55.505.1
Т96

ТЭК И ЭКОНОМИКА РОССИИ

вчера - 1990

сегодня - 2010

завтра - 2030

-342937

ТЭК И ЭКОНОМИКА РОССИИ:

ВЧЕРА, СЕГОДНЯ, ЗАВТРА
(1990-2010-2030)

(под ред. Ю.К. Шафраника)

СА-342937
15

❖ ИНСТИТУТ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СТРАТЕГИИ © 2011 ❖

ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ КУЛЬТУРЫ
"ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТНАЯ
УНИВЕРСАЛЬНАЯ НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА
им. Н.К.КРУПСКОЙ"

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие **8**

Раздел 1. Роль энергетики в развитии России и мира **11**
1.1. 1990-2030 годы: важнейший этап развития мировой энергетики 11
1.2. Энергетическая стратегия России 20

Раздел 2. Энергетическое и экономическое наследство Советского Союза **25**
2.1. Экономика СССР: на рельсах государственного планово-распределительного механизма развития 25
2.2. Энергетика – важнейший инструмент и ресурс социально-экономического развития СССР 29

Раздел 3. Экономика и ТЭК России на этапе реформирования **37**
3.1. Ход экономических реформ 1990-х гг. и динамика макроэкономических показателей 37
3.1.1. Стартовые условия и замысел экономических реформ: хирургия или терапия? 37
3.1.2. Ход реформ: хотели как лучше... 41
3.1.3. Динамика промышленного производства в 1990-е гг. 53
3.2. Основные направления экономических реформ 1990-х гг. 60
3.2.1. Либерализация внутренних цен: основной шок для экономики 60
3.2.2. Либерализация внешнеэкономической деятельности 64
3.2.3. Приватизация государственной собственности: политические достижения и экономические проблемы 69
3.2.4. Макроэкономическая стабилизация и проблема неплатежей 74
3.3. Реформирование ТЭК как интегральная часть общего процесса экономических реформ 79
3.3.1. Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях 79
3.3.2. Реформирование электроэнергетики: «странный» рынок 83
3.3.3. Реформирование газовой промышленности 88
3.3.4. Реформирование нефтяного комплекса: вертикальная интеграция 95
3.3.5. Реформирование угольной промышленности: жесткая реструктуризация 107
3.3.6. Реформирование теплоснабжения: острый кризис 111
3.3.7. Реформы в ТЭК и роль государства в 2000-е годы 115

3.4. Энергоэффективность российской экономики и климатическая политика 12
3.4.1. Динамика энергоемкости ВВП в России 12
3.4.2. Энергосбережение в России 13
3.4.3. Технологические проблемы повышения энергоэффективности 13
3.4.4. Выбросы CO_2 и загрязняющих веществ в энергетике России 13

Раздел 4. Преодоление кризиса 2008-2009 гг. в экономике и энергетике России 14
4.1. Зависимость экономики России от конъюнктуры сырьевых рынков 14
4.2. Воздействие кризиса на экономику и энергетику России 14
4.3. Экономика и энергетика России на выходе из кризиса: какая траектория развития сложится? 15
4.3.1. Экономика России: умеренное восстановление 15
4.3.2. Энергетика России: траектория развития изменилась 15
4.3.3. Рост тарифов на продукцию ТЭК: угроза экономическому росту 17

Раздел 5. Будущее экономики и энергетики России: деградация или модернизация? 17
5.1. Закат нефтяной эпохи как вызов для России 17
5.2. Экономика и энергетика в 2010-2020 гг.: структурные сдвиги 18
5.3. Экономика и энергетика в 2020-2030 гг.: инновационное развитие 18
5.4. Энергетика: задачи развития 19

Раздел 6. Топливная промышленность России: для внутреннего рынка или на экспорт? 20
6.1. Развитие нефтяного сектора в 1990-2010-2030 гг.: есть ли жизнь после нефти? 20
6.1.1. Организационная структура нефтяного сектора: от демонополизации к консолидации 20
6.1.2. Налогообложение нефтяной отрасли: адекватность условиям освоения ресурсов 2
6.1.3. Внутренний рынок нефти и нефтепродуктов: олигополии и биржи 2
6.1.4. Отсталость нефтепереработки: проблемы государственного регулирования и рыночного спроса 2
6.1.5. Добыча и экспорт нефти: возможен ли дальнейший рост? 2

6.1.6. Строительство нефтепроводов: диверсификация экспортных направлений поставок черного золота 223
6.1.7. Запасы нефти в России и недропользование: как нам повысить КИН? 226
6.1.8. Инвестиции в нефтяном секторе: проблема приоритетов вложений 231
6.2. Развитие газовой промышленности в 1990-2010-2030 гг.: неиспользованный потенциал отрасли 235
6.2.1. Организационная структура: «Газпром» и другие компании 235
6.2.2. Внутренний рынок и цены на газ: регулируемые тарифы или net back? 238
6.2.3. Поставки природного газа на внутренний рынок: сдерживание или стимулирование спроса? 242
6.2.4. Международный газовый рынок в зоне интересов России: кризис системы долгосрочных контрактов в Европе и проблема рыночных условий в СНГ 244
6.2.5. Экспорт природного газа: конкуренты и возможности 252
6.2.6. Добыча природного газа в России: как компенсировать спад на базовых месторождениях? 255
6.2.7. Газотранспортная система: перспективы развития 259
6.2.8. Запасы природного газа и недропользование: трудности использования огромной ресурсной базы 262
6.2.9. Инвестиции в газовом секторе: в добычу или в транспортировку? 266
6.3. Развитие угольной промышленности России в 1990-2010-2030 гг.: пример успешной реструктуризации? 269
6.3.1. Организационная структура угольной отрасли 270
6.3.2. Цены на уголь и природный газ: нужно ли менять пропорции? 270
6.3.3. Потребление угля в России: насколько велик потенциал рынка? 272
6.3.4. Экспорт: палочка-выручалочка угольной отрасли 274
6.3.5. Добыча угля: перспективы, география и способы добычи 275
6.3.6. Инвестиции в развитие угольной отрасли: сколько стоит безопасность? 277

Раздел 7. Инфраструктурные отрасли энергетики: опора или препятствие модернизации? 282
7.1. Развитие электроэнергетики в России в 1990-2010-2030 гг.: генерация или сети? 282
7.1.1. Организационная структура электроэнергетики: последняя и самая спорная реформа 283
7.1.2. Оптовый и розничный рынок электроэнергии: искажения неизбежны 288
7.1.3. Потребление электроэнергии в России: необходима осторожность в оценках 294

7.1.4. Потребление топлива электростанциями России: необходимо договариваться ... 297
7.1.5. ЕЭС России: наследие СССР, которое надо приумножать и развивать ... 299
7.1.6. Мощность электростанций России: планы и реальная потребность ... 302
7.1.7. Вводы генерирующих мощностей в России: наполеоновские планы против реальных потребностей и возможностей ... 305
7.1.8. Инвестиции в электроэнергетику: эффективность важнее объема ... 307
7.2. Развитие ядерного энергетического комплекса в 1990-2010-2030 гг. ... 311
7.2.1. Организационная структура ядерного энергетического комплекса: государственная монополия сохраняется ... 311
7.2.2. Производство электроэнергии на АЭС: резерв роста за счет полного использования установленной мощности ... 313
7.2.3. Мощности АЭС России и новое строительство: высокая цена роста ... 315
7.2.4. Безопасность в ядерном комплексе России: проблемы сохраняются ... 317
7.2.5. Инновации в ядерном комплексе России: медленнее, чем нужно ... 319
7.2.6. Урановая проблема: интернационализация или собственные ресурсы? ... 322
7.3. Развитие теплоснабжения в России в 1990-2010-2030 гг. ... 325
7.3.1. Производство и потребление тепловой энергии ... 325
7.3.2. Состояние мощностей теплоснабжения: техногенная катастрофа ... 327
7.3.3. Развитие теплоснабжения: при каких условиях эффективны когенерация и централизация? ... 330
7.4. Развитие возобновляемой энергетики ... 332
7.4.1. Мировой тренд: взрывной рост возобновляемой энергетики ... 332
7.4.2. Причины стагнации ВИЭ в России: административные барьеры или объективные факторы? ... 334
7.4.3. Перспективы развития ВИЭ в России ... 336

Раздел 8. Россия в мировой экономике и энергетике ... 340
8.1. Экономическое развитие России и мира в 1990-2010-2030 гг.: сможем ли мы удержаться в мировой волне роста? ... 340
8.2. Место России в обеспечении глобальной и региональной энергетической безопасности ... 346
8.2.1. Ресурсный потенциал: необходимое, но недостаточное условие для лидерства России ... 347

8.2.2. Роль России в мировом производстве энергоносителей: сырьевая страна или ядро мировой энерготранспортной системы ... 352
8.2.3. Место России в потреблении конечной энергии ... 359
8.2.4. Мировая торговля энергоресурсами и технологиями: усиление конкуренции для России на региональных рынках Европы и Азии ... 367
8.3. Геополитические факторы развития энергетики ... 373
8.3.1. От энергетического глобализма к региональному самообеспечению ... 373
8.3.2. Россия и мировые геополитические процессы в сфере энергетики ... 377
8.3.3. Динамика цен на энергоносители: циклические колебания и закат нефтяной эпохи ... 390
8.4. Энергоэффективность России и мира: чем обусловлены различия и насколько они велики? ... 394
8.4.1. Энергоемкость ВВП в России и ведущих странах мира: отрыв велик, но он сокращается ... 395
8.4.2. Факторы различий в энергоемкости ВВП России и мира ... 398
8.4.3. Выбросы CO_2 в энергетике: как не стать «ископаемым дня» ... 400

Раздел 9. Шаги из прошлого в энергетическое будущее ... 406
9.1. От трансформационного спада к восстановительному росту: открыт ли путь дальше? ... 406
9.2. Переориентация энергетики на экспорт: сырьевая ловушка в контексте инновационного развития? ... 413
9.3. Плохие институты и трудности экономического роста: как разрубить гордиев узел? ... 419
9.4. Мировая экономика и энергетика после 2030 г.: контуры новой эпохи и вызовы для России ... 426
9.5. Необходимые структурные реформы в экономике и энергетике ... 432

Заключение ... 443

Список использованных источников ... 449

Приложения ... 456
Приложение к разделу 1 ... 456
Приложение к разделу 2 ... 459
Приложение к разделу 3 ... 463
Приложение к разделу 4 ... 473
Приложение к разделу 5 ... 475
Приложение к разделам 6 и 7 ... 478
Приложение к разделу 8 ... 485
Приложение к разделу 9 ... 486

7.2. Развитие ядерного энергетического комплекса в 1990-2010-2030 гг.

По сравнению с другими крупными отраслями энергетики, ядерный энергетический комплекс отличается максимальной сложностью и наукоемкостью. При этом Россия занимает лидирующие позиции на мировом ядерно-энергетическом рынке. Эти два обстоятельства определяют внимание к развитию отрасли.

В то же время, в развитии отрасли наблюдаются серьезные проблемы экономического и технологического плана. С экономической точки зрения дороговизна строительства АЭС в России (в 1,4-2,0 раза дороже, чем в Китае, Республике Корее), обусловленная рядом объективных и субъективных причин, резко повышает стоимость электроэнергии АЭС. С учетом затрат во всем топливном цикле, включая консервацию АЭС и хранение отходов, это ставит под сомнение общую рентабельность отрасли.

С технологической точки зрения Россия отстает в создании реакторов 3-го поколения и в повышении единичной мощности реакторов. В то же время Россия со времен СССР лидирует в разработке реакторов на быстрых нейтронах, но по этому направлению продвижение идет достаточно медленно. Таким образом, отрасль нуждается в экономической оптимизации (особенно учитывая значительные объемы государственной поддержки) и технологическом совершенствовании, а также в повышении эффективности.

7.2.1. Организационная структура ядерного энергетического комплекса: государственная монополия сохраняется

В настоящее время ядерный энергетический комплекс практически полностью остается в руках государства, но акционирование его компаний и наличие в мире примеров работы частных компаний в этой области делают возможной его приватизацию.

В связи со значимостью атомной отрасли для обеспечения национальной безопасности отрасль в 1990-2010 гг. находилась, находится и будет находиться в руках государства. В 1990-е гг. оно осуществляло контроль над отраслью напрямую через Министерство по атомной энергии, как и в СССР в 1980-е гг., с 2004 г. – через Федеральное агентство по атомной энергии, а с 2007 г. – через Государственную корпорацию «Росатом», которая включает предприятия ядерного энергетического комплекса, ядерного оружейного комплекса, дирекцию по

научно-техническому комплексу, дирекцию по ядерной и радиационной безопасности. Ключевые предприятия находятся полностью в государственной собственности (в форме ОАО с долей государства в лице ГК «Росатом» и ее подразделений и дочерних обществ в 100 %).

Ядерный энергетический комплекс выделен в составе ГК «Росатом» в открытое акционерное общество «Атомный энергопромышленный комплекс» – ОАО «Атомэнергопром» (до этого – ФГУП «Концерн «Росэнергоатом»). ОАО «Атомэнергопром» обеспечивает полный цикл производства в сфере ядерной энергетики, от добычи урана до строительства АЭС и выработки электроэнергии. Единственным акционером ОАО «Атомэнергопром» в настоящее время является Российская Федерация в лице Государственной корпорации «Росатом».

Кроме того, в состав ядерного энергетического комплекса Госкорпорации «Росатом» входят инжиниринговая компания «Атомстройэкспорт» и национальный оператор по экспорту-импорту электричества компания «ИНТЕР РАО ЕЭС».

Организационная структура ОАО «Атомэнергопром» определяется технологической структурой ядерного топливного цикла (табл. 7.5).

Таблица 7.5. Организационная структура ядерного энергетического комплекса России в лице ОАО «Атомэнергопром»

Дивизион	Компания	Доля ОАО «Атомэнергопром», %
По добыче урана	ОАО «Урановый холдинг АРМЗ»	79,98
По обогащению урана	ОАО «Объединенная компания «Разделительно-сублиматный комплекс» (ОАО «РСК»)	100
По торговле услугами по обогащению урана, обогащенным ураном и изотопной продукцией	ОАО «Техснабэкспорт»	100
По производству ядерного топлива	ОАО «ТВЭЛ»	100
По производству электроэнергии на АЭС	ОАО «Концерн Росэнергоатом»	100
Проектирования, инжиниринга и строительства АЭС	ЗАО «Атомстройэкспорт»*	78,54 % - «Росатом»
Научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ	ВНИИНМ, ВНИИХТ, ВНИИАМ, ГНЦ НИИАР	-
По производству оборудования для обогащения урана	ОАО «Русская газовая центрифуга»	100
Машиностроения	ОАО «Атомэнергомаш»*	63,58

Примечание. Компании, отмеченные звездочкой (*), не входят в ОАО «Атомэнергопром».
В столбце «Доля ОАО «Атомэнергопром», %» указана доля крупнейших акционеров.
Источник: данные компаний.

Акционирование атомно-энергетических активов потенциально позволяет провести приватизацию атомной энергетики, но пока она не предполагается. Особая форма государственной корпорации как некоммерческой организации имеет смысл для активов оборонного ядерного комплекса, но не для гражданского атомно-энергетического комплекса, который заведомо должен ставить перед собой задачи коммерческой эффективности, наряду с безопасностью. Между тем, форма государственной корпорации предполагает резкое сокращение публичной отчетности по сравнению с ОАО и одновременно резкое сокращение отчетности перед государством по сравнению с ФГУП и, тем более, с бюджетной организацией. Госкорпорация как форма государственного присутствия в экономике остается дискуссионной. Таким образом, текущая форма организации атомной энергетики, по-видимому, не является окончательной.

7.2.2. Производство электроэнергии на АЭС: резерв роста за счет полного использования установленной мощности

В 1990-е гг. произошел провал производства электроэнергии на АЭС, а в 2000-е гг. – значительный рост. В обоих случаях он был связан в основном не с изменением мощности, а с изменением КИУМ по техническим и экономическим причинам.

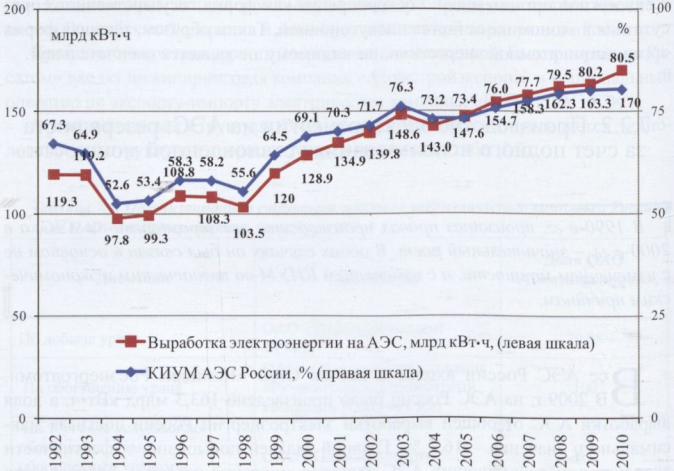
Все АЭС России входят в состав ОАО «Концерн Росэнергоатом». В 2009 г. на АЭС России было произведено 163,3 млрд кВт•ч, а доля выработки АЭС от общей выработки электроэнергии России достигла максимального значения – 16,7 %. Главной задачей повышения эффективности эксплуатации действующих АЭС является снижение издержек производства электроэнергии и тепла. В частности, повышение эффективности производства электроэнергии на АЭС возможно за счет снижения соответствующих удельных затрат и расширения рынков сбыта энергии.[120]

Увеличение выработки электроэнергии связано с ростом значения коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) и коэффициента готовности (Кгот), которые к 2015 г. должны достичь лучших зарубежных показателей: КИУМ = 88,6 %, Кгот = 90,0. Согласно принятой в 2006 г. Программе увеличения выработки электроэнергии, это позволит обеспечить прирост

120 Отметим, что производственные затраты на АЭС США (без амортизации и инвестиций) за 15 лет (1986-2000 гг.) уменьшены почти вдвое с темпом в 3 % в год. На АЭС России в 1990-е гг. наблюдался рост подобных издержек. Подробнее см., напр., Мастепанов А.М., Нигматулин Б.И., Рачков В.И. Состояние, проблемы и перспективы развития атомной энергетики Российской Федерации. Раздел ФС «Анализ, проблемы, перспективы. Топливно-энергетический комплекс России». Выпуск 5. М., «Центр стратегических программ». 2002. С. 133-158.

выработки на 29,5 млрд кВт•ч и эквивалентной мощности на 4510 МВт.

В советское время значения КИУМ на АЭС страны составляли порядка 65-70 %, однако в связи с разбалансированностью экономики в первой половине 90-х гг. они снизились до 53-55 %. С 1998 г. по 2010 г., включительно, удалось обеспечить увеличение КИУМ АЭС России с 55,6 % до 81,3 % (рис. 7.7). Таким образом, произошло существенное приближение КИУМ к лучшим мировым показателям (порядка 90 %), но они пока по-прежнему не достигнуты.



Источник: Годовой отчет ОАО «Концерн Энергоатом» за 2010 г., оперативные данные Минэнерго России.

Рис. 7.7. Выработка электроэнергии и КИУМ АЭС России в 1992-2010 гг.

Рост КИУМ в 1998–2003 гг. был обусловлен, главным образом, ростом спроса на электроэнергию и, соответственно, нагрузки на АЭС. Но в 2004-2010 гг. рост КИУМ был обеспечен реализацией Программы повышения КИУМ за счет: повышения надежности работы оборудования; оптимизации ремонтных работ и сокращения их сроков (до 183,5 суток в 2010 г.); модернизации энергоблоков; снижения доли ограничений со стороны энергосистемы; увеличения уровня мощности энергоблоков № 2 Балаковской и № 1 Волгодонской АЭС до 104 % от номинальной.

Повышение КИУМ отличается высокой экономической эффективностью. Рост КИУМ на 10,4 процентных пункта в 2000-2008 гг. эквивалентен строительству

2400 МВт новых мощностей. Строительство одного энергоблока типа ВВЭР-1000 мощностью 1000 МВт стоит как минимум 2,5 млрд долл. (реально – до 4 млрд долл.), в то время как мероприятия по повышению КИУМ требуют значительно меньше средств. В 2009 г. за счет повышения КИУМ было произведено дополнительно около 20 млрд кВт•ч электроэнергии.

Основные резервы роста КИУМ лежат в сокращении продолжительности плановых и неплановых ремонтных работ и времени перезагрузки топлива на АЭС. Именно за счет них можно довести КИУМ отечественных АЭС до среднемирового уровня.

Кроме снижения эксплуатационных затрат АЭС большим резервом повышения эффективности является расширение действующих и создание новых рынков для АЭС. Мировая практика свидетельствует, что одним из таких рынков может и должна стать система «атомная станция – гидроаккумулирующая электростанция» (АЭС-ГАЭС), органически сочетающая возможность работы АЭС в базовом режиме 24 часа в сутки с маневренностью ГАЭС в часы пик. Создание такой системы позволит обеспечить покрытие неравномерности суточного графика нагрузок европейской части России в неблагоприятные периоды (осенне-зимний максимум, паводки и пр.), что могло бы дать дополнительный рост производства электроэнергии на АЭС на 5-7 % до 2015 г. за счет обеспечения базового режима их работы. В начале 2000-х гг. Минатомом России были начаты работы по подготовке программы строительства таких систем, предварительно были выбраны 7 площадок для размещения ГАЭС[121], но в результате дальнейших структурных преобразований в отрасли эти работы были фактически свернуты.

7.2.3. Мощности АЭС России и новое строительство: высокая цена роста

В настоящее время в России реализуется амбициозная программа строительства новых энергоблоков, но высокая стоимость строительства ставит эффективность этих проектов под сомнение.

В СССР активное строительство атомно-энергетических мощностей велось в 1970-1986 годах. Но затем в связи с экономическими трудностями, а также аварией на Чернобыльской АЭС строительство большинства начатых энергоблоков было заморожено, что нанесло значительный

[121] Подробнее см.: Мастепанов А.М., Нигматулин Б.И., Рачков В.И. Состояние, проблемы и перспективы развития атомной энергетики Российской Федерации. Раздел ФС «Анализ, проблемы, перспективы. Топливно-энергетический комплекс России». Выпуск 5. М.: Центр стратегических программ, 2002. С. 140.

ущерб развитию отрасли и сопровождалось большими экономическими потерями из-за заморозки вложенных средств. В результате в 1990-е гг. (кроме 1990 г.) не было введено ни одного энергоблока. Процесс достройки советских заделов начался только в конце 1990-х гг., начиная с блоков наибольшей степени готовности. В 2001 г. принят в промышленную эксплуатацию энергоблок № 1, в 2010 г. – энергоблок № 2 Ростовской (Волгодонской) АЭС.

В конце 2010 г. в России действовало 10 атомных электростанций, на которых эксплуатировались 32 атомных энергоблока различных типов и мощности (18.03.2010 г. был введен энергоблок № 2 Волгодонской АЭС). Основная часть АЭС расположена в европейской части России, где привозное органическое топливо дорого и АЭС наиболее эффективны. Исключение составляет Белоярская АЭС на Урале и Билибинская АЭС малой мощности в Чукотском АО.

До настоящего времени часть строящихся энергоблоков основана на советских заделах (Ростовская и Калининская АЭС). Работы ведутся на семи объектах:

- Калининская АЭС, энергоблок № 4, план ввода в эксплуатацию – 2011 г.;
- Белоярская АЭС, энергоблок № 4 (БН-800), план ввода в эксплуатацию – 2014 г.;
- Нововоронежская АЭС-2, энергоблоки № 1 и 2 – 2012 и 2015 гг.;
- Ленинградская АЭС-2, энергоблоки № 1-4 – 2013-2019 гг.;
- Ростовская АЭС, энергоблоки № 3 и 4 – 2014 и 2016 гг.;
- Балтийская АЭС, энергоблоки № 1и 2 – 2016 и 2018 гг.

Заканчивается выбор площадок размещения Северской АЭС (Томская обл.), Центральной АЭС (Костромская обл.), Южноуральской АЭС (Челябинская обл.).

Кроме того, предусматривается продление сроков эксплуатации действующих энергоблоков атомных станций. В 2010 г. в рамках реализации мероприятий по модернизации и продлению срока эксплуатации действующих энергоблоков получена лицензия на эксплуатацию энергоблока № 3 Белоярской АЭС в дополнительный период до 2020 г. (на 10 лет). Таким образом, на сегодняшний день продлен срок эксплуатации 15 энергоблоков.[122]

Обоснована возможность безопасной эксплуатации 11 энергоблоков первого поколения за пределами назначенного срока службы (в течение 15-летнего дополнительного срока). Ведутся исследования по продлению эксплуатации для энергоблоков с РБМК и БН — до 20 лет, для энергоблоков с ВВЭР – до 25-30 лет. Уже в 2001-2008 гг. сохранение электрической мощности в результате продления сроков эксплуатации АЭС составило 4862 МВт – 21 % мощности АЭС России на 2008 год. При этом инвестиции в работы по продлению сроков эксплуатации несопоставимо меньше, чем в строительство новых энергоблоков. В настоящее время выполняются мероприятия по продлению эксплуатационного ресурса энергоблоков № 3 и № 4 Кольской АЭС, энергоблока № 2 Курской АЭС, энергоблоков № 3 и № 4 Ленинградской АЭС, энергоблока № 5 Нововоронежской АЭС.

[122] Годовой отчет Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» за 2010 г. М., 2011.

Программа строительства новых энергоблоков в значительной степени финансируется из федерального бюджета. В 2007-2008 гг. на развитие атомной энергетики было направлено 183,159 млрд руб., в том числе за счет средств федерального бюджета — 69,114 млрд, в 2009 г. – 73,297 млрд руб. Доля собственных средств ОАО «Концерн «Энергоатом» в 2009 г., увеличилась до 60 %, федерального бюджета – до 40 %.

При этом стоимость строительства достигает 3500-4000 долл. за 1 кВт электрической мощности, хотя в ряде иностранных проектов (Китай, Республика Корея) затраты составляют около 2500 долларов. Высокие издержки связаны с многолетним перерывом в строительстве, необходимостью восстановления производственного и строительного потенциала, а также неэффективным использованием средств. В сочетании со значительными сроками строительства (до 7 лет по сравнению с оптимальным сроком 5 лет) это сильно удорожает проекты и ставит их на грань рентабельности. В этой связи, а также с учетом значительно завышенных прогнозов по потреблению электроэнергии и необходимой мощности, которые доминируют в настоящее время, необходимость столь масштабного и дорогостоящего строительства вызывает сомнения. Амбициозная программа атомно-энергетического строительства обосновывалась завышенными прогнозами спроса на электроэнергию и политическими причинами, а также лоббизмом со стороны ГК «Росатом», но в реальности ее рентабельность может быть низкой или даже отрицательной.

7.2.4. Безопасность в ядерном комплексе России: проблемы сохраняются

За 1990-2000-е гг. произошло значительное повышение уровня безопасности на АЭС России за счет использования передовых технологий и учета опыта Чернобыля, но сохраняются острые проблемы с хранением радиоактивных отходов.

Проблемы обеспечения безопасной работы АЭС выдвинулись на первое место после ряда крупнейших аварий в истории атомной энергетики в 1970-1980-е гг. прошлого века, особенно аварии на АЭС Три-Майл-Айленд в США (28.03.1979 г.) и на Чернобыльской АЭС в СССР (26.04.1986 г.).

За 1990-2000-е гг. удалось резко повысить безопасность работы АЭС России. Это было достигнуто в результате разработки новых методов и технологий обеспечения безопасности и выходу реакторов на новый технологический уровень. По сравнению с уровнем начала 1990-х гг. общее число отклонений в работе АЭС сократилось более чем в 4 раза. Число важных для безопасности отклонений снизилось с 32 в 1992 г. до 1 в 2009 г., а на протяжении 2004-2008 гг.

таких отклонений не было (рис. 7.8). Рост числа отклонений в 1998 г. был связан с изменением методики учета отклонений.

По показателям количества отклонений на один энергоблок, срабатываний систем защиты на один энергоблок, автоматических остановов реакторов из критического состояния российские АЭС находятся в тройке лучших в мире и существенно превосходят мировой уровень. Проверки АЭС международными экспертами в рамках МАГАТЭ и ВАО АЭС показали, что уровень безопасности российских АЭС соответствует международным требованиям. Однако следует понимать, что безопасность существующего поколения реакторов обеспечивается главным образом увеличением числа различных систем безопасности и систем ограничения выхода радиоактивности, ужесточением требований к оборудованию и персоналу. В результате АЭС становятся все более сложными и, следовательно, более дорогими. Как считают специалисты, можно сказать, что при господствующей в настоящее время философии безопасности атомная энергетика близка к экономически «предельному» уровню: дальнейшее наращивание систем безопасности ведет к неминуемой потере ее конкурентоспособности.[123]

Источник: Годовой отчет ОАО «Концерн Энергоатом» за 2009 г.

Рис. 7.8. Динамика отклонений в работе АЭС России в 1992-2009 гг.

[123] Мастепанов А.М., Нигматулин Б.И., Рачков В.И. Состояние, проблемы и перспективы развития атомной энергетики Российской Федерации. Раздел ФС «Анализ, проблемы, перспективы. Топливно-энергетический комплекс России». Выпуск 5. М.: Центр стратегических программ, 2002. С. 137.