опасности.

При транспорте тепловой энергии аварии на трубопроводе приводят к нарушению городского ландшафта (вследствие земляных работ и подтоплений) и даже к человеческим жертвам.

Вопросы и задания

1. Назовите признаки техногенного влияния на климат и погоду объектов ТЭК.
2. В чём особенность России в аспекте воздействия на окружающую среду?
3. Назовите негативные воздействия на окружающую среду на этапах добычи и транспортировки нефти. Какова природа этих воздействий?
4. Назовите основные причины аварий на газопроводах и способы их предотвращения.
5. Назовите основные причины аварий на угольных шахтах и способы их предотвращения.
6. Перечислите факторы негативного влияния на окружающую среду установок/систем производства и транспортировки электроэнергии.
7. Какой вид генерации электроэнергии является наиболее опасным и почему?
8. Назовите основные угрозы, исходящие от АЭС.
9. Назовите наиболее сильнодействующие воздействия ЛЭП на людей и ОС.

Глава 14
УМЕНЬШЕНИЕ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТОВ ТЭК НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Радикальным способ сокращения техногенного воздействия на ОС объектов энергетики было бы кратное уменьшение темпов роста потребления энергии и энергоресурсов (а ещё лучше – сокращение объёмов потребления) за счёт энергосбережения и повышения энергоэффективности, уменьшения в экономике доли энергоёмких отраслей. Однако вследствие ограничения потенциала энергоресурсосбережения объективными законами развития и существования природы и общества одновременно с названным развиваются и другие подходы к решению этой глобальной проблемы.

В условиях нарастающего энергопотребления есть три основных способа уменьшения темпов роста техногенного давления на окружающую среду:

- повышение экологической чистоты технологий на всех этапах жизненного цикла – от добычи энергоресурсов до потребления произведённых из них электрической и тепловой энергии;
- изменение ТЭБ в сторону увеличения доли более экологически чистых источников первичной энергии: топлива с меньшим содержанием углерода или не содержащим его вовсе, НВИЭ, а в перспективе – топлива для термоядерных электростанций;
- предотвращение выбросов в атмосферу CO_2 закачиванием его в подземные хранилища.

Разнообразие потенциальных возможностей возникновения катастроф и аварий техногенного характера, угроз людям и окружающей среде, исходящих от предприятий ТЭК, обусловливает необходимость комплексного подхода для минимизации таких возможностей, а также потребность в организации системы риск-менеджмента для решения проблемы уменьшения экологических рисков.

В условиях интеграции российской экономики в мировую экономическую систему, а также с учетом особого взаимодействия ТЭК с другими отраслями экономики работы по повышению безопасности и экологической чистоты предприятий ТЭК особенно актуальны. Предприятия ТЭК должны отвечать самым высоким требованиям международных стандартов. В частности, это стандарты серий ISO 9000 (система управления качеством), ISO 14000 (система экологического управления) и ISO 18000 (OHSAS – система управления промышленной безо-

пасностью и охраной труда), а также другие международные документы, касающиеся экологического менеджмента и аудита [13].

Законодательство РФ не создает достаточные стимулы для сокращения образования отходов путем внедрения малоотходных технологий, а также для максимальной переработки образующихся отходов. Ежегодно в России образуется около 1 млрд т различных отходов, которые в малой доле используются для получения вторичной продукции, но существенно влияют на ОС. В целях решения указанных проблем государство должно принять радикальные меры по стимулированию ресурсосбережения и минимизации образования отходов, вторичного использования, переработки и вовлечения в хозяйственный оборот отходов, обладающих ресурсным потенциалом, а также по формированию индустрии переработки отходов (2013 г. объявлен в России годом защиты окружающей среды).

На Западе в отношении отходов объявлена и реализуется стратегия, названная «инициатива 3R»: *reduce – recycle – reuse* (сокращение – рециклирование – повторное использование) (лидирующее положение в мире в этом отношении занимает Германия – в ней повторно используется 70 % материалов. Китай в своем 11-м пятилетнем плане поставил цель перехода экономики на замкнутые циклы использования материалов на трех уровнях: малый цикл – на уровне предприятия, средний цикл – на уровне групп предприятий и большой цикл – на уровне региона).

14.1. Технические и технологические меры повышения экологической чистоты и безопасности эксплуатации энергетических объектов

14.1.1. Топливные электростанции и котельные

В настоящее время используются четыре основных подхода к уменьшению загрязнения приземной атмосферы при сжигании минерального топлива: оптимизация процесса сжигания топлива; очистка топлива от элементов, образующих при сжигании загрязняющие вещества; очистка дымовых газов от загрязняющих веществ; рассеивание загрязнителей в атмосферном воздухе до безопасных концентраций. Перспективным подходом является связывание и захоронение парниковых газов. Как видно из табл. 14.1, особое внимание должно уделяться экологичности угольных электростанций и котельных.

Опыт передовых в угольных технологиях стран (прежде всего Германии, Англии и Японии), показывает, что современный уровень технологий позволяет свести к минимуму экологические воздействия

угольных электростанций и котельных. Дополнительные меры, естественно, усложняют и удорожают строительство и эксплуатацию таких ТЭС, но энергетики вынуждены идти по этому пути, чаще всего под давлением экологических налогов и штрафов.

Таблица 14.1

Выбросы при сжигании трёх основных видов энергетического топлива

Топливо	Удельные выбросы загрязняющих веществ, кг/т у.т.; кг/Гкал теплоты; кг/ МВт·ч электроэнергии		
	SO_2	NO_x	Пыль
Уголь	30,0; 5,4; 10,5	4,57; 0,85; 1,60	10,0; 1,8; 3,5
Мазут	20,0; 3,6; 7,0	6,0; 1,1; 2,1	
Природный газ	–	2,30; 0,41; 0,80	

В последние годы на российских предприятиях электроэнергетики усилено внимание экологическому мониторингу как первому шагу на пути реализации природоохранных мероприятий. На электростанциях – основных источниках загрязняющих выбросов и сбросов – наблюдения и контроль проводятся санитарно-промышленными лабораториями, которые аттестованы и оснащены всем необходимым оборудованием. При необходимости на предприятиях отрасли предусмотрено развертывание передвижных лабораторий. Службы контроля воздушной среды, входящие в состав промышленно-санитарных лабораторий, осуществляют отбор проб воздуха по разработанному графику и действуют круглосуточно. На предприятиях организован контроль за соблюдением установленных норм выбросов и сбросов вредных веществ, рациональным использованием природных ресурсов и размещением промышленных отходов. Отлаженная система диспетчерского контроля и управления позволяет своевременно обнаруживать и выявлять причины сбоев в работе энергосистемы, принимать меры по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, не допуская несанкционированных выбросов и сбросов в окружающую среду. Кроме того, все производственные объекты, на которых могут произойти аварии с экологическими последствиями, застрахованы.

Инструментом, помогающим решать эти задачи, должен стать полноценный *экоинжиниринг,* который имеет принципиальное отличие от инжиниринга в других сферах деятельности, так как его целью для заказчика (предприятия) является обеспечение требуемого качества окружающей природной среды, атмосферного воздуха, а не получение прибыли любой ценой. Поэтому действующим участником процесса помимо заказчика и исполнителя должно быть государство. Именно оно

через организационные, правовые и иные механизмы инициирует процесс инжиниринга систем экологической защиты, например газоочистки атмосферного воздуха. Необходимо создание государственной инспекции по контролю газоочистных сооружений. И, что особенно важно, – экономическое стимулирование природоохранной деятельности промышленных предприятий.

В табл. 14.2 представлена прогнозная оценка сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в результате реализации двух групп мероприятий: технологических и организационных [14].

Таблица 14.2

Прогнозная оценка сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, тыс. т/год

	Использование ПГУ и ГТУ при сжигании природного газа	Повышение эффективности сжигания топлива	Установка высокоэффективного газоочистного оборудования	Внедрение мероприятий по достижению технических нормативов	Всего
NO_x	5,5	10,0	11,5	304,6	331,6
SO_2		37,2	165,3	58,2	260,7
Зола		30,1	295,3	280,0	605,3
Всего					1197,6

Сравнение экологических показателей российских угольных электростанций с зарубежными указывает на огромный потенциал их улучшения, табл. 14.3.

Таблица 14.3

Выбросы в атмосферу вредных веществ угольными электростанциями Германии и России

Загрязнители	Выбросы, г/кВт ч	
	Германия	Россия
NO_x	0,50	2,0
CO_2	0,30	3,0
PM	0,06	2,5

Эффективным способом уменьшения ущерба окружающей среде со стороны ***золошлаковых отвалов***, сокращения площади отчуждаемой земли является переработка золы и шлаков угольных котельных и ТЭС. Золошлаковые материалы – ценный строительный материал, который используется на протяжении многих столетий (Колизей (75–80 гг. н. э.) и Пантеон (115 г. н. э.) построены с использованием золошлаковых материалов).

Одним из способов решения задачи ***уменьшения поступления в атмосферу CO_2*** является его закачка в полости, образующиеся при добыче нефти и газа, в засоленные пористо-водоносные слои, в непригодные для разработки угольные пласты, табл. 14.4.

Таблица 14.4

Потенциальные ёмкости для захоронения CO_2 (в мире)

Вариант хранения	Глубокие формации	Отработанные нефтяные и газовые поля	Отработанные угольные пустоты
Минимальная оценка	1000	600	3
Максимальная оценка	>10 000	1200	200

На сегодня реализованы как минимум два таких проекта промышленного масштаба: а) в США углекислый газ, являющийся отходом при метанизации синтетического газа, закачивается в выработанное нефтяное месторождение, обеспечивая попутно возобновление нефтеотдачи пласта; б) в Норвежском море CO_2, отделенный от добытого природного газа, закачивается в пористо-водоносный слой. Страны ЕС планируют оснастить к 2015 г. 12 электростанций (существующих и строящихся) подземными хранилищами CO_2.

На пути реализации этого способа стоит высокая цена – при имеющихся сегодня технологиях стоимость сепарации и захоронения каждой тонны CO_2 составляет примерно 60 долл. Широкомасштабное применение такой технологии существенно увеличивало бы стоимость электроэнергии. Необходима технология с ценой не выше 20–30 долл. за 1 т CO_2. Кроме того, закачанный под землю CO_2 несёт в себе потенциальную угрозу – внезапная утечка газа может стать причиной гибели людей.

14.1.2. АЭС

В атомной энергетике 40 % затрат на сооружение АЭС идёт на создание систем безопасности (такого соотношения, вероятно, нет ни в одной отрасли). Тем не менее, после Чернобыльской аварии повсеместно были приняты беспрецедентные меры повышения надежности работы реакторов, а после террористических атак в США 11.09.2001 г. – особые меры физической защиты ядерных объектов. В странах, эксплуатирующих ядерные установки, были усилены или созданы вновь

государственные органы (так называемые регуляторы), в обязанности которых входит надзор за безопасностью использования ядерных технологий.

В нашей стране на государственном уровне была создана система реагирования на чрезвычайные ситуации. Один из ее элементов – отраслевая система реагирования на ЧС, частью которой является группа оказания экстренной помощи атомным станциям (ОПАС) на базе концерна «Росэнергоатом». Ежегодно проводятся полномасштабные учения группы ОПАС на АЭС концерна с выездом к месту условной аварии. Для участия в учениях обязательно привлекаются иностранные наблюдатели.

Большое внимание стало уделяться воздействию АЭС на ОС в штатных режимах – радиоактивному заражению. МАГАТЭ уже несколько лет координирует международные исследования по сравнительной оценке влияния на здоровье населения воздействия АЭ и негативных факторов окружающей среды, ухудшающейся по другим причинам.

Специальным отраслевым документом «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» для АЭС предусмотрена комплексная защита: «Безопасность АС должна обеспечиваться за счет последовательной реализации концепции глубокоэшелонированной защиты, основанной на применении системы физических барьеров на пути распространения ионизирующего излучения и радиоактивных веществ в окружающую среду и системы технических и организационных мер по защите барьеров и сохранению их эффективности, а также по защите работников, населения и окружающей среды.

Система физических барьеров блока АЭС включает в себя топливную матрицу, оболочку ТВЭлов, границу контура теплоносителя реактора, герметичное ограждение реакторной установки и биологическую защиту».

Система технических и организационных мер, в соответствии с современными нормами, должна образовывать пять уровней глубокоэшелонированной защиты.

Нормы и требования к АЭС в части экологического воздействия постоянно ужесточаются (сегодня российские нормативы – одни из самых жестких в мире). Вклад радиационных рисков в общие риски для жизни и здоровья человека, а также воздействие АЭС на окружающую среду чрезвычайно малы: доля выбросов АЭС в общепромышленных выбросах загрязняющих веществ не превышает 0,6 %. Объёмы выбросов радионуклидов на таких АЭС, как Белоярская, Балаковская и Калининградская, не просто малы, а близки к пределу чувствительности из-

мерительных приборов при суточных измерениях. Ни на одном из предприятий отрасли за последние годы в России не наблюдалось ухудшения ни экологической обстановки, ни здоровья населения в районах их расположения. Более того, как показывает статистика, в местах расположения объектов АЭ продолжительность жизни и рождаемость, как правило, заметно выше, чем в соседних регионах, вследствие лучших социальных условий.

Сравнение дозовых нагрузок от различных источников убедительно свидетельствует в пользу АЭС. Например, один сеанс рентгеноскопии грудной клетки дает нагрузку в 9 мЗв, космические лучи – 0,37 мЗв в год, вблизи угольных ТЭЦ – 0,03–0,04 мЗв в год, вблизи АЭС – 0,005 мЗв в год.

Эксплутационную надежность АЭС контролирует Ростехнадзор. По его поручению Научно-технический центр по ядерной и радиационной безопасности (НТЦ ЯРБ) изучает и обобщает практику отечественных и зарубежных оценок безопасности АЭС, вырабатывает собственные подходы. На сегодняшний день информация об уровне безопасности эксплуатации реакторов и всех случаях серьезных отклонений от нормативного режима работы является абсолютно открытой. Раз в три года проводится совещание по Конвенции ядерной безопасности. Уроки, полученные в одной стране или на одной ядерной установке, доводятся до сведения других. С 2003 г. Россия представляет национальные доклады для рассмотрения всеми договаривающимися сторонами на конференции в МАГАТЭ. Помимо этого, активно работает Всемирная ассоциация операторов атомных электростанций (ВАО АЭС), членом которой является и концерн «Росэнергоатом». В рамках этой организации регулярно проводятся партнерские проверки с целью обмена положительным опытом, накопленным на всех станциях мира.

Работа по модернизации действующих блоков и повышению их безопасности – процесс непрерывный. На АЭС России ей уделяется постоянное внимание. Связано это с тем, что в концерне «Росэнергоатом» принята и реализуется программа продления сроков эксплуатации атомных энергоблоков (гл. 8). А по принятым положениям продление срока их эксплуатации возможно только при условии доведения уровня безопасности до современных нормативных требований.

Создана уникальная система безопасности АЭС, которую МАГАТЭ рекомендовало для использования на всех станциях. Речь идет о создании ловушки для расплава, вытекающего из реактора при его разрушении. Создан материал, который при взаимодействии с ураном и цирконием подавляет их химическую активность. Принято решение – все новые отечественные АЭС будут оснащены такой технологи-

ей. Одновременно ведутся исследования и разработки реакторных концепций на новых принципах с целью повышения эффективности и безопасности эксплуатации реакторов.

В настоящее время некоторые из нормативных документов пересматриваются с учетом аварии на АЭС «Фукусима-1». В частности, с 1 июля 2011 г. страны ЕС официально начали проводить на АЭС стресс-тесты (группа дополнительных критериев безопасности), составленные по итогам анализа аварии на АЭС «Фукусима-1». Цель – с учётом ошибок японских атомщиков радикально повысить надёжность эксплуатации АЭС.

Будущее атомной энергетики после аварии на АЭС «Фукусима-1» обсуждалось на международном форуме «Атомэкспо-2011» (г. Москва, 6–8 июня 2011 г., более 1200 участников из 47 стран, имеющих АЭС либо намеренных обзавестись ими). Признаны абсолютно необходимыми развитие АЭ в перспективе нескольких десятилетий и дальнейшее повышение безопасности АЭС.

Общие выводы из состоявшихся дискуссий сводятся к следующему:

1. Продолжать работы по повышению безопасности работы реакторов, используя физические эффекты, присущие самим реакторам.
2. Более тщательно подходить к выбору места строительства АЭС (с учётом вероятности землетрясений, цунами, смерчей, наводнений, оползневых явлений).
3. Повысить требования к безопасности работы эксплуатируемых и проектируемых БР.
4. Создавать хранилища для ОЯТ и радиоактивных отходов и центров по их переработке, в том числе путём международной кооперации (в апреле 2012 г. в Красноярском крае открыт центр сухого – более безопасного – хранения ОЯТ).
5. Ускорить работы по широкому использованию замкнутого топливного цикла.

За последние 1,5–2 года был реализован или намечен к реализации ряд конкретных мер:

- на АЭС в России и за рубежом проведены дополнительные «компенсирующие» мероприятия для повышения безопасности;
- принято решение о создании пула независимых экспертов для оценки безопасности всех АЭС;
- будут усилены роль, полномочия и влияние ВАО АЭС и МАГАТЭ;
- «Росэнергоатом» в ближайшие 5 лет потратит около 20 млрд долл. на модернизацию и переоснащение всех блоков АЭС России;
- разворачивается широкая компания среди населения по разъяснению принципов работы, безопасности и защищённости АЭС для борьбы с радиофобией.

Полезно знать, что общий радиационный фон, в котором живёт человек, складывается из следующих составляющих:

- 42 % – продукты распада природного родона в помещениях;
- 34 % – использование ионизирующего излучения в медицине;
- 23 % – естественный природный фон;
- 0,77 % – глобальное выпадение радиоактивных продуктов ядерных испытаний;
- 0,1 % – облучение во время полёта на самолёте;
- 0,1 % – использование радиолюминисцентных товаров;
- 0,01 % – радиационный фон АЭС.

Эти и другие мероприятия, направленные на повышение безопасности АЭС, являются составной частью задачи по дальнейшему развитию АЭ. Важно не допустить, чтобы экономические соображения привели к снижению инвестиций в безопасность ядерных установок. Специалисты предупреждают, что комплекс мер, обезопасивших работу АЭС, не гарантирует радиационную безопасность населения из-за «расползания» радиоактивных материалов с ядерных объектов, включая АЭС.

На фоне радиационной опасности теряется ещё одна экологическая проблема, порождаемая эксплуатацией АЭС, как, впрочем, и других тепловых станций, – тепловое загрязнение ОС охлаждающей водой. На мощных АЭС расход воды на эти цели достигает 180 $м^3$/с. Имеются три потенциальных способа частичного решения этой проблемы: использование замкнутого цикла охлаждения, освоение новых способов отведения тепла, утилизация сбросового тепла.

14.1.3. Меры по сокращению негативного экологического влияния ЛЭП

Экологические аспекты передачи электроэнергии на большие расстояния продолжают оставаться в центре внимания ученых. Этому серьезному и важному разделу электроэнергетики посвящены исследования в развитых странах, имеющие своей целью увязать экологические и социальные проблемы современного общества.

Результатом этих усилий является комплекс мер, рекомендуемых всем странам с развитыми энергосистемами:

1. Междисциплинарные (энергетика, биология, социология, экономика и др.) исследования воздействия полей электроустановок на человека, животный и растительный мир.

2. Приведение нормативных платежей за пользование земельными, лесными и другими природными ресурсами в соответствие с их реальной ценностью.
3. Применение технических (технологических) мер:
   - оптимизация конструкций опор ЛЭП (например, компактные ЛЭП) и их трасс с учётом экологических влияний;
   - установка под проводами ЛЭП экранирующих заземлённых тросов (при пересечении дорог);
   - использование комбинированных ЛЭП – размещение на опорах ЛЭП высокого и ультравысокого напряжения проводов более низкого класса напряжения (пока в порядке эксперимента);
   - создание под ЛЭП растительного массива из древесно-кустарниковых пород (желательно фруктово-ягодных пород), с растениями высотой, немного превосходящей рост человека.
4. Использование в густонаселённых районах кабельных линий.
5. Нормирование поведения населения и хозяйствующих субъектов в зоне влияния ЛЭП по признакам обеспечения безопасности.
6. Защита персонала от негативного воздействия электромагнитных полей высоковольтных энергоустановок.

Серьезной проблемой современной электроэнергетики является ***отчуждение земли*** при прокладке воздушных ЛЭП, особенно актуальной для густонаселенных регионов. На сегодня рассматриваются четыре способа решения этой проблемы [15]:

- применение «сильных сетей» на базе FACTS, а в перспективе – «умных сетей», обладающих большей пропускной способностью и, следовательно, способных передавать те же мощности, что и традиционные ЛЭП, но при меньшем количестве параллельных цепей;
- использование передач постоянного тока;
- прокладка сверхпроводниковых кабельных линий;
- применение новых материалов проводов, обеспечивающих повышенную пропускную способность ЛЭП.

Общественная осведомленность, интерес и беспокойство по поводу влияния электромагнитного поля на живые организмы не прекращают расти, что стимулирует продолжение соответствующих медицинских исследований.

Одним из способов уменьшения напряженности электрического поля под ВЛ является установка *экранирующих заземленных тросов*, натягиваемых под проводами линии в местах интенсивного перемещения животных, автотранспорта, а также производства сельскохозяйст-

венных работ. Габарит до земли нормируется перемещением механизмов высотой до 4,5 м. Наведенные на заземленных тросах заряды частично компенсируют поле проводов линии и снижают напряженность поля независимо от радиуса троса.

Например, для полного экранирования поля под ВЛ 750 кВ с горизонтальным расположением фаз требуется подвеска 11 тросов. Использование экранирующих тросов иногда ведет к необходимости увеличения высоты подвеса проводов и, следовательно, высоты опор на величину минимально необходимого изоляционного промежутка «провод – заземленный трос». Это приводит к заметному удорожанию линии, поэтому тросовые экраны применяются только при пересечении линией дорог. При этом они натягиваются между дополнительными железобетонными стойками.

Если экраны под проводами фаз выполнить в виде *ЛЭП более низкого класса напряжения*, то речь идёт уже о комбинированной ЛЭП. Это – линия с пониженным экологическим влиянием, обусловленным разной ориентацией в пространстве векторов напряженности электрического поля от каждой цепи. Эксплуатация такой двухцепной линии с разными системами напряжений связана с трудностями, обусловленными их взаимным электромагнитным влиянием и существенным изменением параметров обеих цепей (особенно нижней) по сравнению с одноцепными линиями.

Ограничение напряженности поля под ВЛ может быть достигнуто более простым и менее затратным способом – использованием *растительного массива под линиями.* Деревья и кустарники обладают значительной электрической проводимостью и, соответственно, экранирующим эффектом, аналогичным эффекту от заземленных металлических экранов, ограничивающим напряженность электрического поля на высоте, соответствующей среднему росту человека. На рис. 14.1 представлены зависимости экранирующего влияния отдельных кустарников на опытном пролете линии класса 1200 кВ.

В пределах куста напряженность поля равна нулю, а наличие под проводами массива кустарников площадью 3×4 м^2 и высотой 3 м позволило расширить зону нулевой напряженности. Измерения E поля под действующими ЛЭП 330–750 кВ показали, что при наличии сплошного растительного массива высотой свыше 2,5 м напряженность на уровне роста человека практически не отличается от нормального уровня напряженности электрического поля Земли. В качестве растительного массива целесообразно использовать древесно-кустарниковые породы, достаточно долговечные и устойчивые в районах культивирования, имеющие предельную высоту 4–5 м и позволяющие получать ценную хозяйственную продукцию.

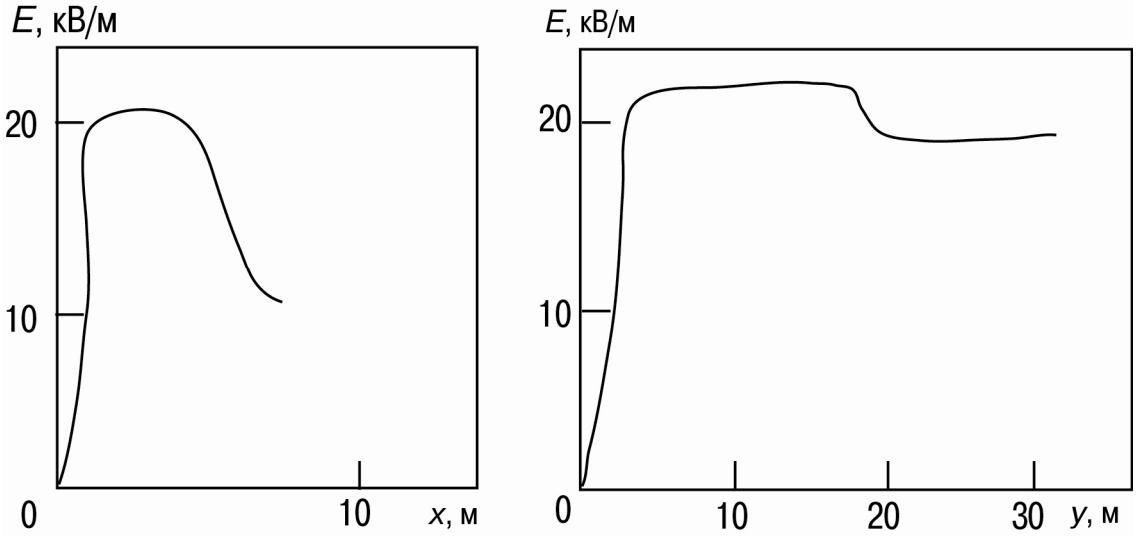


Рис. 14.1. Поперечный (лев.) и продольный (прав.) профили Е на уровне 1,8 м от земли под опытным пролётом с одним кустом

Даже в случае создания внутри сплошного растительного массива эксплуатационного коридора (для проезда транспорта, удобства осмотра линии и т. д.) как в летних, так и в зимних условиях обеспечивается снижение напряженности электрического поля в 2–3 раза в зависимости от ширины эксплуатационного коридора. Лесобиологический метод является конкурентоспособным при решении задачи обеспечения экологической безопасности ЛЭП сверх- и ультравысоких напряжений. Он позволяет вовлечь в хозяйственный оборот дополнительные земельные площади, отчуждаемые под трассу линии и обычно не используемые для сельскохозяйственных нужд.

Наносимый природе и лесному хозяйству ущерб и трудозатраты на расчистку просек можно значительно сократить использованием ряда приёмов:

- расстояния между проводами могут быть сокращены при использовании современных средств для глубокого ограничения междуфазных перенапряжений до уровня 1,5–1,8 наибольшего рабочего напряжения;
- для предотвращения уменьшения изоляционных расстояний при боковом ветре в пролетах должны быть установлены междуфазные изоляционные распорки. В результате ширина трассы линии получается на 10–20 м меньше, чем при традиционной конструкции линий, и, соответственно, уменьшается площадь отчуждаемой земли;
- на трассах линий в лесных массивах допускать наличие древесно-кустарниковой растительности высотой до 4 м непосредственно под линиями и высотой до 10 м на расстоянии более 10 м от край-

них проводов линий. При этом: а) могут быть значительно сокращены объемы вырубки подроста, так как вырубать надо только те деревья, высота которых может превышать допустимую; б) на трассах линий могут культивироваться растения, дающие ценную продукцию; в) наличие низкорослой древесно-кустарниковой растительности на трассах линий затрудняет произрастание высокорастущих пород деревьев, что приводит к значительному сокращению работ по расчистке трасс линий.

В случае компактного исполнения электропередачи ее вредное влияние снижается. В табл. 14.5 представлены экологические показатели обычной и компактной линий напряжением 750 кВ и более. Предполагается компактизация за счет применения опор «охватывающего» типа и расположения проводов расщепленных фаз по окружности с горизонтальным расположением фаз.

Таблица 14.5

Геометрические параметры трасс обычных и компактных ЛЭП-750 и 1150 кВ

Характеристика линии	Вид линии			
	Обычные		Компактные	
Номинальное напряжение, кВ	750	1150	750	1150
Междуфазное расстояние, м	18,5	24,2	9,0	12,0
Количество проводов в фазе	5	8	5	11
Ширина коридора линии / ширина зоны с напряженностью 0,5 кВ/м, м	117/110	158/154	98/88	134/174
Удельная ширина коридора, м/ГВт	63,9	33,8	42,4	19,6

14.2. Нормативно-правовое регулирование в области защиты окружающей среды

Под давлением всё более отчётливо проявляющихся признаков современного экологического кризиса общество ищет эффективные пути уменьшения антропогенного воздействия на окружающую среду. В развитых странах используется комплексный подход, включающий:

1) государственное законодательное регулирование (правовые инструменты);
2) экономическое стимулирование, опирающееся:
   - на классические экономические инструменты (в [16] их названо около полутора десятков, но наиболее эффективными являются торгуемые лицензии на эмиссию/выбросы и экологические налоги/сборы);

- квазиэкономические инструменты (добровольные обязательства и системы экологического менеджмента).

Опыт стран Запада и новой России показал, что непременным условием результативности обоих подходов является увеличение роли государства в регулировании экономики. Факт распада СССР с его всевластием государства укрепил в мире позиции либерализма – стимулировал уход государства из экономики и укрепил веру в неограниченные возможности рынка. В новой России горячим приверженцем практически ничем не сдерживаемого рынка был Е.Т. Гайдар (1956–2009) – зам. председателя и председатель Правительства РФ в 1991–1994 гг. Следование таким курсом нарушило и исказило жизненно важный баланс между общественными интересами и умножением частного капитала. Краткосрочность рыночных процессов, измеряемых в масштабах квартальных балансов, не позволяет бизнесу заботиться о защите климата, экономии ресурсов и развитии инфраструктуры. Тяжелые последствия такой либерализации России не удалось в полной мере преодолеть до сих пор.

Еще Адам Смит указывал на то, что необходимая для благосостояния наций (а также и для рынка) инфраструктура права, воспитания, транспорта, защиты окружающей среды и цивилизации в целом может быть организована только государством и профинансирована им. Рынки хороши для оптимизации распределения ресурсов в согласованных рамочных условиях, но сами эти условия они определить не могут.

Главные направления государственной политики России в области экологии сформулированы в Программе социально-экономического развития и в Экологической доктрине РФ. Основными задачами в области защиты ОС, согласно Экологической доктрине, являются технологическое перевооружение и постепенный вывод из эксплуатации устаревшего оборудования, а также обеспечение снижения негативного влияния предприятий на качество воды и атмосферного воздуха в соответствии с нормативными требованиями. В последние годы в России формируется система экологического менеджмента качества и внедряются международные стандарты ISO 14601:2004. Во все федеральные, региональные, отраслевые документы, определяющие векторы развития и конкретные его показатели, включаются мероприятия экологического характера. Следует иметь в виду, что на долю России приходится 17 % общемировых выбросов.

Поскольку ТЭК является основным источником негативных воздействий на ОС и техногенных аварий и катастроф, в документах, ориентированных на сокращение таких проявлений человеческой деятельности, большое место уделяется энергетической отрасли.

1. В ЭС-2030 предусмотрен широкий набор мер, направленных на минимизацию ущерба экологии от хозяйственной деятельности в области энергетики и выполнение обязательств по Киотскому протоколу.
2. Продолжает осуществляться «Экологическая программа», принятая ещё РАО «ЕЭС России» и предусматривающая, в частности, постепенное ужесточение нормативов по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу как для вновь вводимых, так и для действующих энергетических предприятий. Это служит мотиватором реализации мероприятий по техническому перевооружению предприятий электроэнергетики и освоению современного оборудования.
3. Ростехнадзор проводит начиная с 2007 г. проверку знаний в области экологии и безопасности жизнедеятельности у руководителей крупных предприятий.
4. С 2006 г. в стране действуют важнейшие для защиты ОС документы: «Регламент по безопасности магистрального трубопроводного транспорта, внутрипромысловых и местных распределительных трубопроводов» (разработан Минпромэнерго РФ) и «Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель» (разработаны Минприроды РФ).
5. В 1995 г. создан Фонд им. Вернадского, поддерживаемый более чем 30 крупными компаниями, преимущественно работающими в энергетике.
6. Учреждена «Национальная экологическая премия» для поощрения проектов, внедрённых в практику охраны окружающей среды.
7. Проводятся научные форумы, симпозиумы, конференции:
   - Ежегодная Всероссийская конференция «Чистый воздух России»;
   - Ежегодная Всероссийская конференция «Атмосфера-20…»;
   - Всероссийская конференция «Экология и производство. Перспективы развития экономических механизмов охраны ОС»;
   - Регулярный «Форум экологов».
8. Проводится конкурс «100 лучших организаций России. Экология и экологический менеджмент».
9. Ежегодно 5 июня отмечается Всемирный день охраны окружающей среды.
10. Создан ряд общественных организаций, советов, объединений:
    - Российский экологический союз;
    - Экологический клуб;
    - Высший экологический совет Госдумы РФ;
    - Российская экологическая академия.

Для того чтобы избежать чрезмерных расходов в государственном бюджете на решение экологических проблем и не допустить замедления темпов роста общественного благосостояния, необходимо отладить систему, при которой ответственность за негативные последствия производства и потребления энергии будут нести виновники. При этом необходима система эффективного учета негативных воздействий на ОС через энергетические и «зелёные» налоги, включение затрат на природоохранные мероприятия в стоимость товаров и услуг, квотирование выбросов парниковых газов по образцу стран Запада.

Мероприятия по повышению энергоэффективности технологических процессов и оборудования целесообразно совмещать с работами по улучшению экологических показателей, а энергетический и экологический аудиты проводить одновременно (совмещённо).

С другой стороны, одним из путей решения экологических проблем является реализация возможностей энергосбережения. Для этого в региональные и другие экологические программы должны включаться энергосберегающие мероприятия.

Для выполнения «Экологической программы» в области энергетики необходимы национальные программы сокращения негативных воздействий на окружающую среду, доведенные до конкретных установок на конкретных электростанциях и котельных. Важным элементом такой программы должны стать межбюджетные отношения и правила финансирования экологических проектов, предусматривающие долевое участие средств федерального бюджета и бюджета субъектов РФ. Такой подход соответствует Экологической доктрине, где записано, что «… приоритетными для финансирования на федеральном уровне будут проекты, ориентированные на структурные преобразования в наиболее «грязных» отраслях промышленности». Угольные электростанции в полной мере отвечают этому определению.

Необходимо отметить, что социальные нормы в нашей стране также не стимулируют энергосбережение и заботливое отношение к окружающей среде. У россиян они проявляются значительно слабее, чем у жителей европейских и в особенности скандинавских стран.

В качестве базовых документов по созданию системы стимулирования развития и внедрения энергетически – и экологически эффективных технологий могут стать международные соглашения по защите окружающей среды.

Осознание Россией необходимости решения двуединой задачи – радикального повышения энергетической и экологической эффективности экономики и создания на этой основе комфортных условий жизни граждан – позволило сформулировать основные направления российской экологической программы на ближайшее время:

- развитие системы технического регулирования в направлении изменения требований к энергоэффективности технологий, зданий, сооружений и в целом производств;
- организация бюджетного финансирования проектов, связанных с использованием возобновляемых источников энергии, внедрением экологически и энергетически эффективных технологий;
- подготовка полноценной системы нормирования допустимого воздействия на ОС;
- подготовка дифференцированной системы нормативов качества воды, воздуха и почв для каждого конкретного региона РФ;
- создание системы стимулирования в использовании природосберегающих технологий с учетом возможности декларирования малым бизнесом соблюдения экологических требований;
- пересмотр системы экологической ответственности.

Экологические мероприятия не привлекательны для инвесторов и поэтому могут осуществляться в основном на государственном уровне за счёт нормирования, стимулирования и бюджетных ассигнований. Для защиты окружающей среды в экологические программы всех уровней необходимо включать мероприятия по энергосбережению как более инвестиционно привлекательные.

Предусматривается в течение ближайшего десятилетия завершить переход от «коричневой» (экологически грязной) экономики к «зелёной». После 2020 г. вступят в действие значительно более жесткие по сравнение с действующими экологические требования. Сейчас ведётся наработка соответствующей нормативно-правовой базы.

14.3. Энергоресурсосбережение как способ защиты окружающей среды

Ведущие мировые эксперты пришли к заключению, что обеспечить экономическую, энергетическую и экологическую безопасность на длительную перспективу можно только реализацией стратегий энергосбережения и энергозамещения. Мировая наука и современные технологии достигли на этом пути впечатляющих успехов, рис. 14.2.

Энергозамещение – использование альтернативных источников энергии и новых технологий производства электрической и тепловой энергии (достаточно подробно рассмотрено в предыдущих разделах). В данном разделе будут кратко рассмотрены энергосбережение и повышение энергетической эффективности (ЭС и ПЭЭ). Подробнее с этой проблемой бакалавры электроэнергетического профиля знакомятся в специальном курсе (см. также [21] и другие специализированные источники).

Энергетическая эффективность – отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к их затратам на его получение.

Повышение энергоэффективности – комплекс мер, предусматривающих переход на энергосберегающие технологии, замену оборудования на менее энергоёмкое и т. п.

Энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объёма используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объёма произведённой продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

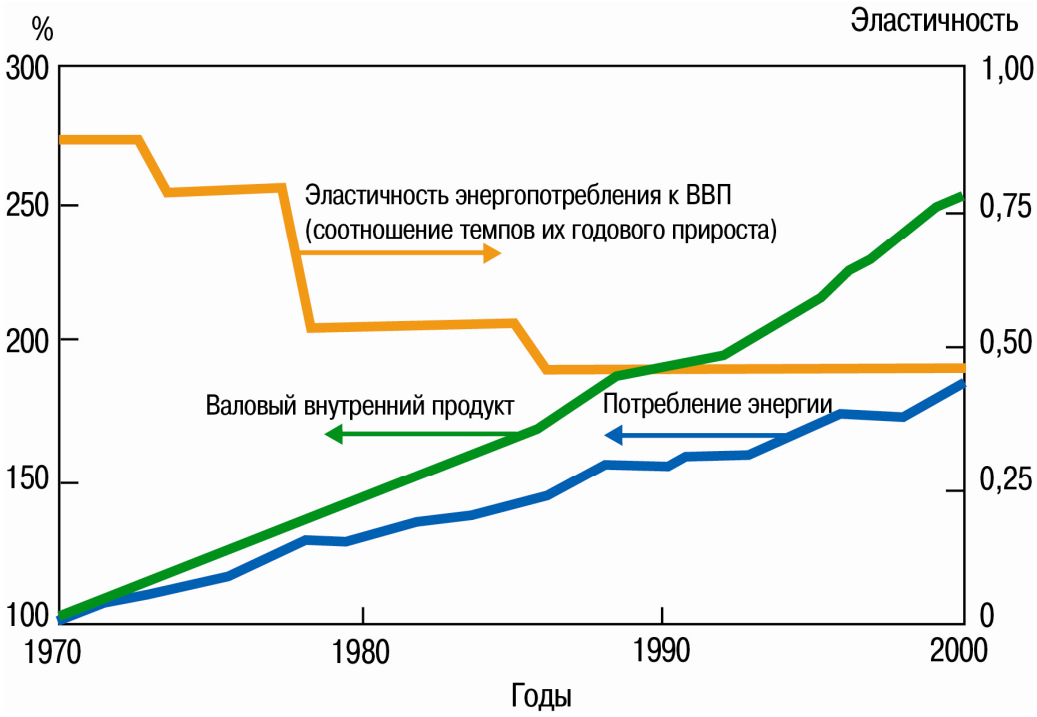


Рис. 14.2. Соотношение роста мировой экономики и потребления энергии

Для начала ответим на вопрос: «Что даёт ЭС и ПЭЭ?».

1. Продлевает «срок жизни» энергетики и химических производств, основанных на использовании невозобновляемых энергоресурсов (например, к 2020 г. России дополнительно потребуется 160–250 млрд м^3 газа в год – примерно столько же (170 млрд м^3) составляет ежегодный потенциал сбережения газа за счёт повышения эффективности его использования).
2. Облегчает решение экологических проблем.
3. Сдерживает темпы роста тарифов на энергию и энергоносители.
4. Ослабляет зависимость экономики и социальной сферы от невозобновляемых энергоресурсов.

5. Повышает конкурентоспособность товаров и услуг на мировом и внутреннем рынках.
6. Уменьшает потребность ТЭК в инвестициях (ЭС и ПЭЭ в 2–5 раз дешевле ввода эквивалентных новых мощностей).
7. Средства, вложенные в ЭС и ПЭЭ, создают в 6–8 раз больше рабочих мест, чем средства, вложенные во ввод новых мощностей.
8. При реализации всего потенциала ЭС и ПЭЭ Россия дополнительно получала бы ежегодно 85–110 млрд долл. в виде доходов от экспорта нефти и газа.

Улучшение экологических показателей основных технологий, включая энергетические, по экономическим показателям уступает другому подходу – энергосбережению и повышению эффективности использования энергетических ресурсов на всех этапах их жизненного цикла. Это – более радикальное решение, т. к. борется с причиной (ростом энергопотребления), а не с последствиями (нарастанием экологического ущерба из-за роста производства энергии).

Задачи сбережения энергоресурсов становятся приоритетными в ряду обязательных мероприятий природоохранной деятельности. Реализация потенциала энергосбережения в России обеспечила бы снижение выбросов на 793 млн т CO_2-эквивалента в год и было бы её весомым вкладом в международные усилия по предотвращению глобального техногенного изменения климата.

Опыт высокоразвитых стран показал, что при выборе стратегии в области снижения воздействия на ОС предприятий энергетики были переоценены потенциальные возможности перехода на более «экологичные» технологии, а объём затрат на замену традиционных углеводородных видов топлива на альтернативные и экологически чистые источники энергии (переход на так называемую низкоуглеродную энергетику), напротив, были недооценены.

Радикального улучшения экологической обстановки невозможно добиться и за счёт пассивных природоохранных мероприятий (применением различных очистных устройств) вследствие экономических ограничений. Например, удельная стоимость очистки дымовых газов от SO_x, NO_x возрастает в несколько раз при попытке повысить КПД газоочистных установок свыше 75–85 %. Такой путь решения экологических проблем снижает конкурентоспособность российских промышленных предприятий, а для её поддержания необходима реализация механизмов государственных компенсаций. Средства, необходимые для закупки и установки природоохранного оборудования, только при модернизации российских тепловых электростанций, по прогнозным оценкам, превосходят 0,6 млрд долл.

Таблица 14.6

Распределение суммарного энергопотребления и потенциала энергосбережения

Сектор экономики	Доля энергопотребления, %	Доля потенциала энергосбережения, %
ТЭК	45	35
Промышленность и строительство	25	30
ЖКХ	20	25
Сельское хозяйство и транспорт	10	10

Как следует из табл. 14.6, ТЭК является не только поставщиком энергии, но и крупнейшим её потребителем. Потенциал энергосбережения в нём самый большой в сравнении с другими отраслями экономики и социальной сферы.

В *сырьевом секторе ТЭК* наибольшим потенциалом энергосбережения обладает нефтегазовая отрасль. Удельная энергоёмкость нефтедобычи в России в 1,3–3 раза выше, чем в США, а доля энергозатрат в себестоимости нефти составляет в среднем 15–20 %. Потенциал экономии энергии в процессах добычи и переработки нефти оценивается величиной 26–37 % от 23,8 млн т н. э. совокупного потребления энергии в этом секторе; для газа эти цифры составляют соответственно 20 % и 42,4 млн т н. э.

Одной из важнейших проблем трубопроводного транспорта углеводородов является высокая энергоёмкость этой технологии. Во многих нефтетранспортных компаниях началась реализация энергосберегающих мероприятий, таких как:

- оптимизация режимов перекачки нефти и нефтепродуктов;
- очистка внутренних поверхностей труб от парафинистых отложений;
- повышение КПД насосов и двигателей путём капремонта и замены более эффективными;
- оснащение резервуарного парка понтонами для уменьшения испарения нефти, что обеспечивает и экономический, и экологический эффект;
- использование GPS-мониторинга при выборе трасс сооружаемых нефтепроводов и др.

Огромные объемы природного газа расходуются при его транспортировке по трубопроводам. В 2010 г. в газопроводы ОАО «Газпром» поступило 661,2 млрд $м^3$ природного и попутного газа. На технологические нужды – работу 215 линейных компрессорных станций с общей

энергетической потребностью в 42 тыс. МВт – было израсходовано 43,6 млрд $м^3$ (6,7 % поступившего газа). Ввиду естественных свойств адиабатического сжатия газа КПД компрессорных станций менее 40 %. Стоимость транспортировки газа в 2–3 раза выше стоимости транспортировки адекватного по энергосодержанию количества нефти. Поэтому рассматриваются альтернативные технологии транспортировки природного газа – в сжиженном или сжатом состоянии (см. 4.2) или путем перевода газа в твердые газогидраты для транспортировки железнодорожным и морским транспортом.

В угольной отрасли к наиболее крупным энерго- и ресурсосберегающим мероприятиям относятся замена оборудования на более энергоэффективное и использование твердых горючих отходов угледобычи и углеобогащения. По приближённым оценкам энергоэффективность при добыче и подготовке угля может быть повышена на 15 % (экономия 0,26 млн т н. э.).

Электроэнергетический сектор ТЭК является основным потребителем топлива в России (44 % от общего потребления) и занимает первое место по объёму сбросов загрязненных сточных вод в поверхностные водоёмы (в 2006 г. – 53,6 %) и потреблению воды на производственные нужды, второе место – по выбросам загрязнений в атмосферу (33,5 %); одновременно он располагает большим потенциалом энергосбережения и повышения экологической чистоты основных технологий.

ЭС и ПЭЭ продолжают укреплять свои позиции как важнейшие направления движения к сокращению воздействий на ОС объектов ТЭК (к проблемам энергоэффективности в ТЭК мы обращались в разделах 2 и 3. Ниже будут кратко рассмотрены энергосбережение и повышение энергетической эффективности в секторах конечного потребления энергии и энергоресурсов).

Общий потенциал организационного и технологического энергосбережения в России оценивается величиной около 45 % от общего объема внутреннего энергопотребления, и по секторам экономики он распределяется следующим образом:

- жилые здания – 18–19 %;
- электроэнергетика, промышленность, транспорт – 13–15 %;
- теплоснабжение, оказание услуг, строительство – 9–10 %;
- производство топлива, сжигание попутного газа, энергоснабжение государственных учреждений – 5–6 %;
- сельское хозяйство – 3–4 %.

Среди десяти стран – крупнейших производителей/потребителей энергии Россия по удельной энергоёмкости ВВП занимает первое место и лишь немного «уступает» некоторым странам – бывшим республикам СССР, рис. 14.3.

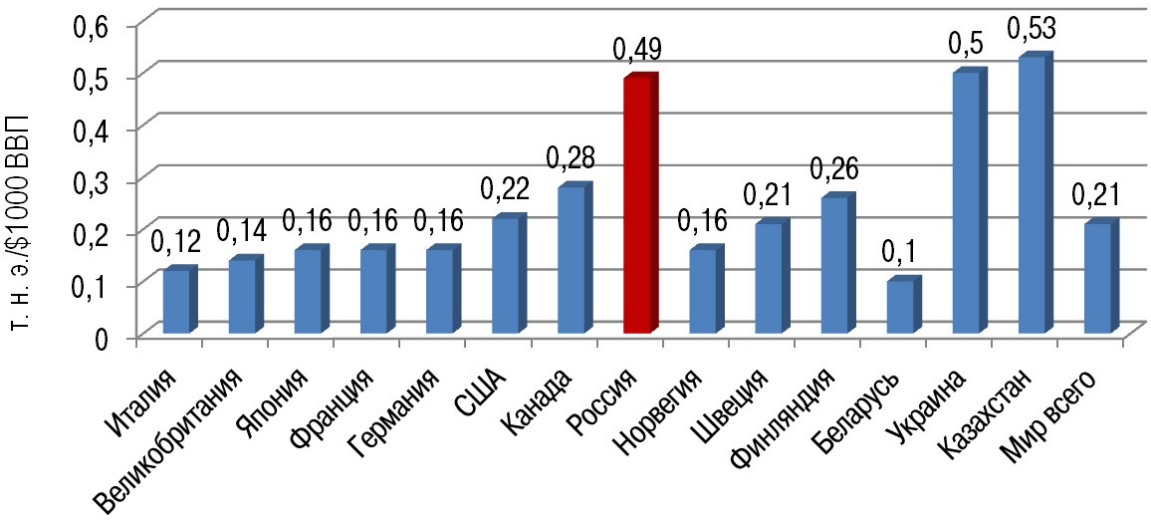


Рис. 14.3. Удельная энергоёмкость ВВП ряда стран

Удельная энергоемкость ВВП России в 2,5 раза выше среднемирового уровня и в 2,5–3,5 раза выше, чем в развитых странах. Такая ситуация сложилась по нескольким причинам:

1. Суровые климатические условия территории (второе место в мире по показателю самых низких средних температур воздуха (только 2 % населения Земли, кроме россиян, живут в подобных климатических условиях) – 20,6 %;
2. Большие расстояния (первое место в мире по размерам территории) и большие затраты энергии на их преодоление – 18,3 %;
3. Устаревшие технологии и изношенное оборудование – 24,4 %;
4. Низкие по сравнению с зарубежными странами цены на энергоресурсы – 14,6 %;
5. Энерго- и ресурсорасточительный менталитет и образ жизни российских граждан – 10,4 %;
6. Несовершенная нормативная база энергосбережения, недостаточность учета ТЭР и слабый энергетический надзор – 11,7 %.

Для раскрытия п. 3 этого перечня можно привести следующие примеры:

1. Построены/произведены до 1990 г.:
   - более 90 % мощностей действующих электростанций;
   - 83 % жилых зданий;
   - 70 % котельных;
   - 70 % технологического оборудования электрических сетей;
   - 66 % тепловых сетей;
   - 25 % бытовых холодильников.
2. В промышленности эксплуатируется 15 % полностью изношенных основных фондов.

Опросы населения Красноярского края дали следующее распределение причин большой энергоёмкости российских товаров и услуг, рис. 14.4.

Показательной является ситуация с энергосбережением в ЖКХ, затрагивающая каждого жителя страны. В ЖКХ задействованы 64 тыс. предприятий и организаций, более 4,2 млн человек, ежегодный объём производимых предприятиями отрасли работ и услуг составляет около 1 трлн руб. В ЖКХ сосредоточен и огромный потенциал энергосбережения, рис. 14.5.

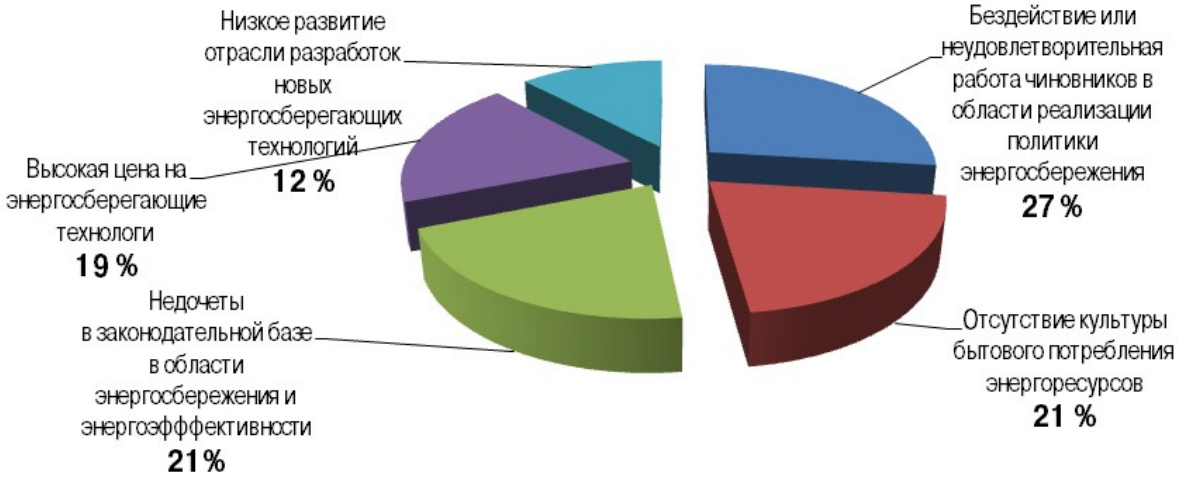


Рис. 14.4. Причины высокой энергоёмкости на производстве и в быту

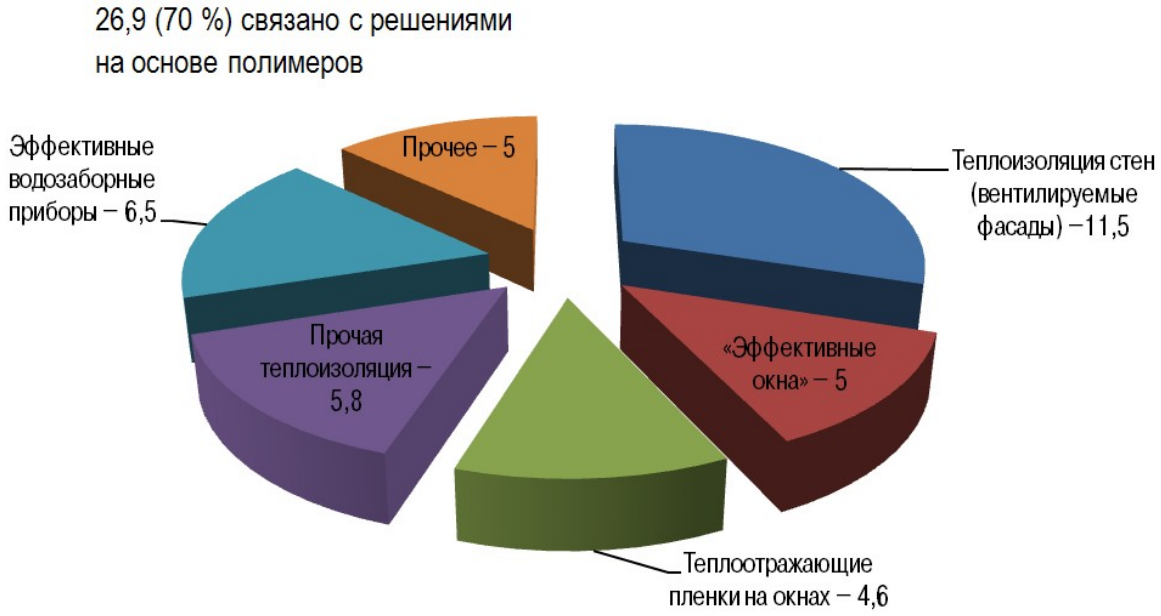


Рис. 14.5. Максимальный потенциал повышения эффективности систем отопления и горячего водоснабжения в жилых зданиях, млн т н. э.

Проблемы начинаются уже на первом этапе – организации учёта тепла, горячей и холодной воды (учёт электроэнергии организован вполне удовлетворительно). Основные причины – правовая неопределённость и отсутствие гарантий для коммунальных предприятий:

1. Решение об установке приборов учёта (ПУ), по закону, может принять только общее собрание собственников жилья. Организовать такое собрание сложно (пресловутый менталитет россиян), в особенности когда в ведении управляющей компании (УК) сотни домов.
2. Очень высокая стоимость приборов и их установки – один прибор стоит 80–100 тыс. руб. При его установке обычно требуется реконструкция всего элеваторного узла, что в 1,5–2 раза повышает стоимость работ. Эти средства реально привлечь только за счёт кредита, который банки дают неохотно, т. к. УК не имеют залоговой базы; к тому же они предпочитают оптовые закупки.
3. Установить ПУ можно только в короткий период между отопительными сезонами.
4. УК считают, что за ПУ следует рассчитываться из экономии энергоресурсов. Жильцы же хотят, чтобы за счёт этого росли суммы в платёжных извещениях.
5. Нет ясности, что будет с УК, закупившей ПУ, в случае если жильцы сменят её.

В итоге – менее 50 % многоквартирных домов оборудованы счётчиками тепла и менее 30–33 % – счётчиками горячей и холодной воды.

Строительство энергоэффективных домов, явление достаточно массовое в развитых странах, в России пока находится на стадии рекламы и агитации. Реальные шаги представляют собой сооружение единичных объектов (жилых домов, зданий для учреждений социальной сферы) почти во всех субъектах РФ. В сфере ЖКХ правительство выделяет две первоочередные задачи: а) установить федеральные стандарты надёжности, качества и энергоэффективности; б) в среднесрочной перспективе стабилизировать долю платежей за услуги ЖКХ в доходах семей.

Согласно исследованиям Всемирного банка реконструкции и развития для реализации потенциала энергосбережения в России необходимы инвестиции в размере 320 млрд долл., которые окупятся за 2–3 года. Эти инвестиции в 3 раза меньше тех, что потребуются для развития производственных и генерирующих мощностей соответствующего масштаба.

Говоря о нормативно-правовой базе энергосбережения в нашей стране, надо иметь в виду, что мы объявили энергосбережение одним из приоритетов государственной технической и экономической политики как минимум на четверть века позже передовых стран. Переломным

моментом для США и стран ЕС стал первый нефтяной кризис (1973–1974), который потребовал от них принятия срочных эффективных мер для ослабления их зависимости от экспортёров энергоресурсов. Среди таких мер оказались: энергосбережение во всех сферах жизни, переориентация экономики на менее энергоёмкие отрасли, использование НВИЭ. Энергосбережение оказалось привлекательным не только благодаря достаточно быстрой отдачи от вложенных средств и усилий, но и своей экономической эффективностью – соотношение между объёмом инвестиций в энергосберегающие мероприятия и затратами на обеспечение выработки соответствующего дополнительного количества энергии оценивается как 1 : (2,5–8,0).

В России планомерная работа по созданию нормативно-правовой базы энергосбережения началась с принятия Федерального закона от 03.04.1996 г. № 28-ФЗ «Об энергосбережении». За период до принятия последнего (по времени) Федерального закона от 27.12. 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» были приняты следующие государственные нормативно-правовые акты:

1. Федеральные законы – 14.
2. Указы Президента РФ – 6.
3. Постановления и распоряжения Правительства – более 15 (в том числе Распоряжение от 13.11.2009 г. № 1715-р «Об утверждении Энергетической стратегии России на период до 2030 г.»).
4. Государственные стандарты РФ – около 20.

Реализация ФЗ № 261 от 27.12.2009 г. потребовала разработки дополнительных государственных механизмов регулирования ЭС и ПЭЭ. К ним относятся: Указ Президента от 13.05.2010 г. № 579 «Об оценке эффективности деятельности органов исполнительной власти субъектов РФ и органов местного самоуправления городских округов и муниципальных районов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности»; около 10 Постановлений Правительства, 2 Распоряжения Правительства, в том числе от 27.12.2010 г., № 2446-р об утверждении Государственной программы РФ «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 г.»); по 2 приказа Минэкономразвития РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, Минрегионразвития РФ, Федеральной службы по тарифам, Федеральной службы госстатистики.

Качество этих документов несомненно выше чем тех, что принимались 10–15 лет назад. Но и у них, как показал опыт применения, имеются серьёзные недостатки. Например, за 3 года реализации ФЗ № 261

выявлено большое количество недоработок и ошибочных положений, ставших причиной разработки проекта нового закона «О внесении изменений в ФЗ от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ». Следует заметить, что хотя проект закона находится ещё на рассмотрении в Госдуме РФ (с 03.07.2012 г.), теперь уже по нему высказано большое количество замечаний. Большая их часть исходит от Союза саморегулируемых организаций в области энергообследования – СРО ЭО.

Объяснить это можно двумя основными причинами:

- у России нет достаточного опыта организации ЭС и ПЭЭ в условиях либерализованной экономики;
- ЭС и ПЭЭ – сложное и «деликатное» дело, требующее оптимального сочетания государственного регулирования и рыночных инициатив, методов принуждения и поощрения.

Основной задачей органов государственной власти в деле энергосбережения (ЭС) является регулирование этой деятельности в различных формах:

- ***правовое*** – установление правовых норм и правил через создание отдельного законодательства в области ЭС и совершенствование существующего законодательства, регулирующего различные виды отношений в сфере ЭС;
- ***административное*** (часть системы правового регулирования) – создание системы административных воздействий;
- ***контрольное*** (надзорное) – установление системы контроля и надзора и системы разрешительных полномочий;
- ***общественное*** – стимулирование и поддержка становления института саморегулируемых организаций в области ЭС;
- ***экономическое*** – создание механизмов и инструментов ведения экономически оправданной предпринимательской деятельности в сфере ЭС;
- ***тарифное*** – часть системы правового регулирования;
- ***акционерное*** – участие государства в акционерных обществах.

Государственная программа «Энергосбережение и повышение энергоэффективности на период до 2020 г.» призвана стать инструментом решения задачи снижения к 2020 г. энергоемкости ВВП на **40 %**. Программа содержит комплекс мероприятий долгосрочного характера по ЭС и ПЭЭ, реализация которых в различных отраслях промышленности позволит добиться снижения энергоемкости ВВП к 2020 г. не менее чем на **13,5 %.** Кроме того, действие таких факторов, как структурные сдвиги в экономике, изменения в продуктовой структуре промышленности, рост цен на энергоносители и технический прогресс, приведет к снижению энергоемкости ВВП ещё на **26–32 %.**

Серьёзное беспокойство вызывает финансовое обеспечение этой программы. Как и в предыдущих федеральных целевых программах – ФЦП «Энергосбережение России» (1998 г.) и ФЦП «Энергоэффективная экономика на 2002–2005 годы и на перспективу до 2010 года» (2002 г.), – в ней основная тяжесть финансирования возложена на внебюджетные источники и бюджеты субъектов РФ, а средствам федерального бюджета отведено скромное место (соответственно 8537, 625 и 70 млрд руб.).

При всех трудностях нормативно-правового, организационного и методического обеспечения ЭС и ПЭЭ за последние 15 лет достигнуты определённые результаты – в период с 2000 по 2009 гг. удельная энергоёмкость ВВП снижалась примерно на 4 % в год. К сожалению, только 1 % приходится на энергосберегающие мероприятия, а 3 % – на структурные сдвиги в экономике. Эти темпы существенно ниже, чем в большинстве бывших республик СССР и в странах Восточной Европы (например, в государствах Балтии, Беларуси, Казахстане, Кыргызстане, Болгарии темпы снижения энергоемкости составляли 5,0–8,5 % в год). На рис. 14.6 показана динамика удельной энергоёмкости ВВП России за 30-летний период (фактическая и прогнозируемая).

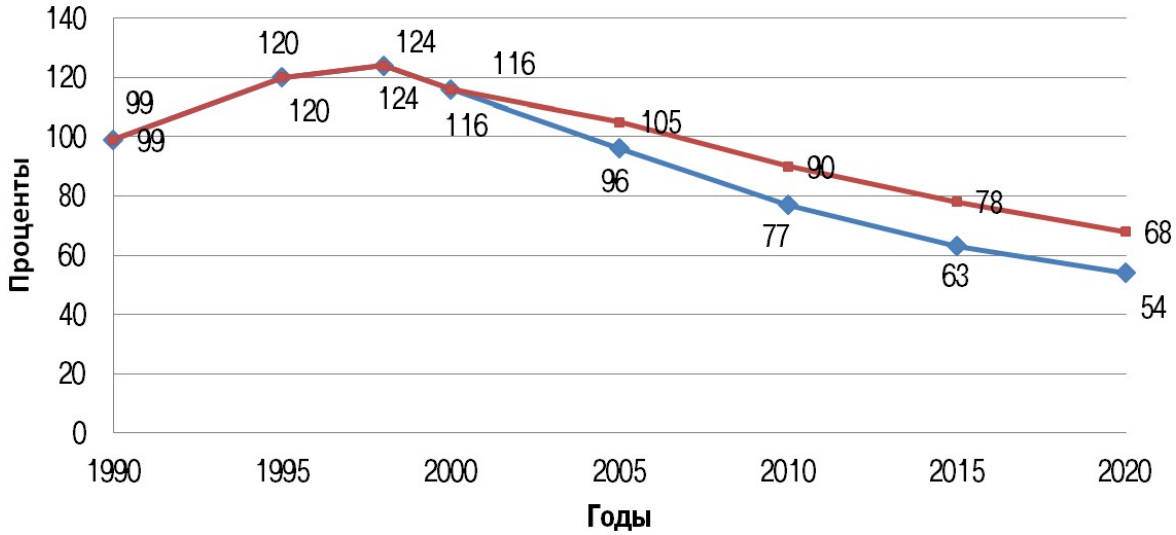


Рис. 14.6. Динамика удельной энергоёмкости ВВП России, т у.т/тыс. руб. ВВП (за 100 % принят уровень 1990 г.)

Как свидетельство определённых успехов в деле энергосбережения следует привести и такие факты:

- энергосбережение и повышение энергетической эффективности стали восприниматься не как очередной лозунг, а как насущная необходимость;

- во всех субъектах РФ действуют программы энергосбережения различного уровня (региональные, муниципальные, отдельных предприятий);
- созданы центры энергосбережения (на различной правовой основе), а также энергоаудиторские и энергосервисные компании, саморегулируемые организации в области энергоаудита;
- работает большое число общественных объединений в сфере энергосбережения;
- университеты и специализированные центры осуществляют подготовку и переподготовку специалистов в области энергосбережения (включая энергоаудиторов);
- развивается международное сотрудничество.

14.4. Международное сотрудничество в сфере экологической безопасности

Сформировавшееся к настоящему времени общество называют информационным. С одной стороны это так, но оно всё отчетливее проявляет черты общества потребления. Для своего существования и развития оно нуждается в постоянном сокращении пути от разработки и производства нового продукта до свалки [23, 24]. Это общество крайне расточительно и угрожает самому существованию человеческой цивилизации. Уже во второй половине XX в. человечество вступило в современный экологический кризис (седьмой – по принятой хронологии), который сводится к следующему: а) к затруднениям в функционировании экологических систем; б) демографическому кризису; в) социальному кризису; г) энергетическому кризису. Соответствующая ему экологическая революция (№ 7) заключается в разработке и начале осуществления концепции устойчивого развития, в ресурсо-экологическом регулировании общественного прогресса.

Важной особенностью современного экологического кризиса является его глобальный характер, проявляющийся прежде всего в планетарном «парниковом эффекте». К сожалению, эта проблема – лишь одна из многих, связанных с развитием современного ресурсо-экологического кризиса.

Проявившие себя глобальные изменения ОС и локальные экологические катастрофы способствовали осознанию к середине XX в. масштабов этой проблемы, в первую очередь промышленно развитыми странами, которые являлись основными загрязнителями ОС. После Великого Лондонского смога (5–9 декабря 1952 г.), унесшего жизни от 4

до 12 тыс. человек (по разным источникам), начались системные исследования загрязнения всех геосфер, нормирование выбросов, сбросов и размещения отходов, совершенствование систем очистки, внедрение малоотходных технологий, формирование нормативно-правовой базы защиты ОС и природопользования.

Внимание к вопросам защиты ОС стало переходить на уровень парламентов, правительств и международных организаций. По поручению Римского клуба впервые в истории была предпринята попытка (1970–1972) описать динамику человеческого общества со всем его окружением как единую целостную систему в предположении дальнейшего сохранения темпов и характера мирового экономического развития и соответствующих им загрязнения ОС и истощения ресурсов [25].

Началось формирование международных природозащитных организаций, интенсивное развитие соответствующего законодательства. Если до Стокгольмской конференции по окружающей среде и развитию (1972 г.), во всех странах ОЭСР было принято 32 природозащитных закона, то к концу 2010 г. их число выросло более чем на порядок. Наша страна присоединилась к этому движению в середине 1980-х гг.

К началу 90-х гг. XX в. были сформированы основы широко известной сегодня **концепции устойчивого развития**. Концепция была принята в июне 1992 г. на конференции в Рио-де-Жанейро и подтверждена через 10 лет в Иоганнесбурге.

Концепция устойчивого развития предполагает глубокую экологизацию всех сторон жизни общества: системы образования, сферы культуры, политики, социально-экономической сферы. Ключевым этапом формирования концепции устойчивого развития было создание Всемирной Комиссии ООН по окружающей среде и развитию и опубликование ею в 1987 г. доклада «Наше общее будущее». Реакцией на этот доклад было проведение в соответствии с резолюцией Генеральной Ассамблеи ООН конференции на уровне глав правительств по выработке стратегии устойчивого, экологически приемлемого экономического развития цивилизации. Конференция ООН по окружающей среде и развитию состоялась в июне 1992 г. в г. Рио-де-Жанейро (КОСР-2). Из пяти принятых на ней документов два являются основополагающими: «Декларация Рио» (содержит 27 рекомендательных принципов) и «Повестка дня на XXI век».

В первом излагаются генеральные принципы и обязательства по взаимодействию государств в природозащитной и экономической сферах, следование которым должно обеспечить устойчивое развитие. Второй документ – рабочий, в нем представлена программа деятельности мирового сообщества в области взаимосвязанных проблем ОС и соци-

ально-экономического развития на период до 2000 г. и последующее столетие. Она включает методы и средства достижения цели на основе предложенной конференцией системы финансовых источников и механизмов распределения ресурсов на эту программу.

Насущная потребность в радикальном повышении эффективности использования ресурсов проходит «красной нитью» через все документы КОСР-2.

Для того чтобы объединить усилия государств по предотвращению опасных изменений климата и добиться стабилизации концентрации парниковых газов в атмосфере на относительно безопасном уровне, была принята и в 1994 г. вступила в силу Рамочная Конвенция ООН по изменению климата (РКИК). Страны-участники Конвенции пришли к выводу, что выбросы парниковых газов надо снижать в обязательном порядке; споры вызывал только безопасный уровень выбросов.

С учетом глобального характера этой проблемы на Третьей конференции стран РКИК в 1997 г. в г. Киото (Япония) был принят специальный документ, закрепляющий количественные обязательства развитых стран и стран с переходной экономикой по ограничению и снижению поступления парниковых газов в атмосферу, а также механизмы реализации этих обязательств. Документ получил название «Киотский протокол» (КП). Среди стран, подписавших КП, есть такие, для которых его реализация несет очевидные выгоды: экономические, социально-политические, экологические. Но есть и такие, для которых КП не очень выгоден в общепринятом «приземленном» смысле, прежде всего из-за его «тормозящего» воздействия на темпы промышленного развития.

Конкретные обязательства по сокращению выбросов парниковых газов (ПГ) каждой из стран (на сегодня 183 страны), ратифицировавших КП, различны (табл. 14.7). В среднем оно должно быть не менее 5,2 % от уровня 1990 г.

Таблица 14.7

Обязательства ряда стран по сокращению объёмов выбросов ПГ или темпов их нарастания

№ п/п	Страны	Уровень сокращения, %
1	Члены ЕС	–8
2	США	–7
3	Канада, Венгрия, Япония, Польша	–6
4	Хорватия	–5
5	Россия, Украина, Новая Зеландия	0
6	Норвегия	+1
7	Австралия	+8
8	Исландия	+10

КП – первый международный документ, использующий рыночный механизм как подход к решению глобальных экологических проблем. В дополнение к национальным мерам по снижению выбросов КП установил взаимодействие между странами: торговлю выбросами, совместное осуществление проектов и механизм чистого развития [21].

В России до 98 % всех выбросов CO_2 (или до 80 % всего эффекта) дает сжигание топлива. Это означает, что в России проблема снижения выбросов – это проблема энергосбережения и повышения энергетической эффективности в экономике и социальной сфере, перехода на альтернативные источники энергии. Поскольку потенциал энергосбережения «израсходован» незначительно, выполнять проекты по снижению выбросов в России намного дешевле, чем в большинстве развитых стран, где экономический потенциал энергосбережения в значительной мере уже реализован, табл. 14.8.

Таблица 14.8

Затраты на сокращение выбросов 1 т CO_2 (в долларах)

Страны	Затраты, долл. США
Япония	100–300
Страны Западной Европы	65–200
США, Канада	20–150
Россия	1–10

Объём сокращенных выбросов оказался универсальным инструментом оценки эффективности разнородных мероприятий по повышению эффективности, в том числе энергоэффективности производства, и используется для стимулирования этих мер.

Энергетическая стратегия России исходит из необходимости выполнения ею международных обязательств, по которым, в частности, определено, что РФ в 2008–2012 гг. не должна превысить уровень 1990 г. по выбросам парниковых газов. Согласно данным Минэкономразвития РФ, даже по самому пессимистическому сценарию (темные столбцы на рис. 14.7) только в 2020 г. эмиссия превысит уровень, установленный для 2012 г.

При благоприятном сценарии развития экономики рост выбросов CO_2 энергетическим сектором ТЭК России возрастет по сравнению с 2000 г. на 37 % к 2020 г. Это означает, что заложенные в ЭС-2030 сценарии энергопотребления не несут угрозы невыполнения нашей страной обязательств по ограничению выбросов парниковых газов.

Кумулятивное снижение эмиссии CO_2 в России за годы кризиса 1990–2000 гг. составило 4700 млн т. Цена этого снижения для России оказалась запредельно высокой: потери ВВП составили около 4000 долл. за 1 т эмиссии CO_2 . Пусть невольно, но Россия принесла самые большие жертвы на алтарь стабилизации эмиссии парниковых газов.

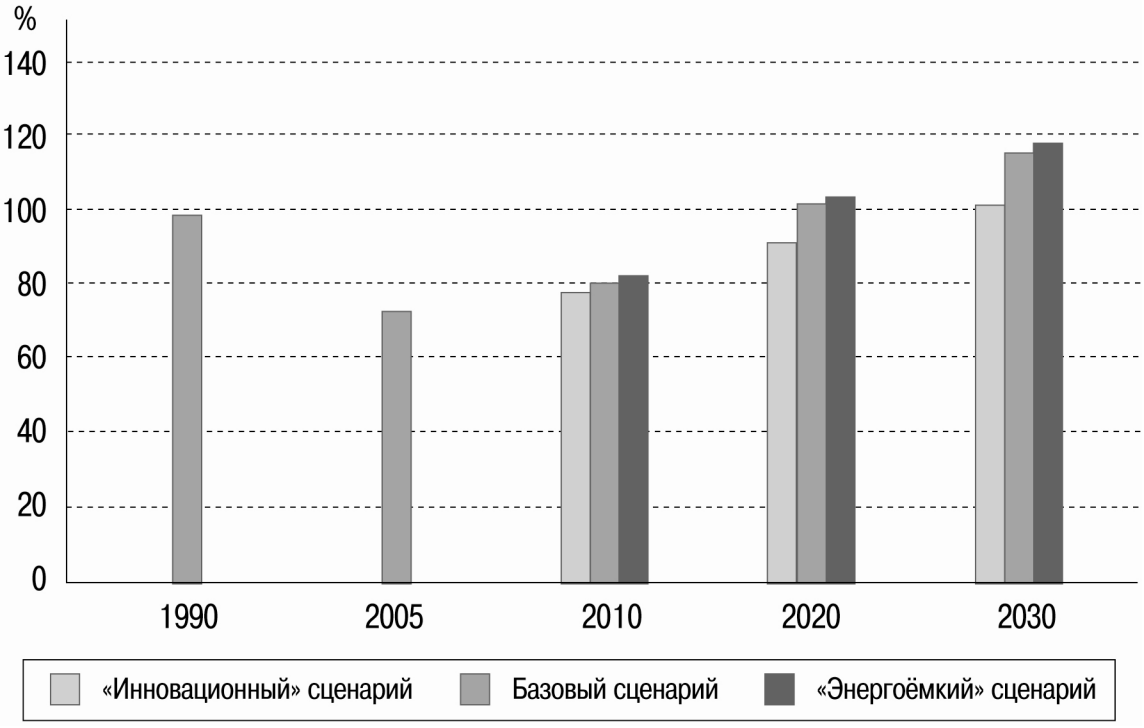


Рис. 14.7. Динамика выбросов ПГ в России для трех сценариев развития экономики

Результаты, полученные за годы реализации РКИК и КП, позволяют сделать вывод о том, что РКИК и КП являются лишь пилотной фазой глобального и длительного процесса, направленного на предотвращение антропогенного воздействия на климат и состояние окружающей среды и что механизмы КП отлажены не полностью. На сегодня нет ответов на вопросы: Сколько средств необходимо вкладывать для уменьшения и нейтрализации антропогенных воздействий? Какой должна быть динамика вложения средств? Каковы наиболее эффективные механизмы превращения финансовых средств в реальное обеспечение экологической безопасности? Как разрешить противоречия между развитыми и развивающимися странами в вопросах финансирования природоохранных мероприятий?

Среди учёных немало тех, кто считает, что средства надо вкладывать не в борьбу с выбросами парниковых газов, а в поиск способов уменьшения солнечной энергии, поступающей на Землю, и, соот-

ветственно, температуры вблизи её поверхности. Так, например, директор Института глобального климата и экологии Росгидромета и РАН академик Ю.А. Израэль предлагает организовать международные крупномасштабные эксперименты по распылению в атмосфере сульфида серебра, который будет отражать в космос часть солнечной энергии.

РКИК и КП не являются единственной международной правовой основой ограничения выбросов парниковых газов.

Например, в странах ЕС с 2000 г. реализуется проект «Энергоэффективность-XXI»; в конце 90-х гг. разработана концепция «Zero Waste», в которой ключевым тезисом является: «Отходы – не только загрязняющие вещества, но и источник энергии и материалов»; в 2007 г. принята «Сиднейская декларация глав государств и правительств АТЭС по проблеме изменения климата, энергетической безопасности и чистого развития».

Принятая с 01.01.2005 г. странами ЕС Директива о системе торговли квотами (ЕСТК) на выбросы CO_2 установила пределы на выбросы углекислого газа в энергоёмких отраслях. Компании, сократившие выбросы ниже установленного для них предела, смогут продавать «невыбранную» квоту другим компаниям или хранить ее на будущее. Под схему торговли выбросами в странах ЕС к 2010 г. подпали около 45 % всех выбросов углекислого газа. Таким способом решаются две задачи: минимизация выбросов и создание «углеродного рынка». Являясь независимой внутренней схемой, ЕСТК спроектирована и как инструмент для достижения целей, поставленных перед ЕС Киотским протоколом, табл. 14.7. ЕСТК распространяется на 12 тыс. наиболее «грязных» промышленных предприятий стран ЕС.

Несмотря на достигнутые результаты, в докладе Межправительственной группы экспертов по изменению климата (2007 г.) сделаны неутешительные выводы о нарастании негативного техногенного влияния на окружающую среду. В этих условиях остаётся надеяться на бóльшую эффективность посткиотских соглашений, которые являются предметом обсуждения всё новых международных форумов.

Подготовка нового международного соглашения, которое примет эстафету у РКИК и КП, сопровождается высокой политической и информационной активностью как отдельных государств, так и межгосударственных объединений. На III совещании сторон Киотского протокола одобрена «Балтийская дорожная карта», которая дала старт переговорному процессу по новому режиму международного сотрудничества в области противодействия изменению климата на «посткиотский период».

Предварительно планировалось, что новое соглашение будет принято в декабре 2009 г. на форуме в г. Копенгагене (с участием лидеров 30 стран, включая президентов России и США, полномочных представителей 180 стран мира). При этом США заранее выразили свое намерение стать лидером нового мирового экологического порядка. Во всяком случае, их стратегическая задача – снизить выбросы парниковых газов к 2050 г. на 80 % – является заявкой именно на такую роль. Отказавшись ратифицировать КП на первом этапе (2008–2012) по экономическим и внутриполитическим соображениям, США, однако, установили для себя цель – снизить к 2012 г. выбросы на единицу ВВП на 18 % – и готовы активно участвовать в соглашении, которое будет принято на «посткиотский период».

К сожалению, конференция ООН по климату в г. Копенгагене не оправдала возлагавшихся на неё надежд. Переговоры оказались исключительно сложными. Если относительно цели – удержать глобальное потепление в пределах 2 °С – договорённость достигнута, то по вопросу справедливого распределения финансового бремени принятый документ носит только политический, а не юридический характер. Объясняется это большими различиями в подходах к ограничению выбросов парниковых газов, продемонстрированными странами, находящимися на разных ступенях социально-экономического развития. Мировому сообществу предстоит преодолеть противоречия между развитыми и развивающимися странами. Последние настаивают на выделении им средств на природоохранные мероприятия как компенсацию за загрязнение планеты развитыми странами в прошлом – в период их бурного развития. Эксперты прогнозируют, что в процессе подготовки международных соглашений, преемников РКИК и КП – будет разработан экономический сценарий решения экологических проблем.

В 2006–2007 гг. появились первые экономически проработанные сценарии действия стран, принадлежащих к трём разным группам по уровню социально-экономического развития, в которых за критерий взято недопущение повышения температуры атмосферы сверх 2 °С:

- развитые страны должны снизить выбросы ПГ к 2050 г. на 60–80 %;
- крупнейшие развивающиеся страны должны начать снижать выбросы ПГ не позднее 2020–2030 гг.;
- африканские страны в XXI в. не берут обязательства по сокращению выбросов ПГ.

Планируемое повышение энергоэффективности экономики в крупнейших странах и ожидаемое снижение выбросов ПГ внушают оптимизм:

Индия: обязательные и добровольные меры по повышению энергоэффективности экономики, которые в будущем позволят снизить удельные выбросы ПГ не менее чем на 30 %.

Китай: снижение энергоёмкости на единицу ВВП за 2005–2010 гг. на 20 %.

Россия: снижение энергоёмкости единицы ВВП к 2020 г. на 40 %.

США: добровольное обязательство на федеральном уровне – снизить удельные выбросы ПГ на 18 % за 2002–2012 гг. Крупнейший штат США – Калифорния – принял решение снизить к 2050 г. выбросы CO_2 на 80 % от уровня 1990 г., Северо-Восточные и Средне-Атлантические штаты США приняли региональную инициативу в 2009–2015 гг. сократить средние выбросы ПГ до уровня 2005 г., а затем снизить их на 10 % в 2015–2016 гг.

Япония: снижение потребления энергии на единицу ВВП к 2030 г. на 30 %.

Возможные обязательства по сокращению выбросов в атмосферу парниковых газов к 2020 г. показаны на рис. 14.8 (по состоянию на конец 2012 г. мировой уровень выбросов парниковых газов на 14 % выше того, что должен быть достигнут к 2020 г.)

Этот задел даёт основания надеяться на большую эффективность посткиотских соглашений.

В конце 2011 г. (29.11–11.12.2011 г.) в г. Дурбане (ЮАР) состоялись 17-я Конференция Сторон РКИК, 7-я Конференция Сторон КП и встречи экспертных групп (в мероприятиях приняли участие официальные делегации из 196 стран). Их результаты оцениваются неоднозначно.

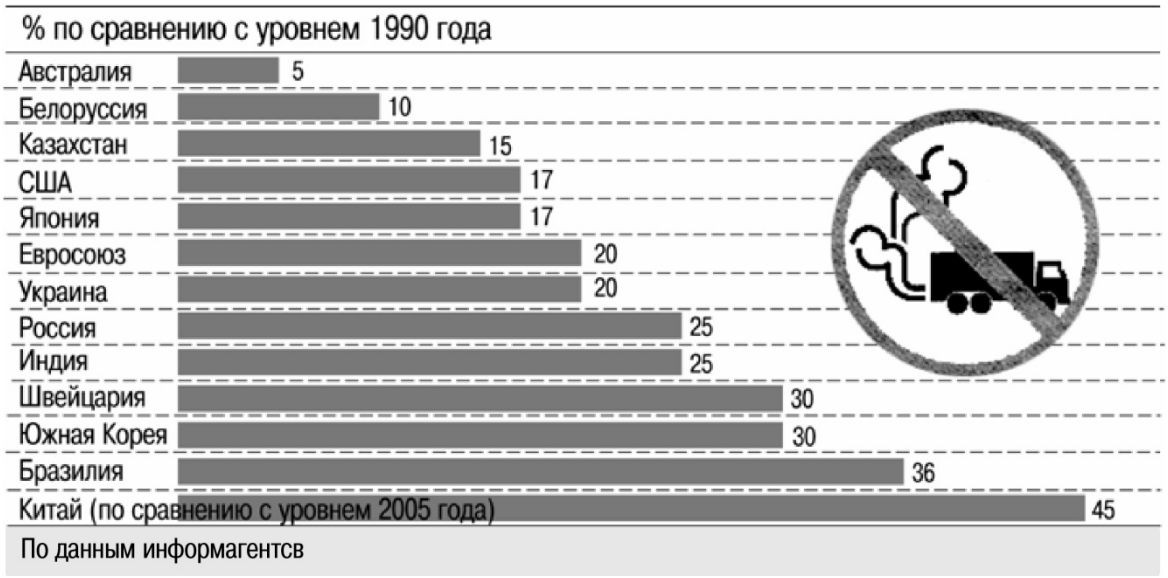


Рис. 14.8. Прогнозируемое снижение выбросов в атмосферу ПГ рядом стран

Одни участники удовлетворены тем, что создан фундамент международного соглашения по защите окружающей среды, в котором впервые будут задействованы все страны. Главным событием Дурбана, по их мнению, является то, что на этой конференции принята «дорожная карта» для разработки нового глобального договора о защите климата, который впервые будет юридически обязывающим уже для всех государств.

Произошло объединение усилий Евросоюза и слаборазвитых, а также островных государств, которые острее других почувствуют на себе последствия изменения климата. Островные государства просто затопит океан, а слаборазвитым угрожает массовый голод. Именно это обстоятельство должно со временем побудить поддержать решения конференции те страны, на долю которых приходится основная масса выбросов в атмосферу CO_2. Впервые такие крупные экономики, как США, Китай и Индия, пообещали подписать договор о защите климата, который будет для них юридически обязывающим.

Другие участники недовольны отсутствием конкретных результатов, которые бы четко оговорили очередные шаги по сокращению выбросов парниковых газов, а также тем, что никто не взял на себя конкретных обязательств по сокращению выбросов (договорились о том, что нормы установят на основе новых научных исследований, проведенных под эгидой Всемирного совета по климату (IPCC)). В критических оценках подчёркивается, что принятый План действий до 2020 г. недостаточен для того, чтобы остановить процесс потепления на планете, а продление действия КП до 2020 г. – это неэффективное и половинчатое решение. Чтобы не допустить глобального потепления больше чем на 2 °С, нужно начать скоординированное сокращение выбросов в атмосферу еще до 2015 г. (согласно принятой «Дурбанской платформе», новый глобальный договор должен быть разработан к 2015 г. и после его ратификации вступить в силу в 2020 г.).

Россия вместе с Канадой, Японией и Новой Зеландией пока предпочла остаться в стороне от этой климатической активности по экономическим и политическим соображениям (уместно напомнить, что Россия и к Киотскому соглашению присоединилась с задержкой почти в 7 лет). Однако реакция европейских партнеров на такое решение говорит о том, что едва ли оно будет благоприятным для России и, следовательно, на каких-то условиях она присоединится к большинству стран. Тем более что наша страна – активный участник многих межправительственных соглашений и международных конвенций, направленных на защиту окружающей среды (в скобках – дата вступления в силу в нашей стране):

- Международная конвенция по предотвращению загрязнения моря нефтью (03.12.1969 г.);
- Международная конвенция по предотвращению загрязнения моря с судов – МАРПОЛ-73/78 (1973 г.);
- Международная конвенция о гражданской ответственности за ущерб от загрязнения нефтью (22.09.1975 г.);
- Международная конвенция относительно вмешательства в открытом море в случаях аварий, приводящих к загрязнению нефтью (06.05.1975 г.);
- конвенция по биологическому разнообразию (29.12.1993 г.);
- конвенция по морскому праву (11.04.1997 г.);
- конвенция об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте (10.09.1997 г.);
- конвенция о трансграничном воздействии промышленных аварий (19.04.2000 г.);
- группа компаний Carlsberg совместно с Организацией объединённых наций по промышленному развитию (ЮНИДО) подписали меморандум о внедрении в России крупных проектов в области защиты окружающей среды с объёмом инвестиций 1 млрд руб. (октябрь 2012 г.)

Очередная 18-я конференция Рамочной конвенции ООН по проблеме изменения климата (РКИК ООН) проходила с 26 ноября по 8 декабря 2012 г. в Дохе – столице Катара, страны с наибольшим в мире количеством загрязнений на одного жителя. Это был первый из 3 саммитов перед принятием нового глобального соглашения по проблеме климата, намеченного на конец 2015 г. В мероприятии участвовали около 12 тыс. делегатов из 194 стран. Принятый на саммите пакет решений – *«Дохийский климатический портал» (Doha Climate Gateway)* – включает в себя помимо поправки по второму периоду обязательств КП ряд финансовых документов, отчет о первом годе работы над новым глобальным соглашением, а также решение в следующем году создать некий институт компенсации ущерба и потерь, вызванных опасными последствиями изменения климата в развивающихся странах.

Официальные лица называют результат переговоров в Дохе «скромным, но важным шагом» и ключевой точкой на пути к более масштабной борьбе с изменением климата. Председательствующий Катар назвал принятие пакета, или «портала», триумфом переговорного процесса и призвал страны поторопиться с выполнением исторических решений.

Делегации развитых стран были более сдержанными в своих оценках результатов, называя их то скромными, то средними, то закономерными для «перестроечного» года в переговорах. Координатор программы «Климат и энергетика» Всемирного фонда дикой природы (WWF) России считает, что в Дохе участникам переговоров удалось избавиться от «багажа», осложнявшего им дорогу к новому соглашению, но «увы, кроме этого, почти ничего не сделано». Представители экологических и других общественных организаций, а также молодежные активисты придумали для его обозначения нелестный термин – «Катарстрофа».

Развивающиеся страны разочарованы в первую очередь отсутствием конкретной «дорожной карты» и вообще сколько-нибудь значимых решений по выделению «климатической» финансовой помощи до 2015 г. – именно на таких решениях они настаивали все две недели. «Финансовый вопрос» на переговорах стал центральным с 2009 г., когда развитые страны на переговорах в Копенгагене пообещали выделить на помощь развивающимся 30 млрд долл. на 2010–2012 гг., а к 2020 г. довести эту сумму до 100 млрд долл. в год. В результате дискуссий, с учётом неблагоприятной экономической конъюнктуры в развитых странах, остановились на компромиссной формулировке – «не меньше, чем в предыдущем периоде», т. е. не менее 30 млрд долл. Примерно 6 млрд уже заявили Великобритания, Германия и другие европейские страны, а также Еврокомиссия. Стороны договорились создать, после дополнительной работы механизм компенсаций ущерба и потерь, вызванных опасными последствиями изменения климата в развивающихся странах, к следующей сессии в Варшаве в ноябре 2013 г. (Польша выбрана председателем, т. к. экологи часто называют её главным «тормозом» европейской экологической политики).

Официальный представитель делегации РФ в своем выступлении заявил, что позиция России по ряду моментов в тексте поправки к Киотскому протоколу, которую поддержали также Украина и Белоруссия, не принята во внимание. Речь идёт о правилах переноса во второй период «сэкономленных» в 2008–2012 гг. квот на выбросы парниковых газов и о механизме «автоматического» усиления киотских обязательств тех стран, выбросы которых в этом десятилетии будут расти. Российская сторона уже заявила, что учтет обстоятельства принятия поправки в процессе ее ратификации. Казахстан и Белоруссия, по мнению экспертов, могут отказаться от Киото-2.

Вопросы и задания

1. Назовите 3 радикальных способа уменьшения темпов роста техногенного давления на окружающую среду.
2. Перечислите первичные энергоресурсы в порядке уменьшения загрязнения окружающей среды при их преобразовании в электрическую и тепловую энергию.
3. Назовите планируемые и уже реализованные мероприятия по повышению безопасности АЭС.
4. Назовите способы уменьшения негативного влияния ЛЭП на человека и окружающую среду.
5. Что делается в России по защите окружающей среды?
6. Назовите основные меры мирового сообщества по защите окружающей среды.
7. Как Россия участвует в международных усилиях по защите окружающей среды?

Список литературы к разделу 4

1. Ардашкин И.Б. Основы ресурсоэффективности: учебное пособие / И.Б. Ардашкин, Г.Ю. Боярко, А.А. Дульзон и др. / под ред. А.А. Дульзона и В.Я. Ушакова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 286 с.
2. Топливно-энергетический комплекс: состав, значение в хозяйстве, проблемы развития. – URL: http://geography.kz/slovar/toplivnoenergeticheskij-kompleks-sostav-znachenie-v-xozyajstve-problemyrazvitiya-tek-i-okruzhayushhaya-sreda
3. Ларин В. Об изменении климата, Киотском протоколе, энергетическом будущем мира и России // Энергия: экономика, техника, экология. – 2005. – № 5. – С. 42–47.
4. Данилов–Данильян В.И., Лосев К.С., Рейф И.Е. Перед главным вызовом цивилизации. Взгляд из России. – М.: Инфра-М, 2005. – 224 с.
5. Санеев Б.Г., Лагерев А.В., Ханаева В.Н., Чемезов А.В. Перспективы развития энергетики России в XXI веке и выбросы парниковых газов // ТЭК. – 2004. – № 4. – С. 132–134.
6. Кутьин Н.Г. Экологические проблемы и безопасность топливно-энергетического комплекса России // Безопасность труда в промышленности. – 2008. – № 12. – С. 7.
7. Крупнейшие радиационные аварии и катастрофы в мире. Справка. – URL: http://www.rian.ru/history_spravki/20100126/206337824.html
8. Малышев А., Гордон Б. Анализ оценок безопасности атомных станций // Росэнергоатом. – 2005. – № 10 (79). – С. 29–33.
9. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике / А.Ф. Дьяков, Б.К. Максимов, Р.К. Борисов, И.П. Кужекин и др. // под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 768 с.

10. Александров Г.Н. Установки сверхвысокого напряжения и охрана окружающей среды. – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – 359 с.
11. Дегтярев В.В. Охрана окружающей среды. – М.: Изд-во «Транспорт», 1989. – 207 с.
12. СанПиН 2.2.4.1191–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. 2.2.4. Физические факторы производственной среды. Электромагнитные поля в производственных условиях. – М.: Минздрав России, 2003.
13. Российский статистический ежегодник. 2010: стат. сб. / Росстат. – Р76. – М., 2010. – 813 с.
14. Панин Е.В. Топливно-энергетический комплекс России и его воздействие на окружающую среду // Реферат.2000. – URL: http://works.tarefer.ru/98/100386/index.html
15. Ковалев В.Д., Ивакин В.Н., Фотин В.П. Новые технологии и перспективы развития электроэнергетики // Электричество. – 2006. – № 9. – С. 8–14.
16. Вайцзекер Э., Ловенс А., Ловенс Л. Фактор четыре. Новый доклад Римскому клубу / пер. с англ.; под ред. Г.А. Месяца. – М.: Academia, 2000. – 400 с.
17. Данилов-Данильян В.И., Лосев К.С., Рейф И.Е. Перед главным вызовом. Взгляд из России. – М.: Инфра-М, 2005. – 224 с.
18. Климова Г.Н. Энергосбережение на промышленных предприятиях: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 181с.
19. Литвак В.В. Основы регионального энергосбережения (научно-технические и производственные аспекты). – Томск: Изд-во НТЛ, 2007. – 288 с.
20. Литвак В.В., Маркман Г.З., Харлов Н.Н. Электроэнергия: экономия, качество: учебное пособие. – Томск: STT, 2001. – 196 с.
21. Ушаков В.Я. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности: социально-экономические, организационные и правовые аспекты: учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 280 с.
22. Тихоненко Ю.Ф. Энергетическое обследование. Саморегулируемые организации в области энергетического обследования // Энергонадзор и энергобезопасность. – 2012. – № 1. – 59–62.
23. Bauman Z. Leben in der Fluechtigen Moderne. – Frankfurt am Main, 2007. – 287 s.
24. Медоуз Д.Х., Медоуз Д.Л., Рандерс И., Беренс И.III. Пределы роста: пер. с англ. – М.: Прогресс L, 1991. – 284 с.
25. Марфенин Н.Н. Устойчивое развитие человечества: учеб. – М.: Изд-во МГУ, 2007. – 654 с.
26. Самойлов О.Б., Усынин Г.Б., Бахметьев А.М. Безопасность ядерных энергетических установок. – М., 1989. – 208 с.
27. Александров Г.Н. Установки сверхвысокого напряжения и охрана окружающей среды. – Л.: Энергоатомиздат, 1989.– 359 с.
28. Дегтярев В.В. Охрана окружающей среды. – М.: Изд-во «Транспорт», 1989. – 207 с.

Раздел 5
ГЕОПОЛИТИЧЕСКИЕ И СОЦИАЛЬНЫЕ УГРОЗЫ, СВЯЗАННЫЕ С ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕМ

Энергетика превратилась в мощнейший социально-политический фактор, влияющий на мировой порядок. Направленные по всему миру потоки энергетических ресурсов влияют на межгосударственные отношения и мировую политику [1]. Следует согласиться с утверждением о том, что «… современные межгосударственные конфликты пахнут не только кровью, но и нефтью» [2].

Конкуренция за обладание ресурсами порождает и поддерживает международные конфликты. Зависимость от ресурсов является для некоторых стран источником огромных расходов. (Например, от одной шестой до одной четверти военного бюджета США уходит на поддержание тех сил, главной задачей которых является получение или поддержание доступа к природным ресурсам, находящимся на территории иностранных государств). Обременительную зависимость от ресурсов можно ослабить несколькими способами:

- ***повышением эффективности использования ресурсов,*** которое позволяет за счет одного и того же объема средств добиться удовлетворения большего числа потребностей. Эффективное использование энергоресурсов и энергии способно даже препятствовать косвенным образом распространению ядерного оружия – если «энергетический голод» не будет вынуждать всё большее число стран развивать атомную энергетику, то не будет происходить и «расползания» ядерных материалов, технологий и навыков. Кроме того, эффективное расходование ресурсов способствует совершенствованию национальных экономик и, как следствие, уменьшению расслоения общества на тех, кто имеет работу, и тех, кто ее лишен, а это, в свою очередь, ослабляет социальную напряженность;
- ***выбором правильного направления развития цивилизации,*** которое не требует чрезмерного потребления ресурсов, ведущего к маргинализации одной трети самодеятельного населения мира. Необходим рациональный экономический стимул, который даст возможность задействовать больше людей и меньше ресурсов, что позволит одновременно решить две важнейшие проблемы. Фирмы *должны избавляться от непроизводительных киловатт-часов, тонн и литров, а не от своих работников.* Такого положения удастся добиться гораздо быстрее, если меньшими налогами облагать рабочую силу и большими – потребление материальных ресурсов [3];

- ***созданием справедливого мирового рынка энергоресурсов, энергии и энергетических услуг,*** который будет если и не абсолютным гарантом энергетической безопасности, то надёжной её основой. Основные угрозы стабильности глобального энергетического рынка обусловлены тем, что 90 % мирового ВВП производится в странах, экономика которых во все возрастающей мере зависит от импорта энергоресурсов. Мировой энергетический рынок должен обеспечить странам – производителям энергоресурсов и электрической энергии достаточную стабильность цен и доходов, а потребителям – устойчивость их поставок по возможно низким ценам. Гармонизация интересов участников глобального энергетического рынка позволит укрепить энергетическую, экологическую и геополитическую безопасность.

При этом подразумевается, что каждая страна будет вносить свой вклад в решение проблемы обеспечения нарастающей потребности в энергии и сокращения негативного воздействия на окружающую среду. Под влиянием международного энергетического рынка уже сложилось «разделение труда», при котором определяющим является преобладание ресурсного или научно-технологического потенциала в той или иной стране.

Глава 15
МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЫНОК: ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ГЕОПОЛИТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

Основой мирового рынка энергоносителей является географическое несовпадение главных центров потребления энергоресурсов и их добычи (гл. 3). Более 73 % нефти и 40 % газа, продаваемых в мире, пересекают межгосударственные границы. О масштабах расслоения стран на «энергоизбыточные» и «энергодифицитные» можно судить даже по энергообеспеченности всего 8 стран – «большой восьмёрки», см. рис. 2.

15.1. Общая характеристика мирового энергетического рынка

За последние 30 лет практически удвоился объём мировой торговли энергоресурсами, а сам мировой рынок энергоресурсов напоминает перетягивание каната энергоизбыточнымии и энергодефицитными странами. Энергоизбыточные страны для поддержания на мировом рынке благоприятной для них ценовой конъюнктуры создают различные организации, объединения. Это позволяет им и регулировать цены, и влиять на глобальное социально-политическое мироустройство.

Важнейшей исторической вехой в формировании мирового рынка нефти является 1960 г., когда пять нефтедобывающих стран (Иран, Ирак, Кувейт, Саудовская Аравия и Венесуэла) объединились в одну организацию – ОПЕК, оказывающую огромное влияние на мировую экономику.

Наиболее наглядно ОПЕК продемонстрировала свое могущество в 1973 г. во время войны Египта и Сирии с Израилем, когда она ввела эмбарго на поставки нефти в Америку, а цены для европейских компаний увеличила на 70 %. Тогда же в ОПЕК вступили еще несколько стран: Алжир, Ангола, Индонезия, Ливия, Нигерия, Катар, ОАЭ. В странах картеля сосредоточено 67 % разведанных запасов нефти в мире и свыше 40 % мировой добычи. В наступившем столетии ОПЕК продолжает укреплять свой авторитет и экономическую мощь.

Уже в 30-х гг. прошедшего столетия наша страна успешно торговала нефтью; экспорт нефти был одной из самых доходных экспортных статей в государственном бюджете СССР: в 1932 г. – 18 %, 1935 г. – 50 % (в России в 1913 г. – 7 %).

Однако Россия не вошла в эту организацию, а лишь получила статус наблюдателя. Для сохранения благоприятной для себя ценовой конъюнктуры на мировых рынках нефти она осуществляет контакты (особенно интенсивные в последние годы) с ведущими экспортерами нефти, в том числе в рамках взаимодействия с ОПЕК, а также в двусторонних отношениях с Саудовской Аравией, Венесуэлой, Мексикой, Алжиром и другими нефтедобывающими странами.

В апреле 2005 г. на Форуме стран – экспортеров газа *(Gas Exporting Countries Forum – GECF)* с участием 16 газодобывающих стран – участников Форума (включая Россию) и трёх стран-наблюдателей (Норвегия, Аргентина и Экваториальная Гвинея) прозвучала идея создания международной организации стран – экспортеров газа. В декабре 2008 г. в Москве юридически учреждено объединение, включающее: Алжир, Бруней, Боливию, Венесуэлу, Египет, Индонезию, Иран, Катар, Ливию, Малайзию, Нигерию, Оман, Объединенные Арабские Эмираты, Россию, Тринидад и Тобаго, Экваториальную Гвинею. Эти страны добывают 42 % газа и имеют около 73 % его мировых запасов. Еще несколько стран выступают в качестве наблюдателей: Норвегия, Нидерланды и Казахстан. Штаб-квартира GECF размещена в столице Катара г. Дохе.

Основными целями создания объединения объявлены:

- развитие взаимопонимания, одобрение диалога между производителями, потребителями, правительствами и отраслями промышленности, связанными с энергетикой;
- создание базы для исследований и обмена опытом;
- создание устойчивого и прозрачного рынка энергии.

GECF существенно отличается от ОПЕК по ряду причин:

- в мире действуют несколько систем ценообразования на газ (в Европе – система долгосрочных контрактов, привязанных к мировой конъюнктуре цен на нефть, и поэтому на долгосрочную перспективу известны объемы, сроки и условия поставки газа);
- механизм квотирования в последние годы практически не работает и на нефтяном рынке;
- нет перепроизводства газа, которое случается на нефтяном рынке. При большом спросе бессмысленно пытаться ограничить объемы поставок газа.

Существует на рынке газа сектор, который предоставляет экспортерам газа практически такие же возможности, как странам ОПЕК – рынок сжиженного природного газа (СПГ). Однако многие участники GECF не занимаются крупномасштабным производством и экспортом СПГ. По мнению большинства экспертов, созданная Координационная группа по своим функциям является близким аналогом МЭА.

Энергодифицитные страны, в свою очередь, создают свои объединительные структуры, международные организации, основной целью которых, вне зависимости от декларируемых, является уменьшение своей энергетической зависимости. Эта цель достигается не в последнюю очередь ослаблением позиций энергоизбыточных стран, поддержанием их статуса сырьевых придатков. Как результат – увеличение отставания экономики этих стран от лидеров; отсутствие возможности диверсификации экономики, в том числе экспорта; возрастание зависимости от экспорта топливно-энергетических ресурсов.

Головные органы практически всех крупных международных организаций, в том числе выступающих противовесом ОПЕК, территориально расположены в экономически развитых энергодефицитных странах и управляются ими.

1. ***МЭА*** (Международное энергетическое агентство – International Energy Agency, IEA):
   - создано в 1974 г.;
   - включает 28 стран (штаб-квартира в Париже);
   - задача – формирование сбалансированной энергетической политики: энергетическая безопасность, экономическое развитие и охрана окружающей среды (принцип «Три “Е”» от английских «energy security», «economic development» и «environmental protection»).
2. ***ЭХ*** (Энергетическая хартия) – межправительственная организация по сотрудничеству между Востоком и Западом:
   - занимается разработкой юридических основ транзита энергоресурсов;

- создана в 1991 г. (штаб-квартира в Брюсселе).

3. ***ВТО*** (Всемирная торговая организация):
   - регулирует торгово-экономические отношения (в том числе на рынке энергоресурсов);
   - объединяет более 150 стран – как экспортёров, так и импортёров энергоресурсов (97 % мирового торгового оборота);
   - создана в 1995 г. (штаб-квартира в Женеве).

Надо признать, что за последние 2–3 десятилетия добывающие страны и их компании существенно укрепили свои позиции на мировом рынке углеводородов.

Сегодня мировой энергетический рынок немыслим без России, которая занимает лидирующие позиции по экспорту углеводородов. Энергетика играет важную роль во взаимоотношениях России с более чем 90 странами. В последнее время Россия активизировала свои энергетические диалоги с промышленно-развитыми государствами в рамках МЭА, Конференции ЭХ и др. с целью сохранения благоприятной для России конъюнктуры на мировом рынке энергоресурсов.

15.2. Направления и мощность потоков на рынке углеводородов

Согласно прогнозу экспертов Министерства энергетики США страны ОПЕК в первой четверти наступившего столетия увеличат нефтяной экспорт более чем в 2 раза – с 24,9 млн барр/сутки в 2001 г. до 54,4 млн барр/сутки в 2025 г. Прирост суммарного экспорта нефти из стран вне ОПЕК будет весьма умеренным – 3,6 млн барр/сутки за весь период. Но внутри этой группы стран ожидается резкое увеличение экспорта из стран Карибского бассейна, более чем в 4,5 раза – с 0,8 до 3,7 млн барр/сутки. В целом «неопековский» экспорт нефти выйдет к 2025 г. на уровень в 35 млн барр/сутки.

Импорт нефти индустриальными странами увеличится с 36,5 до 50 млн барр/сутки (лишь в США ожидается сокращение импорта нефти с 10 млн барр/сутки в 2012 г. до 4 млн барр/сутки в 2020 г. Произойти это может благодаря росту добычи нефти и сланцевого газа внутри страны, а в близкой перспективе – сланцевой нефти). Наиболее высокие темпы увеличения импорта нефти будут характерны для многих развивающихся стран, табл. 15.1. В странах АТР импорт почти удвоится (увеличится с 10 до 19,5 млн барр/сутки).

Эксперты единодушны во мнении, что имеющихся в США запасов нефти хватит на несколько десятилетий и что Западная Европа находится в более уязвимом положении, табл. 15.2. Главный производи-

тель нефти среди западноевропейских стран – Великобритания – станет импортером нефти. Норвегия остается фактически единственным серьезным производителем нефти в этом регионе.

Таблица 15.1

Динамика потребления, производства и импорта нефти Китаем, млн т

	Годы			
	2005	2006	2010	2020
Потребление	300	313	380	450
Собственное производство	172	183	200	200
Импорт	127	130	180	250

Таблица 15.2

Экспортеры и импортеры сырой нефти (2008 г.)

Экспортеры	млн т	Импортеры	млн т
Саудовская Аравия	339	США	573
Россия	256	Япония	206
Иран	130	Китай	159
Нигерия	112	Индия	122
ОАЭ	105	Корея	118
Норвегия	97	Германия	106
Мексика	89	Италия	94
Ангола	83	Франция	81
Кувейт	82	Испания	59
Ирак	81	Нидерланды	58
Остальные	583	Остальные	515
Всего	1957	Всего	2091

Несовпадение сложившейся региональной структуры потребления и размещения месторождений ***газа***, также как и нефти, ведет к усилению роли мировой торговли природным газом.

Объёмы экспорта СПГ растут быстрее, чем трубопроводного газа. В будущем, особенно по мере удешевления технологических цепочек производства и потребления сжиженного и сжатого природного газа, его роль в мировой торговле будет возрастать. Пока же рынок природного газа является более регионально изолированным, чем нефти, вследствие «привязки» к трубам.

Анализ состояния мирового газового рынка до начала крупномасштабной добычи сланцевого газа в США предсказывал постоянный рост спроса на природный газ и его цены. Это связывалось с ограниченными объемами доказанных запасов традиционного газа в районах наиболее активного потребления. Увеличение зависимости от импорта газа

вызывает опасения у стран-потребителей. Они боятся повторения на мировом газовом рынке сценария нефтяного рынка с его стабильным отсутствием стабильности и хотят либо добывать его самостоятельно, либо получить гарантии обеспечения растущего спроса на газ без опасной зависимости от отдельных производителей. Этим объясняется их стремление диверсифицировать поставки природного газа и повышенный интерес к добыче сланцевого газа на собственных территориях. И до начала «новой энергетической революции» США добывали большое количество газа – 21,7 % от мировой добычи, но и потребляли более 26 % мирового объема. И хотя Россия сама потребляет большие объёмы газа (70 % от ежегодной добычи), но объёмы добычи таковы, что позволяют ей лидировать среди стран-экспортёров, табл. 15.3.

Таблица 15.3

Экспортеры и импортеры природного газа (2008 год)

Экспортеры	млрд $м^3$	Импортеры	млрд $м^3$
Россия	187	Япония	95
Норвегия	96	США	84
Канада	88	Германия	79
Катар	58	Италия	77
Алжир	58	Украина	53
Туркменистан	51	Франция	44
Нидерланды	36	Испания	39
Индонезия	34	Турция	36
Малайзия	22	Корея	36
Нигерия	21	Англия	26
Остальные	149	Остальные	214
Всего	800	Всего	783

Доказанные запасы природного газа в Европе – всего 2,9 % от мировых. Лидером по добыче газа в Европе до недавнего времени были Нидерланды. Однако пик добычи пройден, и правительство Нидерландов стало проводить политику сбережения наиболее крупных месторождений. Лучшее положение с газом у Норвегии. Эксперты считают, что европейские страны полностью исчерпают свои ресурсы традиционного природного газа уже к 2020 г.

Более 90 % экспортируемых российских энергоносителей поставляется в страны ЕС, рис. 15.1. Однако в последние годы Россия прилагает значительные усилия для диверсификации рынков сбыта энергоресурсов и развития систем их транспорта в направлении всех основных потребителей (гл. 4), поскольку к 2020 г. страны ЕС планируют снизить в своем балансе ТЭР долю российской нефти в общем объеме импорта с

30 до 27 % и газа с 70 до 30 % (неблагоприятные коррективы в положение России на европейском газовом рынке может внести появление там американского сланцевого газа).

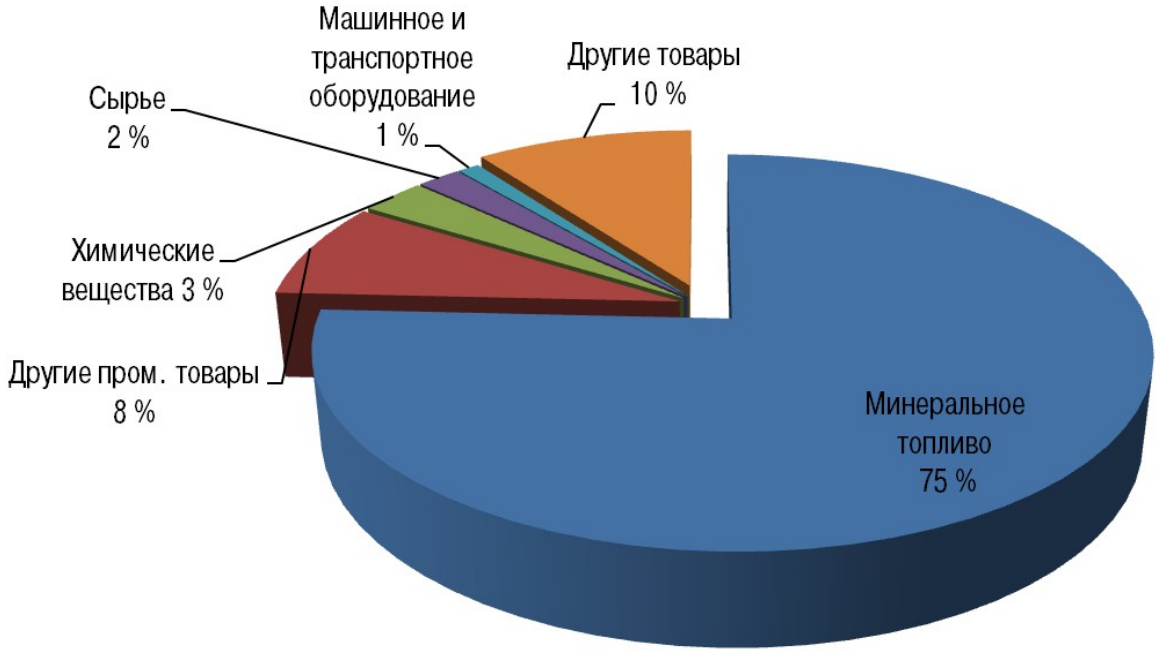


Рис. 15.1. Структура российского экспорта в страны ЕС

Подавляющее преобладание Европы среди покупателей российских углеводородов обусловлено рядом причин: большими потребностями в энергоресурсах и малыми объемами природных запасов углеводородного сырья у европейских стран, благоприятными для России ценами, географической близостью к России, изначальной ориентацией нашей страны на трубопроводный транспорт нефти и газа. Согласно прогнозам импорт газа странами ЕС будет продолжать расти и достигнет к 2030 г. 800 млрд $м^3$ (в 2006 г. он составлял 500 млрд $м^3$; сейчас Россия покрывает около трети потребностей в газе стран ЕС). В марте 2013 г. правительство России и руководство ЕС согласовали дорожную карту в области энергетики до 2050 г.

Слаборазвитая инфраструктура сжижения природного газа и его транспортировки сегодня создает для нас определенные проблемы, потому что СПГ занимает все большую долю рынка. Несмотря на появление новых технологий транспортировки природного газа в сжиженном или сжатом состоянии, основные поставки на европейский рынок в ближайшие десятилетия будут осуществляться по магистральным газопроводам из России, шельфа Северного моря и из Алжира.

В целом же география действующих и потенциальных производителей газа достаточно обширна: страны Персидского залива, Африки, Юго-Восточной Азии, Океании, СНГ. Позиция России на европейском газовом рынке укрепилась пуском газопровода «Северный поток». Стали более продуктивными переговоры со странами-транзитёрами, сократились транзитные платежи, угрозы экономического шантажа, опасность несанкционированного отбора газа из транзитных трубопроводов.

Вовлечение в реализацию нефтегазовых проектов крупнейших европейских энергетических концернов уменьшает риски российских компаний, обеспечивает необходимое финансирование и делает их совладельцами бизнеса европейских стран. Российские компании готовы также обменивать свои активы на равноценные активы западных коллег. Это позволит разделить риски между энергетическими компаниями и будет способствовать в целом повышению энергетической безопасности всех стран, участвующих в такой коллаборации. Государство усиливает контроль за деятельностью отечественных компаний, работающих на зарубежных рынках энергоресурсов, не допуская дестабилизации рынков и снижения экспортных цен на углеводороды.

В Европе основным экономическим и энергетическим партнером России является ***Германия***, которая получает из России около 40 % природного газа и 50 % нефтепродуктов.

Второе место на европейском рынке российских энергоресурсов занимает ***Италия***. В Италии недовольны количественными ограничениями, которые ввел ЕС для своих членов на импорт энергоносителей из одной страны, чтобы избежать энергозависимости. Италия уже достигла максимального «разрешенного» уровня – она покрывает 30 % своих нынешних потребностей за счет импорта нефти и газа из России. Для преодоления этих ограничений итальянский энергетический холдинг Eni пошёл по пути получения доступа к разработке месторождений нефти и газа в России.

Успешно развивается сотрудничество в области энергоресурсов с ***Францией***. Одно из ведущих французских предприятий нефтяной отрасли Technip ведет в России много важных проектов по разработке нефтяных и газовых месторождений, строительству и модернизации заводов по переработке нефти. Действует соглашение между компанией Gaz de France и Газпромом о поставке газа до 2015 г.

Бельгия не возражает против увеличения своей роли на европейском рынке российского газа. Она готова продать Газпрому часть активов бельгийской национальной газораспределительной компании Distrigaz. Обсуждается вопрос о строительстве в Бельгии крупного газохранилища для транспортировки газа в третьи страны, в том числе в Ве-

ликобританию, используя и подводные трубопроводные системы, которые начинаются в Бельгии.

Более 45 лет назад наша страна подписала первый долгосрочный газовый контракт. Это был контракт с ***Австрией.*** В наши дни газововое партнерство двух стран укрепляет Газпром, подписавший меморандум с австрийской OMV AG о расширении сотрудничества в области газоснабжения путем осуществления совместных проектов в Центральной Европе. Газпром будет участвовать в работе Центральноевропейского газового центра в австрийском Баумгартене, занимающемся распределением природного газа по Австрии и соседним государствам. Достигнута также договоренность о развитии сотрудничества в области подземных хранилищ газа.

Отстроив по большей части взаимоотношения с крупнейшими потребителями российских энергоресурсов в Центральной и Северной Европе, Россия обратила свое внимание на ***Балканы*** – стратегически важный регион с точки зрения транспортировки сырья (гл. 4) и поставки его в страны этого региона.

Россия и ***Турция*** продолжат успешное развитие газового сотрудничества, приобретшего значительные масштабы после пуска в эксплуатацию в 2005 г. газопровода «Голубой поток».

Газпром планировал продавать сжиженный природный газ ***США*** и занять там 20 % рынка к 2015 г. Добыча сланцевого газа не только вывела США на первое место в мире по добыче газа, но и изменила статус Соединенных Штатов как игрока на мировом газовом рынке. Планы Газпрома относительно США фактически рухнули. В своём выступлении перед Госдумой 11 апреля 2012 г. В.В. Путин признал, что сланцевый газ – серьёзная проблема для России: «… США в последние годы активно занимаются развитием технологии добычи сланцевого газа. А это может, конечно, серьёзно перекроить структуру рынка углеводородов. Отечественные энергетические компании, безусловно, должны уже сейчас отвечать на этот вызов».

Уже в 2010 г. цены на газ на внутреннем рынке США упали на 40 %, и американские политологи заговорили о «скорых глобальных геополитических изменениях на мировом энергетическом рынке». Уже серьёзно пострадал в экономическом плане один из крупнейших поставщиков сжиженного газа в США – Катар (В 2010–2011 гг. он существенно увеличил поставки газа в Европу, но в 2012 г. сократил их на 30 % в пользу стран АТР).

Огромное воздействие на мирохозяйственные связи в XXI в. оказывает ***Китай*** своими растущими потребностями в энергоресурсах. С 2005 г. Китай стал вторым (после США) крупнейшим потребителем

нефти. В обозримом будущем Китаю предстоит ежегодно импортировать по 180–250 млн т нефти. В 2009 г. Россия и Китай заключили межправительственное соглашение, в рамках которого с 2011 по 2030 гг. Россия (НК «Роснефть» и «Транснефть») ежегодно будет поставлять Китаю по 110 млн баррелей нефти, а Китай выделил нашим компаниям кредиты в объёме 15 и 10 млрд долл. соответственно. В 2013 г. руководство НК «Роснефть», ставшей крупнейшей в мире нефтяной компанией (после приобретения 100 % акций компании «ТНК-ВР»), заявило о готовности в будущем увеличить объём ежегодной поставки нефти в Китай с нынешних 15 до 50 млн т.

Китай нуждается также в огромных объемах газа. И хотя собственная добыча газа растет быстрыми темпами, но еще более стремительно растут объемы потребления. Абсолютные цифры добычи и потребления газа Китаем вероятно засекречены, т. к. по разным источникам они сильно отличаются, но по всем оценкам имеется огромный разрыв между добычей и потреблением газа, что вынуждает Китай импортировать газ во все больших объемах и приступить к добыче сланцевого газа. В соответствии с договорённостью глав России и Китая, достигнутой в марте 2013 г., в ближайшие годы (ориентировочно к 2017 г.) объём поставок российского газа достигнет 60 млрд $м^3$ в год.

Аналогичные явления наблюдаются в ***странах АТР*** и ***Южной Азии.*** Страны АТР уже потребляют треть поступающей на продажу нефти. На них приходится 15 % общемирового потребления газа, и объемы запросов постоянно растут. Это означает, что России необходимо сбалансировать западную направленность экспорта углеводородов (Европа и США) с юго-восточной.

Если в некоторых странах Европы высказываются опасения относительно чрезмерной зависимости от российских поставок углеводородного сырья, то в странах АТР такие высказывания не популярны. Многие тысячи азиатских и тихоокеанских компаний смотрят на российский Дальний Восток с надеждой и ожиданием (в АТР только Австралия, Новая Зеландия и Бруней являются энергодостаточными). К тому же цены на российскую нефть там на 5–10 % выше, чем на европейском рынке, и легче реализовывать нефтепродукты и нефтехимические товары, а не сырую нефть. В таких условиях вполне логичным является большое внимание в энергетической стратегии России Тихоокеанскому направлению.

Перспективы отношений России со странами АТР и Южной Азии внушают оптимизм. К 2020 г. Россия намерена в 10 раз (с 3 до 30 %) увеличить объемы экспорта нефти и в 5 раз (с 5 до 25 %) – объемы экспорта газа в этот регион. Уже приняты и реализуются ряд важных ре-

шений о развитии транспорта углеводородов в восточном направлении (гл. 4).

На данный момент наибольшее внимание уделяется нормативно-правовой базе расширения энергетического взаимодействия с Китаем. Стратегическое партнерство в энергетике позволит России и Китаю реализовать такие благоприятные факторы, как географическая близость и экономическая взаимодополняемость. Партнерство с Китаем откроет России путь на перспективные азиатские рынки энергоресурсов, ускорит освоение и заселение малолюдных восточных районов страны. Китайские компании выражают готовность инвестировать немалые средства в совместную разведку и добычу углеводородов на континентальных месторождениях и на шельфе Сахалина.

Последние годы характеризуются большой взаимной активностью России и ***Японии*** в энергетической сфере. Япония проявляет интерес к сахалинским нефтегазовым проектам, к разработке якутских газовых и угольных месторождений. Японские компании уже активно участвуют в проектах «Сахалин-1» и «Сахалин-2». Активизации российско-японского энергетического сотрудничества способствует ряд изменений на международной арене:

- улучшение отношений между Россией и Японией, несмотря на неурегулированность проблемы островов южной части Курильской гряды. Это ведёт к тому, что Япония отходит от жесткой привязки политики к экономике, затруднявшей экономическое сотрудничество;
- политическая нестабильность на Ближнем Востоке, чреватая неожиданным и катастрофическим нарушением поставок нефти. За счет импорта сибирской нефти Япония сможет уменьшить зависимость от поставок с Ближнего Востока на 10–15 %;
- стремительное развитие Китая и столь же стремительный рост его потребностей в нефти и газе вызывают обоснованное беспокойство Японии относительно своего энергетического будущего.

Повышенный интерес Японии к российским энергоресурсам обусловлен и событиями в самой Японии. Ещё до аварии на АЭС «Фукусима-1» эксперты предсказывали пересмотр Японией планов развития национальной атомной энергетики, поскольку ориентация на традиционную топливную и возобновляемую энергетику может оказаться более оправданной по соображениям безопасности и экономической целесообразности. На сегодня население Японии активно выступает за отказ от атомной энергетики. Соответственно, импорт нефти в Японию может возрасти с нынешних 900 тыс. до 1,6 млн баррелей в день. Перед Россией открываются дополнительные перспективы увеличения топливно-

го экспорта в Японию, в первую очередь с сахалинских шельфовых месторождений. Выход на рынок Японии – третьего потребителя нефти в мире (после США и Китая) – позволит России закрепиться в этом стратегически важном для неё регионе.

Успешно развиваются контакты в энергетической сфере с ***Вьетнамом***: с 1986 г. добывает нефть на территории Вьетнама Российско-вьетнамское предприятие «Вьет Сов Петро»; Вьетнам часто называют «воротами» России в Юго-Восточную Азию – он может оказать хорошую поддержку России в переговорах со странами АСЕАН (Индонезия, Малайзия, Сингапур, Таиланд, Филиппины, Бруней, Мьянма) по ряду вопросов, связанных с глобальными российскими проектами по увеличению объемов и изменению структуры экспорта. Россия в силу своей уникальной географии имеет непосредственное отношение к этому региону и рассматривает себя в качестве одного из естественных его партнеров.

Крупнейший союзник России в Южной Азии – ***Индия*** – также проявляет большой интерес к закупке нефти у России. Для быстрорастущей индийской экономики сотрудничество с Россией в энергетике, нефтяной и газовой сферах представляет особый интерес. Газпром и индийская корпорация ONGC ведут переговоры о совместной разработке месторождений в России, Индии и в других странах. При этом речь идет не только о добыче углеводородов, но и о развитии инфраструктуры. По разным оценкам, Индия готова инвестировать в российский нефтегазовый сектор около 20 млрд долл.

Российские сырьевики появились на ***Африканском*** и ***Южноамериканском континентах.*** Например, в 2008 г. началось разведочное бурение на нефть на шельфе Намибии. Работу ведёт компания «Синтезнефтегаз Намибия Ltd». В 2008 г. российские компании «ТНК-ВР», «Лукойл», «Газпром» подписали соглашение с Венесуэлой о разработке месторождений углеводородов на её территории.

Экспорт нефти из России зависит и от добычи, и от потребления на внутреннем рынке. Обеспечение энергетической безопасности страны – сложная задача, требующая балансировки экспорта и внутреннего потребления всех энергоресурсов. Экспортная пошлина на нефть пересматривается российским правительством раз в два месяца после проведения двухмесячного мониторинга цен на российскую Urals на мировых рынках сырья с целью определения средней цены за этот период. Ее повышение позволяет государству получать свою долю прибыли и не дает образоваться дефициту нефти на внутреннем рынке, где цены ниже мировых. До 2010 г. темпы роста добычи нефти в России были выше темпов роста объемов переработки нефти для внутренних нужд; в результа-

те до 2010 г. экспорт нефти из России возрастал, а затем вышел на стабильный уровень в районе 250 млн т/год.

Для реализации амбициозных планов правительства – кратно увеличить экспорт нефти и газа в страны АТР к 2020 г. – создаются новые транспортные коридоры (гл. 4). Несмотря на то что наша страна подписала долгосрочные контракты на поставки больших объемов газа за рубеж, своевременное развитие газотранспортной системы, освоение гигантских газовых месторождений, активное сотрудничество в газовой сфере с нашими азиатскими партнерами – Казахстаном, Узбекистаном, Туркменией – позволят и удовлетворить внутренние потребности в газе, и выполнить обязательства перед зарубежными партнерами.

В 2009 г. Газпром продал за границей 220,5 млрд м^3 газа, рис. 15.2. Объем поставок российским потребителям в 2009 г. составил 262,6 млрд м^3, т. е. объемы зарубежных продаж составляют почти половину товарного газа Газпрома.

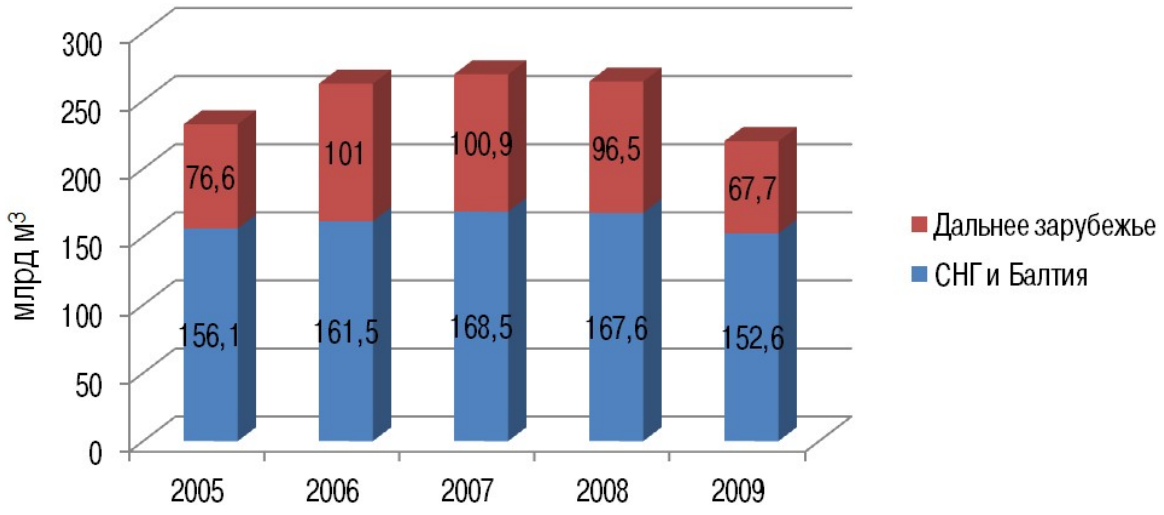


Рис. 15.2. Динамика экспортных поставок ОАО «Газпром», млрд м^3

Газпром является одним из основных поставщиков природного газа европейским потребителям и обеспечивает примерно треть суммарного импорта газа в Западную Европу. Сегодня российский сетевой газ поступает в 31 страну ближнего и дальнего зарубежья. Ведущими покупателями российского голубого топлива на сегодняшний день являются Германия, Турция и Италия. В 2009 г. продажи газа в страны СНГ и Балтии составили 67,7 млрд м^3. Наибольшие объемы газа поступают в Украину, Беларусь и Казахстан, рис. 15.3.

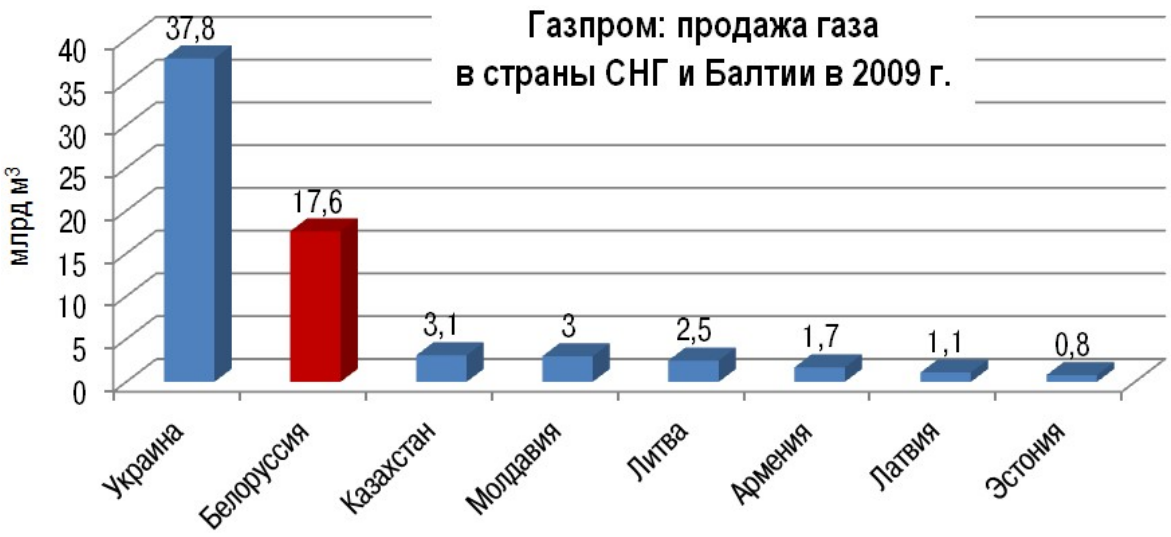


Рис. 15.3. Экспорт российского газа

Чрезвычайно важной для укрепления позиций России на мировом рынке углеводородов является диверсификация экспорта не только по направлениям, но и по номенклатуре продуктов глубокой переработки нефти, т. е. продукции с повышенной добавленной стоимостью. При таком сценарии очевидны сразу несколько преимуществ:

- полное обеспечение потребностей российских регионов в светлых нефтепродуктах (особенно актуально для Дальнего Востока);
- дополнительные предпосылки для экономического развития регионов, реализующих проекты по нефтепереработке;
- существенно большие доходы от реализации продукции нефтепереработки на мировом рынке;
- относительная свобода от покупателей – поставлять нефтепродукты можно гораздо более широкому кругу стран, чем сырую нефть;
- развитие российской научной базы в области нефтепереработки и освоение новых технологий, которые будут оставаться в нашей стране.

По мощностям и объему переработки нефти Россия занимает третье место в мире после США и Китая. В России 15 крупных НПЗ и примерно 210 мелких полукустарных, производящих, как правило, бензин низкого качества. Из-за этих обстоятельств наш доход от реализации нефтепродуктов меньше возможного в 2–2,5 раза.

В настоящий момент в соответствии с программой развития ТЭК Дальнего Востока в районе прохождения ВСТО планируется построить несколько крупных предприятий по нефтепереработке: НПЗ или комплекс НПЗ в Сковородино, НПЗ в Приморском крае, завод синтетических каучуков в Хабаровске, завод химических волокон в Благовещенске.

Необходимо увеличивать не только объёмы перерабатываемой нефти, но и глубину переработки. Сегодня российские НПЗ дают около 500 л светлых продуктов с тонны нефти при средней глубине переработки 72 %, а в экономически развитых странах аналогичные показатели в среднем равны 700 л/т и 85–95 %. Планируется, что новые нефтеперерабатывающие предприятия России будут иметь глубину переработки, близкую к мировой, – примерно 90 %.

В заключение следует отметить, что положение нефтяной и газовой отраслей России на мировом рынке определяется влиянием ряда разнонаправленных факторов.

I. Нефтяная отрасль:

1. Высокая себестоимость добычи нефти на российских месторождениях – 6–14 долл/барр. на старых и 22–24 долл/барр. на новых месторождениях (на Ближнем Востоке и в Ливии – 2–6 долл/барр.).
2. Высокая стоимость доставки нефти потребителям из России вследствие больших расстояний – средняя дальность доставки по нефтепроводам составляет 3000 км (из Ливии – 600 км., из Норвегии – 1000 км).
3. Для сохранения положения России на мировом нефтяном рынке требуется реализовать крупномасштабные инвестиционные проекты (55–60 млрд долл. до 2015 г.).
4. Наша страна (ещё со времён СССР) зарекомендовала себя как надёжный поставщик энергоресурсов, в то время как 10 из 14 других ведущих стран – экспортёров нефти относятся к категории социально и политически нестабильных.

II. Газовая отрасль:

1. Исторически сложившаяся односторонняя ориентация экспорта на ЕС.
2. Подрыв авторитета Газпрома в глазах ЕС «газовыми войнами» с Украиной и Белоруссией.
3. Рост «газовой солидарности» стран ЕС относительно импорта газа из независимых от Газпрома источников.
4. Намечающееся в ближайшие 5–10 лет резкое усиление конкуренции на газовом рынке:
   - производство сланцевого газа в США и в ряде других стран (прогнозируемая цена американского сланцевого газа для ЕС будет примерно в 2 раза ниже, чем российского традиционного);
   - в Австралии найдено огромное месторождение газа объёмом 14 трлн $м^3$ (для сравнения – запасы одного из крупнейших в

Сибири газовых месторождений – Кавыктинского – составляют около 2 трлн м^3);

- увеличение доли сжиженного и сжатого природного газа (СПГ) на мировом рынке – отрыв спотовых цен от долгосрочных газпромовских контрактов (на условиях «бери или плати»). В 2009 г. Газпром потерял треть выручки на европейском рынке и вынужден был компенсировать потери прибыли повышением цены на внутреннем рынке.

5. Необходима реализация крупномасштабных частных инвестиционных проектов (45–50 млрд долл. до 2015 г.), для чего потребуются государственные гарантии и доверие мирового капитала к устойчивости политической стратегии России.
6. Несмотря на благоприятную политическую коньюнктуру, во взаимоотношениях России и Китая по газовой проблеме полной ясности нет:
   - нет окончательной договорённости по цене на российский газ (таковой не было, по крайней мере, до встречи на высшем уровне в марте 2013 г. в Москве);
   - на газовом рынке Китая появился конкурент Газпрому – Туркмения с ценой 165 долл. за 1000 м^3 и объёмами поставок до 30 млрд м^3 (в ближайшей перспективе);
   - англо-голландская Royal Dutch Shell начинает в Китае бурение пород, содержащих сланцевый газ.

Материалы данного параграфа и параграфа 5.1, а также интервью президента Газпрома А. Миллера 29.03.13 г. дают основания надеяться, что конкуренты Газпрома, похоже, поспешили «похоронить» его и всю газовую отрасль России как игроков на мировом рынке газа, недооценив проблемы с добычей сланцевого газа. По словам А. Миллера, все скважины по добыче сланцевого газа нерентабельные.

Прогнозирование поведения мирового рынка нефти и газа даже на среднесрочную перспективу – задача чрезвычайно сложная вследствие быстрых изменений ситуации с разведанными запасами углеводородов, с темпами и траекторией развития мировой экономики. Многие эксперты прогнозируют в среднесрочной перспективе перестройку рынка, перенаправление экспортных потоков и снижение цены на нефть.

15.3. Мировой рынок угля

Распределение мировых запасов угля по континентам и странам является более равномерным по сравнению с нефтью и природным газом, табл. 3.8. Это является одной из причин малой доли угля, представ-

ленного на мировом энергетическом рынке. В 2001 г. она составляла 12 % мирового потребления, а к 2025 г. возрастет до 14 %, или в абсолютном выражении – с 656 до 919 млн т, [4], табл. 15.4.

Таблица 15.4

Основные экспортеры и импортеры каменного угля (2008 год)

Экспортеры	Каменный уголь, (млн т)	Импортеры	Каменный уголь, (млн т)
Австралия	252	Япония	186
Индонезия	203	Корея	100
Россия	76	Китай	66
Колумбия	74	Индия	58
Южная Африка	60	Германия	46
США	43	Англия	43
Казахстан	27	Италия	25
Канада	20	Франция	21
Вьетнам	20	Турция	19
Венесуэла	6	Испания	19
Остальные	12	Остальные	195
Всего	793	Всего	778

Сегодняшний российский рынок угля питается в основном Кузнецким и Печорским угольными бассейнами, рис. 15.4. В ближайшие годы к ним добавится Улуг-Хемский угольный бассейн на территории Республики Тыва. Прогнозные запасы угля в нем составляют около 14 млрд т, из них 3 млрд т уже поставлены на баланс Государственной комиссией по запасам. Это месторождение уникально тем, что состоит преимущественно из высококачественных коксующихся углей.

Согласно прогнозам (умеренному и максимальному), экспорт энергетического угля составит в 2015 г. 311–326 млн т, в 2020 г. 357–377 млн т. Серьезными проблемами для российских экспортеров угля являются: большая удалённость основных угольных месторождений от зарубежных потребителей и ограниченная мощность железнодорожных и морских угольных терминалов (см. 4.3), а также давление со стороны таких мощных конкурентов, как Австралия и Индонезия. Наиболее перспективными рынками сбыта российского угля являются страны ЕС. По оценке трех крупнейших в мире производителей электроэнергетического оборудования Alstom, Siemens и General Electric, в ближайшие 10 лет основным топливом для европейских электростанций будет уголь. Поэтому значение бесперебойных поставок угля в страны ЕС трудно переоценить.

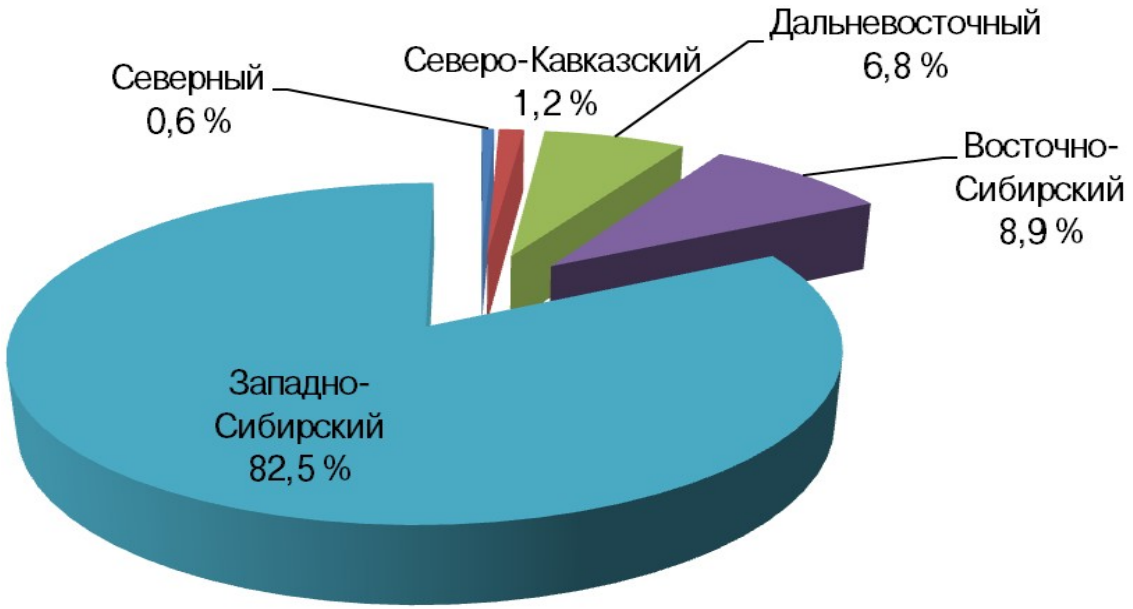


Рис. 15.4. Удельный вес экономических районов России в экспортных поставках угля

В этой связи большое значение имеет опыт Кузбассразрезугля (КРУ), одного из лидеров российской угольной промышленности. В марте 2006 г. КРУ приобрел британскую угольную компанию Powerfuel, первым из российских предприятий начав трансформироваться в глобальную горнорудную энергетическую компанию. Помимо шахты, где планируется добывать 2 млн т угля, КРУ получил в Великобритании лицензию на строительство ТЭЦ мощностью 920 МВт. ТЭЦ будет использовать малосернистый кузбасский уголь и местный уголь, отличающийся высокой сернистостью и большой калорийностью. Станция будет потреблять до 3,5 млн т угля ежегодно, половину из которых составит кузбасский уголь. Таким образом, Кузбассразрезуголь получает гарантированный канал сбыта российского топлива, не зависящий от колебаний рыночной конъюнктуры.

15.4. Мировой рынок ядерного топлива и услуг по развитию атомной энергетики

Несмотря на то что основная часть освоенных месторождений урана в результате распада СССР оказалась за пределами России, она сохраняет высокую активность на международных рынках ядерного топлива и технологий. За последние годы российские атомщики восстанавливают утраченные в 90-е гг. позиции на мировом рынке ядерного топлива и услуг по строительству, модернизации и эксплуатации АЭС, рис. 15.5.

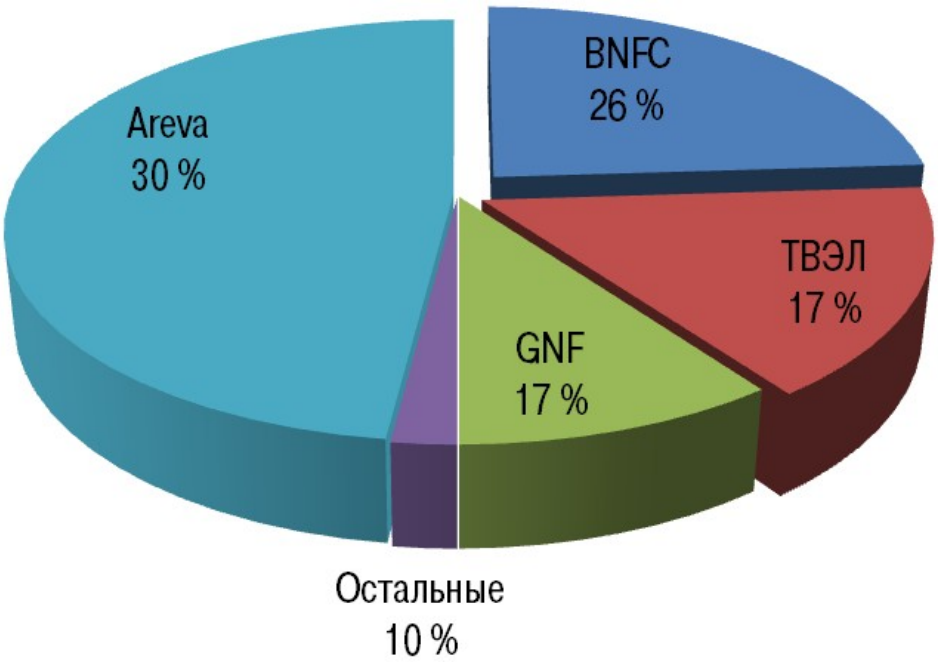


Рис. 15.5. Основные «игроки» на мировом рынке ядерного топлива

Российские атомщики начали успешно конкурировать на рынке услуг по строительству АЭС с крупнейшими транснациональными корпорациями «Тошиба–Вестингауз» (Япония–США) и «Арева–Сименс» (Франция–Германия). Это стало возможным благодаря огромному накопленному опыту и плодотворному сотрудничеству с ведущими ядерными державами.

Только во время форума «Атомэкспо» – одного из главных ежегодных событий в мировой атомной отрасли (май 2012 г., Москва, 1300 участников, представляющих 53 страны) – подписаны или согласованы следующие документы, относящиеся к расширению присутствия российских атомщиков на мировом рынке:

- соглашение России и Нигерии о строительстве АЭС;
- меморандум по подготовке специалистов-атомщиков с Агентством по ядерной энергии Монголии;
- договорённость с австралийской компанией «Rio Tinto» об обогащении австралийского урана на предприятиях Росатома;
- соглашение о сотрудничестве с ЮАР в поставках урана и участии Росатома в конкурсе на сооружение АЭС (в ближайшие годы ЮАР намерена обзавестись 10 атомными энергоблоками).

Крупнейшим зарубежным объектом последних десятилетий, сооруженных российскими атомщиками, являются два первых энергоблока по 1000 МВт (ВВЭР-1000) Тяньваньской АЭС в Китае (г. Ляньюньган). Станция выгодно отличается от ранее построенных французской и ка-

надской фирмами меньшими затратами, беспрецедентно высоким уровнем устойчивости против терроризма и природных катастроф. Энергоблоки впервые в мировой практике оборудованы ловушкой расплава активной зоны, что является надежной страховкой на случай аварии. Успех строительства первой очереди этой АЭС позволил российской компании «Атомстройэкспорт» получить согласие китайской стороны на участие в строительстве двух следующих энергоблоков.

Китай не раз заявлял, что к 2020 г. собирается довести мощность своих АЭС до 40 ГВт, увеличив тем самым потенциал атомной энергетики страны почти в 10 раз. Для достижения поставленной цели КНР предстоит до 2020 г. построить примерно 30 атомных энергоблоков мощностью по 1000 МВт. Россия намерена активно участвовать в этих проектах.

Другим перспективным направлением во взаимодействии двух стран в ядерной энергетике может стать проект по строительству плавучих атомных электростанций (при условии, что неурядицы с сооружением головного образца и авария на АЭС «Фукусима-1» не подорвут доверие к этому проекту).

Среди перспективных проектов, предложенных Росатомом китайской стороне, – услуги по производству и поставке ядерного топлива и его компонентов для АЭС и исследовательских реакторов, развитию материально-сырьевой базы урана и других стратегических материалов, а также сотрудничество в области ядерной безопасности, физической защиты ядерных материалов, их учета и контроля. Обсуждается также перспектива совместного создания наземного экспериментального макета реактора для космической энергетической установки.

Россия может получить до 2030 г. заказы на строительство около 60 энергоблоков-тысячников. В Росатоме называют даже цифру 80, рис. 15.6.

Успехи российских атомщиков на международной арене являются признанием достоинств российских ядерных технологий, многие из которых не только не уступают, но и превосходят западные аналоги (гл. 8).

В частности, в России разработаны модифицированное ядерное топливо (ТВСА+), которое обеспечивает повышенную безопасность и надежность работы ректора, заметно улучшает экономические показатели при эксплуатации АЭС в целом, и упоминавшаяся ранее ловушка расплава активной зоны реактора.

В кооперации с ОАО «Техснабэкспорт» четыре российских комбината, занимающиеся обогащением урана, покрывают около 33 % мировой потребности в топливе для АЭС. Вследствие благоприятной конъюнктуры цены урана на внешнем рынке сейчас 50 % российского

урана продается за рубеж, а 50 % идет на внутренние нужды (по выручке это соотношение равно 30 : 70). Это обеспечивается тем, что применяемая в России технология обогащения урана (центрифужная) позволяет получать продукцию при существенно меньших затратах по сравнению с зарубежной (диффузионной) технологией. Российское ядерного топливо используется в каждом шестом реакторе – всего в 76 энергетических и более чем в 30 исследовательских реакторах в 14 странах мира.

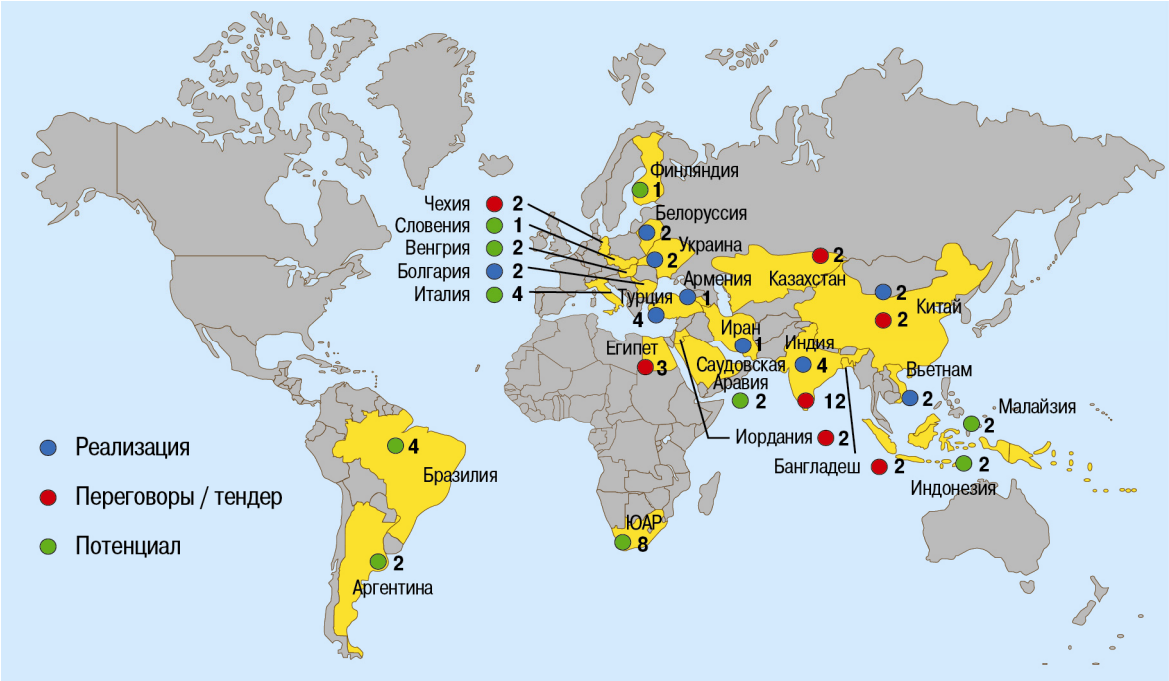


Рис. 15.6. География и количество ядерных реакторов, создателем которых может стать ОАО «Атомстройэкспорт»

Международная деятельность атомной отрасли может также включать создание на территории России международных центров по предоставлению услуг ядерного топливного цикла, каждый из которых будет иметь собственный профиль: обогащение и переработка урана, хранение и утилизация ядерных отходов, обучение персонала, научные исследования.

На сессии МАГАТЭ (Вена, сентябрь 2006 г.) С.В. Кириенко выступил с предложением российской стороны о создании международных центров по обогащению урана, работающих под контролем МАГАТЭ. Такие центры могли бы производить топливо для АЭС, решая две задачи: способствовать развитию АЭ в странах, желающих иметь такой источник электричества и тепла, а также препятствовать распространению технологий производства оружейного плутония.

Общий объем мирового рынка ядерной энергетики составляет 600 ГВт; из них около 300 ГВт приходятся на те страны, которые не могут построить АЭС собственными силами. На этом поле должна появиться Россия. ОАО «Атомстройэкспорт» сейчас строит или имеет договорённости о строительстве за рубежом около 20 энергоблоков. Речь идёт прежде всего об энергоблоках «проекта 3 и 3+» мощностью 1200 МВт. Кажется парадоксальным, но после аварии на АЭС «Фукусима-1» количество заказов не только не уменьшилось, но, напротив, возросло. Объясняется это большим доверием заказчиков к российским атомщикам благодаря нескольким обстоятельствам:

- после аварии на Чернобыльской АЭС в России не прекращались работы по сооружению и совершенствованию атомных реакторов;
- предлагаемые заказчикам проекты прошли апробацию на российских АЭС, расположенных на территории России;
- в течение последних 28 лет не было серьёзных инцидентов с российскими реакторами, работающими на территории России и за рубежом.

Хорошими «подушками безопасности» для российских атомщиков на внутреннем и международном рынках являются огромные запасы оружейного плутония, пригодного для изготовления МОХ-топлива для энергетических реакторов, и большие объёмы ОЯТ, пригодного для утилизации в реакторах на быстрых нейтронах (гл. 10).

15.5. Мировой рынок электроэнергии, энерготехнологий и оборудования

Электроэнергия уже более 100 лет является рыночным товаром. Первое предприятие, предложившее электричество потребителям на коммерческой основе, было создано Т.А. Эдисоном в 1880 г. По мере совершенствования технологии генерирования и в особенности передачи электроэнергии на большие расстояния расширялись внутренние рынки технически развитых стран и формировался международный рынок электроэнергии. В наше время одним из показателей высокого уровня развития экономики является объем поставки электроэнергии на мировой рынок. Поэтому правительство каждой промышленно развитой страны стремится не только обеспечить электроэнергией свое государство, но и участвовать в рыночных отношениях с другими, преимущественно сопредельными, странами. Важным элементом регулирования стоимостного баланса российского оптового рынка электроэнергии (мощности) и источником дополнительной прибыли от реализации электроэнергии, вырабатываемой в России, являются экспортно-

импортные операции (единственным оператором экспорта/импорта электроэнергии в России является ЗАО «Интер РАО ЕЭС»).

В 2010 г. Россия экспортировала 19,3 млрд кВт·ч и импортировала около 3 млрд кВт·ч электроэнергии. Импорт осуществлялся из Азербайджана, Грузии, Казахстана, Монголии и Украины. Суммарный объем импортных поставок составил чуть менее 3 млрд кВт·ч, табл. 15.5.

Экспортно-импортные операции с электроэнергией осуществляются с большинством бывших республик СССР в условиях параллельной работы ЕЭС России с энергосистемами этих стран. Основными направлениями экспортных поставок электроэнергии являются Финляндия, Белоруссия и Казахстан, табл. 15.5.

Таблица 15.5

Экспорт электроэнергии из России, млн кВт

Экспорт	2010 г.	2009 г.
Финляндия	10 535	10 639
Белорусская	29	2908
Латвия	7	656
Литва	5106	410
Украина	32	22
Грузия	212	348
Азербайджан	18	21
Южная Осетия	118	125
Казахстан	1376	585
Монголия	214	182
Китай	983,3	853,6

Не только требования по надежности и эффективности электроснабжения (гл. 11), но и потребности рынка привели к созданию и последовательному объединению национальных электроэнергетических систем (эти объединения – технологическая основа мирового рынка электроэнергии).

В Европе действуют три крупных независимых энергообъединения – Северное (NORDEL), Западное (UCTE) и Восточное (ЕЭС/ОЭС). Под ЕЭС/ОЭС понимается ЕЭС России в совокупности с энергосистемами стран СНГ, Балтии и Монголии. Основными функциями ЕЭС/ОЭС на сегодня являются: обслуживание межгосударственного рынка электроэнергии преимущественно в виде обмена электроэнергией на контрактной основе, а также взаимопомощь резервами при авариях, регулирование частоты в ЭО. Идет интеграция и создание крупных энергообъединений в Северной Америке, Японии. Их состав и основные параметры приведены в [5].

Подъем экономики и укрепление социальной сферы России вызвал опережающий внутренний спрос на электроэнергию на протяжении последних 10–12 лет (кроме 2008 и 2009 гг.). Это заставило Минэнерго РФ серьезно пересмотреть экспортно-импортную стратегию. Сегодня основной приоритет – внутренний рынок, поэтому правопреемники РАО «ЕЭС России» большое внимание уделяют покупке электроэнергии на выгодных условиях, а также задействованию по максимуму принадлежащих им энергоактивов за рубежом для поставок электроэнергии на российский рынок.

Географическое положение России очень удобно для создания электроэнергетических связей со странами дальнего зарубежья. Важнейшими международными проектами, в которых может быть задействована европейская часть ЕЭС, являются «Балтийское энергетическое кольцо», «Объединение энергосистем стран Черноморского Экономического сотрудничества», «Трансевропейская электропередача постоянного тока ± 500 кВ “Восток–Запад”». Подписано соглашение о совместной разработке технико-экономического обоснования объединения энергосистем Европы, России, стран СНГ и Балтии. Будет оценена эффективность параллельной работы ЕЭС/ОЭС и UCTE, определены необходимые требования сторон и связанные с реализацией проекта затраты.

Основные направления сооружения межгосударственных электрических связей ЕЭС России: страны СНГ (усиление связей), UCTE, NORDEL (через Финляндию), Турция, Китай, Монголия, Япония, Южная Корея, КНДР. Возможная схема межгосударственного энергообъединения в Северо-Восточной Азии приведена на рис. 15.7 [3]. Наиболее проработаны связи Восточная Сибирь – Монголия – Китай и Дальний Восток – Северо-Восток Китая – КНДР – Южная Корея. Намечаются некоторые внутригосударственные электрические связи, имеющие возможность стать базой сети межгосударственного энергообъединения, например ГЭС «Три ущелья» – Юго-Восток Китая.

В перечне совместных российско-японских проектов в области ТЭК одно из главных мест отводится энергомосту «Россия–Япония». Проектом предусматривается сооружение на Сахалине ТЭС мощностью в 4500 МВт с последующей передачей электроэнергии в объеме 10–30 млрд кВт·ч в год по подводному кабелю через пролив Лаперуза на остров Хоккайдо. Предполагаемые суммарные инвестиции в проект оцениваются в 10–12 млрд долл. (срок ее окупаемости – 11 лет). Её строительство может состояться до 2020 г. Откроются широкие перспективы создания энергомоста (4–6 млн кВт) ОЭС Сибири – Китай после завершения строительства Бурейской и Богучанской ГЭС, восстановления Саяно-Шушенской ГЭС, строительства ряда тепловых элек-

тростанций. Появится возможность экспорта избыточной энергии также в Южную Корею и другие страны АТР.

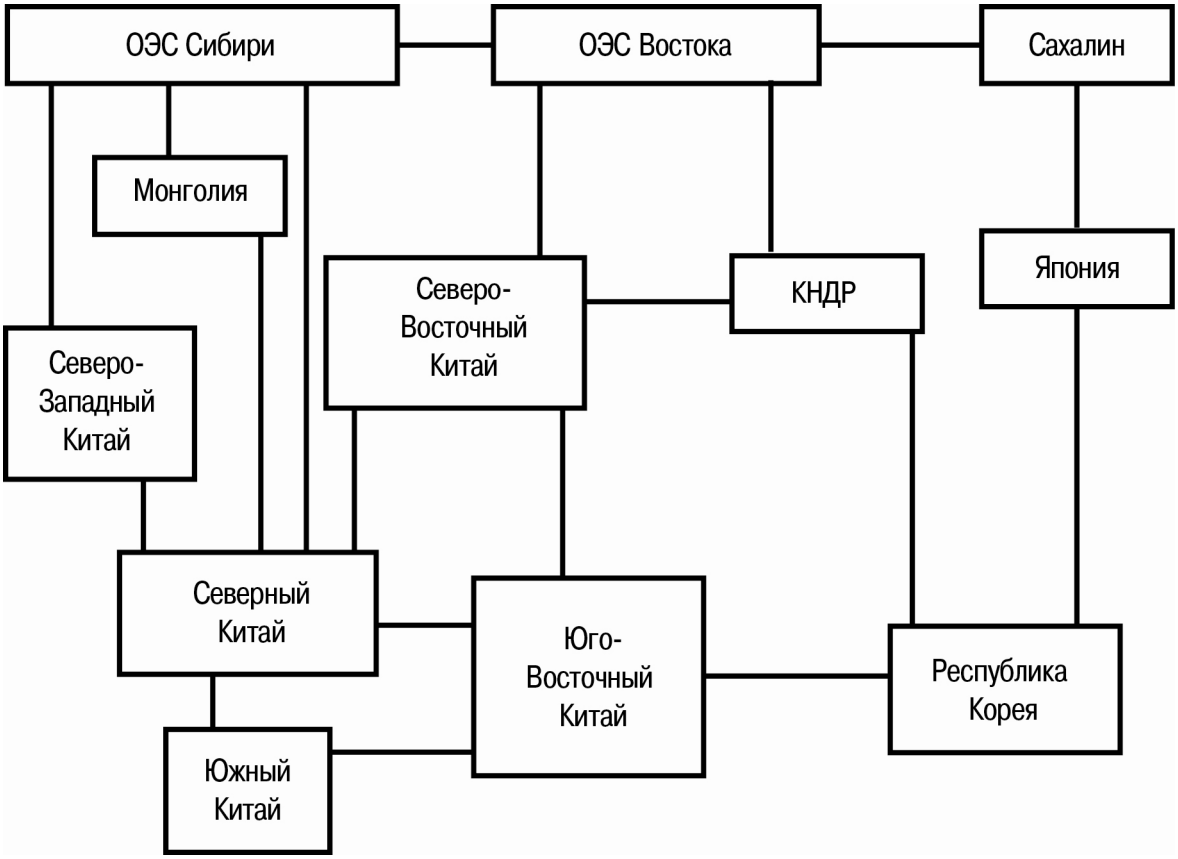


Рис. 15.7. Принципиально возможная схема энергообъединения стран Северо-Восточной Азии [5]

На сегодняшний день особо остро стоит вопрос о радикальном увеличении экспорта электроэнергии в Китай. Пока же он не выходит за рамки приграничной торговли, хотя и наращивает объёмы (контракт на поставку электроэнергии в Китай в рамках приграничной торговли заключен в феврале 2009 г.). Дефицит электроэнергии в приграничных районах Китая составляет не менее 5 млрд кВт·ч. Энергия нужна уже сегодня, есть готовность китайских бизнесменов финансировать строительство ЛЭП до своих потребителей. Отдаленность северо-восточных районов КНР от центров энергообеспечения заставляет китайский бизнес искать поставщиков электроэнергии на российской стороне.

ОАО «Восточная энергетическая компания» – ВЭК (100 % дочернее предприятие ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС») – совместно с компаниями-партнерами реализует ряд инвестиционных проектов по строительству новых электросетевых и генерирующих мощностей в соответствии с этапами проекта увеличения экспорта электроэнергии из России в Ки-

тай. Целевой показатель проекта – начиная с 2020 г. обеспечить поставки электроэнергии в Китай на уровне 60 млрд кВт·ч ежегодно (на промежуточном этапе – в 2016 г. – объём поставок должен составить 22–23 млрд кВт·ч).

«Базовым» регионом для этого проекта является Амурская область, граничащая с китайской провинцией Хэйлуцзян. Строительство объектов инвестиционной программы ВЭК будет осуществляться на территориях Хабаровского края, Читинской области и Республики Бурятия за счет проектного финансирования с использованием средств российских и иностранных инвесторов. По мере развития проекта потребителями электроэнергии, вырабатываемой на Дальнем Востоке, станут население и предприятия, расположенные в провинциях Хэйлудцзян, Ляонин, в районе г. Пекина.

Весь проект разбит на три основных этапа.

Этап 1. Увеличение поставок электроэнергии в КНР до уровня 3,6–4,5 млрд кВт·ч в год преимущественно от Хабаровской ПГУ ТЭЦ по ЛЭП постоянного тока напряжением ± 500 кВ до государственной границы (Амурская область).

Хабаровская ПГУ-ТЭЦ электрической мощностью 400–500 МВт и тепловой 300–330 Гкал/ч обеспечит отпуск электрической энергии 2,7–3,7 млрд кВт·ч и тепловой энергии 1,3–1,4 млн Гкал в год.

ЛЭП ± 500 кВ обеспечит условия для бесперебойных поставок в провинцию Хэйлудцзян до 4,5 млрд кВт·ч электроэнергии в год. Общая протяженность линии составит около 150 км (включая специальный переход через р. Амур протяженностью 1,5 км).

Этап 2. Увеличение экспорта электроэнергии в Китай до 18 млрд кВт·ч в год за счёт ввода в эксплуатацию новых угольных электростанций в Амурской обл. и Хабаровском крае.

Пылеугольные электростанции будут построены вблизи Ерковецкого (Амурская область) и Ургальского (Хабаровский край) угольных месторождений. Суммарная установленная мощность объектов – более 3 ГВт, выработка электроэнергии – 18 млрд кВт·ч в год. На втором этапе также предусматривается строительство двух ***ЛЭП*** постоянного и переменного тока общей протяженностью 860 км и преобразовательной подстанции.

В настоящее время специалистами ОАО «ВЭК» завершено проектирование объектов генерации и сетевого хозяйства, предусмотренных вторым этапом проекта, согласованы площадки для строительства ТЭС, ведутся переговоры о привлечении финансовых ресурсов.

Этап 3. Увеличение объема поставок до 38 млрд кВт·ч в год за счёт ввода дополнительных генерирующих мощностей.

Будут построены новые пылеугольные электростанции общей установленной мощностью порядка 6 ГВт на базе Харанорского, Татауровского и Олонь-Шибирского угольных месторождений. Кроме того, на территории России и Китая планируется построить ЛЭП постоянного и переменного тока суммарной протяженностью более 2000 км.

На сегодняшний день сформирована концепция третьего этапа проекта, ведется подготовка к выполнению проектных работ.

Этот проект специалистами и общественностью России воспринимается неоднозначно. С одной стороны, его реализация приведет к увеличению загрузки генерирующих мощностей ОЭС Востока, что позволит снизить тарифы для потребителей. Строительство новых высокоэффективных объектов генерации и сетевых мощностей будет способствовать развитию энергетической инфраструктуры на Дальнем Востоке. Будут созданы новые рабочие места в различных отраслях промышленности, обеспечен рост налоговых поступлений в бюджеты территорий.

С другой стороны, реализация проекта может породить ряд проблем технико-экономического и социально-политического характера:

1. Китай нельзя рассматривать как надежного долгосрочного покупателя электроэнергии, т. к. за последние 20 лет он в 5 раз увеличил свои мощности по производству электрической энергии и продолжает интенсивно развивать собственную электроэнергетику.
2. Из-за роста энергопотребления в Сибири может образоваться дефицит мощностей.
3. Дешевая электроэнергия Сибири – основа конкурентоспособности для целого ряда бурно развивающихся энергоемких отраслей российской промышленности: цветной металлургии, нефтехимии, лесопереработки и лесохимии и т. д., и она нужна самой России.
4. Экспорт российской энергии в Китай создает основу для развития в этой стране новых энергетических производственных мощностей, которые будут выступать прямыми конкурентами сибирским производителям.
5. На третьем этапе проекта необходимо будет преодолеть большие технологические трудности:
   - большие, до 10–15 %, потери энергии при транспортировке по линии протяженностью более 2000 км;
   - большая дороговизна линии из-за необходимости строить инверторные подстанции (для передачи должен использоваться постоянный ток), компенсаторные установки и т. д., что потребует 2–3 млрд долл.

Ждут российской электроэнергии и потребители в Северной и Южной Корее. Так, министерство энергетики и угольной промышленности КНДР обратилось с просьбой о поставках до 500 МВт электрической мощности в район северокорейского порта Чхонджин в 150 км от российско-корейской границы на юге Приморского края. Завершение строительства ЛЭП-500 до Владивостока, пуск Бурейской ГЭС на полную мощность делают реальным проект строительства первой межгосударственной высоковольтной ЛЭП на Корейском полуострове.

Судьба этих проектов будет зависеть от соотношения темпов ввода новых генерирующих мощностей и роста потребностей в электроэнергии на внутреннем рынке России, от экспертных заключений экологов.

До начала 90-х гг. наша страна была активным и успешным участником мирового рынка ***энерготехнологий*** и ***услуг***. Способствовали этому благоприятная политическая конъюнктура (наличие Варшавского договора, двух- и многосторонних связей с развивающимися странами практически на всех континентах), большие мощности и высокое качество продукции предприятий энергомашиностроительного и электротехнического комплексов. Разрушительные последствия политического и экономического кризиса 90-х гг. в полной мере проявились и в этих отраслях. За эти годы доля российской продукции машиностроения, включая энергетическое, на мировом рынке снизилась до 2 %, и сейчас рынок энергомашиностроительной продукции находится в основном в руках четырёх фирм: Siemens, Alstom, General Electric, Mitsubishi Heavy Industry.

Сейчас Россия вынуждена сама покупать значительную часть энергетического оборудования за рубежом, что сопряжено с большими издержками. Например, опыт «ИнтерРАО» показал, что стоимость сервисного обслуживания турбин фирмой-поставщиком вдвое превышает стоимость самой турбины. Только в последние годы ситуация стала улучшаться, рис. 15.8.

Для восстановления былого статуса необходимо наращивать объёмы и качество нашей продукции. Как следует из данных табл. 15.6, пока российское энергетическое оборудование заметно уступает по своим параметрам лучшим мировым образцам.

Значительную часть турбинного оборудования Россия производит в кооперации с ведущими зарубежными фирмами (например, ГТУ – совместно с Siemens).

Как показано в предыдущем параграфе, в лучшем положении оказалась атомная энергетика.

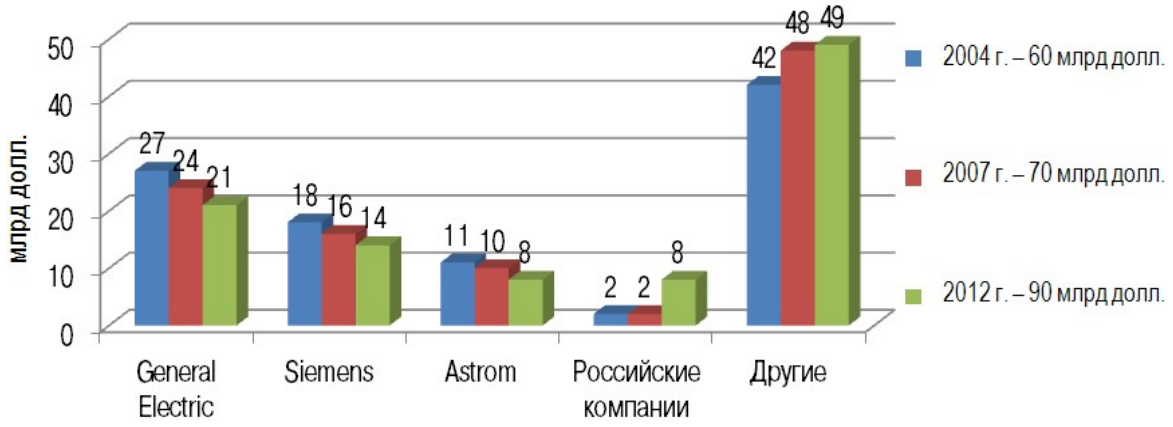


Рис. 15.8. Объём рынка продукции машиностроения, включая энергетическое, в 2004, 2007 и 2012 гг., соответственно

Таблица 15.6

Российская продукция энергетического машиностроения в сравнении с зарубежной

Технология	Российские производители	Зарубежные производители
Парогазовый цикл	Мощность газовой турбины – 110 МВт, КПД станции – до 52 %	Мощность газовой турбины – 340 МВт, КПД станции – 60 %
Угольные паросиловые блоки	Мощность блока – до 1200 МВт, КПД – до 39 %	Мощность блока – до 1000 МВт, КПД – до 47 %
Гидротурбины	Мощность – до 700 МВт, напор – до 700 м	Мощность – до 1000 МВт, напор – до 700 м

15.6. Геополитические аспекты мирового энергетического рынка

По мнению многих политологов, одной из причин экономического и последовавшего за ним политического кризиса СССР и его распада явился обвал мирового рынка нефти (1986 г.). Они называют в качестве основных причин две: открытие на Аляске богатейшего месторождения нефти и сговор арабских шейхов с ЦРУ об обвале цены на нефть. По оценке Минэкономразвития РФ, среднегодовое изменение цены 1 барреля нефти на 10 долл. в ту или иную сторону ведёт за собой изменение показателя ВВП России на 0,5 %.

Глобализация энергетических рынков продолжает оставаться важным геополитическим фактором. На протяжении многих десятилетий СССР поставлял энергоресурсы в первую очередь и на льготных условиях тем зарубежным потребителям, которые выказывали привер-

женность социализму. И новая Россия в течение первых 15 лет своими поставками энергоресурсов фактически субсидировала экономику бывших советских республик, исходя из своих политических интересов, рис. 15.9. Лишь в конце 2005 г. Россия объявила о новом курсе, на котором первичными будут экономика, прагматизм, деловой расчет, а не политические симпатии или антипатии. Новый курс потребовал перенастройки всех государственных институтов обслуживания российской политики. Нефтегазовый комплекс – огромная инерционная «машина», которой трудно быстро сменить курс, не наделав при этом ошибок.

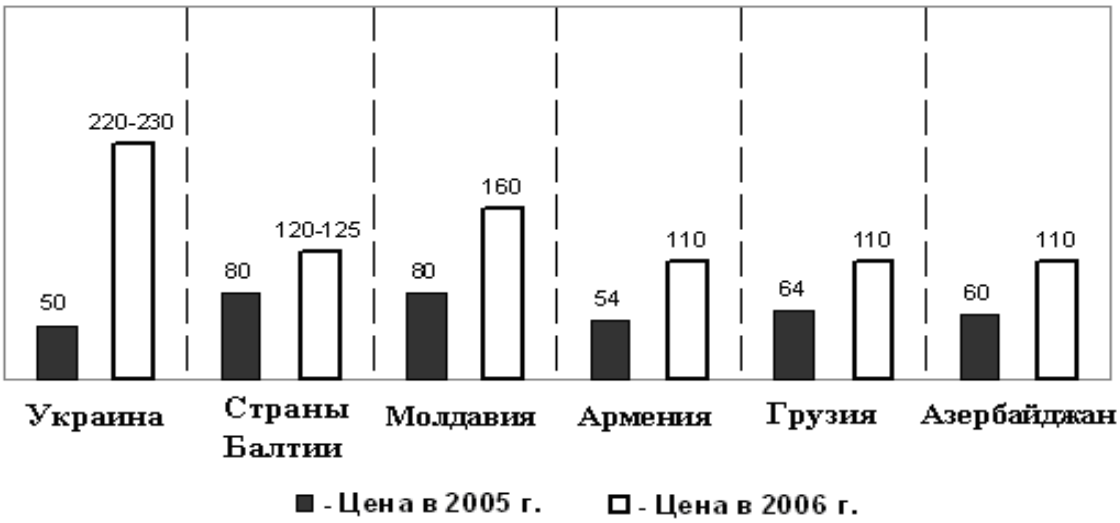


Рис. 15.9. Цены на российский газ в долларах за 1000 м³

Первым примером таких ошибок является «газовая война» с Украиной в конце 2005–2007 гг., в результате которой Газпром, а с ним и вся Россия заработали имидж «жадных», «мстительных». Схожая ситуация (с некоторыми вариациями) сложилась в эти же годы и с Белоруссией. Стало это возможным прежде всего из-за закрытости ценовой информации до и во время конфликта, из-за вялости и большого запаздывания выдвижения этим странам официальных предложений. Но главными причинами все-таки стоит признать три:

- попытки России использовать энергоресурсы как инструмент влияния на политическую жизнь этих стран;
- желание некоторых бывших республик СССР, а ныне независимых государств использовать «особые отношения» с Россией для получения от нее энергоресурсов по льготным ценам;
- сильнейшая зависимость транспорта российского газа и нефти за рубеж через территории этих стран (гл. 4).

Ещё 5–7 лет назад доля белорусского «коридора» в поставках российского газа в Европу достигала 30 %, молдавского – примерно 20 %, а

украинского – превышала 35 %. Уже только эти цифры показывают, насколько важны для России и Евросоюза стабильные взаимоотношения Москвы с Минском, Кишиневом и Киевом и разнообразие маршрутов экспорта газа и нефти. Сохраняется вероятность любых политически окрашенных действий против России, если возникнут проблемы с газовым транзитом через эти страны. Попытки «сыграть» на транзитных разногласиях России с этими странами неоднократно предпринимались и, вероятно, будут предприниматься впредь.

С другой стороны, чтобы избежать «транзитных эксцессов», европейский бизнес активно участвует в создании независимых транспортных коридоров для российского энергетического сырья. Например, чтобы обезопасить себя от перебоев (недопоставок) российского газа вследствие несанкционированного его отбора Украиной, ЕС профинансировал установку к ноябрю 2006 г. газовых счетчиков на газопроводах вдоль западных границ Украины, активно поддерживал проект «Северный поток».

Объявленное Россией твердое намерение продавать энергетическое сырье всем без исключения странам по рыночным ценам, зависящим лишь от территориальной близости страны-покупателя к России и от количества транспортируемого сырья, вызвала «цепную реакцию» в Туркмении, Узбекистане и Казахстане. Они также начали повышать цены на газ, что отрицательно сказалось на экономике стран, привыкших получать энергоресурсы по льготным ценам. Затронуты и российские экономические интересы.

Для уменьшения зависимости от транзитных стран Газпром кроме создания новых транспортных коридоров (гл. 4) старается приобретать в свое владение газотранспортные и нефтепроводные системы стран-транзитёров. Так, в 2009 г. подписан договор, по которому Белоруссия покупает у России газ по самым низким в Европе ценам (в 2009 г. – 168 долл. за 1000 $м^3$), а Россия получила в собственность половину белорусского участка газотранспортной магистрали «Ямал-Европа».

Достигнуты успехи на переговорах с Белоруссией и по экспорту нефти – в январе 2010 г. подписан протокол о беспошлинной поставке определённого объёма нефти в Белоруссию для её внутреннего потребления (объём устанавливается на предстоящий год до 1 октября текущего года. Например, в 2010 г. беспошлинно поставлено 6,3 млн т, с пошлиной – 15,2 млн т).

Повышая цену на углеводороды для Украины и других сопредельных государств, Россия не только увеличивает свои доходы от экспорта газа, но и повышает конкурентоспособность некоторых видов своей продукции на рынке, оказывая тем самым поддержку собствен-

ным производителям. Российское правительство сделало ряд важных выводов из событий вокруг транзита газа. В том числе признаны необходимыми заблаговременные подготовка, согласование и подписание договоров на поставку и транзит энергоресурсов, а также длительные сроки действия таких договоров.

На Балканском энергетическом саммите (Загреб, 25 июня 2007 г.) президент России заявил, что энергоресурсы в современных условиях являются товаром, равный доступ к которому должен быть обеспечен всем участникам, и что Россия готова нести свою долю ответственности за стабильность мировой энергетики. Выбор места и времени проведения саммита с такой повесткой не случаен. Балканский полуостров стал местом «холодной энергетической войны» между США и Россией, в начале из-за поставок и транзита нефти и газа (например, конкуренция между «Набукко» и «Южным потоком»), а с начала 2012 г. – из-за сланцевого газа и строительства АЭС.

Политизированный характер решения энергетических проблем хорошо просматривается на примере Болгарии.

Руководство Болгарии 19 января 2012 г. под давлением сотен тысяч демонстрантов запретило применять на территории страны технологии гидроразрыва пластов при исследовании запасов и добыче сланцевого газа и отозвала лицензию у американской энергетической компании Chevron, которая была ей выдана в середине 2010 г. За этим последовало мощное давление на правительство и общественность Болгарии со стороны США (после визита в Болгарию госсекретаря США Х. Клинтон 5 февраля 12 г.), и было создано новое общественное движение «За энергетическую независимость». Последнее требует от правительства отмены запрета на использование технологии добычи сланцевого газа. Болгарские экологи и активисты пытаются склонить к запрету добычи сланцевого газа власти Румынии, с которой у Болгарии общие подземные водные горизонты. Однако Румыния предоставила право на разведку сланцевого газа на своей территории компании Chevron.

После этого визита новое руководство Болгарии ускорило принятие решения о прекращении строительства Росатомом АЭС «Белене». Более 60 % участников общенационального референдума, организованного в январе 2013 г., высказались за продолжение строительства, но из-за низкой явки (около 20 %) этот вопрос остаётся нерешённым.

Тогда же Болгария вышла из консорциума, созданного для строительства нефтепровода Бургас–Александруполис (см. 4.1).

Важным аспектом энергетической безопасности являются политические риски, угрожающие этой сфере экономики. Одним из наименее спокойных регионов в плане политических рисков остается Ближ-

ний Восток. Из этого региона исходят две основные угрозы – транснациональный исламский терроризм и действия руководства Ирана. По оценкам экспертов, в случае крупного теракта в Персидском заливе или эксцесса в Суэцком канале экспорт нефти из Ближнего Востока может уменьшиться на две трети.

Цены на энергоресурсы должны определяться соотношением спроса и предложения. Однако зависимость эта весьма сложная: даже малое изменение предложения резко меняет цену. Так, после войны на Ближнем Востоке в 1973 г. арабские страны в 1973–1974 гг. сократили добычу нефти на 5 млн барр/день, чтобы «наказать» Запад за поддержку Израиля. Другие страны увеличили добычу на 1 млн барр/день, но цены выросли в 4 раза и после окончания «наказания» не вернулись на прежний уровень. Дальнейший их рост произошел вследствие революции в Иране и ирано-иракской войны, с пиком в начале 1980-х годов. Затем они начали падать и уменьшились более чем в три раза. Вторжение Ирака в Кувейт вызвало их новый, но недолгий рост, поскольку другие страны смогли быстро увеличить добычу. Минимум (11 долл/барр.) был достигнут в 1998 г., что с учетом инфляции соответствует уровню начала 1970-х гг. Затем страны ОПЕК договорились о сокращении добычи, и к середине 2000 г. цены достигли 30 долл. за баррель, рис. 15.10. Таким образом, нефтедобывающие страны имеют все возможности не только обогащаться, но и оказывать сильное влияние на другие страны.

Нынешний тур борьбы за доступ к энергетическим ресурсам ведет к нарастанию традиционного геополитического и геоэкономического соперничества, которое в истории всегда заканчивалось ростом политических противоречий, а то и войнами. Выдвигаемая Россией идея энергетической безопасности полезна, но договориться по ней будет очень нелегко.

Одной из причин напряженности в межгосударственных отношениях может стать попытка пересмотра действующих соглашений о разделе пространства Северного Ледовитого океана. Дания и Канада на протяжении ряда лет пытаются доказать свои права на хребет Ломоносова и плато Менделеева в Северном Ледовитом океане, т. е. пересмотреть секторное деление арктических территорий, установленное Парижским договором 1920 г. В последнее время к Арктике проявляют интерес новые страны, даже не имеющие выхода к Северному Ледовитому океану. Согласно прогнозу Американского совета при Университете ООН Арктика в XXI в. войдет в число «горячих точек», где развернутся «нефтяные» конфликты.

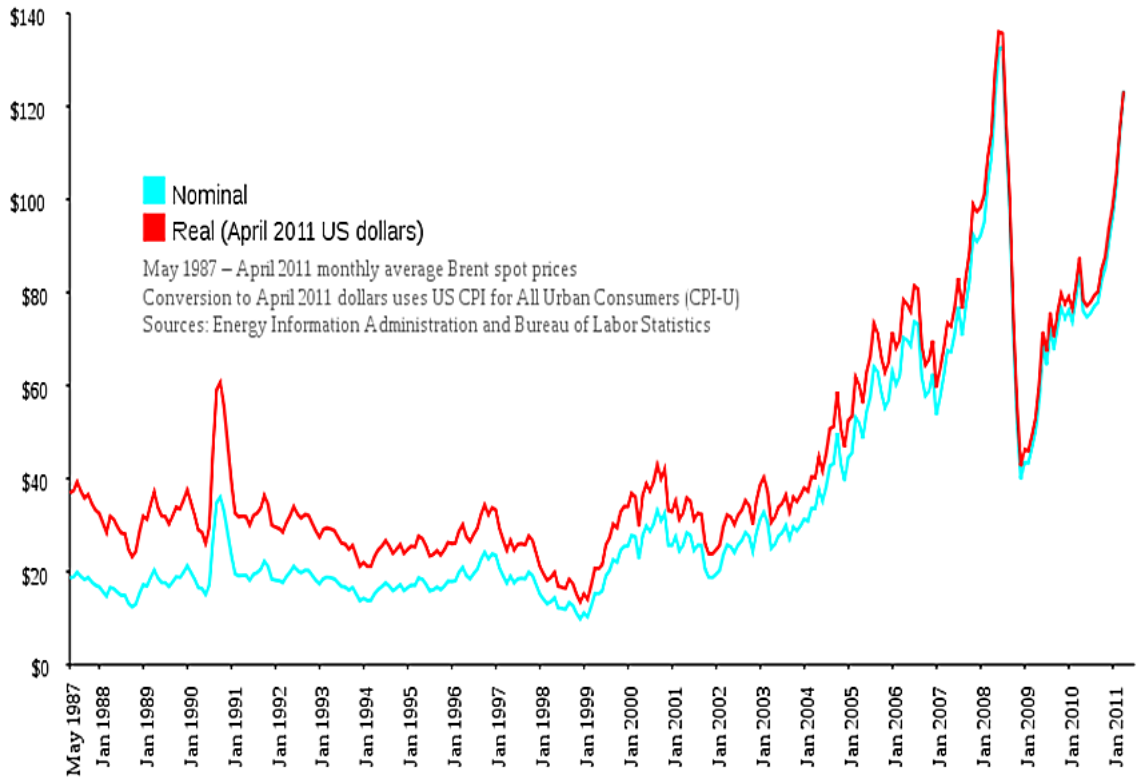


Рис. 15.10. Динамика мировой цены на нефть марки Brend

Всплеск напряженности произошел в 2007 г. в связи с началом реализации Россией проекта «Арктика-2007». Он включает около 150 крупных мероприятий, среди которых – глубоководные исследования, работы на арктическом шельфе, открытие новой дрейфующей станции «Северный полюс – 35». Первым этапом реализации проекта явился поход на Северный полюс атомного ледокола «Россия» и научно-исследовательского судна «Академик Федоров». Главная их задача – забор грунта со дна Ледовитого океана для уточнения границ российского шельфа. Если удастся доказать, что подводные хребты Менделеева и Ломоносова являются продолжением континентальной Сибирской платформы, то Россия сможет претендовать на подводную территорию площадью 1,2 млн км² (в широтном направлении от Кольского полуострова до Чукотки), под которой предположительно сосредоточено около четверти мировых запасов нефти и газа. Для этого 2 августа 2007 г. на дно Северного Ледовитого океана на глубину 4300 м опустились два глубоководных пилотируемых аппарата «Мир-1» и «Мир-2». Они взяли пробу грунта и установили изготовленный из титана российский флаг. Последнее вызвало за рубежом особенно негативную реакцию. Западные СМИ при этом перешли на образы и выражения времен «холодной войны». США, Канада, Норвегия, Дания спешным образом готовят мероприятия, призванные доказать их право на определенные далеко про-

тянувшиеся от их побережий участки океанического дна. Чем теплее становится климат, тем меньше льдов, которые мешают круглогодичной добыче углеводородов на континентальном шельфе Северного Ледовитого океана и тем быстрее растут «энергоресурсные аппетиты» государств этого региона. В 2011 г. Россия направила в ООН хорошо обоснованную шельфовую заявку.

На сегодня созданы работоспособные модели сотрудничества на Севере. Россия активно участвует в работе двух региональных структур: Арктического совета и Совета Баренцева Евроарктического региона (СБЕР). В рамках 16 отраслевых рабочих групп реализованы более сотни конкретных программ сотрудничества. Продолжаются консультации по выработке единой стратегии развития транспортных коридоров и «логистических цепей» в Баренцевом регионе. Тем не менее, в своей новой военной стратегии Россия вынуждена учитывать нарастание конфликтного потенциала в борьбе за ТЭР в пограничном пространстве страны, в том числе в Арктике. Ученые и политики надеются, что, как и в случае Антарктиды, здравый смысл одержит верх и будет найден устраивающий всех компромисс.

Много лет 5 прикаспийских стран – Азербайджан, Иран, Казахстан, Россия и Туркмения – не могут договориться о статусе Каспийского бассейна, богатого залежами углеводородов (примерно 12,5 млрд т нефти, более 1 трлн $м^3$ газа. Из них 70 % сосредоточено в прибрежных районах).

Пока достигнута договорённость по следующим пунктам:

- в воды Каспия допускаются корабли только этих стран;
- водное пространство остаётся в общем пользовании, а дно делится по принципу «принадлежит тому, кто ближе».

В последнее время в некоторых странах ЕС развернулась дискуссия по вопросу: не слишком ли они зависят от России в плане энергообеспечения? Дискуссии особенно обострились после «газовой войны» с Украиной.

Беспристрастные эксперты склонны считать такую опасность сильно преувеличенной. Ни Россия без рынка Европы, ни Европа без российских углеводородов нормально развиваться не могут (по крайней мере в ближайшее десятилетие). Необходимо трезво оценивать роль России в обеспечении энергетической безопасности Европы, принимая во внимание следующие реалии:

1. Россия для ЕС является и главным поставщиком энергоресурсов, и основным рынком для европейских товаров и услуг, однако без российских энергоресурсов у Европы остается еще более 70 % от их потребного объема (без учёта перспектив добычи сланцевого газа).

2. Экспорт углеводородов на душу населения в России составляет 3 т н. э. в год. Для того чтобы обеспечить годовой ВВП на душу населения в размере 20 тыс. долл. только за счет экспорта углеводородов, последний должен составлять 40–50 т в год на человека. В мире всего четыре государства достигли такого показателя – Норвегия, Объединенные Арабские Эмираты, Катар и Кувейт. Главное их отличие от России и других государств, экспортирующих нефть, – малочисленность населения (менее 5 млн человек в каждой из этих стран).
3. Россия в силу географоклиматических и экономических особенностей в гораздо большей степени, чем другие страны – экспортеры энергоресурсов, является энергопотребляющей страной.
4. У ТЭК России накопилось большое количество проблем, решение которых потребует много средств и времени. Нынешнее положение России на мировом рынке нефти удержать в конкурентной борьбе уже в ближайшие десятилетия будет очень сложно. Перспективы добычи углеводородного сырья в России по последним прогнозам Института народнохозяйственного прогнозирования РАН представлены в табл. 15.7. Причина падения добычи нефти в конце прогнозного периода кроется в исчерпании сравнительно доступных месторождений (гл. 3).
5. Россия получает ежегодно десятки миллиардов евро за продаваемые энергоресурсы, без которых страну ожидали бы колоссальные экономические проблемы.

Таблица 15.7

Прогноз добычи нефти и газа в России

Улеводородное сырье	2005 г.	2015 г.	2025 г.
Природный газ, млрд м ^{3}	462–516	512–543	570–689
Нефть, млн т	338–340	370–395	295–305

С учетом этих факторов достижимыми и весьма привлекательными целями России могут быть: лучшее использование интеллектуального потенциала как долгосрочной инновационной стратегии развития, усиление конкурентоспособности, обеспечение равных условий в конкуренции с другими странами, равноправие в присутствии России на международной арене. Мировой статус страны в малой степени определяется объёмом её энергетических ресурсов. Он определяет только потенциальные возможности развития государства при эффективном использовании этого потенциала (примером может служить Норвегия). Страны, контролирующие примерно три четверти мировых нефтяных

ресурсов, производят чуть более 5 % мирового ВВП, а контролирующие всего 10 % нефтегазовых ресурсов производят более 75 % мирового ВВП. Мировой экономический кризис 2008–2010 гг. в очередной раз подтвердил закономерность – кризисы наибольший ущерб приносят сырьевым странам.

Одна из важнейших угроз для России, которая широко обсуждается во всех ветвях российской власти, – превращение страны в сырьевой придаток развитых и быстроразвивающихся стран. Большую тревогу вызывает структура внешнего товарооборота. Так, например, доля машин и оборудования в общем объеме нашего экспорта в Китай составляет лишь 3 %. Остальное – сырье, в первую очередь нефть. Вызывает большое беспокойство настойчивое стремление китайских корпораций получить контроль над российскими природными ресурсами (надо признать, что китайские корпорации пытаются приобретать активы и в других странах – в США, Казахстане и т. д.). Российское правительство, как и правительства других стран, препятствует передаче в иностранные руки крупных месторождений и других стратегических активов. Так, например, было с попытками приобретения контрольного пакета акций ОАО «Славнефть» и ОАО «Юганскнефть». По этим же соображениям решением Правительства РФ были внесены серьёзные коррективы в содержание и сроки реализации проекта, предусматривавшего крупномасштабные и долгосрочные поставки электроэнергии в Китай (см. 15.5). Несвоевременная реализация «сырого» проекта привела бы к консервации сырьевого характера экономики Сибири и России в целом и затруднила бы решение задачи по диверсификации структуры ВВП в сторону увеличения доли отраслей с высокой добавленной стоимостью.

Не энергоресурсы, а высокий уровень техники и технологий могут снова сделать Россию великой державой. Большие запасы энергоресурсов и возможность их крупномасштабного экспорта должны при этом рассматриваться как мощный положительный фактор инновационного развития страны.

Крупные российские компании, находящиеся в госсобственности, уже сейчас руководствуются теми же критериями эффективности и прозрачности, что и западные международные компании. Однако продвижению российского бизнеса за рубеж мешает ряд ограничений, все еще не снятых странами Запада для равноправной интеграции России в международное экономическое пространство. Ожидается, что членство России в ВТО снимет большую часть этих проблем.

Страны ЕС ищут возможности выхода из будущего энергетического кризиса, в том числе за счет либерализации энергетического рын-

ка (в их понимании). ЕС боится крупных энергетических компаний и не пускает их на свой рынок, но стремится сотрудничать с многочисленными маленькими компаниями, которые легче «приручить» и которые обеспечили бы ей стабильные поставки нефти и газа на их условиях.

Второй способ повышения энергобезопасности страны ЕС видят в том, чтобы вынудить страны – экспортеры энергоресурсов, прежде всего Россию, присоединиться к Энергетической хартии. По словам эксперта Германского совета по внешней политике А. Рара, «энергетическая хартия – пример того, как Европа пытается обеспечить свою энергетическую безопасность. ЕС хочет заставить производителей энергии, таких как Россия, предоставить в общее пользование свои энергетические сети, чтобы иметь возможность свободно транспортировать, например, азербайджанскую нефть по российским трубам на свои рынки. При этом Москва теряла бы контроль над своими энергосетями». Но Россия на это не идет – в труднейшие для России 90-е гг. (в 1994 г.) она подписала договор, но воздерживается от ратификации Транзитного договора к Энергетической хартии. Присоединение к Хартии на предлагаемых условиях было бы для России «игрой в одни ворота», поскольку потенциальные партнеры не располагают ни крупными месторождениями, ни мощными магистральными трубопроводными системами (следует отметить, что этот договор не ратифицировали такие крупные экспортёры газа, как Норвегия и Австралия, а США даже не подписали его). Россия готова включить лишь некоторые положения Хартии, повышающие энергетическую безопасность стран ЕС, в новое соглашение России с ЕС о партнерстве и сотрудничестве.

Россия для Европы – долгосрочный поставщик энергоносителей, и поэтому должна быть не только ***деловым***, но и ***стратегическим*** партнером, пользующимся полным политическим доверием. Пока этого нет. В диалоге Брюссель постоянно ставит вопрос о формировании в перспективе «интегрированного рынка энергии» России и ЕС, но создавать его предлагается на базе норм и правил ЕС и с упором на неограниченный доступ его компаний ко всем звеньям российского ТЭК. Похоже, что за прототип такого рынка берётся «Энергетическое сообщество Юго-Восточной Европы», созданное в 2006 г. по периметру ЕС на базе «европейского права» и «либерализации». России в таком варианте готовится роль донора-одиночки в «картеле потребителей». В одном из последних докладов тематической группы ЕС по инвестициям России предлагаются 24 (!) рекомендации по предоставлению в нашем ТЭК льгот иностранному капиталу, несбалансированных встречными уступками. При этом в позиции ЕС не просматривается стремление к улучшению условий для российского экспорта в ЕС энергоресурсов и инвестирования; не видно и

положительной реакции на выдвинутый Россией принцип «не инвестиции в обмен на ресурсы, а инвестиции в обмен на инвестиции».

Потребуются большие усилия и, вероятно, много времени, чтобы Россия и ЕС стали стратегическими партнерами, успешно решающими проблему энергетической безопасности на взаимовыгодных условиях. Независимая политика России в отношениях со всеми странами, опирающаяся в том числе на энергетическую мощь, не устраивает некоторых наших партнеров. В то же время Европе непросто найти других столь же надежных поставщиков энергоресурсов, а России – столь же удобных покупателей этих ресурсов.

На Всемирном энергетическом конгрессе (Рим, 12 ноября 2007 г.) президент России В.В. Путин в очередной раз напомнил, что наша страна была, есть и будет надежным партнером в области энергетики всем, кто строит свои отношения на деловой честной основе. Он заострил внимание более 4000 участников конгресса, представляющих 117 стран, на необходимости обеспечить прозрачность энергетических рынков (Всемирный энергетический конгресс проводится один раз в три года под эгидой Всемирного энергетического совета – неправительственной организации, объединяющей 90 стран).

В заключение следует еще раз подчеркнуть важную роль энергоресурсов в индустриальном обществе. Используя цветовую гамму для характеристики роли нефти в современном мире, авторы [6] выделяют красный цвет – цвет крови. Когда речь идет о поставках нефти и газа, политика не просто присутствует, но доминирует в межгосударственных отношениях. Даже НАТО в свою концепцию готово включить создание единого фронта для обеспечения своей энергетической безопасности (совместная охрана проливов и терминалов, отражение возможных террористических атак на энергетические объекты, предоставление дополнительных гарантий странам альянса, которые могут пострадать от энергетического эмбарго, защита Арктики от «террористической угрозы»).

Обращаясь к истории, стоит вспомнить, что в годы Второй мировой войны контроль над месторождениями нефти в Румынии, Закавказье и на Ближнем Востоке был важнейшей целью нацистской Германии и ее союзницы Италии, которые практически полностью зависели от поставок нефти из Румынии. Известно, что получение доступа к советским месторождениям нефти на Кавказе являлось вообще одной из главных целей нападения Гитлера на СССР. Аналогичные цели преследовало и наступление немцев на Сталинград с последующим захватом ближневосточных месторождений.

Из недавно рассекреченных документов Великобритании следует, что в начале 70-х гг. прошлого столетия у Вашингтона были серьезные

намерения взять под свой военный контроль крупнейшие нефтяные месторождения Среднего Востока. США планировали превентивные войны против арабских стран – обладателей основных запасов нефти. Предполагалось в ходе молниеносной операции военно-воздушных сил захватить наиболее важные месторождения нефти в Саудовской Аравии, Кувейте и Абу-Даби. Правительство Великобритании возразило в категоричной форме против планов США, будучи уверенным, что это осложнило бы отношения США с Европой. После того как эмбарго на поставки нефти со стороны арабских стран стало менее жестким, а в марте 1974 г. и вовсе было отменено, вопрос об этой военной операции был снят.

Нынешние события в Иране, недавние в Ираке и в некоторых других странах Ближнего и Среднего Востока – очередные звенья этой цепи.

Из современных конфликтов на «энергосырьевой почве» следует назвать очередное обострение напряженности во взаимоотношениях Великобритании и Аргентины. В Южной Атлантике в районе Фолклендских (Мальвинских) островов найдено месторождение нефти с запасами примерно 60 млрд баррелей. Аргентина при поддержке почти всех латиноамериканских стран через ООН добилась прекращения попыток со стороны британской компании «Desire Petrolium» начать разведочное бурение. Конфликт затух, но не погашен полностью.

Сейчас много говорят о деполитизации энергетического рынка. Однако его мощное влияние на политику государств как энергоизбыточных, так и энергодефицитных было, есть и будет в обозримом будущем.

Вопросы и задания

1. Назовите 3 основных способа ослабления зависимости энергодефицитных стран от рынка энергоресурсов.
2. Что такое ОПЕК и какова его роль в мировой политике и экономике?
3. Назовите международные организации, оказывающие определяющее влияние на мировой рынок энергоресурсов.
4. Назовите страны – основные экспортёры нефти.
5. Назовите страны – основные экспортёры газа.
6. Назовите страны – основные экспортёры угля.
7. Приведите примеры присутствия России на мировом рынке ядерного топлива, технологий и услуг. Что обеспечивает высокий статус России на этом рынке?
8. Какие страны являются для России основными экспортёрами, а какие импортёрами электрической энергии?
9. Назовите несколько примеров международных конфликтов на почве борьбы за доступ к энергетическим ресурсам.

Глава 16
ЭКОНОМИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА НА ОБЩЕСТВО В СВЯЗИ С ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕМ

Как было показано выше, удовлетворение потребностей в энергоресурсах и энергии обходится сейчас и будет обходиться впредь человечеству всё дороже, но, невзирая на это, спрос на энергоресурсы и энергию продолжает возрастать.

16.1. Социально-экономические последствия роста цены энергоресурсов

Глобальной проблемой правительств всех стран становится обеспечение энергетической безопасности без чрезмерного экономического давления на население. От цен на энергоресурсы все больше зависит политическая стабильность в глобальном масштабе. И как бы энергодобывающие страны ни старались за счет увеличения поставок, а потребляющие страны – за счет энергосбережения и диверсификации энергобаланса остановить рост стоимости энергоресурсов (прежде всего нефти и газа), без общей стабилизации ситуации в мире все их усилия могут оказаться тщетными.

Освоение НВИЭ и альтернативных способов производства электрической и тепловой энергии в сочетании с энергосбережением будут играть все большую роль в попытках ослабить «удавку» зависимости энергобезопасности от истощаемых источников энергии. Однако их реализация требует огромных средств и большого времени.

Реализация потенциала энергосбережения, особенно большого в России, сопряжена с существенными затратами и не ограничивается простыми мероприятиями типа «уходя, гасите свет», хотя они тоже обязательны (см. 14.3). Согласно ЭС-2030 20 % потенциала энергосбережения можно реализовать при затратах до 15 долл/т у. т., что сопоставимо с ценой топлива. Самые дорогие мероприятия обойдутся в сумму более 60 долл/т у. т. (15 % потенциала энергосбережения). Основная часть мероприятий потребует затрат от 15 до 60 долл/т у. т. Снижение энергоемкости – довольно длительный процесс. Если сегодня повысить тарифы с целью снижения энергоемкости, то первые существенные результаты, как утверждают специалисты Института энергетических исследований, можно получить не раньше, чем через 6–7 лет.

Даже в России – энергоизбыточной стране – потребители испытывают мощное негативное влияние быстрого роста цен на энергоресурсы и энергию, табл. 16.1.

Таблица 16.1

Прогнозируемый рост регулируемых тарифов на электрическую и тепловую энергию

Годы	Рост тарифов на электроэнергию, %	Рост тарифов на тепловую энергию, %
2011	12–13 (утвержденные ФСТ – 10)	12–14 (утвержденные ФСТ в среднем по стране – 14. «Вилка» – 6,2-22,4)
2012	11–12	10–12
2013	10–11	10–11

Это влияние распространяется и на население, и на бюджетную сферу, и на бизнес. По мнению руководителей многих регионов, потенциал роста тарифов на энергоносители для населения исчерпан.

Во время посещения в марте 2011 г. Саяно-Шушенской ГЭС В.В. Путин отметил, что уже сегодня цены на электроэнергию, прежде всего для среднего и малого бизнеса, превышают все возможные пределы, и привёл примеры: а) в январе 2011 г. предприятия, получающие от поставщиков энергию на низком уровне напряжения, платили за 1 кВт·ч 6,5 рубля (около 15 евроцентов). Даже в Италии, которая является самой проблемной с точки зрения обеспеченности энергетическими ресурсами страной Западной Европы (рис. 2), эта цена составляет 11,0–11,5 евроцента; б) цена электроэнергии в Калуге – городе, расположенном в зоне умеренного климата, – с января 2010 г. по январь 2011 г. увеличилась на 50 %).

Конечная стоимость электроэнергии складывается из трёх составляющих: 1) цены оптового рынка; 2) тарифов федеральной и региональной сетевых компаний; 3) сбытовых надбавок. И все они растут неоправданно высокими темпами (особенно для промышленности). Продолжается рост тарифов на электроэнергию, тепло и энергоресурсы с темпом, намного превышающим темпы инфляции. Скачок цен на электроэнергию в 1,5 раза, произошедший в начале 2011 г., существенно превышает установленный правительством «потолок» – 1,15. Правительство разрешило повышать тарифы на электроэнергию выше инфляции, но не выше этого предела. По данным Института естественных монополий, в 2011 г. стоимость 1 кВт·ч электроэнергии для предприятий реального сектора экономики составила 2,8–5,2 руб. в первой ценовой

зоне и 1,8–3,0 руб. во второй ценовой зоне, что в 1,5–4,5 раза выше, чем в странах ЕС и США (исключением стал 2012 г. – год президентских выборов. В первой половине года тарифы на электроэнергию были «заморожены», а по итогам года для населения тарифы возросли с 1,51 до 1,61 руб/кВт·ч).

Быстрый рост цен на энергоресурсы и энергию лишает нашу экономику главного (и едва ли не единственного) конкурентного преимущества на мировых рынках. Ожидаемая реакция промышленных предприятий на слишком высокие темпы роста цены энергоносителей неприемлема в обоих вариантах: 1) уход с рынка (закрытие или уход бизнеса за рубеж); 2) повышение цены на товары и услуги. Некоторое послабление оптовым потребителям электроэнергии сделано в ноябре 2011 г., когда был отменён принцип «потребляй или плати», введённый в ходе реформы электроэнергетики.

Высокие темпы роста цены на электроэнергию и моторное топливо порождают недовольство и законные вопросы у жителей России энергоизбыточной страны относительно их причин. Причин много и они разноплановые, но их можно объединить в два блока (в значительной мере условно): 1) технологический (рассмотрен в предыдущих разделах учебного пособия) и 2) нормативно-правовой, куда в первую очередь входит государственное и рыночное воздействие на тарифы на энергоресурсы и энергию.

Регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию является одним из важнейших элементов воздействия государства на отношения, складывающиеся в этой сфере. Оно призвано преследовать следующие цели:

- антимонопольную защиту потребителей от необоснованного повышения цен;
- устойчивое обеспечение финансовыми ресурсами предприятий ТЭК для покрытия их затрат;
- стимулирование повышения эффективности энергопотребления и энергосбережения;
- финансовую поддержку отдельных категорий потребителей и социальную поддержку населения.

Цена газа, потребляемого внутри страны, непосредственно влияет на коммунальные услуги, поскольку более 75 % коммунальных платежей – это расходы на энергоносители и ремонт инженерных сетей.

В вопросе о необходимости и целесообразности реформирования ЖКХ в российском обществе имеется практически полное согласие, т. к. граждане ждут от него улучшения обслуживания, повышения безопасности проживания, защиты их прав как потребителей услуг, расши-

рения их спектра, усиления роли жильцов в управлении. Вызывает жаркие дискуссии вопрос о тарифах. Большинство потребителей соглашаются с необходимостью повышения тарифов в темпе немного ниже инфляции, но категорически против быстрого роста тарифов на услуги ЖКХ и перехода на их 100%-ю оплату.

В действительности темпы роста стоимости услуг ЖКХ существенно опережают инфляцию, табл. 16.2. Однако поставщики энергоносителей систематически обосновывают перед правительством необходимость повышения тарифов с ещё большей скоростью.

Таблица 16.2

Динамика роста стоимости услуг ЖКХ в наименее благополучных регионах (январь 2007 г. – январь 2011 г.)

Субъект Федерации	Общее удорожание услуг ЖКХ, %	Превышает инфляцию, раз	Превышает доходы, раз
Республика Алтай	168	2,7	1,7
Белгородская область	168	2,7	1,7
Воронежская область	157	2,5	2,3
Республика Башкортостан	155	2,5	1,9
Ненецкий авт. округ	154	2,4	1,9
Липецкая область	154	2,4	1,7
Республика Карелия	147	2,3	2,8
Курганская область	142	2,3	1,5
г. Москва	141	2,2	3,5
Новгородская область	141	2,2	1,7
Астраханская область	140	2,2	1,7
Свердловская область	139	2,2	1,9
Челябинская область	138	2,2	1,8
Ярославская область	137	2,2	2,3
Ленинградская область	136	2,2	2,4
Костромская область	135	2,1	2,1
Магаданская область	134	2,1	1,8
Самарская область	134	2,1	2,3
Архангельская область	133	2,1	1,7
Калужская область	133	2,1	1,4
Смоленская область	132	2,1	1,5
Ульяновская область	132	2,1	1,8
Тульская область	132	2,1	1,3
Республика Мордовия	132	2,1	1,3
Тамбовская область	132	2,1	1,7
Пензенская область	130	2,1	1,2
Республика Дагестан	128	2,0	1,1
Республика Сев.Осетия – Алания	127	2,0	1,9
Саратовская область	127	2,0	1,9

Источники: Росстат, Финэкспертиза

Рост тарифов – это не только источник социального напряжения, но и главная опасность роста инфляции. Рост тарифов только на электроэнергию может повысить инфляцию на 0,4–0,6 %. Население относительно спокойно воспринимает повышение цен на электроэнергию, т. к. плата за неё составляет приемлемую долю в семейном бюджете.

Другое дело – рост тарифов на услуги ЖКХ. Они не только велики по абсолютному значению, но и растут темпами почти в 2 раза выше, чем на электроэнергию. В среднем за первую половину прошедшего десятилетия (с 2000 по 2006 гг.) стоимость услуг ЖКХ выросла в 4,6 раза, в то время как цены на электроэнергию увеличились в 2,3 раза. Лидеры роста – горячее водоснабжение, отопление и оплата жилья, вывоз мусора.

Ожидаемая реакция населения на реформы ЖКХ и рост тарифов (по данным социологических исследований) такова – если затраты на энергоресурсы у потребителя, в первую очередь в ЖКХ, составят 6–8 % бюджета, то платежная дисциплина будет достигать 90–95 %. При затратах на энергоресурсы в 10–15 % платежная дисциплина резко упадёт. Крупные потребители в этом случае будут искать выход в обращении к децентрализованным источникам энергии [7], а население ответит неплатежами.

Несмотря на неоднократно объявляемые правительством намерения осуществить реформу ЖКХ и значительные инвестиции государства, заметных позитивных изменений практически нет. С большой неохотой идут в эту сферу инвесторы, на рынке услуг отсутствует полноценная конкурентная среда, без чего, по сути, невозможны коренные позитивные изменения. В ЖКХ аккумулирована третья часть всех капитальных вложений СССР, но в современной России они остаются замороженными (необоротоспособными). Ежегодно страна тратит на ЖКХ почти столько же средств, сколько она получает от продажи энергетического сырья.

Опыт Запада показывает, что предприятия ЖКХ успешно работают на концессионных условиях, по договорам и инвестиционным соглашениям, на условиях операционного управления. Задача государства, местных властей состоит в том, чтобы доказать инвесторам, что ЖКХ – это рыночная структура. Пока на федеральном уровне инвесторов в ЖКХ – единицы. На уровне городов имеются многочисленные, но маломощные инвесторы. Зато продолжают процветать «откаты», которые, по данным ВЦИОМ, в теплоэнергетике составляют 30–40 % от стоимости работ и в конечном итоге ложатся на рядовых потребителей.

Другим источником социально-экономической напряженности в российском обществе является стремительный рост цен на моторное топливо, который загоняет в угол и население, и всю российскую экономи-

ку. От этого страдают все отрасли: 50–60 % стоимости авиабилета составляет стоимость топлива, все дороже становятся продукты питания, товары и услуги, т. к. в стоимости каждого из них увеличивается транспортная составляющая, стоимость горючего для сельхозтехники и т. д.

На этом фоне обвинение России со стороны западных стран в чуть ли не тотальном государственном контроле звучат очень странно. Более уместно говорить о недостаточном (или неэффективном) государственном контроле за тарифами и не достаточно развитом внутреннем рынке энергоносителей и энергии.

Для энергообеспечения устойчивого развития страны правительству приходится балансировать между защитой интересов ТЭК с одной стороны и интересов конечных потребителей его товаров и услуг с другой (население, отрасли экономики). Недофинансирование ТЭК грозит его стагнацией и ударом по всей экономике страны, а повышение внутренних цен на энергоносители и, как следствие, стоимости услуг ЖКХ и цены моторного топлива представляет собой серьезную потенциальную угрозу в виде роста социального протеста.

Это балансирование подразумевает изменение соотношения рыночных и государственных механизмов влияния на стоимость энергоресурсов и энергии. Эта задача осложняется тяжелым наследием 90-х гг.: лакомый кусок народного хозяйства СССР – нефтегазовый комплекс стал сферой суперкрупного бизнеса. Нефтяная отрасль стала контролироваться 9-ю вертикально-интегрированными компаниями: государственным ОАО НК «Роснефть», контролируемыми региональными администрациями ОАО «Башнефть» и ОАО «Татнефть», экс-советскими структурами ОАО «НК “ЛУКойл”» и ОАО «Сургутнефтегаз», а также новыми финансово-промышленными группами ОАО «Сибнефть», ОАО «ТНК-ВР» (в 2013 г. превратилось в акционера НК «Роснефть»), ОАО НК «Славнефть» и ОАО «НК “ЮКОС”» (расформирована по криминальным основаниям в 2007 г.). На долю этих гигантов приходится более 90 % добычи, 85 % переработки и 80 % экспорта углеводородного сырья. В газовом секторе концентрация ещё выше – до 90 % добычи и транспортировки контролирует ОАО «Газпром».

16.2. Рыночные и государственные механизмы сдерживания роста стоимости энергоносителей

В передовых странах, чтобы сохранить конкурентоспособность товаров и уровень жизни населения, принимаются национальные комплексы мер по ограничению темпов роста цен на топливо. В немонопольном секторе работают гибкие рыночные механизмы, в монополь-

ном – жесткие рамочные ограничения, законодательно закрепленные по каждой компании. Это позволяет сводить до минимума негативные колебания цен на топливо в стоимости товаров.

В ЭС-2030 ценовое регулирование рассматривается как необходимое, хотя и недостаточное условие. ТЭК России должен превратиться в сферу эффективного приложения капитала и активного бизнеса. Должны также быть задействованы в полной мере административные резервы через принятие соответствующих законов, в первую очередь тех, что ориентированы на повышение энергоэффективности экономики.

Государство в пределах своих возможностей пытается целым комплексом мер сдерживать рост тарифов:

- подписан 3-й антимонопольный пакет поправок к законодательству (принят Федеральный закон от 06.12.2011 г. № 401-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О защите конкуренции» и отдельные законодательные акты Российской Федерации»);
- осуществляется поддержка биржевой торговли энергоресурсами;
- прорабатывается вариант с отпуском тарифов (не регулировать их государством), но с параллельным включением жестких антимонопольных мер (например, крупные штрафы за искусственное завышение цен);
- ФАС РФ в первой половине 2011 г. разработала 2 законопроекта, регулирующие цены на нефть на внутреннем рынке: а) «О рыночном ценообразовании на нефть и нефтепродукты в РФ» и б) «Об обороте нефти и нефтепродуктов в РФ».

Целью первого законопроекта является стабильное и экономически эффективное удовлетворение внутреннего спроса на нефть и продукты её переработки на основе создания и развития рынков с высоким уровнем конкуренции и справедливыми принципами организации торговли, а также стимулирование открытой торговли и развития биржевой торговли нефтью и нефтепродуктами. Для развития биржевой торговли, совершенствования её правил и организации системы её гарантий, а также осуществления контроля организации торговли на товарных рынках создаётся Биржевой комитет.

Второй законопроект ориентирован на создание условий эффективного функционирования рынков нефти и нефтепродуктов, для чего формируется ряд требований, направленных на обеспечение условий конкуренции:

- вводятся ограничения на совершение сделок слияния и приобретений на рынках розничной реализации моторного топлива, которые ведут к возникновению или усилению доминирующего положения;

- создаются гарантии недискриминационного доступа к ёмкостям для хранения нефтепродуктов;
- устанавливается запрет на совмещение хозяйствующими субъектами отдельных видов деятельности;
- вводится требование об обязательном раздельном учёте по видам деятельности на рынках нефти и нефтепродуктов;
- задаются требования по раскрытию информации об остатках нефти и нефтепродуктов в соответствующих хранилищах.

Тем не менее, задачу устойчивого развития энергетики в наступившем веке придется решать в основном за счет рыночных факторов. Ключевым среди них является цена на энергоносители, которые неизбежно повышаются при возникновении дефицита. Главный вопрос: справится ли население с ростом цен на энергоносители без неприемлемого ограничения на их использование? Мировой опыт показывает, что повышение цен успешнее переносят богатые государства. Это обстоятельство подчеркивает значимость экономического роста в долговременной перспективе. Однако он должен сочетаться с опережающим ростом производительности – в противном случае стоимость энергии растет быстрее, чем доходы населения. Как и ранее, динамика цен на энергоресурсы будет иметь нелинейный характер. Фазы высоких и низких цен будут сменять друг друга с общей тенденцией к повышению.

В период высоких цен финансовые средства от реализации энергоресурсов на внешнем и внутреннем рынках будут перетекать в сферу освоения новых источников энергии в бóльшем объеме. Когда нарастающие объемы энергии через определенный период поступят на рынок, они снизят цены и процесс перейдет в следующую фазу. Для этой фазы, напротив, характерен недостаток инвестиций. Через некоторое время это приведет к повышению цен. Соотношение между разными источниками энергии и его динамика зависят не только от физического наличия тех или иных ресурсов, но в первую очередь от инновационной конкуренции между различными технологиями их получения и использования. Победят те, кто сможет «уйти в отрыв» по физическим, экологическим, социальным и экономическим параметрам.

Эта классическая рыночная схема (типичная система с отрицательной обратной связью) в чистом виде не может работать в современной России, прежде всего из-за низкой платежеспособности большинства россиян, поэтому тарифы на электроэнергию и газ для населения останутся регулируемыми на протяжении ряда лет.

Правительство планирует ввести с 2013 г. в нескольких пилотных регионах, а с 2014 г. – во всей стране ***социальные нормы потребления***

электроэнергии населением – если потребитель укладывается в эти нормы, то цена и темпы её роста будут умеренными. Электроэнергия, потреблённая сверх лимита, будет стоить существенно дороже (повышение может составить 70 %).

Нововведение преследует следующие цели:

- стимулировать энергосбережение в быту;
- снизить давление платы за электроэнергию на малообеспеченные слои населения, переложив её на плечи более обеспеченных.

Однако уже сейчас видны проблемы с его реализацией:

- уложиться в предполагаемую социальную норму потребления (фигурируют цифры 60–70 кВт·ч на человека в месяц) даже человеку с весьма умеренными потребностями практически невозможно;
- энергосбытовым компаниям потребуется отслеживать соблюдение этих норм, для чего необходимы специальные приборы учёта и обслуживающий систему контроля персонал. Эти дополнительные затраты лягут на плечи потребителей.

В качестве помощи газовикам, имеющим реальные проблемы из-за более низких цен на внутреннем рынке по сравнению с общемировыми, правительство начиная с 2006 г. увеличивало квоты на долю газа, реализуемого на внутреннем рынке по нерегулируемым государством ценам, доведя её к 2011 г. до 100 %. Кроме того, Минэкономразвития РФ дало согласие на заключение пятилетних и более длительных контрактов на газ.

Ожидается, что формирование свободного рынка газа и приведение в соответствие цен на внутреннем и внешнем рынках позволит решать ряд задач:

- определять текущую реальную ценность газа в экономике;
- стимулировать энергосберегающее поведение в экономике и быту;
- повышать эффективность использования магистральных и распределительных газовых сетей;
- улучшать условия для инвестиций.

Аналитики сходятся во мнении, что основными причинами неоправданно высоких цен на моторное топливо в России являются следующие:

- *Слаборазвитый внутренний рынок нефти и нефтепродуктов*:
  - ✓ до 2010 г. только 2 % нефти и нефтепродуктов реализовывалось на бирже (действующие многочисленные посредники-перекупщики взвинчивают цены);
  - ✓ монопольный сговор.

- *Мировая конъюнктура* – хотя ТЭК России в основном удовлетворяет внутренние потребности экономики и населения, но цены на внутреннем рынке растут вслед за мировыми.
- *Хищения:*
  - ✓ под маркой дешевых сырьевых товаров за рубеж вывозятся высококачественные продукты;
  - ✓ из примерно 196 работающих в России мини-нефтезаводов большинство производят некачественную продукцию, к тому же 116 из них являются фактически нелегальными.
- *Малая глубина переработки нефти.* Крупные НПЗ (их в России 23) морально устарели и физически изношены на 80 %. Строительство крупного НПЗ занимает 5–6 лет.

В ближайшие годы положение может улучшиться благодаря строительству и модернизации (запланированным или реализованным) НПЗ:

1. В пос. Яя (Кемеровская обл.) в 2012 г. запущена первая очередь НПЗ. Инвестиции в проект в целом оцениваются в 57 млрд руб. На первом этапе объём переработки – 10 тыс. т нефти в сутки. Завод будет производить более 1 млн т дизельного топлива, 450 тыс. т прямогонного бензина, а также мазута и газойля (смеси жидких углеводородов и серо-, азот- и кислородсодержащих примесей). На втором и третьем этапах будет вырабатываться высокооктановый бензин и нефтяной кокс – 1,2 млн т и 200 тыс. т соответственно.
2. В г. Ачинске (Красноярский край) после модернизации НПЗ с конца 2012 г. начат выпуск бензина класса «Евро-4», а с февраля 2013 г. – «Евро-5». За год Ачинский НПЗ перерабатывает 7,5 млн т нефти и производит продукцию около 50 наименований.
3. В г. Приморске (побережье Балтийского моря): производительность около 43,6 тыс. т/сутки.
4. В пос. Козьмино (побережье Тихого океана): производительность около 43,6 тыс. т/сутки.
5. В Центральном федеральном округе (недалеко от г. Москвы): суперсовременный НПЗ с производительностью около 100 тыс. т/сутки.

Одним из направлений в решении проблемы обуздания цен на моторное топливо является получение его в местах добычи углеводородов и его трубопроводная транспортировка по тарифам, много меньшим тарифов на транспортировку морским, речным или железнодорожным транспортом. Стоимость перевозок топлива в отдаленные регионы зачастую превышает отпускную цену самого топлива. Удорожание привозных топливных энергоресурсов приводит к увеличению себестоимо-

сти всей производимой продукции, включая и топливно-энергетическую. Так, например, в регионы, где добывается значительная часть российских нефти и газа, – в Тюменскую и Томскую области ежегодно завозятся значительные объемы нефтепродуктов, производимых на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ), расположенных вдоль Транссибирской железнодорожной магистрали.

Второй путь решения проблемы цен на бензин – использование экономических рычагов для повышения эффективности и расширения географии добычи нефти (см. 3.1.3).

По мнению экспертного сообщества, ограничить темпы роста тарифов на энергетическое сырьё и электроэнергию можно только реализацией комплекса мер, таких как: а) использование инструментов государственного налогового регулирования – рентных платежей и экспортных пошлин; б) внутренних интервенций; в) биржевых инструментов; г) ужесточения антимонопольного законодательства. Стабильность и обоснованность тарифов – это не только социальная стабильность в обществе, но и важное условие притока в энергетику инвестиций.

Обновлённому в мае 2012 г. составу Минэнерго РФ предстоит жёстко контролировать нефтегазовую ренту, реализацию повышенных налогов в сфере энергетики и повышенного НДПИ, бороться с коррупцией, необоснованно высокими доходами чиновников от энергетики.

Следует также иметь в виду, что, усиливая своё присутствие на мировом энергетическом рынке, Россия должна учитывать и некоторые опасности такого усиления, обусловленные федеральным устройством России, большими расстояниями между субъектами Федерации и, как следствие, ослабленными внутренними связями регионов. Суть проблемы – чрезмерная геополитизация, т. е. тенденция к размежеванию отдельных территорий России и их ресурсов по крупным мировым геополитическим блокам:

- Дальний Восток – АТР;
- Сибирь и Урал – Среднеазиатский;
- Поволжье и Юг – Ближневосточный;
- Северо-Запад – Североевропейский.

Движущей силой этой тенденции является попытка нефтегазовых компаний увеличить прибыль за счёт сокращения транспортных расходов и более высоких цен на энергетическое сырьё на мировом рынке. Возможные последствия – угроза национальной безопасности из-за возможного разрыва страны на слабосвязанные части.

Вопросы и задания

1. Назовите причины роста финансовой нагрузки на потребителей энергии и энергоресурсов.
2. Как росли тарифы на электрическую и тепловую энергию для населения России в последние 5 лет?
3. Каковы основные причины высоких цен на моторное топливо в энергоизбыточной стране – России?
4. Назовите меры, принимаемые правительством России, для сдерживания роста тарифов на энергию и энергоресурсы.

Литература к разделу 5

1. Симонов К.В. Глобальная энергетическая война. Тайны современной политики. – М.: Алгоритм, 2007. – 272 с.
2. Паршев А.П. Почему Америка наступает. – М.: Астрель: АСТ, 2005. – 370 с.
3. Ардашкин И.Б. Основы ресурсоэффективности: учебное пособие / И.Б. Ардашкин, Г.Ю. Боярко, А.А. Дульзон и др. / под ред. А.А. Дульзона и В.Я. Ушакова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 286 с.
4. Прокофьев И. Три сценария развития мировой энергетики // Мировая энергетика. – 2004. – № 7–8. – С. 90–93.
5. Беляев Л.С. Настоящее и будущее электроэнергетики России / Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, С.В. Подковальников и др. // Проблемы развития российской энергетики: материалы научной сессии Президиума СО РАН. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005. – С. 37–55.
6. Экономидес М., Олигни Р. Цвет нефти. Крупнейший мировой бизнес: история, деньги и политика. – М.: Изд-во Олимп Бизнес, 2004. – 256 с.
7. Батенин В.М. Стратегическое направление развития топливно-энергетического комплекса России // Энергосбережение. – 2005. – № 2. – С. 10–16.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В XXI в. человечеству не грозит глобальная нехватка энергетических ресурсов при условии успешной реализации стратегий энергосбережения и энергозамещения, а также создания цивилизованного мирового рынка энергоресурсов и энергии. В части энергообеспечения основной проблемой будет оставаться не недостаток энергоресурсов, а нехватка инвестиций в их постоянно дорожающие поиск и добычу. Более реальная угроза устойчивому развитию цивилизации исходит от нарастающего губительного техногенного воздействия на природную среду, в первую очередь предприятий топливно-энергетического комплекса. Уменьшение ущерба природе должно осуществляться как за счёт повышения эффективности потребления всех видов ресурсов, так и посредством повышения экологической чистоты технологий.

На ближайшие десятилетия не просматриваются ни новые источники энергии, ни принципиально новые способы получения электричества и теплоты. Наиболее вероятным представляется сценарий развития энергетики на основе использования всех или, по крайней мере, большинства уже известных на сегодня энергоресурсов и наиболее прогрессивных технологий их преобразования в электрическую и тепловую энергию.

Существует чрезвычайно малая вероятность того, что в этот прогноз могут внести радикальные коррективы неизвестные или малоизученные на сегодня факторы, такие, например, как «тёмная энергия» или всё ускоряющаяся эволюция ноосферы с момента зарождения органической жизни на Земле. Один из ведущих геологов России академик Н.П. Лавёров высказал предположение: «Возможно, самым значительным событием в современной истории человечества станет раскрытие природы и освоение технологий использования так называемой темной энергии. Её во Вселенной колоссальное количество, в миллионы раз больше, чем энергии всех известных других источников».

Дальнейшее развитие российской энергетики будет происходить под воздействием двух групп факторов, действующих в противоположных направлениях.

С одной стороны, общий рост экономики, увеличение доли электроэнергии в общем потреблении как наиболее универсального и удобного энергоносителя, увеличение количества и мощности электроприборов в быту и сфере обслуживания будут вызывать рост энергопотребления.

С другой стороны, энергосбережение и повышение эффективности использования энергии, рост доли инновационных неэнергоёмких технологий будут сдерживать рост энергопотребления и, соответственно, потребностей в энергоресурсах и энергии.

Формирование в России энергоэффективного общества – это неотъемлемая составляющая развития экономики России по инновационному пути. Переход к энергоэффективному варианту развития должен быть совершен в ближайшие годы, иначе экономический рост будет сдерживаться высокими ценами и снижением доступности энергетических ресурсов. Увеличение нагрузки по оплате энергоносителей, выходящей за пределы платежной способности населения, затрудняет борьбу с бедностью, не позволяет обеспечить высокую собираемость платежей и порождает социальную напряжённость в обществе.

Сама российская электроэнергетика, по мнению многих экспертов, в своём развитии должна опираться на 3–4 мощных централизованных компании, распределённую энергетику с многочисленными «игроками» и интеллектуальную систему управления. Такая структура будет сочетать гарантирующее стабилизирующее централизованное управление и определённую свободу, которая обеспечит конкурентные начала. При корректировке схемы функционирования отрасли необходимо точно рассчитать, что покроет бюджет, прежде всего федеральный, что могут вложить частные инвесторы, а что можно собрать с населения за услуги по энергоснабжению.

Россия обладает необходимыми материальными и интеллектуальными ресурсами, для того чтобы решать нынешние и будущие проблемы энергетики, как, впрочем, и других отраслей экономики.

Учебное издание

УШАКОВ Василий Яковлевич

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Учебное пособие

Корректура *С.Н. Карапотин*
Компьютерная верстка и дизайн обложки
О.Ю. Аршинова

Подписано к печати xx.xx.2013. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл.печ.л. 26,06. Уч.-изд.л. 23,56.
Заказ xxx-13. Тираж 100 экз.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008

ИЗДАТЕЛЬСТВО ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru