

Будущее

АТОМНОЙ

ЭНЕРГЕТИКИ

**Междисциплинарное исследование
Массачусетского
технологического института**

Участники исследования

Профессор Stephen Ansolabehere

Департамент политических наук, Массачусетский технологический институт (MIT)

Профессор John Deutch-сопредседатель

Департамент химии, MIT

Профессор Emeritus Michel Driscoll

Департамент ядерной техники, MIT

Профессор Paul .Gray

Департамент электротехники и компьютерных наук, MIT

Профессор John P. Holdren

Директор программы по науке, технике и общественной политике, Школа при правительстве им. John F. Kennedy, Профессор экологии и общественной политики, Департамент Земли и планетарных наук Гарвардского университета

Профессор Paul L. Joskow

Профессор экономики и менеджмента, Департамент экономики и Школа менеджмента им. Слоуна, MIT
Директор, Центр исследований в области энергетики и экологической политики

Профессор Richrd K. Lester

Департамент ядерной техники, MIT
Директор, Центр MIT по промышленному производству

Профессор Ernest J. Moniz-сопредседатель

Департамент физики, MIT
Директор энергетических исследований, Лаборатория энергетики и охраны окружающей среды

Профессор Neil E. Todreas

Корейская электроэнергетическая компания, профессор, ядерная энергетика, MIT
Профессор, общая механика Департамент механики, MIT

Eric Beckford

Исполнительный директор

**Студенты – ассистенты в
проведении исследования**

Natan Hottle

Chrostopher Jones

Etienne Parent

Члены консультативного комитета MIT, участвовавшие в подготовке исследования по атомной энергетике

Phil Sharp, председатель
Бывший член Конгресса

John Ahearne
Sigma Xi и Университет Дюка

Thomas B. Cochran
Совет по охране природных ресурсов

E. Linn Drapper, JR
Председатель, CEO,
Президент компании American Electric Power

Ted Greenwood
Директор программы, Фонд Альфреда Ф. Слоуна

John J. MacWilliams
Партнер, The Tremont Group, LLC

Jessica Tuchman Mathews
Президент, Carnegie Endowment for International Peace

Zack T. Pate
Председатель
Всемирная ассоциация эксплуатирующих организаций АЭС (WANO)

John Podesta
Профессор-консультант по вопросам права, Правовой центр Джорджтаунского университета

John H. Sununu
JHS Associates, Ltd

Mason Willrich
Консультант

Содержание

Предисловие и благодарность	v
Резюме	vi
Глава 1 – Будущее атомной энергетики – обзор и выводы	1
Глава 2 – Основания для проведения данного исследования и его цели.....	16
Глава 3 – Основы исследования.....	25
Глава 4 - Топливные циклы	31
Глава 5 – Экономика ядерной энергетики	40
Глава 6 – Безопасность.....	53
Глава 7 – Обращение с отработавшим ядерным топливом/ высокоактивными отходами.....	60
Глава 8 - Нераспространение	75
Глава 9 – Общественное отношение и общественное понимание.....	81
Глава 10 – Рекомендуемые мероприятия для разрешения неопределенностей, касающихся экономических проблем ядерной энергетики.....	87
Глава 11 – Рекомендации по вопросам безопасности, обращения с отходами и нераспространения	96
Глава 12 – Рекомендуемая программа аналитических, научно-исследовательских, опытно-конструкторских и демонстрационных работ	105
Приложение к Главе 1 – Разъяснение базовых понятий, связанных с ядерным топливным циклом	111
Приложение к Главе 2 – Глобальный спрос на электроэнергию и сценарий развития атомной энергетики.....	120
Приложение к Главе 4 – Расчеты топливного цикла	129
Приложение к Главе 5 – Экономический анализ	146
Приложение к Главе 7 – Обращение с отходами	177
Приложение к Главе 9 – Общественное мнение	189

Предисловие и благодарность

Мы решили рассмотреть будущее атомной энергетики, так как верим в эту технологию, несмотря на испытываемые ею трудности. Мы считаем, что технология имеет огромный потенциал в Соединенных Штатах и мире, позволяя обеспечить будущую потребность в энергии, не увеличивая при этом выбросы в атмосферу двуокиси углерода (CO₂) и других загрязняющих веществ. Другими альтернативными вариантами могут служить повышение энергоэффективности, использование возобновляемых источников энергии и секвестр. Мы считаем, что все варианты имеют право на существование при разработке нациями стратегий, способных обеспечить энергией, и одновременно учитывать важнейшие проблемы охраны окружающей среды. Однако вариант развития атомной энергетики может быть реализован лишь при улучшении экономических показателей, повышении безопасности, эффективной переработке отходов и снижении риска распространения ядерного оружия, а также при условии, что в политике общества будет сделан акцент на производство энергии, не ведущей к образованию CO₂. Наше исследование направлено на выявление проблем, с которыми сталкивается атомная энергетика, и путей их преодоления.

Нашей аудиторией являются правительство, промышленность и ведущие ученые, заинтересованные в решении ряда взаимосвязанных технических, экономических, экологических и политических проблем, при условии, что широкомасштабное развертывание новых атомных генерирующих мощностей рассматривается как вариант, позволяющий обеспечить значительную долю производства электроэнергии в середине этого века.

В настоящем исследовании также отражено наше убеждение в том, что сотрудники Массачусетского технологического института (MIT) хорошо подготовлены для проведения междисциплинарных исследований, позволяющих высветить комплекс социально-технических проблем, оказывающих серьезное влияние на нашу экономику и общество. Атомная энергетика – это лишь один пример. Мы надеемся, как способствовать, так и принимать участие в будущих исследованиях с аналогичными целями.

Мы признательны за щедрую финансовую поддержку, полученную от Фонда Альфреда П. Слоуна (Alfred P. Sloan Foundation), от ректората, а также от Лаборатории энергетики и окружающей среды Массачусетского технологического института.

Резюме

Содержание исследования

Если не произойдет кардинальных изменений, то в ближайшие 50 лет производство и использование энергии станут одним из основных факторов глобального потепления, вызванного широкомасштабными выбросами парниковых газов – сотнями миллиардов тонн углерода (в виде двуокиси углерода). Атомная энергетика способна стать вариантом, позволяющим снизить выбросы углерода. Однако в настоящее время подобный вариант маловероятен: атомная энергетика находится в состоянии застоя и упадка.

В настоящем исследовании проанализированы меры, необходимые для сохранения атомной энергетике в качестве серьезной альтернативы снижения выбросов парниковых газов и удовлетворения возрастающей потребности в электроэнергии. Наш анализ основывался на сценарии глобального развития, предусматривающий почти трехкратное увеличение генерирующих мощностей в атомной энергетике, до 1000 ГВт к 2050 г. Это увеличение позволит предотвратить выброс 1,8 миллиардов тонн углерода в год на угольных станциях. Сценарий, в котором заложена нынешняя ситуация, предусматривает увеличение выбросов углерода на 25%. Данное исследование дает рекомендации по изменению политики правительства и работы промышленности, необходимые для достижения указанного результата в относительно близкой перспективе.

Мы не анализировали другие варианты снижения выбросов углерода: использование возобновляемых источников энергии, секвестр углерода и повышение энергоэффективности, а, следовательно, не делали выводов о приоритетности между этими вариантами и атомной энергетикой. По нашему мнению, в настоящее время исключение любого из четырех вариантов было бы ошибочно.

Выводы, сделанные в результате исследования

Для успеха широкомасштабного развертывания атомной энергетике необходимо решить четыре ключевые проблемы:

- **Стоимость.** На свободном рынке стоимость энергии, произведенной на атомных станциях, неконкурентоспособна по сравнению с энергией, произведенной из угля и природного газа. Однако эта разница может быть уменьшена за счет разумного снижения капитальных и эксплуатационных затрат, затрат на техобслуживание, а также сокращения времени строительства. Торговля выбросами углерода, если решение об этом будет принято правительством, может дать атомной энергетике определенные стоимостные преимущества.
- **Безопасность.** Конструкция современных реакторов позволяет достичь очень низкого уровня риска серьезных аварий, однако в строительстве и эксплуатации требуется проведение мероприятий «лучшая практика» (“best practices”). За исключением эксплуатации реактора мы мало знаем о безопасности топливного цикла в целом.
- **Отходы.** Геологическое удаление отходов технически возможно, однако это должно быть уточнено и продемонстрировано на практике. Отсутствуют

убедительные доказательства того, что в современных замкнутых топливных циклах, включая переработку отработанного топлива, долгосрочное управление отходами будет иметь преимущества, способные перевесить краткосрочные риски и затраты. Совершенствование открытого топливного цикла может дать настолько значительные преимущества управления отходами, что с ними смогут сравниться преимущества, на которые претендует более дорогие замкнутые топливные циклы.

- Нераспространение ядерного оружия. Нынешний международный режим гарантий не соответствует проблемам безопасности расширенного развития атомной энергетики, как это предусмотрено сценарием глобального развития. Система переработки, используемая в настоящее время в Европе, Японии и России, в которую входят извлечение и переработка плутония, несет риск несанкционированного распространения ядерного оружия. **Мы считаем, что, по крайней мере, в ближайшие 50 лет наиболее оптимальным вариантом, отвечающим критерию нераспространения ядерного оружия, должен стать открытый топливный цикл.** Мы также считаем, что в рамках сценария глобального роста существующие запасы урана при разумной цене достаточны для реализации этого варианта. Экспансия атомной энергетики также будет критично воспринята общественностью. Наше исследование свидетельствует о том, что общественное мнение не считает развитие атомной энергетики способом решения проблемы глобального потепления, предлагая взамен проведение информационно-образовательных кампаний для населения.

Избранные рекомендации

- Мы поддерживаем инициативу 2010 DOE (Департамента энергетики), предусматривающую снижение затрат за счет сертификации новых конструкций, получение разрешительных документов на строительство АЭС и комбинированные лицензии на строительство и эксплуатацию.
- Правительство должно также разделить расходы «первопроходцев» (ограниченного числа атомных электростанций), которые представят проект эволюционного реактора повышенной безопасности. Мы предлагаем кредит для налога на производство (production tax credit) до \$200/кВт(эл.) от капитальных затрат на АЭС. Этот механизм способен стать мощным стимулом для завершения строительства и эксплуатации станции, механизмом, который может быть распространен на другие безуглеродные технологии. Мероприятия, рекомендуемые нами правительству, направлены на то, чтобы заставить промышленность снизить затраты, требуемые на создание нового сектора. При этом промышленность должна взять на себя риски и выгоды, лежащие вне затрат «первопроходца».
- Портфель стандартов федерального уровня или уровня штатов должен включить растущую мощность АЭС в число источников энергии, свободных от углерода.
- DOE должен расширить свою долгосрочную научно-исследовательскую программу по отходам, включив в нее устранение технических барьеров, исследование альтернативной геологической среды, а также захоронение в глубоких буровых скважинах. Система централизованного хранения отработавшего топлива, рассчитанная на многие десятилетия и предваряющая его геологическое размещение, должна стать неотъемлемой частью стратегии

управления отходами. США должны содействовать дальнейшей гармонизации международных стандартов, регулирующих транспортировку, хранение и размещение отходов.

- Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ) должно обладать правом инспекции подозрительных объектов (исполнять Дополнительный протокол) и разработать международную систему защиты, учета и контроля материалов, включающую не только учет, отчетность и регулярные инспекции. США должны осуществлять мониторинг и влиять на развитие широкого диапазона технологий обогащения.
- Научно-исследовательская программа DOE должна быть пересмотрена и сконцентрирована на работах по открытому топливному циклу. Должна быть проведена международная оценка существующих запасов урана; запущен большой проект для проведения анализа и моделирования по атомной энергетике, включая сбор технических данных, оценку развертывания альтернативных топливных циклов, отвечающих четырем ключевым критериям; совершенствование остановов и демонстрацию современных топливных циклов или реакторов до того, пока не станут известны результаты проекта по анализу атомной энергетики.

Глава 1 – Будущее атомной энергетики – обзор и выводы

Производство электроэнергии из ископаемого топлива, а именно: природного газа и угля, являются главным, постоянно растущим источником выбросов двуокси углерода – парникового газа, в значительной степени влияющего на глобальное потепление. Мы единомысленны с научной общественностью в том, что эти выбросы должны быть снижены и верим, что в конечном итоге США присоединятся к другим странам в их усилиях по достижению поставленной цели.

По крайней мере, на ближайшие несколько десятилетий существует ряд реальных возможностей снижения выбросов двуокси углерода, вызванных производством электроэнергии:

- Повышение эффективности производства и использования электроэнергии;
- Расширение областей применения возобновляемых источников энергии, таких как: ветровая, солнечная и геотермальная энергия, а также биомасса;
- Улавливание выбросов двуокси углерода на электростанциях, работающих на ископаемом топливе (в частности, угольных), и постоянный секвестр углерода; и
- Увеличение использования атомной энергии.

Данное междисциплинарное исследование, выполненное MIT, не ставило перед собой цель предсказать, какое из указанных направлений возьмет верх, или дискутировать по поводу их сравнительных преимуществ. *Мы считаем, что должны быть использованы все возможности, и, соответственно, было бы ошибкой исключить из общей стратегии управления выбросами углерода любой из вышеперечисленных вариантов.* Мы скорее пытаемся изучить и оценить действия, необходимые для сохранения атомной энергетики в качестве одного из вариантов обеспечения будущих потребностей мирового сообщества дешевой и приемлемой, с позиций экологии, энергией.

По нашему мнению, в настоящее время исключение любого указанного варианта из общей стратегии управления выбросами углерода было бы ошибкой.

В 2002 г. 20% электроэнергии, потребленной в США, и 17%, потребленной в мире, было произведено на атомных электростанциях. Эксперты предсказывают значительный мировой рост электропотребления в ближайшие десятилетия. В первую очередь, это коснется развивающихся стран и будет сопровождаться ростом экономики и социальным прогрессом. Однако официальные прогнозы говорят лишь о 5% увеличении генерирующих мощностей АЭС (даже это находится под вопросом), в то же время прогнозируется 75% рост электропотребления. Прогнозы предусматривают строительство незначительного количества новых атомных электростанций, отражая, как экономические причины, так и растущие антиядерные настроения в ведущих странах. Ограниченные перспективы развития атомной энергетики на сегодняшний день сдерживаются четырьмя нерешенными проблемами:

- *Затраты:* по сравнению с углем и природным газом (при использовании комбинированного газотурбинного цикла производства, CCGT) энергия, произведенная на атомных станциях, имеет более высокие общие затраты за весь период эксплуатации. Это справедливо, по крайней мере, на период отсутствия налога на выбросы углерода или эквивалентного механизма “cap and trade” (улавливай и производи), направленного на снижение выбросов углерода.
- *Безопасность:* атомная энергетика рассматривалась как угроза безопасности, окружающей среде и здоровью. Это отношение усугубили аварии реакторов на АЭС Three Mile Island (1979 г.) и в Чернобыле (1986 г.), а также происшествиями на

установках топливного цикла в США, России и Японии. Существует растущая обеспокоенность за безопасную и надежную транспортировку ядерных материалов, а также защищенность атомных объектов от нападения террористов.

- *Распространение ядерного оружия: атомная энергетика несет в себе потенциальную угрозу безопасности*, в частности, опасность нецелевого использования коммерческих или связанных с ними ядерных установок и производств для получения доступа к технологиям или материалам как потенциального доступа к ядерному оружию. Особую озабоченность вызывают топливные циклы, включающие процесс химической переработки отработавшего топлива для выделения оружейного плутония, а также технологии обогащения урана. Эта проблема становится особенно актуальной по мере расширения использования атомной энергии в мире.
- *Отходы: у атомной энергетики существуют нерешенные проблемы долгосрочного управления радиоактивными отходами*. Соединенные Штаты, равно как и другие страны, сталкиваются с проблемой окончательного захоронения отработавшего топлива или потоков высокоактивных отходов, образующихся на различных стадиях ядерного топливного цикла. В связи с угрозой, которую несут радиоактивные отходы для нынешнего и будущих поколений, общественность и выбранные ею представители, равно как и будущие инвесторы АЭС, ожидают постоянного и существенного прогресса в решении проблемы захоронения отходов. Успешная эксплуатация могильника в Yucca Mountain облегчит, но не решит проблему отходов в США и других странах при условии активного роста атомной энергетике.

Мы считаем, что вариант развития атомной энергетике имеет право на жизнь, прежде всего потому, что она является важным источником энергии, свободным от углерода.

Сегодня атомная энергетика экономически не конкурентоспособна. Более того, в отличие от других технологий атомная энергетика требует значительного участия правительства, что обусловлено наличием таких проблем, как: безопасность, распространение ядерного оружия и отходы. Если в будущем выбросы двуокиси углерода будут иметь значительную «цену», то атомная энергетика может стать важным – действительно жизненно важным - источником производства электроэнергии. Мы не знаем произойдет ли это. Но мы считаем, что атомный вариант должен быть сохранен, в первую очередь потому, что является важнейшим источником энергии, свободным от углерода, и который может внести существенный вклад в энергоснабжение в будущем.

Для сохранения атомного варианта в будущем необходимо решить четыре вышеуказанные проблемы: стоимость, безопасность, распространение ядерного оружия и отходы. Эти проблемы будут расти, если будет построено значительное количество новых атомных электростанций во все увеличивающемся числе стран. Усилия, направленные на решение указанных проблем, оправданы лишь в случае, если атомная энергетика сможет внести существенный вклад в снижение уровня глобального потепления, что, в свою очередь, влечет за собой значительную экспансию атомной энергетике. Действительно, сохранение атомного варианта для будущего означает планирование роста, а также самого будущего, в котором атомная энергия станет конкурентоспособным, более безопасным и надежным источником энергии.

Для изучения указанных вопросов в рамках исследования был постулирован сценарий глобального развития, согласно которому к середине нынешнего столетия будет построено от 1000 до 1500 реакторов, мощностью 1000 МВт (эл.) каждый, что по мощности эквивалентно подобным 366 реакторам, действующим в настоящее время. Рост атомной энергетике такого масштаба потребует лидерства США, активного участия Японии, Кореи и Тайваня, возобновления активных действий в Европе и более широкого распространения атомной энергетике в мировом масштабе. Предусмотренное сценарием

развертывание 1000 реакторов, мощностью 1000 МВт каждый, проиллюстрировано в приведенной ниже таблице.

Сценарий глобального роста			
Регион	Прогнозируемая мощность к 2050 г., ГВт (эл.)	Доля атомной энергетики на рынке	
		2000 г.	2050 г.
Всего в мире	1000	17%	19%
Развитые страны	625	23%	29%
США	300		
Европа и Канада	210		
Развитые страны Восточной Азии	115		
Страны бывшего СССР	50	16%	23%
Развивающиеся страны	325	2%	11%
Китай, Индия, Пакистан	200		
Индонезия, Бразилия, Мексика	75		
Другие развивающиеся страны	50		
<p>Прогнозируемая мощность основывается на прогнозе мировой потребности в электроэнергии (Приложение 2), который, в свою очередь, предполагает увеличение мирового электропотребления с 13,6 до 38,7 триллионов кВт-ч (ежегодный прирост 2,1%) в период с 2000 по 2050 гг. Доля на рынке в 2050 г. оценивалась, исходя из 85% коэффициента использования мощности ядерных реакторов. Следует отметить, что Китай, Индия и Пакистан являются странами, способными иметь ядерное оружие. Под основными участниками в развивающихся странах имеются в виду Иран, Южная Африка, Египет, Таиланд, Филиппины и Вьетнам.</p>			

Данный сценарий позволил бы заменить значительное количество генерирующих мощностей, использующих ископаемое топливо и являющихся источником выбросов углерода. В 2002 г. эквивалент выбросов углерода, вызванный деятельностью человека, составлял около 6500 миллионов тонн в год. Вероятно, к 2050 г. этот показатель удвоится. 1000 ГВт, постулируемые на развитие атомной энергетики, позволят избежать выбросов около 800 миллионов тонн в год в углеродном эквиваленте. Это произойдет, если для производства электроэнергии будет использоваться природный газ, а в случае использования угля, этот показатель составит 1800 миллионов тонн при условии отсутствия улавливания и секвестра двуокси углерода на источниках сжигания.

Варианты выбора топливного цикла

Критичным фактором будущего развития атомной энергетики является выбор топливного цикла: какой вид топлива используется, какие типы реакторов «сжигают» топливо и какие методы используются для захоронения отработанного топлива. Выбор затрагивает все четыре ключевые проблемы, с которыми сталкивается атомная энергетика: стоимость, безопасность, риск распространения ядерного оружия и захоронение отходов. В данном исследовании нами были рассмотрены три репрезентативных варианта топливных циклов:

- *Традиционные тепловые реакторы* с «открытым» топливным циклом, в которых выгруженное топливо сразу направляется на место захоронения;
- *Тепловые реакторы, использующие «замкнутый» топливный цикл*, означает, что отходы отделяются от неиспользованных делящихся материалов, перерабатываемых в реакторное топливо. Это включает топливный цикл, используемый в настоящее время в ряде стран, при котором из отработанного топлива отделяется плутоний, из которого затем изготавливается смешанное уран - плутониевое оксидное топливо и перерабатывается в реакторное топливо для однократного использования¹.
- Реакторы на быстрых нейтронах² с переработкой в сбалансированном «замкнутом» топливном цикле, который означает тепловые реакторы, широко используемые в мире с «открытым топливным» циклом, и сбалансированное количество быстрых реакторов, сжигающих актиниды, сепарированные из отработанного топлива тепловых реакторов. Быстрые реакторы, установки по переработке и производству топлива должны размещаться вместе в надежных атомных энергетических «парках» на территории промышленно развитых стран.

Замкнутый топливный цикл продлевает период поставок топлива. В сценарии глобального развития жизнеспособность открытого цикла зависит от имеющихся запасов урана по коммерчески привлекательной цене. Мы считаем, что мировые запасы урановой руды позволяют обеспечить, как строительство 1000 новых реакторов в ближайшие 50 лет, так и поддержание этого уровня развития в течение 40-летнего срока эксплуатации указанных мощностей. Этот важный постулат, лежащий в основе нашего исследования, базируется на имеющейся на сегодняшний день информации, а также истории поставок природных ресурсов.

Результат детального анализа сравнительных достоинств репрезентативных топливных циклов может быть сформулирован следующим образом: *открытый топливный цикл имеет преимущества в цене, риске нераспространения ядерного оружия, а также в безопасности самого топливного цикла*. К его недостаткам можно отнести лишь долгосрочное хранение отходов. У двух замкнутых топливных циклов единственное явное преимущество связано с долгосрочным хранением отходов, в то время как к его недостаткам можно отнести: стоимость, проблемы краткосрочного хранения, риск распространения ядерного оружия и безопасность топливного цикла (см. таблицу). Критерии стоимости и отходов кажутся наиболее критичными в определении будущего атомной энергетики.

¹ Этот цикл известен как PUREX/MOX – технология.

² Быстрый реактор более активно воспроизводит делящиеся изотопы – потенциальное топливо – потому, что в нем используются нейтроны с более высокой энергией, которые, в свою очередь, при поглощении воспроизводящими элементами, образуют большее количество нейтронов. Например, делящийся Pu ²³⁹ образуется при поглощении U²³⁸ нейтронами, за которым и из ядра атома следует бета-излучение

Виды и рейтинг топливных циклов					
	Экономика	Отходы	Распространение ядерного оружия	Реактор	Безопасность Топливный цикл
Открытый	+	X краткосрочные - долгосрочные	+	x	+
Замкнутый тепловой	-	- краткосрочные + долгосрочные	-	x	-
Замкнутый быстрый	-	- краткосрочные +долгосрочные	-	+ до -	-
Обозначения: + относительные преимущества; X – относительно нейтральные; – - относительно невыгодные					
В таблице в общем виде представлены сравнительные преимущества и недостатки различных топливных циклов, используемых в атомной энергетике. В таблице не дается сравнение с другими технологиями, используемыми при производстве электроэнергии, где критерии могут быть совершенно противоположными (например, критерий распространения ядерного оружия применим только к атомной энергетике).					

Мы не обнаружили и, основываясь на существующих знаниях, не верим в реальность создания новых реакторов и топливных циклов, способных одновременно решать проблемы стоимости, безопасности, отходов и нераспространения ядерного оружия.

Проведенный анализ подводит к важному выводу: *открытый топливный цикл в большей степени соответствует критериям низкой стоимости и нераспространения ядерного оружия.* Замкнутые топливные циклы могут иметь преимущества с точки зрения долгосрочного хранения отходов и продления срока использования запасов сырья, если когда-нибудь эта проблема станет актуальной. Но замкнутые топливные циклы будут гораздо дороже, чем открытые до тех пор, пока не истощатся запасы урана. Однако подобный прогноз, даже с учетом значительного роста атомной энергетики, маловероятен до, по крайней мере, второй половины нынешнего столетия, а, возможно, и в более отдаленной перспективе. Таким образом, наша наиболее важная рекомендация сводится к следующему:

В следующие десятилетия правительству и промышленности в Соединенных Штатах и других странах следует отдать предпочтение развертыванию АЭС с открытым топливным циклом, а не продвижению более дорогостоящих технологий, использующих замкнутые топливные циклы, включая переработку и новые более современные тепловые реакторы или реакторы на быстрых нейтронах.

Эта рекомендация влечет за собой кардинальный пересмотр приоритетов научно-исследовательской программы DOE по атомной энергетике.

Отношение общественности к атомной энергетике

Крупномасштабное развитие атомной энергетике требует одобрения этого источника энергии общественностью. Обзор результатов исследования показывает, что большая часть американцев и европейцев негативно относятся к строительству новых АЭС, способных удовлетворить потребность в электроэнергии в будущем. Чтобы понять причину, мы опросили 1350 взрослых американцев, выясняя их отношение к энергетике в целом и к атомной энергетике в частности. Три важных и неожиданных результата были получены в ходе опроса:

- Отношение общественности в США в большей степени определяется их представлениями о технологии, чем политическими или демографическими (доход, образование, пол) факторами.
- Взгляд общественности США на ядерные отходы, безопасность и стоимость является критичным для их суждений о будущем развитии этой технологии. Технологические усовершенствования, способные снизить затраты, повысить безопасность и решить проблему отходов, способны в значительной степени усилить поддержку общественности.
- В Соединенных Штатах население не связывает озабоченность глобальным потеплением с атомной энергетикой, свободной от выбросов углерода. Не существует большого различия в поддержке строительства новых АЭС между теми, кто озабочен глобальным потеплением и теми, кого это не волнует. Повышение информированности населения может способствовать пониманию связи между глобальным потеплением, использованием ископаемого топлива и потребностью в источниках энергии с низким выбросом углерода.

Существуют два вывода, связанных с результатами нашего исследования: во-первых, общественность США не готова поддерживать активное развитие атомной энергетике без существенного улучшения стоимостных показателей и технологии. Во-вторых, отсутствие выбросов углерода на АЭС – главная мотивация нашего исследования – оказывается не является стимулом для общественности США для принятия предпочтения развитию атомного варианта.

Общественность Соединенных Штатов не поддержит крупномасштабное развитие атомной энергетике без существенного улучшения стоимостных показателей и технологии.

Экономика

В конечном итоге атомная энергетика достигнет успеха только в случае, если ее стоимостные показатели будут ниже, чем у конкурирующих технологий. Это становится очевидным по мере того, как в различных частях мира прогрессивно сокращается экономическое регулирование рынков электроэнергии. Нами построена модель для оценки реальной стоимости электроэнергии на АЭС относительно угольных электростанций (на пылевидном топливе) и ТЭЦ на природном газе (с прогнозируемой различной ценой на газ в разные периоды эксплуатации) в течение экономического срока службы. Указанные технологии широко применяются в настоящее время, и в отсутствие налога на углерод или его эквивалента, значительно дешевле, чем многие технологии, использующие возобновляемые источники энергии. Наша модель «закупочной» стоимости основывается на допущениях, которые бы использовали коммерческие инвесторы, на параметрах, основывающихся скорее на практическом опыте, чем на

технических оценках того, что можно достичь в идеальных условиях. Она сравнивает постоянную или «уровневую» стоимость электроэнергии в течение срока жизни электростанции, учитывающую, что необходимо покрывать эксплуатационные расходы и платить налоги, а, кроме того, обеспечивать приемлемые выплаты инвесторам. Сравнительные показатели, приведенные в таблице, основываются на: коэффициенте использования мощности - 85%, экономическом сроке службы АЭС – 40 лет. Это отражает экономические условия в США и учитывает ряд прогнозируемых улучшений стоимостных коэффициентов на АЭС (см. таблицу).

Сравнительная стоимость электроэнергии	
Условие (2002 г.)	Реальная усредненная цена, цент/кВт·ч
АЭС (с легководным реактором, LWR):	6,7
+ Снижение строительных затрат на 25%	5,5
+Снижение срока строительства от 5 до 4 лет	5,3
+Дальнейшее снижение затрат на эксплуатацию и техобслуживание до 1,3 цента/кВт·ч	5,1
+Снижение капитальных затрат (газ/уголь)	4,2
Уголь, пылевидное топливо	4,2
ТЭЦ с ГТУ (низкие цены на газ: 3,77 долл./MCF)	3,8
ТЭЦ с ГТУ (средние цены на газ: 4 42 долл./MCF)	4,1
ТЭЦ с ГТУ (высокие цены на газ: 6,72 долл./MCF)	5,6
Цены на газ отражают реальные усредненные закупочные цены за тысячу кубических футов* (MCF) на период экономической жизни проекта	

Мы считаем данные улучшения стоимостных показателей в атомной энергетике вполне вероятными, но недоказанными. Результаты моделирования объясняют, почему сегодня производство электроэнергии на новых АЭС не способно конкурировать с электроэнергией, произведенной на угольных станциях или ТЭЦ с ГТУ (при низких или умеренных ценах на газ). Это справедливо кроме варианта, когда улучшены *все* потенциально возможные стоимостные показатели электроэнергии, произведенной на АЭС. Снижение коэффициента использования мощности ухудшает сравнительную стоимость электроэнергии, произведенной на АЭС. Важно отметить, что на структуру стоимости в атомной энергетике влияют высокие начальные капитальные затраты, у газовых электростанций определяющей является цена на топливо – природный газ. Уголь находится посередине между АЭС и газом, как по затратам на топливо, так и по капитальным затратам.

Сравнение показывает, что атомная энергетика становится более конкурентоспособной с учетом социальной стоимости выбросов углерода, например, путем введения налога на углерод или его эквивалента – системы «улавливай и производи». В приведенной таблице представлено влияние платы за выброс углерода на сравнительную стоимость электроэнергии из разных источников. Предполагаемая плата за выбросы - от 50 до 200 долларов за тонну (см. таблицу)

* 1 кубический фут = 0,0283 м³ (Прим. ред. перевода)

Стоимость электроэнергии с учетом налогов на выброс углерода			
Варианты налогообложения			
Усредненная стоимость электроэнергии, цент/кВт·ч	\$50/т С	\$100/т С	\$200/т С
Уголь	5,4	6,6	9,0
Газ (низкая цена)	4,3	4,8	5,9
Газ (средняя цена)	4,7	5,2	6,2
Газ (высокая цена)	6,1	6,7	7,7

Окончательная цена будет зависеть от решения общества (например, какова величина разрешенного выброса двуокси углерода) и технического развития (как то: стоимость и возможность крупномасштабного улавливания углерода и долгосрочного секвестра). Ясно, что колебание стоимости углерода от 100 до 200 долларов за тонну будет в значительной степени влиять на конкурентоспособность электроэнергии, произведенной на угольных, газовых или атомных электростанциях.

Атомная энергетика, свободная от выбросов углерода, нуждается в поддержке правительства в части устранения существующих нормативных недоработок, с которыми сталкивается атомная энергетика, а также нежелания инвесторов нести риск за создание атомных станций нового поколения с их высокими капитальными затратами.

Мы рекомендуем три мероприятия, способные улучшить экономические показатели атомной энергетики:

Для ряда АЭС правительство должно взять на себя часть затрат по получению разрешительных документов на строительство, сертификацию станций нового поколения Комиссией по атомному регулированию (Nuclear Regulatory Commission), а также по выдаче комбинированных лицензий на строительство и эксплуатацию электростанций, построенных сегодня или в будущем. По этим вопросам мы поддерживаем позицию Департамента по энергетике США.

Правительство должно признать атомную энергетику источником энергии, свободным от выбросов углерода, и включить новые атомные электростанции в качестве альтернативного варианта в любой обязательный портфель стандартов для возобновляемых источников энергии (“carbon-free” portfolio), как на государственном уровне, так и на уровне штатов.

Для нескольких первых компаний (“first movers”), строящих новые коммерческие АЭС, правительство должно предоставить небольшие субсидии в форме налогового кредита на производство (production tax credit) с тем, чтобы продемонстрировать их экономическую и нормативно-правовую обоснованность.

Мы предлагаем ввести **налоговый кредит на производство** до 200 долларов за кВт(эл.) от стоимости строительства для 10 первых АЭС. Эта льгота в размере 1,7 цента за кВт·ч должна быть погашена в первые полтора года работы АЭС на полной мощности. Мы отдаем предпочтение механизму **налогового кредита** на производство по двум причинам. Во-первых, он является прекрасным стимулом для завершения проектов. Во-вторых, он

может быть распространен и на другие технологии производства электроэнергии, свободные от выбросов углерода, например, возобновляемые источники энергии (в настоящее время ветроэнергетика имеет налоговый кредит сроком на 10 лет в размере 1,7 цента за кВт·ч) и уголь при условии улавливания углерода и секвестра. Кредит в размере 1,7 цента за кВт·ч эквивалентен кредиту в 70 долларов за выброс метрической тонны углерода, которого удалось бы избежать, если бы электроэнергия была произведена на угольной электростанции (или 160 долларов – на газовой). Естественно, в этом случае снижение выбросов углерода происходило бы в течение срока службы станции без вмешательства общества. Этот срок для АЭС может составлять 60 лет. Правительство не будет выплачивать субсидии, если не будут построены новые АЭС.

Эти мероприятия могли бы эффективно стимулировать дополнительные инвестиции в новые генерирующие мощности АЭС *только* при условии, что промышленность оправдывает ожидания и сможет значительно снизить капитальные затраты на строительство новых АЭС.

Усовершенствованные топливные циклы вносят существенную прибавку в стоимость электроэнергии, произведенной на АЭС. Мы рассмотрели переработку и вторичную утилизацию топлива, используемого в открытом топливном цикле, на основе существующих технологий, и пришли к выводу, что стоимость топлива, включая хранение отходов и стоимость захоронения, в 4,5 раза превосходит топливные затраты открытого цикла. Это свидетельствует о том, что использование усовершенствованных топливных циклов является экономическим штрафом для атомной энергетики.

Безопасность

Мы считаем, что стандарты безопасности для сценария глобального развития должны быть сохранены на сегодняшнем уровне – менее одного случая серьезного радиоактивного загрязнения от работы всего топливного цикла за 50 лет. Этот стандарт означает десятикратное снижение ожидаемой частоты серьезных аварий в активной зоне: от 10^{-4} /реакторо-года до 10^{-5} /реакторо-года. Указанный стандарт безопасности реактора может быть достигнут, благодаря использованию новых легководных реакторов (LWR), имеющих самую современную систему безопасности. Чрезвычайно важно, чтобы указанные стандарты действовали на международном уровне – авария, произошедшая в любой стране, окажет влияние на общественное мнение во всех странах. Предстоит решить проблему, до какой степени должны быть усилены системы безопасности атомных электростанций, чтобы защитить их от возможных атак террористов.

Мы не верим в существование такой конструкции АЭС, которая была бы гарантировала 100% защиту от любого риска. Частично это обусловлено техническими возможностями, частично – человеческим фактором. Для безопасной эксплуатации необходимы: эффективные нормативные требования, менеджмент, имеющий безопасность в качестве приоритета, и опытный персонал.

Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор (HTGR) является потенциальным кандидатом на проведение исследований и разработку прежде всего потому, что уже накоплен определенный, хотя и не всегда положительный, опыт. Конструкция реактора дает определенные преимущества с точки зрения безопасности. Это обусловлено более высокой тепловой мощностью активной зоны. Топливо имеет более продолжительное время выгорания, что предотвращает избыточные температуры, способные привести к выбросу продуктов деления. По сравнению с легководным реактором он имеет еще одно преимущество, связанное с нераспространением ядерного оружия.

Эти мероприятия могли бы эффективно стимулировать дополнительные инвестиции в новые генерирующие мощности АЭС только при условии, что промышленность оправдает ожидания и сможет значительно снизить капитальные затраты на строительство новых АЭС.

После аварий на АЭС Three Mile Island в 1979 г. и в Чернобыле в 1986 г. особое внимание было уделено безопасности реакторов. Однако, безопасность перерабатывающих предприятий не столь хороша. Отсутствует тщательный анализ предприятий топливного цикла, например, проведенный с использованием метода оценки вероятности риска. Здесь требуется дополнительная работа.

Наша главная рекомендация по проблеме безопасности:

Правительство в рамках краткосрочной научно-исследовательской программы должно обеспечить основу для проведения анализа надежности и безопасности предприятий топливного цикла в течение всего срока службы. Разработка реакторов должна основываться на вариантах, способных обеспечить повышенный уровень безопасности, и которые можно развернуть течение двух десятилетий.

Управление отходами

Управление и захоронение высокоактивного отработанного топлива, полученного из ядерного топливного цикла, является одной из наиболее трудноразрешимых проблем для атомной энергетики всего мира. Ни одной стране не удалось пока успешно решить проблему захоронения отходов. Мы согласны с обзорами многочисленных независимых экспертов, считающих, что геологические хранилища способны надежно изолировать отходы от биосферы. Однако реализация этого метода – сложная задача, налагающая особые обязательства на эксплуатационные, регулирующие и политические институты.

В течение пятнадцати лет американская программа по управлению высокоактивными отходами была почти полностью сфокусирована на предлагаемой площадке захоронения в Yucca Mountain в шт. Невада. Несмотря на то, что успешная сдача в эксплуатацию хранилища в Yucca Mountain явится серьезным шагом в решении проблемы захоронения радиоактивных отходов, мы считаем, что необходима более широкая, стратегически сбалансированная программа обращения с ядерными отходами. Эта программа должна подготовить почву для серьезной экспансии атомной энергетики, как в Соединенных Штатах, так и за рубежом.

Сценарий глобального развития предусматривает, что к 2050 г. для АЭС с открытым топливным циклом должны быть построены новые хранилища. Необходимость размещения отработанного ядерного топлива, полученного после введения в эксплуатацию 1000 реакторов мощностью 1 ГВт каждый, потребует строительства новых хранилищ каждые три – четыре года. Речь идет о хранилищах, равных по мощности Yucca Mountain. Это обстоятельство наряду с желанием снизить долгосрочные риски, обусловленные отходами, предсказывает повышение интереса к усовершенствованным замкнутым топливным циклам.

Основываясь на анализе только проблемы управления отходами, мы не убеждены, что преимущества современного замкнутого топливного цикла могут перевесить ожидаемую безопасность, экологические риски и риск надежности, а также экономические затраты.

Эти схемы позволят отделить плутоний и другие актиниды – и, возможно, некоторые продукты деления, от отработанного топлива и преобразовать их в короткоживущие и

менее вредные продукты. Их задача – снизить тепловую нагрузку от радиоактивных отходов на хранилище, увеличив таким образом его мощность и сократив время изоляции от биосферы.

Мы проанализировали последствия, вызываемые открытым и замкнутым топливными циклами. При этом учитывалась каждая стадия топливного цикла, равно как и риск радиоактивного облучения в кратко- и долгосрочной перспективе. *Мы не верим, что на основании только анализа управления отходами может быть сделан вывод, что преимущества, которые дают разделение и трансмутация, могут перевесить ожидаемую безопасность, экологические риски и риск надежности, а также экономические затраты.* Развитие технологий в будущем может изменить баланс ожидаемых затрат, рисков и преимуществ. Для изменения сделанного нами фундаментального заключения должны быть изменены не только ожидаемые долгосрочные риски от геологических хранилищ, которые должны стать значительно выше, чем указано в данной оценке. Кроме того, растущие затраты, краткосрочная безопасность и экологические риски должны быть значительно снижены по сравнению с нынешними ожиданиями и имеющимся опытом.

Мы также считаем, что среди стратегий управления отходами в открытом топливном цикле потенциально возможны такие, которые способны снизить долгосрочные риски в такой же степени, как и те, что предполагают разделение и трансмутация отходов и имеют при этом меньше краткосрочных рисков и требуют меньших затрат на разработку и развертывание. Последние включают, как значительные усовершенствования подхода к существующим хранилищам в геологических формациях, так и более отдаленные инновации, например, глубинные буровые скважины. Наконец, замена существующего подхода к хранению отработавшего топлива на реакторных площадках на четкую стратегию хранения отработавшего топлива в течение нескольких десятилетий позволит придать дополнительную гибкость системе управления отходами.

Наши главные рекомендации:

DOE должен усилить внимание хранилищу Yucca Mountain одновременно с проведением сбалансированной научно-исследовательской программы по долгосрочному управлению отходами.

В течение десятилетия должна быть развернута исследовательская программа о возможности геологического захоронения в глубинных скважинах

В США и мире следует создать сеть централизованных мощностей по хранению отработавшего топлива в течение нескольких десятилетий.

Нераспространение ядерного оружия

Атомная энергетика не должна расширяться, пока риск распространения ядерного оружия, связанный с эксплуатацией коммерческого ядерного топливного цикла, не будет находиться на приемлемо низком уровне. Мы надеемся, что атомная энергетика будет развиваться с приемлемо увеличивающимся риском распространения ядерного оружия, как это предусмотрено нашим сценарием глобального развития. Условиями этого процесса должно стать принятие разумных гарантий и ограничение растущих процессов переработки и обогащения. Международное сообщество должно исключить приобретение материалов, пригодных для производства оружия, происходящее либо путем

переключения (как в случае с плутонием), либо не целевым использованием мощностей топливного цикла (включая связанные с ними установки, такие как исследовательские реакторы и горячие камеры). Правительства, несущие за них ответственность, должны максимально контролировать ноу-хау, связанные с производством и переработкой высокообогащенного урана (технологии обогащения) и плутония.

Особую озабоченность вызывают три проблемы: существующие в мире запасы выделенного плутония, непосредственно пригодного для производства оружия, ядерные мощности, например, в России, не имеющие адекватного контроля; и передача технологий, в первую очередь, технологий обогащения и переработки, позволяющих нациям приблизиться к овладению ядерным оружием. В сценарии глобального развития подчеркнуто, что риск распространения ядерного оружия сопряжен с расширенным развитием атомной энергетики в различных странах с разными условиями безопасности.

Для снижения риска распространения ядерного оружия необходимы ответные шаги международного сообщества. Ими могут стать:

- Переоценка и укрепление институциональных основ гарантий режима МАГАТЭ в ближней перспективе, включая санкции;
- Такой контроль за развитием ядерного топливного цикла, который бы усиливал задачи нераспространения.

Атомная энергетика не должна расширяться, пока риск распространения ядерного оружия, связанный с эксплуатацией коммерческого ядерного топливного цикла, не будет находиться на приемлемо низком уровне.

Соответственно, мы рекомендуем:

МАГАТЭ должно целиком и полностью сосредоточиться на функции обеспечения гарантий безопасности, и уполномочено, помимо заявленных мощностей, проводить инспекцию подозрительных нелегальных объектов;

Большее внимание должно быть уделено риску распространения, существующему в технологиях обогащения в конце топливного цикла;

Гарантии МАГАТЭ должны перейти к подходу, в основе которого лежит постоянная защита материалов: контроль и учет с использованием систем наблюдения и защиты, как непосредственно на объектах, так и во время транспортировки. В основу гарантий должен быть положен риск, связанный с работой топливного цикла;

Анализ, исследования, разработка топливного цикла, равно как и демонстрационные мероприятия, должны включать четкий анализ риска распространения ядерного оружия и меры, направленные на его минимизацию;

В сценарии глобального развития международные хранилища отработанного топлива имеет значительные преимущества нераспространения, а потому хранилища должны быть рассмотрены в кратчайшие сроки и развернуты в течение следующего десятилетия.

Анализ, исследования, развитие и демонстрационная программа

Программа Департамента энергетики США, в которую входят анализ, исследования, разработка и демонстрация (ARD&D Program), должна поддерживать технологическую линию, определенную сценарием глобального развития, и включать различные направления работы, уравнивающие риск и временные рамки, и направлена на достижение стратегической цели сохранения атомного варианта. *По техническим, экономическим причинам, а также причинам, связанным с безопасностью и получением поддержки общественности, приоритет ARD&D в части топливного цикла, заслуживает скорейшего объявления конкурса на получение финансирования. Предпочтение будет отдано усилиям, способным обеспечить активное развертывание открытого топливного цикла.* Существующая программа DOE не имеет этой направленности.

Любая отрасль промышленности Соединенных Штатов разрабатывает базовые аналитические модели и инструменты, например, финансовые отчеты, позволяющие компаниям, инвесторам, политикам и регулирующим органам понять, каким образом изменения параметров производственного процесса повлияют на сам процесс и его стоимость. Однако, занимаясь подготовкой исследования, мы были поражены отсутствием подобных моделей и инструментов моделирования, учитывающих основные критерии и позволяющих провести глубокий количественный анализ баланса между различными реакторами и выбором топливного цикла. Анализ, с которым мы столкнулись, основывается на конструкции и не включает в себя информацию о стоимости и работе действующих коммерческих атомных установок. Подобное моделирование и анализ сценариев открытого и замкнутого топливных циклов, будут полезны для промышленности, инвесторов, а также для международного обсуждения о предпочтительности разных топливных циклов.

Мы обращаемся к DOE с предложением создать головной проект, возможно, с участием других стран, для моделирования, анализа, создания опытных моделей коммерческих атомных энергетических систем – The Nuclear System Modeling Project. Проект должен стать основой для сбора информации о том, как изменения в работе АЭС и других стадий топливного цикла влияют на затраты, безопасность, отходы и гарантии нераспространения ядерного оружия. В основе моделей и анализа должны лежать реальные технические данные и, по возможности, практический опыт. Проект технически сложен, его успешная реализация потребует многолетних усилий и значительных ресурсов.

Мы считаем, что развитие современных атомных технологий – будь то быстрые реакторы или современные топливные циклы, связанные с переработкой - должно быть отложено до получения результатов от предложенного проекта - The Nuclear System Modeling Project. Проведенный нами анализ свидетельствует о том, что у проекта имеется достаточно времени, чтобы свести воедино данные технического и экономического анализа. Это должно быть сделано до принятия дорогостоящих программ развития даже, если для завершения проекта потребуются десятилетия. Дорогостоящие программы, планирующие развитие или развертывание коммерческой переработки и основывающиеся на современных технологиях топливного цикла, просто неоправданны. Они неоправданны с точки зрения затрат, неподтвержденной безопасности, риска распространения ядерного оружия, а также свойств топлива замкнутого цикла по сравнению с открытым топливным циклом. Оценка концепции реактора должна стать частью The Nuclear System Modeling Project.

В то же время мы поддерживаем скромные программы лабораторных исследований и анализа *новых* методов разделения и соответствующих форм топлива для изучения подходов, способных снизить затраты и усилить преграду на пути распространения ядерного оружия. Эти данные могут стать ценным вкладом при проведении анализа современных топливных циклов и моделировании, и, следовательно, будут содействовать выработке приоритетов будущих программ развития.

Моделирование и анализ, проводимые в рамках проекта, должны охватывать только технологические направления, в которых при нормальном производстве не вырабатываются материалы, используемых для изготовления оружия (например, оставляя часть урана, продуктов деления и/или небольшого количества актинидов в перерабатываемом плутонии). *Замкнутый топливный цикл, используемый в настоящее время в Западной Европе и Японии, известный как PUREX/MOX, не соответствует указанным критериям.* Существуют концепции современного замкнутого топливного цикла, в которых сочетание: реактор, вид топлива и технологии разделения, соответствуют указанным условиям. При соответствующей институциональной поддержке они способны иметь гораздо лучшую сопротивляемость распространению ядерного оружия, чем топливный цикл PUREX/MOX, и возможность приблизиться к аналогичному показателю открытого топливного цикла. Соответственно правительства стран, занимающихся строительством АЭС, не должны оказывать содействия другим странам в развитии и развертывании топливного цикла PUREX/MOX.

Правительственная поддержка научно-исследовательским работам в области совершенствования LWR и HTGR оправдана, так как оба типа реакторов с большой долей вероятности будут участвовать в любой экспансии атомной энергетики. Поддержка научно-исследовательских работ по совершенствованию конструкции LWR должна быть нацелена на реализацию мероприятий, способных снизить капитальные и эксплуатационные затраты. HTGR обладает потенциальными преимуществами с точки зрения безопасности, сопротивляемости распространению ядерного оружия, модульности и эффективности. Обоснована правительственная поддержка исследовательским и (в меньшей степени) проектным работам, направленным на решение ключевых проблем; среди них, например, работа различных видов топлива в реакторе HTGR, оборудование первого контура.

Управление отходами также требует значительной и переориентированной ARD&D программы. По понятным причинам в течение последних нескольких лет программа DOE по управлению отходами была целиком направлена на проект хранилища Yucca Mountain. Мы считаем, что DOE должен расширить свою программу научно-исследовательских работ по управлению отходами, в противном случае он рискует потерять возможность эффективно отстаивать выбор площадок для захоронения отходов. Больше внимания следует уделить определению форм отходов и сооружению систем защиты, за которыми должны последовать разработка и испытание этих систем. Мы считаем, что должны активно разрабатываться глубокие буровые скважины, как альтернатива горных хранилищ. В сценарии глобального развития указанные проблемы имеют международное значение и должны рассматриваться именно в этом контексте.

Существуют возможности международной кооперации как в рамках ARD&D программы по безопасности, отходам, так и в рамках The Nuclear System Modeling Project. Кроме того, усилия мирового сообщества должны быть объединены для разработки, развертывания и функционирования общей системы защиты, контроля, учета и мониторинга материалов. В настоящее время не существует подобной международной организации. Возможно, решение о создании таковой должно быть принято Большой восьмеркой.

Замкнутый топливный цикл, используемый в настоящее время в Западной Европе и Японии, известный как PUREX/MOX, не соответствует рассмотренным критериям.

Наш сценарий глобального развития предусматривает архитектуру открытого цикла на период, по крайней мере, до середины нынешнего столетия. Возможно, что усовершенствованные замкнутые топливные циклы будут развернуты позже, но лишь при условии внесения значительных изменений после проведения соответствующих исследований. Главной движущей силой нашего заключения являются существующие запасы урановой руды по разумной цене и в количестве, необходимом для обеспечения потребностей открытого топливного цикла в сценарии значительного роста атомных мощностей, по крайней мере, до конца века. Вышесказанное дает открытому топливному циклу явные экономические преимущества, к которым добавляется его устойчивость к распространению ядерного оружия. DOE должен реализовать программу оценки существующих запасов урана, чтобы с большей достоверностью определить мировые запасы этого сырья.

Соответственно, мы рекомендуем:

Департаменту энергетики США следует ориентировать научно-исследовательскую программу на открытый топливный цикл;

Департаменту энергетики США следует создать проект The Nuclear System Modeling Project для проведения анализа, исследовательских работ, моделирования и сбора технических данных, необходимых для проведения оценки всех топливных циклов с точки зрения их затрат, безопасности, управления отходами и устойчивости к распространению ядерного оружия;

Департаменту энергетики США следует организовать международную программу по оценке мировых запасов урана;

Департаменту энергетики США следует расширить научно-исследовательскую программу по управлению отходами;

Департаменту энергетики США следует оказать поддержку научно-исследовательским работам, направленным на снижение затрат LWR и разработку HTGR для использования в электроэнергетике.

Мы считаем, что предложенная нами ARD&D программа соответствует стратегической цели обоснованного сценария глобального развития на последующие несколько десятилетий. Подобная программа потребует значительного увеличивающегося бюджета в размере почти 400 миллионов долларов в год в течение последующих 5 лет и, по крайней мере, 460 миллионов долларов в год на 5 – 10-летний период.

Глава 2 – Основания для проведения данного исследования и его цели

В 2000 г. на долю ядерной энергетики пришлось около 17 % мирового производства электроэнергии при эксплуатации 442 энергетических реакторов в 31 стране мира. В США развернуто наибольшее число работающих реакторов – 104, дающих 20 % вырабатываемой в стране электроэнергии. За США следует Франция, Япония, Германия, Россия и Южная Корея. В последние годы надежность этих АЭС существенно возросла (например, коэффициент использования установленной мощности ядерных энергоблоков США достиг 90 %), и многие из них значительно превзойдут первоначально ожидаемый срок службы. Ядерная энергетика, как очевидно, является важным источником электроэнергии в США и во всем мире.

Однако, если продолжится существующая тенденция в политике то, вероятно, ядерная энергетика в этом столетии постепенно исчезнет из числа мировых источников электроэнергии. Мы считаем, что устранение ядерной энергетики в качестве источника энергоснабжения стало бы в настоящее время ошибкой. Основная причина состоит в том, что ядерная энергетика является существенным источником электроэнергии, которая не связана с ископаемым топливом и поэтому не вызывает выбросов парниковых газов. Это и есть первичный побудительный мотив нашего анализа взаимозависимых проблем, встающих перед каждой страной по отдельности и перед всеми ними в следующем столетии. Эти проблемы таковы:

- уменьшение загрязнения атмосферы и выбросов парниковых газов;
- удовлетворение резко увеличивавшегося спроса на энергию, в особенности на электроэнергию, в промышленно развитых и развивающихся странах и
- обеспечение безопасности и минимизация конфликта, связанного с энергоснабжением.

Наше исследование направлено на:

- описание характеристик инфраструктуры ядерной энергетики, которая может внести существенный вклад в снижение выбросов CO₂;
- идентификацию проблем, которые должны быть разрешены, если ядерная электроэнергетика должна будет внести вклад в решение указанных проблем, и
- представление необходимой программы анализа, исследований, разработок и демонстраций.

ГЛОБАЛЬНОЕ ПОТЕПЛЕНИЕ

Большая часть развитых стран находится на ранних стадиях внедрения в жизнь политики стабилизации и, в конечном счете, снижения выбросов парниковых газов и сопутствующего этим выбросам глобальному потеплению. Консенсус в научной среде относительно рисков дальнейшего значительного увеличения концентрации парниковых газов в атмосфере становится постоянно более очевидным и более широко поддерживаемым. Этот консенсус лежит в основе сильного импульса для действий правительственных властей, которые готовят основу для удовлетворения возможно все более возрастающих ограничений на выбросы CO₂ в предстоящие десятилетия, в особенности на уровень глобальных выбросов, сравнимый или меньший сегодняшнего, несмотря на значительное увеличение производства и использования энергии. Развивающиеся страны должны будут ограничить рост выбросов парниковых газов на время резкого увеличения энергопотребления в своих границах. Например, если не допускается двойное превышение концентрации CO₂ в атмосфере по отношению к уровню этой концентрации в допромышленную эпоху, то выбросы CO₂ в 21-м веке должны будут поддерживаться на уровне общих суммарных величин, ожидаемых в условиях тенденций типа «все в порядке»¹, а количество ежегодных выбросов должно будет, в конечном счете, сильно снизиться по сравнению с уровнем 2000 г. Поскольку

средоточие наших интересов сконцентрировано на глобальном потеплении из-за его важности в масштабе всей планеты, мы осознаем, что снижение выбросов других соединений, образующихся при сжигании ископаемых топлив, должно будет иметь существенные преимущества для обеспечения чистоты воздуха в региональном и местном масштабах.

Мы полагаем, что США в конечном счете присоединятся к другим развитым странам в усилиях по снижению выбросов парниковых газов, даже если механизм для осуществления этих усилий на данный момент еще не вполне ясен. Развивающиеся страны – в особенности такие крупные, как Китай, Индия, Пакистан, Бразилия и Индонезия, – должны принимать участие в этих усилиях, чтобы успех был обеспечен. Достижение уменьшения выбросов парниковых газов, которое по всей видимости потребуется, должно стать крупной и сложной технической и экономической задачей и для развитых, и для развивающихся стран, которая будет стоять на повестке дня и в течение многих грядущих десятилетий.

Электроэнергетическая отрасль дает примерно одну треть выбросов парниковых газов в масштабе всей планеты. Управление по информации в энергетике (EIA) Министерства энергетики США предполагает, что в отсутствие политики контроля за содержанием CO₂ в воздушной среде и соответствующих технологий доля электроэнергетики в глобальных выбросах парниковых газов (CO₂ и других) возрастет до более, чем 40 % к 2020 г. В США почти 90 % выбросов углеродосодержащих соединений при производстве электроэнергии связаны с тепловыми электростанциями, работающими на угле, даже если ТЭС на угле дают только 52 % выработки электроэнергии. (Около 29 % электроэнергии в США вырабатывается на АЭС, не дающих выбросов в виде углеродосодержащих соединений, и электростанциях, использующих возобновляемые источники энергии; около 19 % электроэнергии вырабатывается на тепловых электростанциях, использующих в качестве топлива природный газ и жидкое топливо (продукты переработки нефти), но оба эти вида топлива дают меньшее количество выбросов углерода в расчете на киловатт-час, чем это происходит в случае использования угля в качестве топлива).

Существует небольшое число реалистичных вариантов существенного снижения углеродосодержащих соединений при производстве электроэнергии (кроме связанных со снижением уровня жизни):

- увеличение эффективности конечного использования и производства электроэнергии;
- увеличение использования технологий возобновляемых источников энергии (например, энергии ветра, солнца, биомассы и геотермальной энергии);
- внедрение технологий улавливания углеродсодержащих соединений и их изоляции на электростанциях, работающих на ископаемом (в особенности, на угле) топливе, в широком масштабе, и
- увеличение использования энергетических ядерных реакторов деления (и, возможно, термоядерных реакторов синтеза в дальнейшем).

Как мы уже приводили аргументы в Главе I, наша точка зрения состоит в том, что в настоящее время было бы ошибкой исключение этих четырех основных вариантов в качестве вероятно важной составляющей общей стратегии контроля за выбросами углеродсодержащих соединений. Каждый из этих вариантов представляет собой техническую, экономическую, экологическую, политическую и связанную с поведением человека проблему, что приводит к неопределенности в вопросе конечного проникновения этих вариантов на рынок.

Однако ядерная энергетика является особым случаем. Если текущая тенденция сохранится, то доля ядерной энергетики постепенно уменьшится и, возможно, она даже исчезнет из числа мировых источников электроэнергии, не давая тем самым какого-либо долговременного вклада в снижение выбросов парниковых газов. В мире сейчас строится небольшое число АЭС, и среди них большинство строится в малом числе развивающихся стран или в развитых странах Восточной Азии². В большинстве развитых стран

расширение использования ядерной энергии не ожидается и во многих из этих стран, включая США, ядерная энергия уже явно исключена из политики стабилизации и уменьшения выбросов углеродсодержащих соединений (например, прямые и налоговые субсидии на возобновляемые источники энергии и энергосбережение, в большой степени определяемые государством цены на энергию, вырабатываемую за счет использования возобновляемых источников, стандарты на возобновляемые источники энергии). В Великобритании АЭС платят «налог на выбросы углеродсодержащих соединений», даже если они по существу не дают выбросов CO₂. Мы считаем, что более объективный подход станет лучшим шансом для решения проблемы глобального потепления. Конечно, весьма вероятно, что наше будущее в области энергетики будет использовать все четыре варианта в той или иной степени. Данное исследование затрагивает проблемы, связанные с поддержанием варианта использования ядерной энергии.

СПРОС НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

Национальная инженерная академия США назвала электрификацию основным техническим достижением двадцатого столетия. Это примечательное заявление для столетия лазеров, компьютеров, самолетов и других общепризнанных и важных технологий, и оно является показательным с точки зрения чрезвычайного воздействия электричества на улучшение качества жизни людей. В соответствии с этим не должно стать сюрпризом резкое увеличение использования электроэнергии в мировом масштабе в будущем, даже с учетом роста эффективности конечного использования. Рост использования электроэнергии ожидается в первую очередь в развивающихся странах, поскольку они стремятся к удовлетворению основных потребностей людей и к модернизации и индустриализации своей экономики.

Управление по информации в энергетике Министерства энергетики США планирует 75 %-ное увеличение глобального потребления электроэнергии в течение двух десятилетий с 2000 по 2020 год. К середине столетия вероятен и, конечно, ожидаем трехкратный рост потребления электроэнергии. В табл. 2.1 приведены темпы роста использования электроэнергии в различных регионах планеты, как это предусмотрено в «стандартных» планах управления по информации в энергетике на 2020 г.⁴

Существует явная корреляция между потреблением электроэнергии на душу населения и «показателем развития человека» (HDI) ООН, в котором сочетаются показатели здоровья, образования и экономического процветания⁵. Промышленно развитые страны имеют HDI свыше 0,9 (при шкале оценок от 0 до 1) и потребление электроэнергии на душу населения свыше 4000 кВт·ч.

В крупных развивающихся странах, таких как Китай, Индия, Пакистан и Индонезия, этот показатель значительно ниже, чем в промышленно развитых странах, и эти страны стремятся к быстрому росту экономики. В целом, потребление энергии на душу населения в развивающихся странах в настоящее время составляет менее одной пятой от этого показателя в развитых странах. Если не будет содействия или стимулов, то эти развивающиеся страны, вероятно, будут стремиться к альтернативам, связанным с наименьшими затратами на энергоснабжение, которые могут удовлетворить их растущие потребности промышленного и потребительского сектора в электроэнергии. Эта перспектива ясно очерчивает проблему значительно возросших выбросов парниковых газов, поскольку уголь, по-видимому, является экономически оправданным выбором для многих развивающихся стран, например, Китая и Индии. Как эти развивающиеся страны удовлетворят свои потребности в электроэнергии, является центральным вопросом в дискуссии о глобальном потеплении, поскольку со временем выбор этих стран повлияет на глобальный уровень выбросов в большей степени, чем меры, предпринимаемые в развитых странах. Желательным является более высокое потребление электроэнергии, поскольку он сопровождается социальным и экономическим прогрессом, но мы хотим,

чтобы производство электроэнергии велось бы экономически и экологически приемлемым образом.

Привлекательность ядерной энергетики в качестве варианта получения электроэнергии должно определяться многими специфическими для каждой страны факторами. Для определения того, насколько ядерная энергетика будет нужна для внесения существенного вклада в снижение выбросов CO₂ к 2050 г. и того, где объекты ядерной энергетики могут быть развернуты, мы в Приложении 2 приводим простой сценарий роста электроэнергетики в течение последующих пятидесяти лет. Этот сценарий основан не на экономическом прогнозе, а на модели того, каким может быть рост электроэнергетики в странах, стремящихся к росту уровня жизни до приемлемых показателей при заслуживающих доверия ограничениях, касающихся этого роста. Модель предполагает умеренный, порядка 1 %, ежегодный рост потребления электроэнергии на душу населения для развитых стран, и такой темп роста для развивающихся стран, который приведет их к ежегодному потреблению 4000 кВт·ч электроэнергии на душу населения в 2050 г. (то есть, мы определяем темп роста в качестве результата). Прогноз изменения народонаселения взят таким, как это ныне дается ООН. Одним дополнительным ограничением в этом сценарии является то, что ежегодный темп роста общего производства электроэнергии для любой страны ограничен цифрой 4,7 %, что на 0,5 процента выше планируемого Управлением по информации в энергетике темпа роста электроэнергетики для развивающихся стран до 2020 г. Поддержание ежегодного темпа роста в 4,7 % на протяжении пятидесяти лет дает десятикратное увеличение; хотя в пределах возможностей соответствующей политики и достаточных ресурсных вложений этот предел суммарного роста представляет собой весьма амбициозную цель для любой отдельной развивающейся страны. По этому сценарию глобальное производство электроэнергии несколько ниже планируемой Управлением по информации в энергетике цифры и почти в три раза больше будет в 2050 г., чем в настоящее время. Особенности этого сценария для четырех категорий стран приведены ниже.

РЕГИОН	1999 г.	2020 г.	ТЕМП РОСТА, %
Промышленно развитые страны	7500	10900	1,8
(США)	3200	4800	1,9
Страны бывшего СССР	1500	2100	1,8
Развивающиеся страны	3900	9200	4,2
Мир в целом	12800	22200	2,7

Развитые страны. Среди крупных развитых стран Соединенные Штаты Америки уникальны в том, что имеют планируемый большой прирост численности населения и сопутствующий этому большой рост суммарного спроса на электроэнергию. Если глобальное использование ядерной энергетики должно существенно возрасти к середине настоящего столетия, то США почти несомненно должны быть в этом основным участником. Рост ядерной энергетики маловероятно должен быть очень большим в других ключевых развитых странах, таких как Япония (с планируемым снижением численности населения) или Франция (со стабильной численностью населения и электроэнергетикой, в которой уже доминирующую роль играет ядерная энергетика).

Более продвинутые развивающиеся страны. Такие страны как Китай, Бразилия, Мексика и Иран могут достичь контрольной цифры ежегодного потребления электроэнергии на душу населения в 4000 кВт·ч при годовых темпах роста потребления электроэнергии в диапазоне 2-3 %. Хотя может потребоваться улучшение условий в области бизнеса, регулирования, финансов, политики и других областях, эти страны должны быть, по-видимому, очень важны для сценария расширения использования ядерной энергетики. К 2050 г. эти страны будут иметь большое городское население

(более 85 %), что является важным фактором, благоприятствующим внедрению крупных электростанций, работающих в режиме покрытия базовых нагрузок. Эта модель, конечно, подвержена специфическим для каждой страны особенностям, Например, Иран имеет обширные запасы природного газа, поэтому его стремление к сооружению АЭС логическим образом затрагивает проблемы распространения делящихся материалов. В общем, принадлежащие к этой группе страны в настоящее время имеют относительно слабую ядерную энергетику, однако, они могут обратиться к ядерной энергетике для удовлетворения определенной доли своих потребностей в электроэнергии в будущем, как это сделала Южная Корея.

Менее продвинутые развивающиеся страны. Такие страны, как Индия, Пакистан, Индонезия, Филиппины и Вьетнам (с планируемой к 2050 г. суммарной численностью населения 2,5 млрд человек) могут при значительном прогрессе своих режимов в области политики, законодательства, финансов и регулирования и соответствующем увеличении отечественных и иностранных инвестиций в энергетическую отрасль этих стран достигнуть ежегодного потребления электроэнергии на душу населения на уровне 2000-3000 кВт·ч к середине столетия. Это будет трудной задачей. Ядерная энергетика может отвечать за часть удовлетворения резкого роста потребности в электроснабжении, требующегося в этих странах (Индия здесь является исключением, так как уже имеет четырнадцать ядерных энергоблоков), однако, применение такой капиталоемкой и интенсивной с точки зрения менеджмента технологии должно требовать напряжения всех сил. Во многих случаях проблема распространения — проблемы, состоящей в том, что промышленный цикл ядерного топлива будет использован в качестве источника материалов и/или технологии, которые приведут к распространению ядерных вооружений — будет сопровождать развитие важных инфраструктур ядерной технологии.

Наименее продвинутые развивающиеся страны. Многие крупные развивающиеся страны, сконцентрированные в основном в Африке, не могут в рамках заслуживающих доверия экономических сценариев близко подойти к контрольной цифре потребления электроэнергии на душу населения. Эти страны не являются хорошими кандидатами на обладание ядерной энергетикой, за исключением случаев непредвиденного прорыва в области требований к технологии и капитальным вложениям.

Короче говоря, использование электроэнергии, по-видимому, должно существенно возрасти во всем мире в течение следующей половины столетия, что потребует крупных вложений как в замену, так и в увеличение генерирующих мощностей. Большая доля увеличения генерирующих мощностей будет иметь место в развивающихся странах. Некоторые развитые страны будут играть центральную роль в значительном расширении ядерной энергетики, но значительные части развивающегося мира, по-видимому, участвовать в этом не будут. Если развивающиеся страны примут ядерную энергетику, то все страны мира должны быть заинтересованы в том, как эти страны регулируют свою ядерную индустрию в том, что касается безопасности реакторов и цикла ядерного топлива, транспортировки ядерных материалов, захоронения отходов и, в особенности, гарантий, относящихся к распространению делящихся материалов.

БЕЗОПАСНОСТЬ

Еще одна причина задуматься над вариантом, связанным с ядерной энергетикой, а именно национальная безопасность, не является новой. Зависимость развитых стран от ближневосточной нефти, нефти, добываемой в нестабильном регионе планеты, уже давно представляет опасность для экономики США и других стран, зависящих от импорта нефти, таких как Япония, Германия и Франция. Зависимость США связана, главным образом, с топливом для транспортной отрасли, но многие другие страны полагаются на нефть как на основное топливо для производства электроэнергии. Ядерная энергетика предлагает вариант снижения этой зависимости.

В пределах анализируемого в данном исследовании отрезка времени, однако, роль развивающейся ядерной энергетики для национальной безопасности может быть даже более значительна по отношению к природному газу, для которого характерно то же отсутствие географической корреляции между предложением и спросом, которое определяет геополитический ландшафт для нефти. Вероятно, что многие страны, включая США, могут импортировать большие количества сжиженного природного газа или жидкого топлива из газа, полученного из «жильного» газа, в различных регионах мира.

Есть еще один аспект национальной безопасности, касающийся ядерной энергетики. Борьба с распространением ядерных материалов является одной из наиболее важных целей внешней политики. Нет никаких сомнений относительно большого риска для безопасности США и остального мира, который будет связан с распространением ядерных вооружений в другие государства и, возможно, в негосударственные структуры. Поэтому существует важный интерес для безопасности в том, как все аспекты ядерной отрасли развиваются в мире. Например, широкомасштабная программа США «Совместная программа уменьшения угрозы» (Cooperative Threat Reduction program)⁶ обеспечивает содействие России в деле защиты ее ядерных вооружений и ядерных взрывчатых материалов от хищения.⁷ С другой стороны, существует значительная напряженность в отношениях США и России, возникшая в результате помощи Ирану со стороны России в области промышленной ядерной энергетики, в особенности потому, что Иран чрезвычайно богат природным газом.

Конечно, стоит напомнить, что нерешенная проблема «раскола» в 70-х годах, касающаяся цикла ядерного топлива, между США и европейскими и японскими союзниками, возникла из-за озабоченности вопросами нераспространения. При администрации президентов Форда и Картера США остановили переработку плутония в промышленных реакторах из-за риска распространения, связанного с «плутониевой экономикой». Надежда, что другие будут подражать этой политике, не оправдалась, поскольку бедные энергоресурсами страны, такие как Франция и Япония, оценили баланс рисков различным образом. Поскольку страны стремятся к формированию сегодняшней политики в области цикла ядерного топлива и решений в области соответствующих НИОКР в контексте мировых потребностей в сфере экологии, экономического развития и безопасности в следующие пятьдесят лет, то поиск общего пути странами большой восьмерки и другими странами может сам по себе внести значительный вклад в решение вопросов распространения. Расширение ядерной энергетики, если оно произойдет, поднимет вопросы распространения, которые потребуются для исполнения американских обязательств по отношению к проблемам цикла ядерного топлива вне зависимости от уровня вклада ядерной энергетики в производство электроэнергии в США.

ПРОБЛЕМЫ РАСШИРЕНИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Несмотря на строгое логическое обоснование снижения выбросов парниковых газов, которые способствуют глобальному потеплению, для удовлетворения растущей потребности в электроэнергии и для улучшения перспектив национальной безопасности, касающихся энергоснабжения, Управление по информации в энергетике США прогнозирует для ядерной энергетики не более, чем 5 %-ный рост к 2020 г., даже если потребление электроэнергии в мире возрастет на 75 %. После 2020 г., если не будут сделаны существенные инвестиции, доля АЭС в энергоснабжении снизится по мере старения существующих реакторов. Управление по информации в энергетике намечает существенное увеличение производства электроэнергии на АЭС Китая, Японии и Южной Кореи, в большой степени сокращение этого производства в США и Западной Европе. В США последний заказ на АЭС имел место в 1979 г. Существуют значительные антиядерные настроения в Европе: Бельгия, Германия, Нидерланды и Швеция официально объявили о постепенном прекращении эксплуатации АЭС; существует оппозиция

общественности ядерной энергетики в Японии и на Тайване. Конечно, ряд стран все еще строит новые АЭС – примерами здесь являются Южная Корея, Финляндия, Индия и Россия, – а Китай может даже принять на себя обязательство о строительстве новых АЭС. Существует несколько причин того, почему ядерная энергетика не оправдала надежд на прирост генерирующих мощностей, намечавшийся несколько десятилетий назад. Одним из факторов неблагоприятного восприятия ядерной энергии отчасти является озабоченность населения влиянием радиации, которая ассоциируется с ядерной энергией. Более важно то, что неблагоприятное отношение к ядерной энергетике возникает из-за реальных и уникальных проблем, связанных с использованием данной технологии. Эти проблемы таковы:

Неблагоприятная ситуация в экономике. Большинство действующих АЭС экономичны в эксплуатации, когда учитываются текущие расходы, то есть, когда амортизированный основной капитал и затраты на строительство игнорируются. Однако, по-видимому, новые АЭС должны быть более дорогими, чем альтернативные источники электроэнергии для покрытия базовых нагрузок, а именно источники электроэнергии на основе сжигания угля и природного газа, когда учитываются и капитальные, и эксплуатационные затраты.

Капитальные затраты на сооружение ТЭС на угле являются промежуточными между таковыми для ТЭС на природном газе и АЭС. Даже при наличии средств подавления выбросов SO_2 и NO_x , удовлетворяющих нормам на характеристики новых источников электроэнергии, принятым в США, новые ТЭС на угле воспринимаются повсеместно более дешевыми, чем АЭС. Однако, если выбросы CO_2 в будущем стали бы объектом контроля и существенная «плата» взималась бы за выбросы, то относительные экономические показатели стали бы намного более благоприятными для ядерной энергетики.

Ощутимые неблагоприятные влияния на безопасность, экологию и здоровье. После аварии на АЭС Three Mile Island в Гаррисберге, штат Пенсильвания, США, в 1979 г. и произошедшей в 1986 г. аварии на Чернобыльской АЭС в СССР, озабоченность общественности о безопасности реакторов существенно возросла. Авария 1999 г. на заводе Токай-Муря подчеркнула озабоченность вопросами безопасности цикла ядерного топлива вне реактора. Существует также озабоченность относительно транспортировки ядерных материалов и обращения с радиоактивными отходами. Террористические атаки 11 сентября 2001 г. на Всемирный торговый центр и Пентагон усилили озабоченность уязвимостью АЭС и других установок, особенно бассейнов хранения отработавшего топлива по отношению к нападению террористов. Существует озабоченность относительно дозы облучения населения и персонала в результате работы ядерной индустрии, несмотря на благополучные отчеты о положении в области регулирования и состояния здоровья. Имеют место существенные воздействия на окружающую среду, лежащие в диапазоне от долговременного захоронения радиоактивных отходов до обращения и захоронения токсичных химических отходов, связанных с циклом ядерного топлива.

Распространение. Существует вероятность того, что страны, желающие приобрести или усовершенствовать ядерное оружие, будут использовать промышленную ядерную энергетику в качестве источника технологических ноу-хау или оружейных ядерных материалов. Хотя и не доказано, что это предпочтительный путь для обладания ядерным оружием, освоение цикла ядерного топлива, включая обогащение, изготовление топлива, эксплуатацию реакторов и переработку ядерного топлива, несомненно, приближает любую страну к получению такой возможности обладания. Ключевым шагом для достижения возможности обладания ядерным оружием является приобретение оружейных делящихся материалов - или высокообогащенного урана или плутония. К сожалению, переработка отработавшего ядерного топлива в цикле ядерного топлива в Европе, России и Японии привела к накоплению около 200 т выделенного плутония. Сопряженные с этим риски оценивались с повышенной тревогой, поскольку 9/11 произошедших событий

доказали пределы досягаемости международного терроризма. Доза радиации от отработавшего ядерного топлива является сильным, но не достаточным барьером для похищения или злоупотребления.

Трудность обращения с радиоактивными отходами. Существует много видов радиоактивных отходов, образующихся на разных стадиях цикла ядерного топлива. То, что заслуженно привлекло наибольшее внимание, это высокорadioактивные отходы, содержащиеся в продуктах деления и/или в трансурановых элементах, образовавшихся в процессе производства энергии. Отработавшее топливо ядерных реакторов содержит радиоактивный материал, представляющий собой опасность для здоровья и окружающей среды, которая будет сохраняться на протяжении десятков тысяч лет. К настоящему времени ни одно государство не продемонстрировало успешность системы захоронения подобных ядерных отходов. С другой стороны решила встать на путь обращения с отработавшим ядерным топливом Финляндия, а Соединенные Штаты Америки возобновили лицензирование площадки Yucca Mountain в качестве геологического могильника радиоактивных отходов. В то же самое время мотивацией для множества дискуссий вокруг альтернативных вариантов реакторов и циклов ядерного топлива послужило желание снизить уровень проблем обращения с высокорadioактивными отходами.

Потенциальное воздействие на общественное мнение со стороны недостатков в сфере безопасности или обращения с радиоактивными отходами и его связь с технологией взрывчатых ядерных материалов является уникальным для ядерной энергетики по отношению к другим вариантам энергоснабжения. Эти характеристики и тот факт, что ядерная энергетика является более дорогостоящей, делает невозможным сегодня сделать заслуживающие доверия выводы относительно немедленного расширенного использования ядерной энергии.

Неизбежно будет иметь место высокая степень вовлечения правительственных структур в ядерную энергетику даже при наличии рыночной экономики для контроля рисков, связанных с безопасностью, радиоактивными отходами и проблемами распространения. Существуют значительные различия в том, как разные страны подходят к проблемам безопасности, распространения и обращения с радиоактивными отходами. Это зачастую усложняет роль правительств в создании международных правил – особенно касающихся предотвращения распространения делящихся материалов, но также касающихся безопасности и обращения с радиоактивными отходами – которые послужили бы общим интересам. Плохая охрана ядерных материалов или установок в любой стране может привести к приобретению ядерных взрывчатых материалов государством с преступным режимом или группой террористов для использования в другой стране. Чернобыльская авария продемонстрировала потенциал распространения радиоактивности через границы и, следовательно, важность единых жестких норм безопасности и передовых технологий безопасности (таких, как применение защитных оболочек в западных проектах реакторов). Ценность ядерной энергетики в качестве не связанной с выбросами углеродсодержащих соединений технологии как правило также не признается в политике правительств. Правительственная политика сконцентрирована на ресурсах, связанных с возобновляемыми источниками энергии и повышением эффективности конечного использования энергии путем сочетания прямых субсидий, налоговых субсидий, пакета стандартов на возобновляемые источники энергии, норм эффективности и других «лучших из второго ряда» механизмов для содействия технологиям, не связанным с выбросами углеродсодержащих соединений, и снижения потребности в электроэнергии. Ядерная энергетика, как правило, исключена из этих программ. В то время как Европейский Союз будет вводить систему торговли углеродными выбросами в течение нескольких лет, страны еще не обратились к широкомасштабной политике интернализации социальных издержек, связанных с выбросами углеродсодержащих соединений, которая дала бы стимулы для инвестиций во все не связанные с такими

выбросами технологии энергоснабжения или в энергоэффективные технологии, включая ядерную энергетику. Таким образом, ядерная энергетика не участвует в игре и с учетом этой перспективы в данный момент является дискриминированной в политике, рассчитанной на решение проблемы снижения выбросов углеродсодержащих соединений. Учитывая эти трудности, справедливости ради следует задать вопрос о том, сможет ли ядерная энергетика снова вернуть свою привлекательность в качестве основного варианта источника энергоснабжения. Однако это не тот вопрос, который мы хотим рассмотреть. Ответ на подобный вопрос необходимым образом зависит от того, как развивается общество и технология (экономический рост, спрос на электроэнергию, цены на топливо, экологические ограничения, премии за энергетическую безопасность, стоимость таких альтернатив, как возобновляемые источники энергии, новые технологии, например, термоядерный синтез).

Трудности, с которыми сталкивается ядерная энергетика, не должны сегодня исключать ее как один из небольшого числа вариантов, способных быть привлекательными для осуществления в будущем, по мере того, как страны будут принимать решения по задачам нынешнего столетия в области энергетики и экологии. Мы полагаем, что для правительств важно выработать политику, которая позволила бы иметь полный диапазон существенных вариантов. Ядерная энергетика является одним из таких вариантов. Является ли она вариантом, который в конце концов будет осуществлен, будет зависеть от многих непредвиденных обстоятельств.

Учитывая трудности, стоящие на пути ядерной энергетики, усилия, требующиеся для их преодоления, оправдаются только, если ядерная энергетика потенциально сможет оказать значительное воздействие на основные проблемы глобального потепления, электроснабжения и безопасности. То есть, чтобы ядерная энергетика заслужила право быть в центре внимания и постоянной поддержки со стороны правительства, должно быть также обязательство относительно существенного расширения ядерной энергетики, которое будет поддерживать и, возможно, в достаточной степени повысит ее долю в глобальном производстве электроэнергии даже при умножении потребления электроэнергии.

ПРИМЕЧАНИЯ

1. T.M.L. Wigley "Stabilization of greenhouse gas concentrations (Стабилизация концентрации парниковых газов)" в книге «U.S. policy on climate change: What next» («Политика США в области изменения климата: Что дальше?») Aspen Institute, Washington D.C., 2002.
2. В 2003 г. ожидается введение пяти новых энергоблоков: одного – в Чешской Республике, двух – в Китае и двух – в Южной Корее. Кроме того, в мире сооружаются 18 новых АЭС, в первую очередь в Китае, на Тайване, в Индии, Японии и Южной Корее.
3. Website Национальной инженерной академии США <http://www.greatachievements.org/>
4. Управление по информации в энергетике Министерства энергетики США, Перспективы мировой энергетики 2002.
5. S.G. Benka "The Energy Challenges" («Энергетические вызовы»), Physics Today (April 2002), p. 38.
6. Существует программа Nunn-Lugar-Domenici. См. "DOE's non-proliferation programs with Russia" («Совместные программы по нераспространению Министерства энергетики США с Россией») Howard Bayker и Clloyd Cutler, January 10, 2001. The Secretary of Energy Advisory Board, U.S. DOE.
7. В качестве последней отчетной публикации см. M. Bunn, A. Wier and J.P. Holoren, "Controlling nuclear warheads and materials" («Контроль ядерных боеголовок и материалов»), Nuclear Threat Initiative, Washington, D.C., March 2003.

Глава 3 – Основы исследования

В нашем исследовании сделаны два предположения. Первое, как обсуждалось в Главе 1, состоит в том, что ядерная энергетика является важным вариантом энергоснабжения для будущего, но, что осуществление этого варианта в значительном масштабе требует рассмотрения и решения четырех основных проблем – затрат, безопасности, отходов и распространения делящихся материалов. Второе, как обсуждалось в Главе 2, состоит в том, что государственный и частный секторы экономики могут оправдать выделение ресурсов, необходимых для решения этих четырех проблем только, если существует определенная приемлемая возможность получения существенной выгоды для общества от использования этого варианта в будущем.

В связи с этим мы должны рассмотреть широкомасштабное развертывание ядерной энергетики в качестве возможного варианта событий и в полной мере понять последствия обращения к ядерной энергетике для обеспечения существенного источника электроснабжения, не связанного с выбросами углеродсодержащих соединений.

С точки зрения перспектив государственной политики, сценариями, которые заслуживают анализа, являются и широкомасштабное развертывание и постепенное свертывание ядерной энергетики в течение последующей половины столетия. Мы подчеркиваем, что наш подход состоит в оценке решения ядерной энергетики в качестве варианта, возможно необходимого в будущем для покрытия значительной доли мирового спроса на электроэнергию при учете глобальных проблем окружающей среды. Мы не провозглашаем специфической цели на конкретный срок. Нашими критериями оценки являются:

- благоприятные экономические показатели;
- эффективное захоронение отходов;
- высокая степень противодействия распространению делящихся материалов;
- безопасная эксплуатация всех предприятий цикла ядерного топлива.

Для того, чтобы сделать такую оценку, нам надо установить контрольную точку отсчета развертывания ядерной энергетики, которое может быть осуществлено через 50 лет, начиная от нынешнего дня. Для установления этой контрольной точки мы уславливаемся, что в качестве базисного принят такой сценарий, когда ядерная энергетика удержит или увеличит свою нынешнюю долю в производстве электроэнергии к середине столетия.¹

Планируемый темп роста производства электроэнергии на протяжении полувека является неопределенным. Средний темп роста будет зависеть существенно от нескольких переменных, а именно: от темпа экономического роста и цены на электроэнергию. Диапазон соответствующих возможностей приведен в табл. 3.1.

Мы принимаем значения от 1000 до 1500 ГВт электрической мощности в качестве границ диапазона контрольных цифр для нашего исследования. Это достаточно для выявления проблем, с которыми придется столкнуться, чтобы обеспечить широкомасштабное развертывание ядерной энергетики. Наш анализ и выводы, относящиеся к тому, на что мы ссылаемся, как на сценарий глобального роста (описано в Главе 1), не должны существенно измениться, если количество построенных реакторов было несколько больше или если промежуток времени для достижения полномасштабного развертывания будет расширен.

Таблица 3.1. Альтернативные контрольные точки развертывания ядерной энергетики в 2050 г. в ГВт при различных предположениях относительно темпов роста электроэнергетики и рыночной доли ядерной энергетики^а			
	АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ СРЕДНИЕ ТЕМПЫ РОСТА ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В 2000-2050 гг., %		
РЫНОЧНАЯ ДОЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА АЭС, %	1,5	2,0	2,5
17	650	838	1060
20	770	970	1235
25	880	1235	1545
^а Примечание: Предполагаем, что глобальный коэффициент использования установленной мощности увеличится с 75 до 85 %			

Мы проанализировали скорость развертывания, которая необходима для достижения от 1000 до 1500 ГВт(эл.), и отметили, что маловероятно протекание этого процесса с соблюдением линейной зависимости; для последующих десяти-пятидесяти лет развертывание будет, вероятно, медленным, а в последующем темп строительства АЭС непременно увеличится. Ближе к концу полувекowego сценария роста предполагаемый темп строительства будет требовать напряжения всех сил и превзойдет любые ранее достигнутые темпы.

Таблица 3.2. Сценарий глобального роста

РЕГИОН	ПРОЕКТИРУЕМАЯ НА 2050 г. МОЩНОСТЬ, ГВт	РЫНОЧНАЯ ДОЛЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	
		2000 г.	2050 г.
Мир в целом	1000	17 %	19 %
Развитые страны	625	23 %	29 %
США	300		
Европа и Канада	210		
Развитые страны Восточной Азии	115		
Страны бывшего СССР	50	16 %	23 %
Развивающиеся страны	325	1 %	11 %
Китай, Индия, Пакистан	200		
Индонезия, Бразилия, Мексика	75		
Другие развивающиеся страны	50		

Планируемые мощности основаны на сценарии глобального энергетического спроса Приложения 2, в котором предусматривается рост потребности в электроэнергии с 13,6 до 38,7 триллионов кВт·ч электроэнергии в период с 2000 до 2050 г. (среднегодовой прирост в 2,1 %). Рыночная доля в 2050 г. оценена на основании предполагаемого коэффициента использования установленной мощности для энергетических ядерных реакторов, равного 85 %. Отметим, что Китай, Индия и Пакистан являются государствами, обладающими ядерным оружием. Другие развивающиеся страны включают в качестве ведущих Иран, Южно-Африканскую Республику, Египет, Таиланд, Филиппины и Вьетнам.

Картина развертывания ядерной энергетики в мире важна, особенно с точки зрения оценки риска распространения. Таблица 3.2 показывает, как 1000 реакторов электрической мощностью 1000 МВт (или эквивалентное число менее мощных реакторов) может быть распределено по планете в период с 2030 по 2050 г. Хотя это иллюстративное развертывание является в высшей степени умозрительным, оно дает конкретный пример того, как может быть реализован сценарий глобального роста.

В этой связи не похоже, чтобы расширение ядерной энергетики происходило бы без лидерства США. Это также требует продолжающихся усилий со стороны Европы и начала или расширения программ развития ядерной энергетики во многих развивающихся странах мира. Если бы наблюдалось развитие ядерной энергетики во всемирном масштабе сценария роста, то было бы желательным, однако, избежать значительных количеств выбросов диоксида углерода, в значительной степени за счет уменьшения доли источников электроэнергии, связанных с выбросами углеродосодержащих соединений. В настоящее время выбросы в результате человеческой деятельности в сумме составляют около 6500 миллионов т углеродного эквивалента в год. Эта цифра вероятно более чем удвоится к 2050 г. в зависимости от сделанных предположений. 1000 ГВт электрической мощности на АЭС, подразумеваемые в глобальном сценарии роста, позволит избежать выбросов 800 миллионов т углеродного эквивалента в случае, если при этом будут заменены ТЭС, работающие на газе, и 1800 миллионов т углеродного эквивалента в случае замены ТЭС, работающих на угле (в предположении отсутствия улавливания и изолирования CO₂, находящегося в продуктах сгорания). Таким образом, программа повышения суммарной мощности АЭС до 1000 ГВт имеет потенциал снижения на 15-25 % предполагаемого роста антропогенных выбросов углеродосодержащих соединений. В 2050 г. рост суммарной мощности АЭС до 1000 ГВт позволит вырабатывать около 20 % мирового производства электроэнергии, если производство электроэнергии будет расти на 2 % в год. Очевидно, что сценарий глобального роста должен включать значительное количество производимой на АЭС электроэнергии, которая в противном случае, вероятно, должна производиться на ТЭС, сжигающих органическое топливо.

БУДУЩАЯ СТРУКТУРА ЯДЕРНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Значительное расширение ядерной энергетики имеет значение для инфраструктуры, сопутствующей ядерной промышленности. В нерегулируемой экономике, состоящей из конкурирующих на рыночном пространстве частных фирм, рыночные силы определяют организацию и структуры фирм, проектирующих, строящих и эксплуатирующих АЭС и сопутствующих предприятий цикла ядерного топлива. Однако, поскольку ядерная технология затрагивает важные общественные проблемы безопасности, обращения с радиоактивными отходами и распространения делящихся материалов, правительство обязано гарантировать, что любые перемены в структуре ядерной промышленности будут способствовать увеличению, а не снижению внимания к этим проблемам. Пересечение этих общественных проблем и деятельности на свободном рынке не может происходить в условиях весьма незначительного государственного регулирования, как это возможно для некоторых других отраслей промышленности. Дополнительный «пласт» участия

государства возникает и из-за традиционной структуры электроэнергетических компаний как вертикально интегрированных монополий. Вмешательство государства необходимо для гарантии того, что работа электроэнергетической отрасли эффективна, и что достигаются другие общественные цели в области электроснабжения. В настоящее время мы не знаем, как будет развиваться ядерная промышленность, но мы помним о проблемах, которые, как полагаем, являются важной определяющей составляющей для будущего успеха ядерной энергетики.

Напряженность между общественной ответственностью и частной деятельностью на рынке присутствовала с самого возникновения промышленной ядерной энергетики. В США предполагалось, что любая частная электроэнергетическая компания была в принципе способна владеть и эксплуатировать АЭС, и этой компании должно быть разрешено делать это под соответствующим контролем государства в том, что касается безопасности. Некоторые другие страны последовали этому пути, в особенности Япония и Германия. В других странах, таких как Россия и Китай, ядерная энергетика целиком находилась в сфере ответственности правительства страны. В других странах использовалась смешанная схема. Во Франции все АЭС эксплуатировались единой, находящейся в собственности государства, компанией Electricite de France. Подобные схемы организации применялись в Южной Корее и на Тайване. В Испании и Швеции создано небольшое число принадлежащих инвесторам компаний, которые и эксплуатируют АЭС.

Как оказалось, ни одна из схем не стала свободной от напряженности. Во многих странах с находящимися в государственной собственности электроэнергетическими монополиями было движение в сторону приватизации и увеличения конкуренции. В то время, как в США, широко признается, что в нынешних условиях небольшие принадлежащие инвесторам электроэнергетические компании, эксплуатирующие одну АЭС, по-видимому, более способны решить проблемы эксплуатации и выдержать более высокие затраты на производство электроэнергии.

Мы не верим, что единая организационная модель ядерной энергетики будет пригодна для использования во всем мире. Мы полагаем, что организация промышленности является важным соображением для будущего расширения ядерной энергетики. Упрощая, можно сказать, что слишком большое участие государства приведет, по-видимому, к дороговизне и неконкурентоспособности ядерной энергетики, а слишком малое участие государства создает риск для проблем безопасности, отходов и распространения. Международное сотрудничество также является критичным для эффективного управления этими общественными проблемами, в особенности проблемами распространения. Поэтому структура промышленности в каждой стране должна быть совместимой с любыми принятыми международными нормами.

Структура ядерной промышленности также является важной в связи с ее влиянием на инновации, производительность и рабочие характеристики. Необходимым условием для расширенного развертывания ядерной энергетики, постулированного в сценарии глобального роста, является то, что АЭС и другие ядерные установки должны проектироваться, строиться и эксплуатироваться в соответствии с заданными условиями. Эти характеристики, в свою очередь, зависят от логически обоснованных выборов технологии, высокого качества проектирования и строительства и наличия компетентной команды руководства строительством, профессионального персонала, а также эксплуатирующего персонала и персонала технического обслуживания. Более того, рост возможностей всех этих категорий работников должен происходить в контексте «временного» графика развертывания ядерной энергетики, который будет в высочайшей степени неопределенным. Это все вопросы организации промышленности, которые являются критичными для перспектив расширения ядерной энергетики, но не решаются автоматически. Также не ясно, что правительства достаточно динамичны или

благоразумны, чтобы принять политику, способствующую надлежащей последовательности возможностей промышленности и ее нужд.

ОБЩИЕ ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

При проведении данного исследования нашим первым шагом было определение характера сценария глобального роста, то есть природы и объема ядерного топливного цикла, необходимых для его функционирования. Результаты обсуждаются в Главе 4.

Наш второй шаг состоял в ответе на вопрос: «Заслуживает ли доверия с технической, экономической и политической точки зрения сценарий на половину столетия?» Мы осуществляем это путем оценки того, насколько сценарий глобального роста может удовлетворить четырем критериям - затратам, безопасности, захоронению отходов и риску распространения делящихся материалов. Все это изложено в Главах 5-8.

Нашим третьим шагом было рассмотрение отношение общественности к будущему, характеризующемуся расширенной долей ядерной энергетики. В Главе 9 приведены результаты проведенного нами в Интернете опроса и трактовка этих результатов.

Наш четвертый шаг состоял в выработке рекомендаций, которые бы поддерживали вариант, связанный с ядерной энергетикой. Эти рекомендации, приведенные в Части 2 данного отчета, касаются как внутренних для страны, так и международных проблем и включают как технические, так и организационные мероприятия. Мы определяем организационные изменения, которые, как мы полагаем, увеличат шансы на успех предпринимаемых усилий и снижение затрат. Технические мероприятия включают длительно продолжающуюся и упорядоченную программу анализа, исследований, разработок и демонстрации различных аспектов ядерной отрасли промышленности. Мы не стремимся к установлению жестких целей или жесткого графика времени осуществления технической программы. Ход программы должен определяться технической успешностью в контексте мировых энергетических и экологических перспектив. Мы предвидим, что затраты на техническую программу должны лежать на плечах как других стран, так и на плечах США.

Реализованный в данном исследовании подход обусловлен верой в то, что связанный с ядерной энергетикой вариант имеет смысл только в том случае, когда возможное развертывание АЭС достаточно велико, поскольку никакое мелкомасштабное развертывание не может внести существенного вклада в решение проблемы выброса парниковых газов. Поэтому поддержка открытого вопроса о варианте развития ядерной энергетики будет зависеть от убежденности общественности и ее выбранных представителей в том, что крупномасштабное развертывание ядерной энергетики может решить указанные выше четыре проблемы. Мы полагаем, что установление перспектив возможного крупномасштабного развертывания ядерной энергетики, заслуживающего доверия с технической и политической точек зрения, является необходимым условием получения общественной поддержки. Конечно, заблуждением является упор на небольших приростах мощностей АЭС, оправдываемых значительным снижением выбросов CO₂. Более того, развертывание ядерной энергетики в малых масштабах игнорирует или не имеет непосредственного отношения к задачам, которые должны быть решены для того, чтобы ядерная энергетика дала бы существенный вклад в борьбу с выбросами CO₂.

Будут предприняты непрерывные действия для совершения необходимых технических и организационных мероприятий, требующихся для того, чтобы ядерная энергетика стала привлекательным источником энергоснабжения. С учетом ожидаемой эволюции энергоснабжения в мировом масштабе и энергетического спроса мы, однако, предполагаем, что сейчас наступило время для такого анализа. Мы не считаем, что ядерная энергетика будет прогрессировать без такого комплексного подхода. Сооружения небольшого числа реакторов в короткое время и движимой технологией программы

НИОКР недостаточно. Хотя НИОКР является жизненно важным компонентом, комплексная программа должна касаться четырех ключевых критериев в порядке создания логически обоснованной перспективы будущего энергетики. Аналогичный широкий подход должен быть применен для всех рассматриваемых технологий, связанных с энергоснабжением и эффективностью использования. Здесь неадекватна политика, направленная на получение единого решения. Мы также осознаем, что развернутый ядерный топливный цикл просто не «перепрыгнет» в новую реальность. Однако мы полагаем, что эволюция должна направляться четкой картиной того, куда мы идем и как мы будем достигать конечного результата.

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Некоторые являются сторонниками производства водорода в качестве цели для ядерной энергетики. Экономичность производства водорода путем электролиза воды зависит от дешевой ядерной энергии. Водород может производиться за счет высокотемпературного термического крекинга, где источником тепла служит ядерный реактор. В настоящее время такой подход является крайне умозрительным. Наше мнение состоит в том, что если ядерная энергетика докажет свою экономичность в качестве способа производства электроэнергии, то она может доказать свою привлекательность для технологии производства водорода как путем электролиза, так и путем высокотемпературного термического разложения воды. Однако, если ядерная энергетика не является экономически оправданным выбором с точки зрения производства электроэнергии, то в высшей степени маловероятно, чтобы ядерная энергетика использовалась для широкомасштабного производства водорода.
2. Например, Управление по информации в энергетике оценивает ежегодный прирост производства электроэнергии в мире, равный 2,7 % в период с 2000 по 2020 г. Если мы ожидаем, что такой темп роста продолжится (см. табл. 3.1) в течение полувека и осознаем, что около 350 ГВт суммарной электрической мощности на АЭС уже имеется во всем мире (на более, чем 400 ядерных энергоблоках), то к середине столетия контрольная цифра, соответствующая поддержанию нынешней рыночной доли ядерной энергетики, составит 1325 ГВт(эл.) в 2050 г. Эта цифра может соответствовать 1325 реакторам с электрической мощностью 1000 МВт каждый или большему числу реакторов с меньшей номинальной мощностью. Существуют большие или меньшие перспективы использования электроэнергии в мире. Цифры, изложенные в проекте по прогнозу выбросов и анализу политики (ЕРРА) Массачусетского технологического института (США), дают среднегодовой темп роста в 1,8 % в период между 1995 и 2004 гг., что приводит к развертыванию электрических мощностей в 950 ГВт на АЭС в 2050 г. в предположении, что ядерная энергетика сохранит свою долю на рынке. Если мы предположим, что реализуется прогнозируемой Управлением по информации в энергетике темп роста в 2,7 % до 2020 г. и оцененный Массачусетским технологическим институтом темп роста в 1,8 % в период между 2020 и 2050 гг., то расчетная суммарная электрическая мощность составит 1164 ГВт в 2050 г.

Глава 4 - Топливные циклы

Описание возможного сценария роста мировой ядерной энергетики до 1000 ГВт электрической мощности (или приблизительно до этого значения) должно начинаться с описания ядерных топливных циклов, которые будут использованы. Ядерный топливный цикл определяет всю деятельность, связанную с производством ядерной энергии.

Важно подчеркнуть, что для производства ядерной энергии требуется больше, чем паропроизводящая система на основе ядерного реактора, связанная с турбогенераторным оборудованием, необходимым для производства электроэнергии из тепла, образовавшегося в результате ядерной реакции деления. Процесс производства ядерного электричества включает добычу и обогащение урана, производство топлива, обращение и удаление отходов, а также окончательную дезактивацию и вывод из эксплуатации установок. На все стадии процесса производства ядерного электричества должны быть разработаны технические условия, так как для каждой стадии характерны различные технические и экономические последствия, а также воздействия на безопасность и окружающую среду. В литературе¹ описано огромное число различных топливных циклов, многие из них были практически использованы в той или иной степени. Результат анализа рабочих характеристик некоторых топливных циклов приведен в Приложении 4.

В данном отчете приведены технические детали каждого топливного цикла, а скорее подчеркивается важность согласованности различных вариантов топливного цикла с критериями сценария глобального роста, которые должны быть точно определены в последнем разделе: затраты, безопасность, устойчивость к распространению и отходы. Это никоим образом не является легкой задачей, так как не ясны объективные количественные критерии, имеют место очень большие неопределенности и трудно согласовать технические и организационные характеристики. Более того, различные топливные циклы должны удовлетворять четырем различным независимым критериям, следовательно, выбор одного цикла по сравнению с другим неизбежно будет результатом решения, принятого в результате обсуждения. Очень часто защитники конкретного типа реактора или топливного цикла сознательно выбирают наиболее привлекательные критерии, которые приводят к предложению определенного типа реактора. Очевидно, что для правильной оценки многочисленных альтернативных топливных циклов необходим детальный и тщательный анализ.

Маловероятно существование новых технических конструкций, которые удовлетворяли бы всем критериям, которые должны быть впредь установлены. Например не существует технического универсального решения, которое будет удовлетворять каждому из критериев. Следовательно, выбор наилучшего технического пути требует принятия решения, обеспечивающего баланс между характеристиками определенного топливного цикла и тем, насколько хорошо этот топливный цикл удовлетворяет выбранным критериям.

В данном анализе топливные циклы разделены на два класса: “открытый” и “замкнутый”. В открытом или однократном топливном цикле выгруженное из реактора отработавшее топливо перерабатывается как отходы (рис. 4.1.). В замкнутом топливном цикле на сегодняшний день выгруженное из реактора отработавшее топливо перерабатывается с выделением урана (U) и плутония (Pu), пригодных для производства оксидного топлива или смешанного оксидного топлива (MOX) для повторного использования в ядерном реакторе (рис. 4.2.). Остальное отработавшее топливо перерабатывается как высокоактивные отходы (ВАО). В будущем в замкнутых топливных циклах может использоваться специализированный реактор, предназначенный для

трансмутации отдельных изотопов, выделенных из отработавшего топлива (рис. 4.3.). Этот реактор также может использоваться в качестве реактора-размножителя для наработки новых делящихся топливных материалов за счет поглощения нейтронов со скоростью, превышающей скорость сжигания делящегося материала при цепной реакции². В таких топливных циклах отходы будут содержать меньше актинидов, что значительно снизит радиоактивность ядерных отходов за счет долгоживущих изотопов⁴.

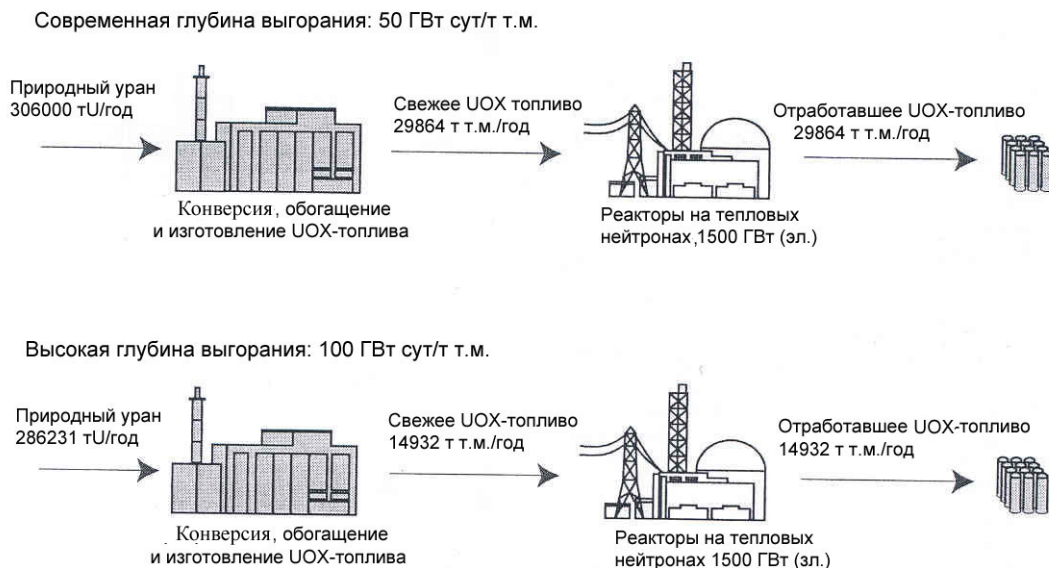


Рис. 4.1. Открытый топливный цикл: однократное использование топлива – прогноз до 2050 г.

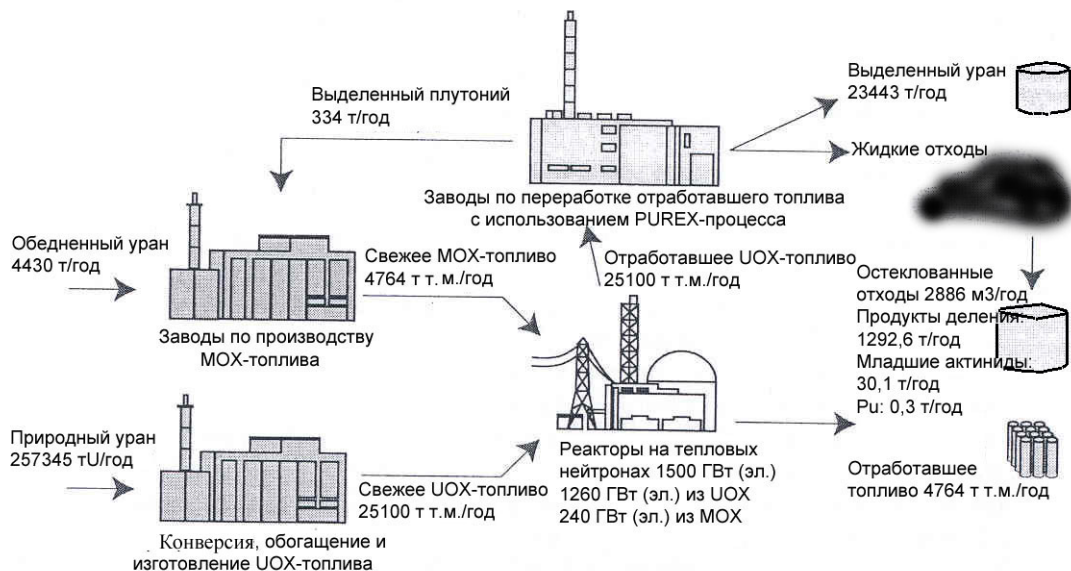


Рис. 4.2. Замкнутый топливный цикл: Рециклирование плутония (вариант MOX – один повторный топливный цикл) – Прогноз до 2050 г.

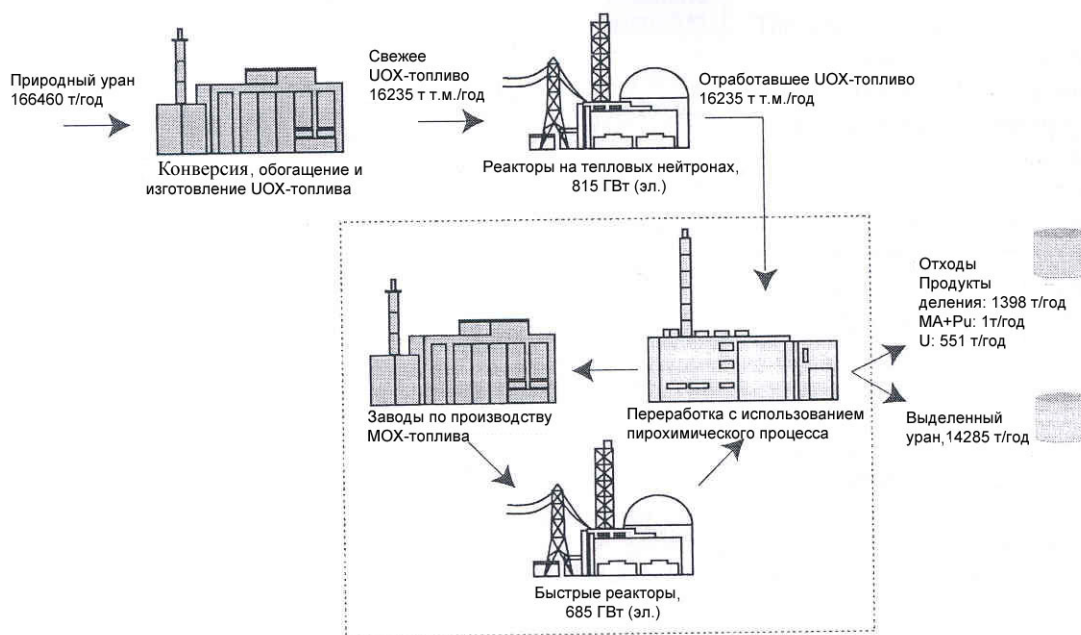


Рис. 4.3. Замкнутый топливный цикл. Полное рециклирование актинидов - Прогноз до 2050 г.

В общем предполагается, что открытый топливный цикл имеет преимущества с точки зрения затрат и устойчивости к распространению (так как не включает переработку и выделение актинидов) по сравнению с замкнутым циклом. Замкнутые циклы имеют преимущества по сравнению с открытым циклом с точки зрения утилизации ресурсов (так как рециклируемые актиниды снижают потребности в обогащенном уране), которые из-за очень высоких цен на руду будут более экономичными. Некоторые авторы доказывают, что замкнутые циклы имеют преимущества с точки зрения долгосрочного хранения отходов, так как долгоживущие актиниды могут быть выделены из продуктов деления и трансмутированы в реакторе. В приведенном ниже анализе основное внимание уделено этим ключевым сравнениям.

Как в открытом, так и в замкнутых циклах может использоваться урановое или ториевое топливо и различные типы реакторов, например: легководные реакторы (LWR), реакторы на тяжелой воде (HWR), реакторы, охлаждаемые водой со сверхкритическими параметрами (SCWR), высокотемпературные и сверхвысокотемпературные газоохлаждаемые реакторы (HTGR), жидкометаллические и газоохлаждаемые быстрые реакторы (LMFR и GFR), или реакторы на расплавленных солях (MSR) различной мощности. В настоящее время почти все действующие реакторы являются реакторами типа LWR. Введение новых реакторов или топливных циклов требует значительных разработок и некоторого опыта эксплуатации до первоначального ввода в действие.

Характеристики топливных циклов мирового парка АЭС (за исключением трех действующих быстрых реакторов с жидкометаллическим теплоносителем⁵) приведены в табл. 4.1. В настоящее время общая установленная электрическая мощность АЭС, в которых используется открытый топливный цикл на основе уранового оксидного (UOX) топлива, составляет примерно 325 ГВт. Кроме того, имеются АЭС, выжигающие рециклированное смешанное уран-плутониевое оксидное (MOX) топливо в реакторах с общей установленной электрической мощностью, равной примерно 27 ГВт⁶. В

действующих АЭС предусмотрено только однократное рециклирование топлива. В табл. 4.1 приведены годовые расходы материалов для всего парка реакторов.

Предполагаемое в этом исследовании увеличение мощностей ядерной энергетики согласно сценарию глобального роста будет достигнуто либо за счет исключительного использования открытого цикла с современными реакторами LWR (вариант 1), либо за счет рециклирования плутония (где перерабатывается все отработавшее UOX-топливо, но не перерабатывается отработавшее MOX-топливо) с современными реакторами LWR (вариант 2). Для обоих сценариев существенно увеличиваются расходы материалов, что представлено в табл. 4.2.

Таблица 4.1

Характеристики топливных циклов действующих АЭС^a

	Исходный уран, 10 ³ т/год	Выгруженные высокоактивные отходы, в год	Выгруженный плутоний, т/год	Запасы выделенного Pu, т
АЭС с UOX-топливом 325 ГВт (эл.)	66,340	Отработавшее UOX топливо: 6471 т т.м.	Выгруженный: 89,7	-
АЭС с MOX-топливом 27 ГВт (эл.)	3,675	Отработавшее MOX топливо: 179 т т.м. Остеклованные отходы ^b : 109 м ³ Обработавшее топливо: 330 м ³	Потребленный: 12,6 Выгруженный: 8,8	6,3 ^c

Примечание: а) Начальное обогащение - 4,5%, хвосты - 0,3%, глубина выгорания выгруженного топлива 50 ГВт-сут/ т т.м., к.п.д. 33%, КИУМ 90%, см. Приложение 4.

б) Потребности в переработке отработавшего UOX составляют 944 т т.м./год (что эквивалентно 0,6 мощности завода по переработке топлива на м. Аз). Боросиликатное стекло содержит 48,6 т продуктов деления, 1,1 т Pu+МА.

в) Предполагается, что продолжительность хранения выделенного плутония должна составлять 6 мес. См. Brogli, Krakowski Degree of Sustainability of Various Nuclear Fuel Cycles Paul Scherrer Institute, August 2002.

Таблица 4.2

Характеристики топливного цикла, проектируемого к середине века

Электрическая мощность парка АЭС 1500 ГВт в 2051 г.				
	Исходный уран, 10^3 т/год	Выгруженные ВАО, год^{-1}	Выгруженный плутоний, т/год	Запас выделенного Pu, т
Сценарий 1 Открытый цикл 1500 ГВт(эл.)	306	Отработавшее UOX топливо: 29864 т т.м.	Выгруженный: 397	-
Сценарий 2 Рециклирование в реакторах на тепловых нейтронах ^d АЭС с UOX топливом: 780 ГВт (эл.) АЭС с MOX топливом: 720 ГВт (эл.)	257	Остеклованные отходы: 2886 м ³ Отработавшее топливо: 8785 м ³ Обработавшее MOX топливо: 4764 т т.м.	Выгруженный: 233	167 ^e
Электрическая мощность парка АЭС возрастает от 352 ГВт в 2002 г. до 1500 ГВт в 2051 г.				
	Исходный уран, 10^3 т/год	Выгруженные ВАО, год^{-1}	Выгруженный плутоний, 10^3 т	Запас выделенного плутония
Сценарий 1 Открытый цикл 1500 ГВт(эл.)	9,45	Отработавшее UOX топливо: $922 \cdot 10^3$ т т.м. (13,2 УМЕ ^c)	Выгруженный: 12,0	-
Сценарий 2 Рециклирование в реакторах на тепловых нейтронах ^d	8,18	Отработавшее UOX топливо: $147 \cdot 10^3$ т т.м. Отработавшее MOX топливо: $124 \cdot 10^3$ т т.м.	Выгруженный: 8,0	-
АЭС с UOX топливом: 780 ГВт (эл.) АЭС с MOX-топливом: 720 ГВт (эл.)		Остеклованные отходы ^b : $75 \cdot 10^3$ м ³ Отработавшее топливо: $228 \cdot 10^3$ м ³		-

Примечание: а) Потребности в услугах по переработке составляют 26335 т т.м. обработавшего UOX топлива (что эквивалентно мощности 14 заводов по переработке топлива на м. Аз). Боросиликатное стекло содержит: 1292,6 т делящихся изотопов, 30 т МА, 0,3 т Pu. б) Потребности в переработке отработавшего UOX топлива составляют $65 \cdot 10^3$ т т.м. Боросиликатное стекло содержит: $33,5 \cdot 10^3$ т продуктов

деления, 781 т МА, 8,7 т Рu. с) УМЕ (Yucca Mountain Equivalent) - эквивалент - вместимость хранилища в Юкка Маунтин (70000 т т.м.). d) В активную зону АЭС с МОХ-топливом загружается 2/3 UOx-TBC и 1/3 МОХ-TBC. Установленная мощность АЭС на UOx-топливе - 540 ГВт(эл.), на МОХ-топливе - 240 ГВт(эл.). e) Предполагается, что продолжительность хранения выделенного плутония должна составлять 6 мес. См. Brogli, Krakowski Degree of Sustainability of Various Nuclear Fuel Cycles. Paul Scherrer Institute, August 2002.

Открытый топливный цикл является технически осуществимым вариантом, предполагающим, что в наличии имеется значительное количество урановой руды по приемлемым ценам для обеспечения планируемого роста мощностей. Отметим, что в варианте с однократным рециклированием в тепловых реакторах используется почти такое же количество урановой руды, что и системе с открытым топливным циклом⁷. Более того, если имеет место адекватная поставка руды по приемлемым ценам, тогда вариант с однократным рециклированием не будет экономически привлекательным по сравнению с открытым топливным циклом, что обсуждается в Приложении 4.1.

Как показано в табл. 4.2, рециклирование в тепловых реакторах имеет то преимущество, что образуется меньшее количество материала, требующего захоронения отходов, но это нивелируется из-за большего объема трансурановых отходов (TRU)⁸, образующихся при переработке. Более того, количество продуктов деления по существу одинаково. Более важно, что в случае рециклирования в тепловых реакторах ежегодно образуется большое количество выделенного плутония⁹. Согласно варианту 2 количество выделенного плутония составляет 167 т. Критическая масса материала при производстве ядерного оружия составляет менее 10 кг Рu, т.е. этого количества достаточно для производства тысяч единиц ядерного оружия. Таким образом, сценарий с однократным рециклированием в тепловых реакторах не будет приемлемым по состоянию на середину века до тех пор, пока урановая руда будет доступна по приемлемым ценам. Если цены на руду станут очень высокими, вариант с однократным рециклированием в тепловых реакторах возможно станет привлекательным, но при тех условиях должен быть рассмотрен топливный цикл, включающий реакторы для трансмутации актинидов (вариант 3). Однократное рециклирование в тепловых реакторах не является привлекательным вариантом для ядерной энергетики для следующей половины столетия.

В варианте 3 рассмотрен полностью замкнутый топливный цикл. Этот топливный цикл точно сбалансирован таким образом, что число используемых реакторов на быстрых нейтронах достаточно для выжигания всех актинидов, образовавшихся в реакторах на тепловых нейтронах с открытым циклом. Перерабатывается только топливо для быстрых реакторов, преимущественно в промышленно развитых странах и в «безопасном» энергетическом парке; тепловые реакторы с открытым топливным циклом могут располагаться, где угодно. Эта конфигурация имеет преимущества с точки зрения нераспространения по сравнению с ситуацией, рассмотренной в двух других вариантах, что обсуждается в Главе 8. *Важно отметить, что сбалансированный замкнутый топливный цикл совершенно отличается от топливных циклов для реакторов на быстрых нейтронах, у которых наработанный в быстрых реакторах чистый плутоний используется для изготовления МОХ топлива, которое будет выжигаться в тепловых реакторах.* В рассматриваемом замкнутом топливном цикле в быстром реакторе выжигаются плутоний и актиниды, наработанные в тепловых реакторах.

В табл. 4.3 приведены три варианта развертывания 1500 реакторов с установленной электрической мощностью 1000 МВт каждый для того, чтобы дать более четкую картину того, как может выглядеть сценарий глобального роста. Первый вариант расширен, второй вариант заменен полностью замкнутым топливным циклом. Эти три варианта следующие:

- *Основной.* Реакторы LWR с установленной электрической мощностью 1000 МВт с открытым топливным циклом с типичными на сегодняшний день характеристиками (Вариант 1А);
- *Усовершенствованные реакторы LWR* возможно с несколькими модульными высокотемпературными газоохлаждаемыми реакторами меньшей мощности (HTGR), с более высоким выгоранием топлива, что лучше удовлетворяет четырем критериям (Вариант 1В).
- *Быстрые реакторы,* развертываемые в промышленно развитых странах со сбалансированным замкнутым топливным циклом. Установки по переработке и изготовлению топлива и быстрые реакторы-выжигатели размещены на одной промплощадке в безопасных ядерных энергетических “парках”. В развивающихся странах в основном вводятся в эксплуатацию реакторы LWR с открытым топливным циклом (Вариант 3).

• Таблица 4.3

Сценарий глобального роста – сравнение параметров ядерного топливного цикла (ЯТЦ). Ежегодный прирост мощности для достижения 1500 ГВт(эл.)^а (См. Приложение 4 для расчетов топливного цикла)

	Вариант 1А	Вариант 1В	Вариант 3	
	Открытый ЯТЦ Низкая глубина выгорания	Открытый ЯТЦ Высокая глубина выгорания	LWR	Быстрый реактор
Установленная мощность, ГВт (эл.)	1500	1500	815	685
Обогащение, %	4,5	8,2	4,5	25
Глубина выгорания, ГВт-сут/ т т.м.	50	100	50	120
Урановая руда: в год, 10 ³ т/год общий объем, 10 ⁶ т	306 9,45	286 8,76	166 5,96	
Отработавшее или рециклированное топливо в год, 10 ³ т т.м./год общее, 10 ³ т т.м.	29,9 922 (13,7 YME)	14,9 516 (7,4 YME)	Рецикл.: 20,9 (12,3 LHE ^c) Отработавшее: 4,1 YMEs	
Высокоактивные отходы, т/год	Нет	Нет	ПД: 1398; МА+Pu: 1,0	
Pu, т/год	397	294	0,7 (потери при переработке)	
Остаточное тепловыделение отходов ^d Вт/ГВт(эл.)·г (100 лет)	1,1·10 ⁴	1,1·10 ⁴	2,8·10 ³	
Отходы, представляющие опасность для организма человека, м ³ /ГВт(эл.)·г (1000 лет)	6,9·10 ¹¹	5,3·10 ¹¹	2,2·10 ⁷	

Примечание: а) Принято к.п.д. 33% для реакторов LWR и 40% для быстрых реакторов, КИУМ - 90%, хвосты обогащения - 0,3%. Предполагается линейное увеличение

мощности. Начало ввода в эксплуатацию быстрых реакторов через 15 лет. b) Подразумевается быстрый реактор, данные ANL IFR. c) LHE означает эквивалент мощности завода по переработке топлива на м. Ar (1700 т т.м./год). d) Значения остаточного тепловыделения и радиотоксичности рассчитаны с помощью кода MCODE/ORIDGEN на 1 ГВт(эл.)-год для того, чтобы провести беспристрастное сравнение различных топливных циклов. Значения остаточного тепловыделения и радиотоксичности на единицу массы можно получить делением на массу выгруженного отработавшего топлива в расчете на 1 ГВт (эл.). Количество выгруженного топлива для варианта 1A составляет 22,1 т т.м. /год, приводящее к значению остаточного тепловыделения за 100 лет, равному $5,0 \cdot 10^2$ Вт/т т.м., и значению радиотоксичности за 1000 лет, равному $3,1 \cdot 10^{10}$ м³/т т.м., как показано на рис. 7.2 и 7.3.

УРАНОВЫЕ РЕСУРСЫ

Как долго ресурсы урановой руды будут достаточными для обеспечения полномасштабного ввода в эксплуатацию ядерно-энергетических мощностей с переработкой и/или воспроизводством?¹⁰ Имеющиеся данные говорят о том, что необходимые ресурсы будут иметься в наличии по приемлемым ценам в течение очень длительного времени. Оценки как разведанных, так и не разведанных урановых ресурсов с различными издержками производства приведены в “Красной книге”, подготовленной Агентством по атомной энергии¹¹. Например, в соответствии с последней редакцией “Красной книги”, разведанные запасы с издержками производства, равными < 80 долл. /кгU и < 130 долл. /кг U, составляют примерно 3 и 4 млн т урана, соответственно. Однако разведанные запасы¹² зависят от интенсивности изыскательных работ, издержек производства и цены на урановый концентрат. Таким образом любые прогнозы о наличии урана в будущем, основанные на современных издержках производства, ценах на урановый концентрат и геологические данные, по-видимому, очень консервативны. Например, по данным Австралийского уранового информационного центра, удвоение цены на урановый концентрат от современного уровня, равного примерно 30 долл. /кгU, может привести к примерно десятикратному увеличению разведанных запасов с издержками производства < 80 долл. /кгU¹³, т.е. от 3 до 30 млн. т. Для сравнения, потребности в уране парка 1500 реакторов мощностью по 1000 МВт(эл.), работающих в течение 50 лет, составляют примерно 15 млн т урана (306 тыс. тU/год, как показано в табл. 4.2) при использовании общепринятых допущений на глубину выгорания и обогащение топлива.

Более того, есть все основания верить, что даже если потребности растут, цены на урановый концентрат сохранятся относительно низкими: история всех отраслей промышленности по экстракции металлов, например меди, указывает на то, что рост потребностей стимулирует разработку новых технологий добычи, которые значительно снижают издержки производства дополнительной руды. Наконец, так как стоимость уранового концентрата составляет только небольшую долю стоимости ядерной электроэнергии (на шинах), даже сильное увеличение первой – что может оказаться необходимым для извлечения очень большого количества урана, содержащегося как в наземных отложениях, так и в морской воде – не сможет значительно увеличить последнюю.¹⁴ Суммируя, можно сделать вывод, что использование урановых ресурсов не является причиной, оказывающей давление на практику переработки и воспроизводства топлива в течение многих лет.

ПРИМЕЧАНИЯ

1. См., например, Агентство по атомной энергии при ОЭСР. Тенденции развития ядерного топливного цикла ISBN 92-64-19664-1 (2001) и Комитет по ядерной науке «Краткий отчет о состоянии разработки усовершенствованных реакторов с инновационными типами топлива». Октябрь 1998 г., NEA/NSC/DOC(99)2.
2. Реакторы на быстрых нейтронах разрабатывались в некоторых странах: США, Франция, Россия, Япония и Индия.
3. Малые (минорные) актиниды(МА) – америций (Am), нептуний (Np) и кюрий (Cm).
4. Существуют ли другие варианты, такие как использование ускорителя для производства нейтронов в подкритической сборке.
5. В мире эксплуатируется три реактора на быстрых нейтронах: Phenix во Франции, Monju в Японии и БН-600 в России.
6. В эксплуатируемых на МОХ-топливе АЭС в настоящее время в активную зону загружается только 1/3 ТВС с МОХ-топливом, остальное – ТВС с UO₂-топливом. Следовательно, в этих реакторах с использованием МОХ-топлива вырабатывается только 9 ГВт (эл.) электроэнергии.
7. Простой однократный топливный цикл означает, что партия отработавшего топлива перерабатывается только 1 раз.
8. Трансурановые отходы (TRU) определяются так, как это принято в США: отходы, загрязненные трансурановыми элементами.
9. В зависимости от продолжительности выдержки реальное количество выделенного плутония может быть эквивалентно количеству, выделенному за несколько (или более) лет.
10. Дополнительные детали приведены в Приложении 5-Е и в работе Marvin Miller «Ресурсы урана и будущее ядерной энергетики». (Uranium resources and the future of Nuclear Power). Заметки к лекции. MIT. Весна 2001 г., контакт по электронной почте: e-mail: marvmiller@mit.edu.
11. Ресурсы урана, производство и потребности (Красная книга). (Uranium resources, production and demand (Red Book)): Агентство по атомной энергии при ОЭСР и МАГАТЭ. 2001.
12. Такие ресурсы также известны как расчетные ресурсы и резервы.
13. Урановый информационный центр. (Uranium Information Center). «Ядерное электричество», 6-е издание. Часть 3 (2001). Web Site: <http://www.uic.com.au/ne3.htm>.
14. Например, современные исследования, проведенные в Японии, показали, что уран может быть извлечен из морской воды – современная концентрация 3 мкг/л – при издержках производства в интервале от 300 до 500 долл./кг.

Глава 5 – Экономика ядерной энергетики

Инвестиции в промышленные ядерные генерирующие установки начнут поступать только тогда, когда инвесторы смогут рассчитывать на то, что затраты на производство электроэнергии при помощи ядерной энергии будут ниже, чем затраты на альтернативные технологии производства электроэнергии с поправкой на риски. Поскольку атомные электростанции характеризуются относительно высокими капитальными затратами и очень предельно низкими эксплуатационными затратами, ядерная энергия будет конкурировать с альтернативными источниками производства электроэнергии при эксплуатации в базовом режиме (при высоком коэффициенте нагрузки). Мы осознаем, что в течение следующих 50 лет некоторый значительный, но не вполне определенный, процент роста поставок электроэнергии будет приходиться на долю возобновляемых источников энергии (например, энергию ветра) либо потому, что такие источники будут менее дорогостоящими, чем альтернативные, либо потому, что политика правительства (например, налоговые скидки на производство, высокие фиксированные закупочные цены и комплекс стандартов для возобновляемой энергии) или выбор потребителя будут благоприятствовать инвестициям в возобновляемую энергию. Однако, несмотря на все попытки продвижения вариантов, связанных с возобновляемыми видами энергии, очень вероятно, что при инвестициях в наращивание потенциала и замену выбывающих мощностей в электроэнергетике, необходимых для сбалансированного спроса и предложения в следующие 50 лет, ставка будет делаться, в отсутствие варианта на основе ядерной энергии, на органические виды топлива, в основном на природный газ или уголь. Вероятность такого развития событий особенно велика в развивающихся странах, в которых происходит быстрый рост доходов и потребления электроэнергии. Соответственно, мы сфокусируем внимание на затратах в ядерной энергетике по сравнению с затратами на альтернативные технологии производства электроэнергии при помощи органического топлива в базовом режиме.

При любом анализе затрат в ядерной энергетике следует учитывать ряд важных факторов. Прежде всего, все атомные электростанции, работающие в настоящий момент, разрабатывались вертикально интегрированными энергетическими монополиями, принадлежащими либо государству, либо инвесторам, регулируемым государством¹. Во многих развитых странах и во все большем числе развивающихся стран происходит переход от структуры электроэнергетики, основанной на вертикально интегрированных монополиях, к структуре промышленности, которая в основном базируется на инвесторах, вкладывающих деньги в конкурентоспособные электростанции. Мы полагаем, что в будущем ядерной энергетике придется конкурировать с альтернативными технологиями производства энергии на конкурентных оптовых рынках в качестве станций, осуществляющих оптовые поставки (т.е. «коммерческих станций»)². Эти изменения в структуре сектора электроэнергетики будут иметь важные последствия для инвестиций в генерирующие мощности. В условиях традиционной промышленности и регулирующих мер, многие риски, связанные с затратами на строительство, эксплуатационными показателями, изменениями цен на топливо и иными факторами, компенсировались скорее потребителями, чем поставщиками³. Изоляция инвесторов от большинства таких рисков неизбежно имела значительное влияние на стоимость капитала, которую они использовали при оценке вариантов альтернативной выработки энергии, а также на то, каким образом они учитывали непредвиденные обстоятельства экстремального характера. В частности, этот процесс приводил к занижению стоимости капитала и способствовал тому, что инвесторы придавали меньшее значение неопределенностям, связанным с затратами на регулирование (например, лицензии на строительство и эксплуатацию) и строительство, неопределенностям эксплуатационных показателей и неопределенностям,

связанным с ценами на нефть, газ и уголь в будущем, чем в том случае, когда эти затраты и риски, связанные с эксплуатацией, приходилось бы нести им самим.

На конкурентном рынке производства энергии именно инвесторы, а не потребители, должны нести риски, связанные с неопределенностями при получении разрешений на строительство и эксплуатацию, затратами на строительство и эксплуатационными показателями. Хотя некоторые из рисков, связанных с неопределенностями относительно рыночной стоимости электроэнергии в будущем, можно переложить на плечи сбытовиков и потребителей путем заключения форвардных контрактов, некоторые рыночные риски и все затраты на строительство, эксплуатацию, а также риски, связанные с эксплуатационными показателями, по-прежнему будут нести инвесторы, вкладывающие средства в электростанции⁴. Таким образом, переход к режиму конкурентного рынка электроэнергии обязательно приводит к тому, что инвесторы делают выбор в пользу менее капиталоемких инвестиций и инвестиций с более короткими сроками подготовки строительства при прочих равных условиях.⁵ Это также может привести к тому, что инвесторы отдадут предпочтение инвестициям в проекты, имеющие природный «барьер» против изменчивости рыночных цен, при прочих равных условиях.⁶

Во-вторых, затраты на строительство атомных электростанций, завершнное в 80-е годы и в начале 90-х годов в Соединенных Штатах и в большинстве европейских стран, были очень высокими и оказались гораздо выше тех, которые прогнозируются сегодня новыми энергетическими компаниями, которые в настоящий момент занимаются строительством атомных станций, и в целом ядерной промышленностью. Причины неудачного прошлого опыта затрат на строительство не были поняты в достаточной мере и не изучались тщательным образом. Реальные затраты на строительство в прошлом отражали сочетание таких проблем, как задержки, связанные с регулированием, выполнением требований по доработке конструкции, ведением строительства и проблемами контроля качества. Кроме того, во всем мире за последнее десятилетие было начато и завершено строительство очень небольшого числа новых АЭС. Имеющаяся информация о реальных затратах на строительство новых станций в последние годы также имеет ограниченный характер. Соответственно, затраты на строительство в будущем большого парка АЭС безусловно носят неопределенный характер, хотя именно спектр высоких затрат на строительство был основным фактором, приведшем к очень невысокому устойчивому коммерческому интересу к инвестициям в новые АЭС. И, наконец, несмотря на то, что в среднем коэффициент готовности АЭС в США повышался стабильно в течение 90-х годов, достигнув 90% в 2001 г., многим АЭС приходилось бороться с низкой эксплуатационной готовностью в течение многих лет и готовность в течение жизненного цикла парка АЭС (в особенности учитывая досрочно остановленные АЭС) составила гораздо меньше 90%.⁷ К тому же, в среднем затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (Э/ТО) АЭС в США (включая топливо) составляли свыше 20 долл./МВт·ч в течение 90-х годов (хотя средние затраты на Э/ТО упали до 18 долл./МВт(эл.)·ч и квартиль станций с наименьшими затратами дала 13 долл./МВт(эл.)·ч к 2001 г.)⁸, а не 10 долл./МВт(эл.)·ч, как предполагалось во многих анализах технических затрат.

В-третьих, даже если инвестиции в ядерную энергетику выглядят привлекательно в табличных расчетах, инвесторам приходится сталкиваться с трудностями регламентирующего и политического характера, связанными с получением лицензии на строительство и эксплуатацию станции на конкретной площадке. В прошлом споры о лицензировании, местная оппозиция, требования по источникам охлаждающей воды и выбросам и т.п. замедляли строительство и завершение АЭС. Строительство многих запланированных станций, при произведенных значительных затратах на разработку

некоторых из них, было прекращено. Задержки и затраты впустую оказались особенно обременительными для инвесторов на конкурентном рынке электроэнергии.

Учитывая все вышесказанное, далее мы будем рассматривать относительные затраты на строительство новых АЭС, станций на пылевидном угле и станций с газотурбинными установками (ГТУ) комбинированного цикла для эксплуатации в базовом режиме в условиях США.⁹ Данный анализ не предназначен для получения точных оценок, скорее он дает «разумный» интервал оценок при некоторых различных допущениях, отражающих неопределенности относительно затрат на строительство и эксплуатацию в будущем. Аналогичный анализ для Европы и в особенности для Японии и Кореи может быть отчасти благоприятен для ядерной энергии, поскольку там стоимость газа и угля обычно выше, чем в США.

Мы начнем с «базового случая», в котором рассматриваются приведенные *реальные* затраты на жизненный цикл атомной, угольной и ГТУ-технологий выработки электроэнергии на основе тех допущений, которые, как нам кажется, использовали бы сегодня инвесторы при оценке затрат на альтернативные варианты производства электроэнергии. Приведенные затраты – это постоянная реальная оптовая цена на электроэнергию, которая отвечает ограничениям, связанным с финансовыми затратами частного инвестора, погашением долга, уплатой подоходного налога и с соответствующими финансовыми потоками.

В базовом случае предполагается, что затраты на Э/ТО без топливной составляющей можно сократить приблизительно на 25% по сравнению с последним опытом затрат на эксплуатацию средней АЭС, работающей в США последние несколько лет. Это означает, что общие затраты на Э/ТО (включая топливо) составят примерно 1,5 цент/кВт(эл.)·ч. Мы включаем это снижение затрат на Э/ТО в базовый случай потому, что полагаем, что операторам новых АЭС в условиях конкурентного оптового рынка электроэнергии придется продемонстрировать инвесторам эксплуатационные показатели, превышающие средние. Значение затрат на Э/ТО, составляющее 1,5 цент/кВт(эл.)·ч, соответствует эксплуатационным показателям действующих АЭС, которые попадают во вторую четверть станций, работающих с наименьшими затратами.¹⁰ (Допущения, лежащие в основе базового случая, перечислены в Таблице 5.3, а финансовые потоки, иллюстрирующие нашу финансовую модель, даны в Приложении 5).

Затем мы рассмотрим то, каким образом реальная приведенная стоимость электроэнергии на АЭС изменяется по мере того, как мы делаем поправку на *дополнительные* способы снижения затрат. Во-первых, мы предполагаем, что затраты на строительство можно сократить на 25% по сравнению с уровнями для базового случая, что будет более точно соответствовать оптимистичным, но правдоподобным прогнозам. Во-вторых, мы изучим то, как затраты в течение жизненного цикла можно еще более сократить за счет снижения периода строительства на один год. В-третьих, мы рассмотрим влияние сокращения финансовых затрат до уровня, сопоставимого с уровнем, предполагаемым для газовых и угольных электрогенерирующих установок, как следствие, например, снижения рисков при регулировании и коммерческих рисков, связанных с неопределенностями относительно затрат на строительство и эксплуатацию, которые в настоящий момент обременяют ядерную энергию по сравнению с альтернативными источниками на органическом топливе. Такое снижение финансового риска может произойти в результате эффективной коммерческой демонстрационной программы того типа, который мы будем обсуждать далее в Части II. И наконец, мы рассмотрим то, какое влияние на относительные затраты при выработке энергии с помощью угля и ГТУ оказывает установка «цены» на выбросы углерода путем введения углеродных налогов, введения

предельного уровня для выбросов углерода и программы торговли квотами или какого-либо иного эквивалентного механизма стоимостного выражения углеродных выбросов для включения социальных издержек в решения об инвестициях таким образом, при котором все варианты поставок электроэнергии рассматриваются на равноценной основе. Мы рассмотрим цены на углерод для интервала, который ставит в один ряд имеющиеся оценки затрат на секвестрацию углерода (улавливание, транспортировка и хранение). Последний анализ создает рамки для оценки значимости варианта ядерной энергии, если и когда США примут программу по стабилизации, а затем и по сокращению выбросов углерода.

Приведенная стоимость электростанций обычно рассчитывалась в предположении, что их владельцы, являющиеся регулируемыми электроэнергетическими компаниями, компенсируют свои затраты при помощи традиционных затрат регулируемой энергетической компании, рассчитываемых по правилам возмещения издержек производства. Вложения возмещались в течение 40-летнего периода, а заемный и собственный капитал выплачивались равными долями на протяжении длительного периода по стоимости капитала электроэнергетической компании, которая отражала влияние регулирования, снижающего риски. При этом, такие расчеты обычно давали значения приведенных *номинальных* затрат, а не значения приведенных *реальных* затрат, затушевывая влияние инфляции и делая капиталоемкие технологии более близкими по стоимости к альтернативным вариантам, чем они в действительности являлись.

Мы не думаем, что такие традиционные модели приведенных затрат, основанные на принципе возмещения затрат регулируемой энергетической компании, дают хорошее описание того, как коммерческие станции будут финансироваться в будущем частными инвесторами. Соответственно, мы разработали и использовали альтернативную модель, которая обеспечивает гибкость, позволяя указывать более реалистичные обязательства по выплате заемного капитала и связанные с этим ограничения денежных потоков, а также затраты по обязательствам, предполагающим погашения долга, собственного капитала и подоходного налога, которые частная компания относил бы на счет конкретных проектов с конкретными атрибутами риска, учитывая при этом корпоративные подоходные налоги, налоговые скидки на амортизацию на выплату процентов. Мы назвали это «моделью коммерческих денежных потоков». Мы полагались в основном на результаты моделирования с использованием данной модели в предположении 25-летнего и 40-летнего периода выплаты капитала и коэффициента использования установленной мощности 85% и 75% в течение срока службы.

БАЗОВЫЙ СЛУЧАЙ

Базовый случай отражает разумные оценки текущих воспринимаемых затрат на строительство и эксплуатацию трех альтернативных вариантов выработки энергии в долларах США по курсу 2002 г. Капитальные затраты без учета выплаты процентов на ядерную установку в базовом случае составили 2000 долл./кВт(эл). Как обсуждается в Приложении 5, это значение соответствует оценкам, сделанным Управлением по информации в энергетике США (ETA), оценкам, предоставленным в ОЭСР другими странами, и последнему опыту строительства АЭС за рубежом. Мы не полагались на данные о затратах на строительство АЭС в США, завершленное в конце 80-х и в начале 90-х гг. Если бы мы это сделали, средние затраты на строительство без учета процентов в ценах по курсу доллара на 2002 г. были бы значительно выше. Мы знаем, что некоторые производители и некоторые потенциальные инвесторы в новые АЭС полагают, что они смогут добиться значительно более низких затрат. Мы рассмотрим значительное

снижение затрат на строительство при обсуждении снижения затрат в ядерной энергетике.¹¹

Как уже обсуждалось, в нашем базовом случае предполагается, что затраты на Э/ТО составляют 1,5 цент/кВт(эл.)·ч, что ниже, чем последние показатели для средней АЭС и соответствует показателям работы станций во второй квартили АЭС в США, работающих с наименьшими затратами. Затраты на Э/ТО для квартили с самыми низкими затратами (наилучшими показателями) приблизительно составляют 13 цент/кВт(эл.)·ч. Мы полагаем, что такие показатели свидетельствуют о возможности дальнейшего снижения затрат для парка новых АЭС, но не считаем, что инвесторы могут рассчитывать на то, что на всех станциях может быть достигнут тот же уровень затрат на Э/ТО, что и у лучших эксплуатационников.

Затраты на строительство электростанций с ГТУ и угольных электростанций находятся в соответствии с опытом и оценками ЕИА. Затраты на строительство угольной электростанции предположительно должны отражать стоимость сооружений по контролю выбросов NO_x и SO₂, как того требуют Нормы на показатели для новых источников. Для электростанций с ГТУ представлены четыре варианта: (1) вариант с низкими ценами на газ, начиная с цены 3,5 долл./МБТЕ (где БТЕ=1,055 кДж – британская тепловая единица), которая повышается с реальной скоростью 0,5% в течение 40 лет (реальные приведенные затраты составят 3,77 долл./МБТЕ за 40 лет); (2) вариант с умеренными ценами на газ, также начиная с 3,5 долл./МБТЕ, но которые реально повышаются на 1,5% в год в течение 40 лет (реальные приведенные затраты составят 4,42 долл./МБТЕ через 40 лет); (3) вариант с высокими ценами на газ, начиная с 4,5 долл./МБТЕ, которые повышаются с реальной скоростью 2,5% в год (реальные приведенные затраты составят 6,72 долл./МБТЕ через 40 лет); (4) вариант отражает высокие цены на газ и усовершенствованную конструкцию ГТУ с улучшенным на ~10% удельным расходом. Результаты для базового случая при допущении экономического ресурса в 25 и 40 лет и КИУМ 85% приводятся в Таблице 5.1, а эквивалентные результаты для КИУМ 75% на протяжении срока службы даны в Таблице 5.2. Допущения для данных случаев приведены в Таблице 5.3. Последующее обсуждение основано на моделировании КИУМ 85%, поскольку базовые результаты не меняются сильно в допущении более низкого КИУМ.

Результаты для базового случая свидетельствуют о том, что ядерная энергия является гораздо более дорогостоящей, чем альтернативные технологии, предполагающие использование угля и газа, даже в случае высоких цен на газ. В случае низких цен на газ ГТУ является более дешевым вариантом, чем уголь. При умеренных ценах на газ общие затраты за жизненный цикл для использования угля и газа очень близки, хотя мы должны признать, что существуют регионы в стране, где цены на уголь ниже средних и где уголь окажется менее дорогим, чем газ, и наоборот. При высоких ценах на газ уголь может оказаться значительно более предпочтительным. (Мы не делали попыток учесть относительные трудности размещения угольных и газовых электростанций). Далее мы отдельно обсудим возможные в будущем нормы на выбросы углерода.

Эти результаты дают основания предположить, что высокие цены на природный газ в конечном счете приведут к тому, что инвесторы переключатся скорее на уголь, чем на ядерную энергию при допущениях, сделанных для базового случая, так как ядерная энергия, по-видимому, является гораздо более дорогостоящей, чем уголь, поставки угля в США в отдаленной перспективе будут очень гибкими, так что значительный рост спроса на уголь не приведет к значительному повышению долгосрочных цен на него. В странах с менее открытым доступом к углю этот разрыв будет меньше, но 2,5 цента/кВт·ч – это слишком большой разрыв для того, чтобы ядерная энергия могла победить уголь во

многих регионах мира при допущениях, сделанных для базового случая (отсутствие дополнительных ограничений по выбросам углерода в виде диоксида углерода с угольных электростанций, которые мы рассмотрим отдельно ниже).

Нижняя строчка отражает ожидания сегодняшнего момента относительно затрат на строительство АЭС, затрат на эксплуатацию и неопределенности регулирования. Чрезвычайно маловероятно, что ядерная энергия станет технологией, выбранной инвесторами для коммерческих станций в регионах, где поставщики имеют доступ к природному газу или к угольным ресурсам. Это просто слишком дорого. Странам, которые ориентированы на предприятия, находящиеся в государственной собственности, которые хотят и могут перенести риски, связанные с затратами, на потребителей для снижения капитальных затрат или прямо субсидировать затраты на финансирование, придется столкнуться с высокими затратами на газ и уголь, при этом ядерная энергия может оказаться экономичным выбором.¹²

СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ В ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Далее мы рассмотрим то, каким образом будет изменяться стоимость электроэнергии, вырабатываемой АЭС, в случае принятия эффективных мер по сокращению затрат на выработку электроэнергии АЭС несколькими различными методами. Во-первых, мы предположим, что затраты на строительство можно снизить на 25%. Это доведет уровень затрат на строительство АЭС до уровня, более близкому к тем затратам, которые, как полагают, достижимы в ядерной промышленности в среднесрочной перспективе при соответствующих условиях.¹³ Хотя это значительно снизит приведенную стоимость электроэнергии АЭС, она все еще не станет конкурентоспособной с газом или углем для любого из базовых случаев. Сокращение периода строительства с 5 лет до 4 еще более снизит приведенную стоимость, но не до уровня, который может сделать ее конкурентоспособной по отношению к органическому топливу. Однако если есть возможность решить проблемы неопределенностей затрат на регулирование, строительство и эксплуатацию, АЭС может финансироваться на основе тех же ограничений и условий (стоимость капитала), что и угольная или газовая электростанция, и тогда затраты на электроэнергию АЭС станут весьма конкурентоспособными по сравнению с затратами на ГТУ при высоких мировых ценах на газ и лишь немного более дорогостоящими, чем станции на пылевидном угле в предположении о том, что сопоставимые снижения затрат на строительство этих электростанций не будут достигнуты. Если бы операторы АЭС смогли бы сократить затраты на Э/ТО еще на 0,2 цента до 1,3 цента/кВт(эл.)·ч в соответствии с показателями лучших эксплуатационников в этой отрасли, то общие затраты в ядерной энергетике могли бы соответствовать затратам на угольные станции и ГТУ при умеренных и высоких ценах на газ. Тем не менее, ядерная энергия все еще не будет иметь значительных экономических преимуществ по сравнению с углем.

Такие результаты дают основания полагать, что при значительном снижении затрат на строительство, эксплуатацию и финансирование АЭС и длительных превосходных эксплуатационных показателей (при КИУМ 85%) ядерная энергия сможет быть вполне конкурентоспособной по отношению к природному газу, если цены на газ окажутся выше, чем полагает большинство аналитиков сейчас, и будет лишь чуть более дорогостоящей, чем уголь в пределах сделанных допущений.¹⁴

Снижение затрат, которое мы прогнозируем, правдоподобно, но не доказано. Следует подчеркнуть, что то снижение затрат, которое необходимо для того, чтобы ядерная энергия стала конкурентоспособной по отношению к углю, является значительным:

сокращение на 25% затрат на строительство; сокращение более чем на 25% затрат на Э/ТО без учета топливной составляющей, по сравнению с недавним прошлым опытом (отраженным в базовом случае), сокращение срока строительства с 5 лет (что уже является оптимистичным показателем) до 4 лет и достижение благоприятной среды для инвестирования, в которой АЭС могут финансироваться на основании тех же ограничений и условий, что и угольные электростанции. Более того, при тех условиях, которые мы считаем оптимистичными, но правдоподобными допущениями, ядерная энергия никогда не станет менее дорогостоящей чем уголь.

«НАЛОГИ» НА ВЫБРОС УГЛЕРОДА

С точки зрения социальных затрат все внешние социальные затраты, связанные с производством электроэнергии, должны отражаться в ее цене. Здесь мы рассмотрим стоимость выбросов CO₂, а не иные внешние издержки; например, *мы пренебрежем затратами в связи с остальными загрязнителями воздуха при сжигании органического топлива и опасностью ядерного распространения и проблемами отходов* (за исключением того, что мы включим затраты на то, чтобы новые угольные электростанции соответствовали нормам на эксплуатационные показатели для новых источников). Ядерная энергетика выглядит более привлекательной, когда учитывается стоимость выбросов CO₂. В отличие от газовых и угольных электростанций, АЭС не производят диоксид углерода при эксплуатации и не вносят вклад в глобальное изменение климата. Соответственно, необходимо провести исследование того, каковы будут сопоставимые социальные издержки ядерной энергии, если для выбросов углерода будет назначена «цена», отражающая предельные затраты на достижение целей стабилизации глобальных выбросов углерода или их снижения.¹⁵ Будущая политика США относительно выбросов углерода в настоящий момент не определена.

Изучая относительные экономические показатели ядерной энергетике при различных допущениях относительно социальной значимости в будущем снижения выбросов углерода, мы сможем почувствовать значение выбора ядерной энергетике в качестве одной из технологий для мира, в котором будут существовать ограничения различной жесткости по выбросам углерода.

Для того, чтобы рассмотреть этот вопрос, мы пересчитали затраты на альтернативные варианты, в которых используются органические виды топлива, включив углеродный налог, составляющий 50, 100 и 200 долл. на тонну углерода. Нижнее значение соответствует оценке EIA затрат на снижение выбросов CO₂ в США приблизительно на 1 млрд метрических тонн в год.¹⁶ Значения в 100 и 200 долл. за тонну углерода ставят в один ряд интервал значений, которые появляются в литературе относительно затрат на секвестрацию углерода, признавая, что существует огромная неопределенность относительно затрат на развертывание крупномасштабной системы улавливания, транспортировки и хранения CO₂. Эти гипотетические налоги должны рассматриваться в качестве неких «заслонных» предельных затрат на сокращение выбросов углерода, чтобы соответствовать агрессивным целевым значениям по глобальным выбросам. Эти результаты включены в Таблицы 5.1 и 5.2.

Если налог на выбросы углерода будет установлен в пределах 50 долл. за тонну углерода, ядерная энергетика не станет экономичной при допущениях, сделанных для базового случая. Если затраты в ядерной энергетике могут быть снижены так, чтобы отразить аспекты по снижению затрат, обсуждаемые выше, ядерная энергия может стать менее дорогостоящей, чем уголь и менее дорогостоящей, чем газ при высоких ценах на него. Она будет практически конкурентоспособной по отношению к газу при низких и

умеренных ценах на газ. Если налог на выбросы углерода установлен в пределах от 100 до 200 долл. за тонну углерода, то ядерная энергия может стать экономически обоснованным вариантом для работы в базовом режиме по сравнению с углем при допущениях для базового случая, но все еще останется более дорогостоящей, чем газ, кроме случая высоких цен на него. Однако ядерная энергия может быть значительно менее дорогостоящей, чем все альтернативные варианты при ценах на углерод на данном уровне, если все аспекты по снижению затрат, которые обсуждались выше, можно будет выполнить.

В последнем выводе не учитывается одно очень важное обстоятельство. Если налоги на углерод будут установлены на таком высоком уровне, может стать экономически обоснованным развертывание технологий выработки электроэнергии, включающих газификацию угля и его сжигание в ГТУ с комбинированным циклом и секвестрацию диоксида углерода, получаемого в данном процессе. Потенциальная экономия затрат в результате применения такой технологии по сравнению с традиционными электростанциями на пылевидном угле происходит за счет (а) использования относительно дешевого угля для производства синтетического газа (в основном состоящего из CO и H₂), (б) более высокого теплового к.п.д. ГТУ и более экономичного улавливания CO₂. В зависимости от экономических показателей данной технологии уголь сможет играть более конкурентоспособную роль в мире при высоких налогах на выбросы углерода, чем это следует из Таблиц 5.1 и 5.2. Мы также отметим, что с точки зрения перспектив окружающей среды, мир выглядел бы иначе при больших поставках дешевого природного газа, чем при условиях, когда поставки природного газа сокращаются, и значительно более дорогими, чем те значения, которые упоминаются во многих последних прогнозах.

Таблица 5.1

Затраты на альтернативные варианты выработки электроэнергии в реальных приведенных ценах (центы/кВт(эл.)·ч при КИУМ 85%)

<i>Базовый случай</i>	<i>25 лет</i>	<i>40 лет</i>	
Ядерная энергия	7,0	6,7	
Уголь	4,4	4,2	
Газ (низкие цены)	3,8	3,8	
Газ (умеренные цены)	4,1	4,1	
Газ (высокие цены)	5,3	5,6	
Газ (высокие цены), передовые технологии	4,9	5,1	
<i>Случай снижения затрат на ядерную энергию</i>			
Снижение затрат на строительство (25%)	5,8	5,5	
Сокращение периода строительства на 12 мес	5,6	5,3	
Снижение стоимости капитала до уровня, эквивалентного угольным и газовым электростанциям	4,7	4,4	
<i>Случай введения углеродных налогов (25/40 лет)</i>			
	<i>50 долл./т C</i>	<i>100 долл./т C</i>	<i>200 долл./т C</i>
Уголь	5,6/5,4	6,8/6,6	9,2/9,0
Газ (низкие цены)	4,3/4,3	4,9/4,8	5,9/5,9
Газ (умеренные цены)	4,6/4,7	5,1/5,2	6,2/6,2
Газ (высокие цены)	5,8/6,1	6,4/6,7	7,4/7,7
Газ (высокие цены) передовые технологии	5,3/5,6	5,8/6,0	6,7/7,0

Затраты на альтернативные варианты выработки электроэнергии в реальных приведенных ценах (центы/кВт(эл.)·ч при КИУМ 75%)

<i>Базовый случай</i>	<i>25 лет</i>	<i>40 лет</i>	
Ядерная энергия	7,9	7,5	
Уголь	4,8	4,6	
Газ (низкие цены)	4,0	3,9	
Газ (умеренные цены)	4,2	4,3	
Газ (высокие цены)	5,5	5,7	
Газ (высокие цены) передовые технологии	5,0	5,2	
<i>Случай снижения затрат на ядерную энергию</i>			
Снижение затрат на строительство (25%)	6,5	6,2	
Сокращение периода строительства на 12 мес	6,2	6,0	
Снижение стоимости капитала до уровня, эквивалентного угольным и газовым электростанциям	5,2	4,9	
<i>Случай введения углеродных налогов (25/40 лет)</i>			
	<i>50 долл./т C</i>	<i>100 долл./т C</i>	<i>200 долл./т C</i>
Уголь	6,0/5,8	7,2/7,0	9,6/9,4
Газ (низкие цены)	4,5/4,4	5,0/5,0	6,0/6,0
Газ (умеренные цены)	4,7/4,8	5,3/5,3	6,3/6,4
Газ (высокие цены)	6,0/6,3	6,5/6,8	7,5/7,8
Газ (высокие цены) передовые технологии	5,5/5,7	5,9/6,2	6,8/7,1

ПРОГНОЗЫ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ РАЗНЫХ СТРАН

Методология, которую мы использовали выше, относится к нерегулируемому рынку выработки электроэнергии, т.е. это ситуация, к которой идут Соединенные Штаты и несколько других стран. Дополнительным преимуществом при описании ситуаций, возникающих на нерегулируемом рынке, является то, что данная методология дает возможность должным образом сфокусировать внимание на истинной экономической стоимости альтернативных технологий выработки электроэнергии. Тем не менее, есть много стран, которые не приветствуют нерегулируемый рынок производства энергии и вряд ли пойдут на отказ от регулирования в течение некоторого времени. Во многих таких странах выработка электроэнергии осуществляется прямо или косвенно правительством, и обеспечивается значительное субсидирование генерирующих установок. «Стоимость» электроэнергии в таких странах не является прозрачной, и это ведет к различному политическому отношению к решениям об инвестициях, поскольку потребители пользуются субсидированными ценами. Результатом является неправильное распределение ресурсов и с течением времени можно ожидать, что политические и экономические силы будут искать перемен. Такое нерыночное положение встречается в Европе, например, в компании Electricite de France, хотя и существует сильное движение в сторону отказа от регулирования в Европейском Союзе и в развивающихся странах, в которых зачастую действуют энергокомпании, управляемые государством. Очень важно, что затраты на передовые технологии топливного цикла, такие как переработка с помощью процесса PUREX и процесс изготовления MOX топлива в значительной мере субсидируются, отражая скорее политические, чем экономические мотивы принятия решений.

Допущения для базового случая

Ядерная энергия	
Затраты без учета выплаты процентов	2000 долл./кВт(эл.)
Затраты на Э/ТО:	1,5 цент/кВт·ч (включая топливо)
Реальная скорость повышения затрат на Э/ТО:	1,0%/год
Продолжительность строительства:	5 лет
Коэффициент использования установленной мощности:	85%/75%
Финансирование:	
Собственный капитал: 15% чистого номинала от подоходных налогов Заемный капитал: 8% от номинала Инфляция: 3% Ставка подоходного налога (применяемая после вычета расходов, процента на капитал и налоговой скидки на амортизацию): 38% Собственный капитал: 50% Заем: 50%	
Экономический жизненный цикл проекта:	40 лет/25 лет
Уголь	
Затраты без учета выплаты процентов	1300 долл./кВт(эл.)
Затраты на топливо:	1,20 долл./МБТЕ (в Британских тепловых единицах)
Реальная скорость повышения затрат на топливо:	0,5%/год
Удельный расход тепла (на шинах):	9300 БТЕ/кВт·ч
Продолжительность строительства:	4 года
Коэффициент использования установленной мощности:	85%/75%
Финансирование:	
Собственный капитал: 12% чистого номинала от подоходных налогов Заемный капитал: 8% от номинала Инфляция: 3% Ставка подоходного налога (применяемая после вычета расходов, процента на капитал и налоговой скидки на амортизацию): 40% Собственный капитал: 40% Заем: 60%	
Экономический жизненный цикл проекта:	40 лет/25 лет
Газовая ПГУ	
Затраты без учета выплаты процентов	500 долл./кВт(эл.)
Первоначальные затраты на топливо: Низкие: 3,50 долл./МБТЕ (3,77 долл./МБТЕ реально приведенные за 40 лет) Умеренные: 3,50 долл./МБТЕ (4,42 долл./МБТЕ реально приведенные за 40 лет) Высокие: 4,50 долл./МБТЕ (6,72 долл./МБТЕ реально приведенные за 40 лет)	
Реальная скорость повышения затрат на топливо: Низкая: 0,5% в год Умеренная: 1,5% в год Высокая: 2,5% в год	
Удельный расход тепла:	7200 БТЕ/кВт·ч

Передовая технология:	6400 БТЕ/кВт·ч
Продолжительность строительства	2 года
Коэффициент использования установленной мощности:	85%/75%
Финансирование:	
Собственный капитал: 12% чистого номинала от подоходных налогов Заемный капитал: 8% от номинала Инфляция: 3% Ставка подоходного налога (применяемая после вычета расходов, процента на капитал и налоговой скидки на амортизацию): 38% Собственный капитал: 40% Заем: 60%	
Экономический жизненный цикл проекта:	40 лет/25 лет

ЗАТРАТЫ НА УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЕ ТОПЛИВНЫЕ ЦИКЛЫ

Мы не проводили столь же полный анализ затрат на усовершенствованные топливные циклы, как для случая открытого топливного цикла. Тем не менее, мы изучили довольно подробно затраты на замкнутый топливный цикл с однократным циклом PUREX/MOX топлива по сравнению с открытым циклом. Отчет об этом анализе представлен в Приложении 5.D.

Модель топливного цикла, представленная в Приложении 5.D, показывает, что *вариант затрат на топливо для технологии PUREX/MOX приблизительно в 4 раза выше, чем для открытого цикла*, при использовании оценочных затрат для условий США. Было показано, что замкнутый цикл может оказаться конкурентоспособным по отношению к технологии однократной загрузки топлива только при высокой цене на уран и при оптимистических допущениях относительно стоимости переработки, изготовления MOX топлива и захоронения высокоактивных отходов. Как объясняется в Приложении 5.D, влияние повышения затрат в топливном цикле MOX на стоимость электроэнергии зависит от процентного содержания MOX топлива во всем парке АЭС, если затраты на топливо являются смешанными.

Часто выдвигается предположение о том, что захоронение переработанных высокоактивных отходов будет менее дорогостоящим, чем прямое захоронение отработавшего топлива. Но сегодня очень трудно доверять любым оценкам такой экономии, в особенности, если учесть захоронение невысокоактивных отходов, загрязненных значительным количеством долгоживущих трансурановых радионуклидов, связанных с установками и операциями по переработке. Далее, наша модель затрат показывает, что даже при нулевых затратах на захоронение переработанных высокоактивных отходов, *основной вывод, который состоит в том, что переработка не является экономичной, при этом не изменится.*

Следует отметить, что увеличение затрат, связанное с переработкой топлива и повторным его использованием тепла в реакторах на тепловых нейтронах, невелико относительно общих затрат на выработку электроэнергии на АЭС. К тому же неопределенность оценок затрат на топливный цикл очень велика.

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Хотя в Соединенных Штатах и Великобритании некоторые АЭС были впоследствии проданы или переданы коммерческим генерирующим компаниям.
2. Коммерческие станции продают свою продукцию по краткосрочным, среднесрочным и более долгосрочным контрактам на поставки, которые заключаются на конкурентной основе с

- компаниями, распределяющими энергию, оптовыми и розничными сбытовиками. Разработчики электростанций берут на себя затраты, связанные с рисками при получении разрешений, разработке, строительстве и обеспечении эксплуатационных показателей, но они могут переложить некоторые или все риски, связанные с изменчивостью рыночных цен, на покупателей (включив их в цену) по условиям этих контрактов.
3. Часто делаются предположения о том, что регулируемые монополии работали в условиях регулирования, обеспечивающих компенсацию издержек плюс фиксированную прибыль, что изолировало энергетические компании от всех таких рисков. Это является крайне неточной характеристикой процесса регулирования, по крайней мере для США. (P.L.Joskow and R.Schmalensee «Incentive Regulation for Electric Utilities», Yale Journal on Regulation, 1986; P.L. Joskow «Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector» в книге *Deregulation of Network Industries: The Next Steps* (S.Peltzman and Clifford Winston, eds.), Brookings Press, 2000). Некоторые электроэнергетические компании США столкнулись со значительной несогласованностью затрат, связанных с АЭС, которые они завершили или отложили, а это результат, который противоречит принципу чистые затраты плюс регулирование. Тем не менее, очевидно, что большая доля этих затрат и рыночных рисков перекладывались с инвесторов на потребителей, когда этой отраслью правили регулируемые монополии.
 4. Современное состояние реструктуризации электроэнергетики и конкуренции в США и Европе затрудняет для поставщиков получение форвардных контрактов на производимую ими энергию. Мы полагаем, что эта хаотическая ситуация не является устойчивой и что зрелый конкурентный рынок энергии будет давать возможность поставщикам энергии заключать форвардные контракты с посредниками. Однако эти контракты в целом не будут похожи на контракты на 30-летний период, которые имели место в условиях регулирования, что налагало обязательства на оптовых покупателей (например, муниципальные энергетические компании) компенсировать все затраты электростанции в обмен на любое количество энергии, которую ей удастся произвести. На конкурентном рынке контракты, предполагающие конкретные обязательства на поставки по специально оговоренным ценам (или по формуле цены), будут скорее заключаться на более короткие сроки (например, портфели 5-летних контрактов) и в них риски, связанные с затратами и эксплуатационными показателями, будут ложиться на производителя, а не на покупателя.
 5. Для дальнейшего упрощения эти эффекты можно рассматривать как увеличение стоимости капитала, с которым предстоит столкнуться инвесторам.
 6. Например, в тех областях США, где на оптовом рынке есть тенденция к клиринговым расчетам с обычными газовыми или нефтяными электростанциями, работающими на грани рентабельности, клиринговые цены на рынке наличного товара будут колебаться вверх и вниз в зависимости от цен на природный газ и нефть. Газотурбинная установка комбинированного цикла (ГТУ), в которой также сжигают природный газ, но при тепловой мощности в среднем на 35% ниже, чем на газовых электростанциях, работающих на грани рентабельности (например, 11 000 БТЕ/кВт·ч) будет всегда работать в условиях клиринговых цен на электроэнергию ниже рыночных. При любой цене на газ ГТУ всегда будет при деньгах и будет экономичной в работе в этих обстоятельствах. Если цены на газ взлетят, ГТУ будет более рентабельными, а если цены упадут, они будут менее рентабельными, но изменчивость доходов в результате изменения цены на газ будет меньше той, которая наблюдается для угольной или атомной электростанции.
 7. В 2000 г. коэффициенты использования установленной мощности для АЭС во Франции составляли 76%, для АЭС в Японии – 79%, а для АЭС в Южной Корее – 91%. В идеале следовало бы рассмотреть данные об эксплуатационной готовности, но кроме Франции, где ядерная энергия обеспечивает такую большую долю поставок электроэнергии, что некоторые электростанции вынуждены работать в маневренном режиме, ядерные блоки обычно работают на полной мощности в случае их готовности (Источник: Расчет на основе данных, опубликованных на веб-сайте EIA).
 8. Эти значения недооценивают реальные затраты на Э/ТО АЭС, поскольку они исключают административные и общие затраты на эксплуатацию, которые обычно попадают в отчеты о доходах энергетических компаний в других местах. Эти накладные расходы, вероятно, добавляют еще 20% к затратам на Э/ТО АЭС. Мы не рассматриваем здесь эти дополнительные затраты, поскольку они также исключены из затрат на Э/ТО для конкурирующих технологий. На конкурентном рынке электроэнергии, тем не менее, станции, генерирующие энергию, должны получать достаточные средства для покрытия этих накладных расходов, а также прямые капитальные затраты и затраты на Э/ТО.
 9. То есть, мы не рассматриваем конкуренцию между новыми АЭС и *существующими* угольными и газовыми электростанциями (чья затраты на строительство теперь уже стали невозвратными издержками). Мы признаем, что могут существовать экономически обоснованные возможности по увеличению мощности некоторых существующих АЭС и по продлению их коммерческого жизненного цикла. Мы не рассматриваем здесь такие возможности.

10. Предполагаемое снижение затрат на Э/ТО без топливной составляющей составляет примерно 1,0 цент/кВт·ч для базового случая и превосходит показатель 0,9 цент/кВт·ч, принимаемый компанией TVA (для КИУМ 90%) в их последних оценках повторного запуска блока АЭС Browns Ferry-1.
11. Несомненно, на конкурентном оптовом рынке электроэнергии инвесторы свободны действовать в соответствии с такими ожиданиями и связывать себя финансовыми обязательствами по строительству новых АЭС. Около 150000 МВт(эл.) новых генерирующих мощностей было построено в США за последние пять лет, большей частью из них владеют коммерческие инвесторы, и большинство их работает на природном газе и ни одна из них не является ядерной. См. M. Paul L.Joskow, «The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the U.S.», May 2003.
12. Мы уже видели некоторые анализы, в которых делались предположения о том, что АЭС будут финансироваться путем выдачи кредитов со 100%-ным государственным покрытием, они будут освобождены от уплаты подоходного налога или налога на собственность при очень длительном графике погашения долга. Таким образом, можно сделать так, что затраты на АЭС будут выглядеть более привлекательными, но это просто скрывает реальные затраты и риски проектов, которые на самом деле были переложены на потребителей и налогоплательщиков.
13. Это снижает затраты на АЭС до 1500 долл./кВт. Это приблизительно соответствует затратам, которые использовались при анализе затрат на новую АЭС в Финляндии при существующем обменном курсе. (Тем не менее, в анализе, проведенном финнами, делается предположение о том, что АЭС может финансироваться из 100% заемных средств при реальной процентной ставке 5% и нулевом подоходном налоге). Отметим однако, что по оценкам TVA, затраты на модернизацию законсервированного блока АЭС Browns Ferry обойдутся в 1300 долл./кВт(эл.), а последний японский опыт дает значение ближе к 2000 долл./кВт(эл.) при допущениях для базового случая. Анализ TVA издержек на модернизацию блока в АЭС Browns Ferry предполагает, что проект может финансироваться на 100% из заемных средств при процентной ставке 80 базисных пунктов по 10-летним казначейским билетам при освобождении от налогов.
14. Очевидно существует некий набор предположений, которые сделают ядерную энергию дешевле угля. Однако в основном они требуют того, чтобы затраты на строительство и длительность строительства были приблизительно эквивалентны тем же показателям для угольной станции. Мы также не предполагали никакого снижения затрат на строительство или увеличение удельного расхода тепла для угольных станций в связи с усовершенствованием проектов угольных станций.
15. Мы смоделировали «цену» на углерод в виде налога на выбросы диоксида углерода. Однако в наши намерения входило моделирование любой политики, которая отдавала бы предпочтение ядерной энергии по сравнению с альтернативами с использованием органического топлива, поскольку она не производит CO₂.
16. «Summary and Analysis of McCain-Leiberman “Climate Stewardship Act of 2003”, William Pizer and Raymond Kopp, Resources for the Future, January 28, 2003.

Глава 6 – Безопасность

Безопасность операций во всем ядерном топливном цикле являются предметом огромной озабоченности. В данной главе мы рассмотрим безопасность реакторов, продолжение обеспечения готовности обученного персонала к ядерным операциям, угрозы террористических атак и безопасность ядерного топливного цикла, включая установки по переработке ядерного топлива.

В США действует около 100 АЭС, а во всем мире их около 400, большая часть из них это - легководные реакторы (LWR). Полагаясь на опыт эксплуатации и усовершенствование конструкции станций, вводимых в эксплуатацию, эксплуатационные характеристики со временем были улучшены и достигли коэффициента использованной установленной мощности¹ 90% и выше в США². Среди методов усовершенствования можно назвать независимые экспертные оценки и обратную связь на основе опыта эксплуатации парка реакторов во всем мире, при этом операторам становилось известно о ситуациях, которые имели место, и об обязательствах владельцев станций и управления станцией по разработке культуры безопасности в организациях, занимающихся эксплуатацией АЭС. Такие действия и инициативы в обучении и квалификации операторов реакторов, которые выполнялись организациями владельцев станций³, являются основными факторами улучшения эксплуатационных характеристик. Упомянутый опыт также включал три серьезные аварии реактора⁴ и несколько аварий на установках топливного цикла.⁵

Несколько событий произошло на реакторах, где события развивались в сторону развития аварии, но были прекращены. О таком событии стало известно во время инспектирования крышки корпуса ядерного реактора в Davis-Besse в марте 2002 г. во время останова реактора. Инспекция выявила большую полость в крышке корпуса вблизи одного из механизмов привода регулирующих стержней, вызванную утечкой борной кислоты и коррозией. Эта полость представляла собой серьезную угрозу для целостности корпуса реактора. По счастливой случайности эта неисправность была обнаружена до возобновления работы реактора. Это событие обнаружило упущение со стороны владельцев станции, которые должны были отреагировать на ранние признаки этой проблемы и заняться ее поиском на более ранней стадии. Вопрос остается по-прежнему открытым, смог ли средний производитель в этой отрасли промышленности ввести эффективную систему культуры безопасности в своем бизнесе. Комиссия по ядерному регулированию США разделяет за это ответственность, поскольку она согласилась дать отсрочку для запланированного освидетельствования и контроля жизненно-важных компонентов систем первого контура. Главные инициативы ядерной энергетики не смогут завоевать доверие общественности, если будут происходить такие неисправности.

В отношении мандата Комиссии по ядерному регулированию на безопасность АЭС США, инцидент на станции Davis-Besse также инициировал вопрос том, совместимы ли цели безопасности ядерного реактора с переходом к конкурентным рынкам электроэнергии. С одной стороны, некоторые обозреватели предполагают, что нерегулируемые производители будут более всего озабочены максимально высокой производительностью станции и менее склонны закрывать станции для проведения контроля безопасности и принятия корректирующих действий, когда в этом возникнет необходимость. С другой стороны, группы владельцев давно утверждают, что эксплуатация АЭС, проводимая с целью обеспечения высокого уровня безопасности, также является благоприятной с экономической точки зрения. Далее, затраты на аварию на АЭС не являются финансово привлекательными для владельцев станции. Хотя и могут возникнуть некоторые затраты, связанные с авариями, которые не были полностью включены в решения, принимаемые конкретными владельцами АЭС, такой владелец АЭС, на которой происходит серьезная

авария, столкнется с очень значительными пагубными финансовыми последствиями, как произошло в случае компании General Public Utilities после аварии на втором блоке АЭС Three Mile Island. Мы полагаем, что важно придерживаться принципа, предусматривающего, что основную ответственность за безопасную эксплуатацию АЭС несет владелец станции и операторы, поскольку сектор выработки электроэнергии в энергетической промышленности является нерегулируемым и Комиссия ядерного регулирования должна приспособлять свою деятельность по инспектированию, требования к отчетности и мерам по усилению безопасности с тем, чтобы в них отражались новые стимулы, создаваемые конкурентными рынками выработки электроэнергии.

БЕЗОПАСНОСТЬ РЕАКТОРА

Сценарий глобального роста, рассматриваемый в данном отчете, предполагает увеличение в три раза мощности ядерного парка в мире к 2050 г. Эта цель, конечно, предполагает, что такое расширение не будет сопровождаться увеличением частоты серьезных аварий. Мы полагаем, что этого можно достичь как путем эволюции, так и путем разработки новых технологий, основанных на реакторах LWR.

Три основных мотива для снижения частоты серьезных аварий являются: первое и самое главное, то, что они представляют угрозу здоровью людей. Повреждение активной зоны реактора может привести к выбросу радиоактивности в атмосферу и грунтовые воды. Второе, при аварии уничтожаются основные фонды. Потеря электростанции стоит миллиарды долларов и может привести к ограничению выработки электроэнергии в конкретном регионе до ее замены и таким образом увеличит экономические потери. Третье, серьезная авария подрывает доверие к ядерной энергетике и может привести впоследствии к закрытию работающих станций и/или мораторию на строительство новых станций.

Какова ожидаемая частота аварий сегодня на станциях, которые эксплуатируются в настоящий момент? Есть два пути определения частоты аварий: исторический опыт и Вероятностная Оценка Риска.⁷ С начала промышленного (коммерческого) использования атомной электростанции в 1957 г. более 100 АЭС с реакторами типа LWR были построены и введены в эксплуатацию в США, а общий опыт составил 2679 реакторо-лет до 2002 г. В течение всего этого периода произошла одна авария с повреждением активной зоны реактора на блоке 2 АЭС Three Mile Island. Таким образом частота повреждения активной зоны в реакторах США составила в среднем 1 на 2679 реакторо-лет.

При вероятностной оценке риска (ВОР) определяются возможные неисправности, которые могут появиться в реакторе, например разрывы труб или потеря теплоносителя реактора, затем прослеживаются последствия событий и, в конечном счете, определяется вероятность того, что они приведут к повреждению активной зоны реактора. ВОР включает как внутренние, так и внешние события, т.е. природные катастрофы. Эксперты, используя , определяют методом наилучших оценок частоту повреждения активной зоны равной приблизительно 1 за 10 000 реакторо- лет для АЭС в США. Хотя технология безопасности была значительно усовершенствована с опытом эксплуатации, остающиеся неопределенности методов ВОР и базы данных делают необходимым учет реального исторического опыта рисков при формулировании заключений по безопасности.

В отношении выполнения сценария глобального роста на период 2005-2055 гг., как реальные (исторические) данные, так и данные ВОР показывают неприемлемую

повторяемость аварий. Ожидаемое количество аварий с повреждением активной зоны в соответствии со сценарием при использовании современной технологии⁸ составляет 4. Мы полагаем, что количество аварий, ожидаемых за этот период должно быть 1 или менее, что было бы сопоставимо с безопасностью парка LWR в сегодняшнем мире. Большее число аварий означает потенциально значимые угрозы для здоровья людей и, как уже отмечалось, уничтожило бы доверие общественности. Мы считаем, что снижение в 10 раз вероятности серьезной аварии реактора,⁹ т.е. снижение частоты повреждения активной зоны до 1 за 100 000 реакторо- лет, является желаемой, а также достижимой целью, основанной на целях конструкторов усовершенствованных LWR, которые мы считаем заслуживающими доверия. Фактически, конструкторы усовершенствованных LWR утверждают, что современные проекты реакторов уже сейчас отвечают этой цели, и еще большее снижение частоты достижимо. Если эти утверждения и иные усовершенствования и снижения затрат будут подтверждены, усовершенствованные LWR окажутся в очень хорошем положении, чтобы занять большую долю на рынке в соответствии со сценарием глобального роста.

Для будущих разработок LWR мы рекомендуем выполнение проектов, в которых используется сочетание пассивных и активных характеристик для того, чтобы усилить надежность систем безопасности станций. В пассивных системах используется накопленная энергия для перекачки либо посредством емкостей под давлением, либо под воздействием гравитации, воздействующей на воду в установленных емкостях на заданном уровне. Они заменяют собой насосы с электродвигателями, которые, в конечном счете, приводятся в действие аварийными дизель-генераторами и могут предотвратить опасность отказа дизелей в случае необходимости, т.е. во время полного обесточивания станции.

Дополнительные преимущества могут быть получены при строительстве Высокотемпературных Газовых Реакторов (HTGR). В принципе HTGR могут оказаться более совершенными, чем LWR по своей способности удерживать продукты деления в случае аварии с потерей теплоносителя, из-за формы топлива и из-за того, что температура активной зоны может удерживаться на значительно более низком уровне в результате меньшей плотности энерговыделения и высокой тепловой мощности активной зоны, если научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки подтвердят это. Две станции с HTGR небольшой мощности и модульной конструкции разрабатываются для последующего промышленного применения.

Мы опишем вкратце развертывание сценария глобального роста, сначала для LWR, а потом и для HTGR. На основании опыта строительства сертифицированных проектов LWR на одобренных площадках могло бы начаться в течение года ли двух, которые требуются на выработку контрактных соглашений, ограничивающихся в основном переоснащением промышленности и получением одобрений регулирующих органов в соответствии с новыми процедурами лицензирования. Для того, чтобы выстроить сценарий глобального роста, предполагающего создание новых мощностей в размере 1000 ГВт(эл) за 50 лет, потребуется средняя скорость строительства от 20 до 25 станций в год¹⁰ и более в эти годы. Для исторического сравнения, общее строительство LWR в мире за более чем 25-летний период составило приблизительно 400 станций, в среднем, 16 завершенных станций в год. Удвоение этой скорости строительства, достигнутой в прошлом, не является неразумным предположением, но остается очень трудной задачей, поскольку период строительства также должен быть сокращен для снижения капитальных затрат.

Опыт LWR не исключает выхода на рынок HTGR. Тем не менее, опыт позволяет сфокусировать внимание на времени подготовки строительства и на затратах, связанных с его разработкой и необходимостью опыта эксплуатации до осуществления капитальных вложений и большого расширения производства.

Мы полагаем, что время подготовки к выполнению требований исследований и разработок для получения лицензии на HTGR и по крайней мере несколько лет эксплуатации в виде одной или нескольких демонстрационных станций добавят от 15 до 20 лет перед быстрым промышленным развертыванием. Если принять во внимание это время для подготовки, мы ожидаем, что две трети и более парка реакторов к 2050 составят LWR.

При успехе на каждом переломном моменте возможно, что развертывание HTGR позволит занять треть сценария глобального роста. Неопределенности таких перспектив, однако, очень высоки, и проникновение HTGR, от очень небольшой доли до высокого значения, составляющего одну треть, является реалистичным. Мы отметим, что электрическая мощность станций в соответствии с двумя концепциями HTGR составит от 125 до 350 МВт, т.е. гораздо ниже, чем для реакторов LWR. Эта черта HTGR является очень привлекательной, если достигается уровень целевых затрат. В зависимости от доли рынка, которую будут занимать эти две концепции HTGR, около 4 станций потребуется для соответствия производительности одной станции с LWR электрической мощностью 1000 МВт. Если станциям с HTGR предстоит занять одну треть в соответствии со сценарием для середины столетия, потребуется строительство вдвое большего количества HTGR, чем LWR к 2050 г.

ОБУЧЕНИЕ И КВАЛИФИКАЦИЯ АДМИНИСТРАЦИИ И ПЕРСОНАЛА СТАНЦИИ

Реализация сценария для середины столетия имеет важные последствия для безопасности и, в особенности, обучения и квалификации компетентных кадров, осуществляющих безопасное управление и эксплуатацию станции, включая инфраструктуру поддержки, необходимую для технического обслуживания, ремонта, перегрузки топлива и обращения с отработавшим топливом. Подготовка грамотных менеджеров и разработка эффективных процессов управления является критически важным элементом в достижении цели безопасной и экономичной эксплуатации АЭС. Для развитых стран, в которых сейчас эксплуатируются АЭС, такие задачи требуют внимания к омоложению всего персонала.¹¹

Проблемы развивающихся стран, однако, гораздо более трудные, из-за отсутствия работников многих специальностей, необходимых для строительства, эксплуатации и технического обслуживания АЭС. Рабочую силу необходимо обучить и вырастить из очень небольшого или совсем малого контингента. Существует две основные модели реализации необходимого роста: во-первых, «сделай сам» и, во-вторых, коммерческий импорт товаров и услуг. Первое занимает много времени, и в процессе обучения возможны ошибки. Второе очень дорого в долгосрочной перспективе и не дает возможности повышения квалификации и создания рабочих мест внутри страны. Наилучшим методом для большинства развивающихся стран вероятно станет некое сочетание этих двух моделей, которое обеспечит компетентность и занятость.

АТАКИ ТЕРРОРИСТОВ НА ЯДЕРНЫЕ УСТАНОВКИ

Террористы продемонстрировали свои способности наносить катастрофический вред. Были также отмечены и ядерные установки в качестве потенциальной цели. С одной

стороны, эксперты пришли к выводу о том, что строительные работы и обеспечение охраны делают АЭС трудноуязвимыми. С другой стороны, масштабы опасности попадают в шкалу, которая прежде считалась чрезвычайно редкой при оценках возможности тяжелых аварий с участием реакторов. Вопрос в том, какие меры охраны, если таковые вообще существуют, можно считать соответствующими? Мы полагаем, что на такой вопрос нельзя дать простого и однозначного для всех случаев ответа. Ответ зависит от множества факторов, включая оценку угроз, местоположение станции, конструкцию установки, ресурсы и практические меры охраны, имеющиеся в распоряжении правительства.

Безопасность АЭС является хорошей отправной точкой для оценки рисков охраны. То, что мы предполагаем для станций, также применимо и для других установок топливного цикла. При оценке безопасности АЭС рассматривалось влияние внешних природных явлений, таких как землетрясения, торнадо, наводнения и ураганы. Террористическая атака с применением огня или взрыва аналогична внешним природным явлениям по своим последствиям с точки зрения повреждений или выброса радиоактивности. Прочность зданий и конструкций защитной оболочки представляет собой основной барьер и трудную мишень для атаки. Институт электроэнергетических исследований¹² (EPRI) провел оценку конструкционной прочности АЭС при падении самолета и пришел к выводу, что целостность защитных оболочек, использующихся в США, не будет нарушена. NRC проводит собственные оценки, включая конструкционные испытания в Национальной лаборатории Сандиа, которые еще не завершены.

Широкое обследование и оценка опасностей и защитных мер должны проводиться с целью принятия решений по адекватной защите. Такое обследование должно начинаться с определения возможных путей для атаки и определения уязвимых точек, связанных с конструкциями и их местоположением. Также должна быть определена эффективность с точки зрения затрат целого ряда вариантов охраны новых проектов, старых станций, приближающихся к выводу из эксплуатации, и станций в середине своего ресурса. Есть также необходимость в обмене информацией с правительствами стран и институтами поддержки, которые будут выполнять программы ядерной энергетики, для того, чтобы обеспечить эффективное получение необходимой информации и безопасность.

БЕЗОПАСНОСТЬ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА

Реализация сценария глобального роста влечет за собой строительство и эксплуатацию большого числа установок топливного цикла во всем мире, таких как те, что описывались в главе IV, а также установки и хранилища, предназначенные для обращения с отходами. С этими установками связаны различные степени риска для общественной безопасности, и поэтому есть необходимость в систематической оценке риска на последовательной основе, при которой учитываются оценки, проведенные до настоящего момента для конкретных установок топливного цикла.

Необходимость в таких оценках особенно важна в случае заводов по переработке. В Соединенных Штатах не существует заводов промышленной переработки. Во Франции, Великобритании и Японии есть действующие заводы по переработке на базе технологии водного разделения компонентов топлива PUREX и ее усовершенствованных за многие годы методов. Исследования и разработки, которые проводились в области пиро-процессов и сухой переработки до сих пор еще не имеют промышленного применения. Заводы по водному разделению имеют большие запасы продуктов деления, а также - делящегося материала, находящегося в работе и очень большого количества потоков отходов. Усовершенствование в будущем технологии разделения может позволить

сократить запасы радиоактивных материалов, измеряемых в виде доли ежегодной производительности, но запасы по-прежнему будут оставаться высокими, поскольку потребуется ежегодный большой объем продукции, если и когда переработка более широко войдет в промышленную практику, спустя много лет.

Мы озабочены вопросами безопасности на заводах по переработке¹³ в связи с большими запасами радиоактивных материалов и числом аварий, таких как взрыв емкости с отходами в Челябинске в бывшем СССР, утечка из емкости с отходами на АЭС в Hanford, США и выбросы в окружающую среду на АЭС в Sellafield в Великобритании. Выбросы в результате взрыва или пожара могут быть внезапными и широко распространяющимися. Хотя выбросы в результате утечки могут происходить медленно, они могут привести к серьезным последствиям для здоровья, если не взять их быстро под контроль. Хотя опасности для заводов по переработке отличаются от опасностей для реакторов, концепции, методы и практика реакторной безопасности могут широко применяться для обеспечения безопасности заводов по переработке. Мы не видим необходимости в коммерческой переработке при глобальном сценарии роста, но мы полагаем, что этот вопрос требует внимательного изучения¹⁴ и действий, если и когда такая переработка станет необходимой.

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Коэффициент использования установленной мощности представляет собой отношение реального ежегодного производства электроэнергии к годовой максимальной производительности.
2. Хотя коэффициенты использования установленной мощности во всем мире (около 75%) ниже, чем те, которых недавно достигли АЭС США, аналогичная тенденция в сторону увеличения коэффициента использования мощности наблюдается и за пределами США.
3. IAEA и Всемирная Ассоциация Операторов Ядерных Установок (WANO).
4. Станция в Windscale, Великобритания, реактор с газовым охлаждением, возгорание графита с ограниченными выбросами радиоактивности, 1952 г.; Three Mile Island, реактор PWR, потеря теплоносителя, 20% -е расплавление активной зоны реактора и небольшой выброс, 1979 г.; Чернобыль, водо-водяной реактор с графитовым замедлителем, авария, вызванная реактивностью с большим количеством радиоактивных выбросов в окружающую среду и воздействием на здоровье, 1986 г.
5. Челябинск, бывший СССР, взрыв отходов при переработке, (1957); Hanford, штат Вашингтон, утечка из емкости для хранения отходов (1970); Sellafield, Великобритания, выброс в океан при переработке отходов, (1995); Tokai-Mura, Япония, авария с ядерной критичностью при производстве топлива, (1999). Мы не знаем о полных инвентарных количествах ядерных материалов при авариях в процессе переработки; такое исследование необходимо.
6. Аналогичное событие было обнаружено на одной из французских АЭС в 1991 г.
7. Три важные источника информации (ссылки): Изучение безопасности реактора, WASH 1400, NRC USA, октябрь 1975г.; Риски серьезных аварий, NUREG-1150, NRC USA, декабрь 1990 г. и Программа Инспектирования Конкретных Станций, NUREG-1560, NRC USA, декабрь 1997 г.
8. Количество ожидаемых случаев повреждения активной зоны является произведением частоты повреждения активной зоны и количества реакторо- лет эксплуатации. На период с 2005 по 2055 гг. мы сделали предположение о частоте , равной 10^{-4} для 40 000 реакторо- лет эксплуатации: произведение дало 4 аварии. В Приложении 5 по безопасности соответствующие данные объясняются более подробно.
9. Потенциально большой выброс радиоактивности из топлива сопровождается повреждением активной зоны реактора. Общественное здоровье и безопасность зависят от способности защитной оболочки реактора предотвратить утечку радиоактивности в окружающую среду. Если защитная оболочка потеряет герметичность, произойдет большой ранний выброс (БРВ) и облучение людей, находящихся на определенном расстоянии от границы площадки, при этом уровень облучения будет зависеть от тяжести аварии и погодных условий. Вероятность разрушения защитной оболочки при условиях повреждения активной зоны, составляет около 0,1. Поэтому частота БРВ составляет 1 на 1 000 000 лет. Определение БРВ дается в Руководстве NRC USA (Regulatory Guide) 1.174.
10. Мы ожидаем, что электрическая мощность конкретных станций будет находиться в пределах 600-1500 МВт. В развитых странах ожидается, что средняя мощность станций должна составлять около 1000 МВт, а для развивающихся стран средняя мощность будет ниже.

11. Старение людских ресурсов происходит в течение более десяти лет из-за нехватки новых заказов на станции и спада промышленной активности.
12. Сдерживание терроризма – анализ влияния авиакатастроф, демонстрирующий конструкционную прочность АЭС; исследования EPRI, web-сайт Института Ядерной Энергии, www.nei.org, декабрь 2002 г.
13. Краткое сравнение заводов по переработке с реакторами показывает, что исторически частота аварий на заводах по переработке значительно превосходит количество аварий на реакторах: три из наиболее значимых аварий упоминаются в примечании 5. Кроме того, количество лет работы заводов по переработке гораздо меньше, чем в случае реакторов. Поэтому частота аварий на заводах по переработке значительно выше.
14. Нам ничего не известно об анализе ВОР для установок топливного цикла, кроме одного исключения: Существующее положение по Отчету EPRI по оценке риска аварий на установках топливного цикла, подготовленный SAIC для отчета EPRI № NP-1128, июль 1979 г.

Глава 7 – Обращение с отработавшим ядерным топливом/ высокоактивными отходами

Обращение и удаление радиоактивных отходов, образующихся при работе предприятий ядерного топливного цикла, является одной из наиболее сложных проблем, которые в настоящее время стоят перед ядерной энергетикой. Сейчас, спустя более чем сорок лет после введения в промышленную эксплуатацию первой атомной электростанции, ни одной из стран не удалось преуспеть в решении проблемы удаления высокоактивных ядерных отходов - наиболее долгоживущих, самых высокоактивных и вызывающих наиболее сложные технологические проблемы из всех видов отходов, образующихся в ядерной промышленности.¹

В большинстве стран в качестве технологического решения предпочтение отдается удалению таких отходов в хранилища, сооружаемые в геологических формациях под землей на глубине сотен метров. Несмотря на то, что уже построено несколько экспериментальных и опытно-промышленных установок, в мире нет ни одного действующего хранилища высокоактивных отходов, и все страны столкнулись с трудностями при осуществлении своих программ. Ощущаемое отсутствие прогресса в направлении успешного удаления отходов является одним из основных препятствий к распространению ядерной энергетики по всему миру.²

ЦЕЛИ ОБРАЩЕНИЯ С ЯДЕРНЫМИ ОТХОДАМИ И ИХ УДАЛЕНИЯ

Отработавшее ядерное топливо, выгружаемое из ядерных реакторов, будет оставаться высокорadioактивным в течение многих тысяч лет. Основная цель при обращении с ядерными отходами состоит в том, чтобы обеспечить условия, при которых риск для здоровья в результате воздействия излучения от данного материала будет снижен до приемлемо низкого уровня на протяжении всего времени, пока этот материал будет представлять значительную опасность. Также необходимо обеспечить защиту от злонамеренного вмешательства или использования данного материала не по назначению.

Из-за очень длительного срока токсического действия этих отходов основной технической задачей является изоляция отходов на длительное время. Однако необходимо также рассмотреть более краткосрочные риски. Перед окончательным размещением такие отходы пройдут через несколько промежуточных стадий или операций, включая временное хранение, транспортировку, кондиционирование, упаковку и, возможно, стадии промежуточной переработки и обработки. Существует несколько возможных вариантов действий на каждой стадии, при этом проект всей системы обращения с отходами, включая конкретные технические характеристики и физическое расположение каждой стадии, будет сильно влиять на общий уровень риска и его распределение по времени. Например, те стратегии обращения с отходами, которые предусматривают выделение отдельных радионуклидов из отработавшего ядерного топлива, могли бы снизить риск долгосрочного воздействия излучения при повышении риска в краткосрочной перспективе. Подобные взаимозависимости подтверждают важность комплексного подхода в ходе принятия решений по обращению с ядерными отходами, когда в полной мере учитываются воздействия отдельных решений на систему в целом.

Что представляет собой допустимый уровень риска облучения? Американское агентство по защите окружающей среды (EPA) утверждает, что доза облучения, полученная от всех потенциальных источников излучения, для человека, живущего рядом с площадкой захоронения отходов и подверженного максимальному облучению, не должна превышать

15 миллибэр в год на протяжении первых 10 000 лет после окончательного захоронения. Это примерно в двадцать раз меньше, чем та доза, которую люди получают в среднем ежегодно от воздействия природного фонового излучения. ЕРА связало свою норму, т.е. 15 миллибэр в год, с ежегодным риском развития фатального ракового заболевания примерно у 1 человека из 100 000. Для действующих установок ядерного топливного цикла применяются разные нормы радиационного облучения.

Пригодность альтернативных схем обращения с отходами необходимо в конечном счете рассматривать с учетом фундаментальных целей обеспечения безопасности. Часто упоминаются и другие показатели работы системы обращения с отходами, такие как объем или масса образующихся отходов, общее содержание радиоактивных веществ (радиоактивности) в отходах, количество выделяемого тепла, их радиотоксичность, а также растворимость и подвижность конкретных радионуклидов. Каждый из этих показателей содержит полезную информацию о технических требованиях к отдельным компонентам системы обращения с отходами. Но ни один из этих показателей не является адекватным отражением фундаментальной меры эффективности системы обращения с отходами, т.е. риска для здоровья человека от воздействия излучения в краткосрочной и долгосрочной перспективах.

ВОЗМОЖНОСТЬ УДАЛЕНИЯ В ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФОРМАЦИИ

Как уже отмечалось, большинство стран, имеющих ядерные энергетические программы, заявили о своем намерении удалять высокоактивные отходы в шахты-хранилища, расположенные на глубине нескольких сотен метров под землей. Концепция захоронения в глубокие геологические формации интенсивно исследовалась на протяжении нескольких десятилетий, и в научно-техническом сообществе утвердилась уверенность в том, что данный подход позволяет осуществить безопасную изоляцию таких отходов от биосферы до тех пор, пока они представляют собой значительную опасность³. Такая оценка основана на: (1) понимании процессов и событий, которые могли бы способствовать переносу радионуклидов из хранилища в биосферу; (2) математических моделях, которые с учетом информации о конкретных площадках и проектах хранилищ позволяют количественно определить долгосрочные воздействия хранилищ на окружающую среду; (3) изучении природных аналогов, которые помогают создать уверенность в том, что аналитические модели могут быть надежно экстраполированы на очень длительную временную шкалу, которая требуется для изоляции отходов.

Мы сходимся во мнении с той точкой зрения, что высокоактивные отходы могут быть безопасно захоронены в геологические формации. Как обсуждается ниже, мы полагаем, что имеются возможности для достижения прогресса в проектировании геологической и инженерной системы, который может обеспечить дополнительные гарантии в отношении долгосрочных характеристик таких хранилищ. Однако мы отмечаем, что среди широкой общественности и даже у некоторых представителей технического сообщества ощущается недостаток уверенности в перспективах успешной технической и организационной реализации концепции захоронения в геологические формации. Допущенные ранее промахи и неудачи при осуществлении в некоторых странах программ по обращению с отходами внесли дополнительные сомнения. Некоторые представители общественности, в особенности те, кто проживает поблизости от предполагаемых площадок для хранилищ, также ставят вопрос об открытости и честности процесса выбора такой площадки.

МЕРЫ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ПОВЫШЕНИЕ ВЕРОЯТНОСТИ УСПЕШНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАБОТ ПО ОБРАЩЕНИЮ С ОТХОДАМИ И ИХ УДАЛЕНИЮ

Мы исследовали несколько возможных инновационных решений, которые могли бы способствовать успешному осуществлению работ по обращению с радиоактивными отходами и их удалению. Для того, чтобы выделить необходимые меры, следует учесть, что каждая из таких мер должна вносить существенный вклад в одну или несколько следующих целей:

- снижение риска в отношении здоровья и безопасности людей и окружающей среды, который возникает в результате деятельности по обращению с отходами и их удалению в кратко/долгосрочной перспективе;
- снижение экономических затрат при достижении приемлемого уровня показателей с учетом краткосрочного и долгосрочного риска;
- повышение уверенности общественности в технической и организационной эффективности работ по обращению с отходами и их захоронению.

Инновационные решения, которые мы рассмотрели, могут быть сгруппированы по трем категориям:

- технические модификации или усовершенствования, которые могли бы быть внедрены в открытый топливный цикл;
- технические модификации или усовершенствования, которые требуют замкнутого топливного цикла;
- институциональные или организационные инновации.

Важно отметить, что каждая инновация должна оцениваться с точки зрения ее воздействия на всю систему обращения с отходами, включая не только окончательное захоронение, но также операции по предшествующей захоронению переработке, транспортировке и хранению. В последующих параграфах мы приведем результаты наших исследований, касающиеся каждой категории инноваций. Более подробное обсуждение можно найти в Приложении 7.

ТЕХНИЧЕСКИЕ МОДИФИКАЦИИ ИЛИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ОБРАЩЕНИЯ С ОТРАБОТАВШИМ ЯДЕРНЫМ ТОПЛИВОМ ПРИ ОТКРЫТОМ ТОПЛИВНОМ ЦИКЛЕ

Продленное временное хранение отработавшего ядерного топлива

Хотя большая часть отработавшего ядерного топлива, предназначенного для непосредственного удаления, будет на практике храниться на поверхности земли в течение многих лет из-за затянувшегося процесса разработки хранилищ высокоактивных отходов, сооружения для хранения до настоящего времени носили главным образом специальный и наращиваемый характер. Мы полагаем, что период временного хранения, насчитывающий несколько десятилетий, должен быть включен в рассмотрение при проектировании системы обращения с отработавшим ядерным топливом в качестве составной части данной системы.⁴ Возможности такого хранилища должны:

- обеспечить повышенную гибкость в случае задержек при разработке хранилища;
- предоставить хорошо обдуманый подход к решению проблемы удаления отходов и создать благоприятные возможности для получения выгоды от будущих достижений в соответствующей науке и технологии;

- обеспечить повышенную гибкость в материально-техническом обеспечении с использованием емкости централизованного буферного хранилища, способствующего согласованию требований к краткосрочному и долгосрочному хранению и позволяющего оптимизировать операции материально-технического снабжения, предварительной переработки и упаковки;
- позволить странам, которые хотят оставить для себя возможность перерабатывать свое отработавшее ядерное топливо, делать это без реальной необходимости заниматься переработкой;
- придать дополнительную гибкость конструкции хранилища, поскольку отработавшее ядерное топливо должно стать более старым и менее радиоактивным ко времени его размещения в хранилище;
- потенциально снизить общее количество требуемых хранилищ.

Для некоторого количества отработавшего ядерного топлива хранение на реакторной площадке будет возможным даже в течение нескольких десятилетий. Для остального топлива потребуются установки централизованного хранения. В международном масштабе сеть централизованных хранилищ, обеспеченных системой гарантий безопасности и хорошо защищенных, также предоставит важные преимущества с точки зрения нераспространения ядерных материалов (см. Главу 8). Размещение установок для временного хранения, по всей вероятности, вызовет трудности. Хотя связанные с этим технические вопросы являются более простыми, чем в случае хранилищ, расположенных в геологических формациях, задача убедить заинтересованные сообщества принять такие установки может оказаться не менее сложной. Тем не менее, обеспечение временного хранения отработавшего ядерного топлива в течение нескольких десятилетий должно способствовать созданию в целом более надежной системы обращения с отходами, которая могла бы оказаться также рентабельной, если в результате будет отложено во времени начало вклада основных затрат на строительство и эксплуатацию хранилищ.

Топливо с высокой степенью выгорания. Выгорание отработавшего ядерного топлива, т.е. количество энергии, которое было получено из единицы топлива к моменту его выгрузки из реактора, является проектным параметром для операторов ядерного реактора. В прошлом выгорание топлива легководных реакторов составляло в среднем 33 МВт·сут/кг. Увеличение выгорания до 100 МВт·сут/кг технически достижимо с потенциальной возможностью еще большего повышения.

Увеличение выгорания до 100 МВт·сут/кг должно привести к трехкратному снижению объема отработавшего ядерного топлива, подлежащего хранению, кондиционированию, упаковке, транспортировке и удалению в расчете на единицу выработанной электроэнергии. Соответствующее снижение требуемого объема хранилища может быть более умеренным; отдельные топливные сборки, несмотря на то, что их будет меньше, будут выделять больше тепла за счет радиоактивного распада, и поэтому их необходимо будет размещать в хранилище на большем расстоянии друг от друга. Количество плутония и других актинидов, которые являются основными источниками радиотоксичности отработавшего ядерного топлива после первых сотен лет или около того, также должно несколько снизиться в расчете на единицу выработанной электроэнергии. Еще одно достоинство высокого выгорания состоит в том, что изотопный состав выгружаемого плутония может сделать его менее пригодным для использования в качестве материала ядерных взрывных устройств.⁵

Важно отметить, однако, что существующая структура ценообразования для услуг по обращению с ядерными отходами в Соединенных Штатах – стандартная плата в размере одной десятой цента, выплачиваемая правительству за каждый киловатт-час

вырабатываемой электроэнергии, - не служит экономическим стимулом для ядерных энергетических компаний двигаться в направлении повышенной глубины выгорания. Не делается никаких скидок за снижение объема отработавшего ядерного топлива, а также повышение безопасности и мер, способствующих нераспространению ядерных материалов, и экономических выгод, связанных с более высоким выгоранием топлива.⁶

Достижения в проектировании хранилищ, расположенных в геологических формациях. Хранилища, расположенные в геологических формациях, должны обеспечить защиту от любого возможного сценария, при котором радионуклиды могли бы достичь биосферы и подвергнуть население воздействию опасных доз радиации. Из всех возможных путей наибольшее внимание уделяется тому, который связан с просачиванием грунтовых вод в хранилище, коррозией контейнеров для отходов, выщелачиванием радионуклидов в грунтовые воды и миграцией радиоактивно-загрязненной грунтовой воды в те места, где она могла бы использоваться в качестве питьевой воды или для сельскохозяйственных целей. Несмотря на различия в деталях, во всех предложенных проектах хранилищ принят подход глубоко эшелонированной защиты от такого сценария с помощью сочетания технических компонентов и природных геологических, гидрологических и геохимических барьеров для удержания радионуклидов.

Технические барьеры, которые, как общепринято, включают такие физические и химические характеристики ближайшего окружения, которые влияют на герметичность упаковок для отходов, играют важную роль в общих показателях хранилища. К настоящему времени нет адекватной технической основы для выбора и разработки таких технических барьеров в контексте всей многобарьерной системы.

При размещении хранилища очень важно выбрать такую геохимическую и гидрологическую среду, которая будет гарантировать самую низкую возможную растворимость и подвижность радионуклидов, содержащихся в отходах. Геохимические условия во вмещающих породах и окружающей среде очень сильно влияют на поведение радионуклидов при переносе. Например, несколько долгоживущих радионуклидов, которые потенциально вносят большой вклад в долгосрочную дозу, включая технеций-99 и нептуний-237, обладают на порядки величин меньшей растворимостью в грунтовой воде в условиях восстановительной среды, чем в окислительных условиях.

Альтернативные технологии удаления: подход, связанный с использованием глубоких скважин. Альтернативой строительству хранилищ, расположенных в геологических формациях на глубине нескольких сотен метров от поверхности земли, является размещение контейнеров с отходами в скважинах, пробуренных в стабильных кристаллических породах на глубину нескольких километров. Пеналы, содержащие отработавшее ядерное топливо или высокоактивные отходы, должны опускаться в нижнюю часть скважины, а верхнюю часть высотой несколько сотен метров или более необходимо будет засыпать уплотняющим материалом, таким как глина, асфальт или бетон. Как известно, на глубине нескольких километров обширные области кристаллической подстилающей породы являются чрезвычайно устойчивыми и не испытывают воздействий от тектонической, вулканической или сейсмической деятельности в течение миллиардов лет.

Основные преимущества концепции глубоких скважин по сравнению с шахтными хранилищами в геологических формациях включают: (а) намного более длинный путь миграции от места расположения отходов до биосферы; (б) меньшее содержание воды, меньшая пористость и меньшая проницаемость кристаллических пород на многокилометровых глубинах; (в) типично очень высокая соленость любой

присутствующей воды (из-за более высокой плотности соленая вода не может подниматься за счет конвекции и попадать в вышележащий слой пресной воды, даже в случае нагревания) и (г) распространенность потенциально пригодных площадок.

Результаты первоначального анализа позволяют предположить, что большинство стран, которые, по всей вероятности, будут использовать ядерную энергетику в нашем сценарии глобального роста, могут располагать подходящими геологическими условиями для бурения глубоких скважин с целью захоронения отходов. Возможно расположение скважин на реакторных площадках. Подходящие вмещающие породы также встречаются под морским дном. По этой причине данная концепция может оказаться особенно интересной для густонаселенных стран, таких как Япония, Корея и Тайвань. Поскольку большинство энергетических реакторов в этих странах (в действительности, в большинстве стран) расположены на берегу или поблизости от него, появляется возможность сооружения искусственных островов, которые могли бы стать идеальной площадкой для бурения морского дна и которые также могли бы служить местами сбора для временного хранения отработавшего ядерного топлива, что исключило бы необходимость в транспортировке и хранении отходов на земле.

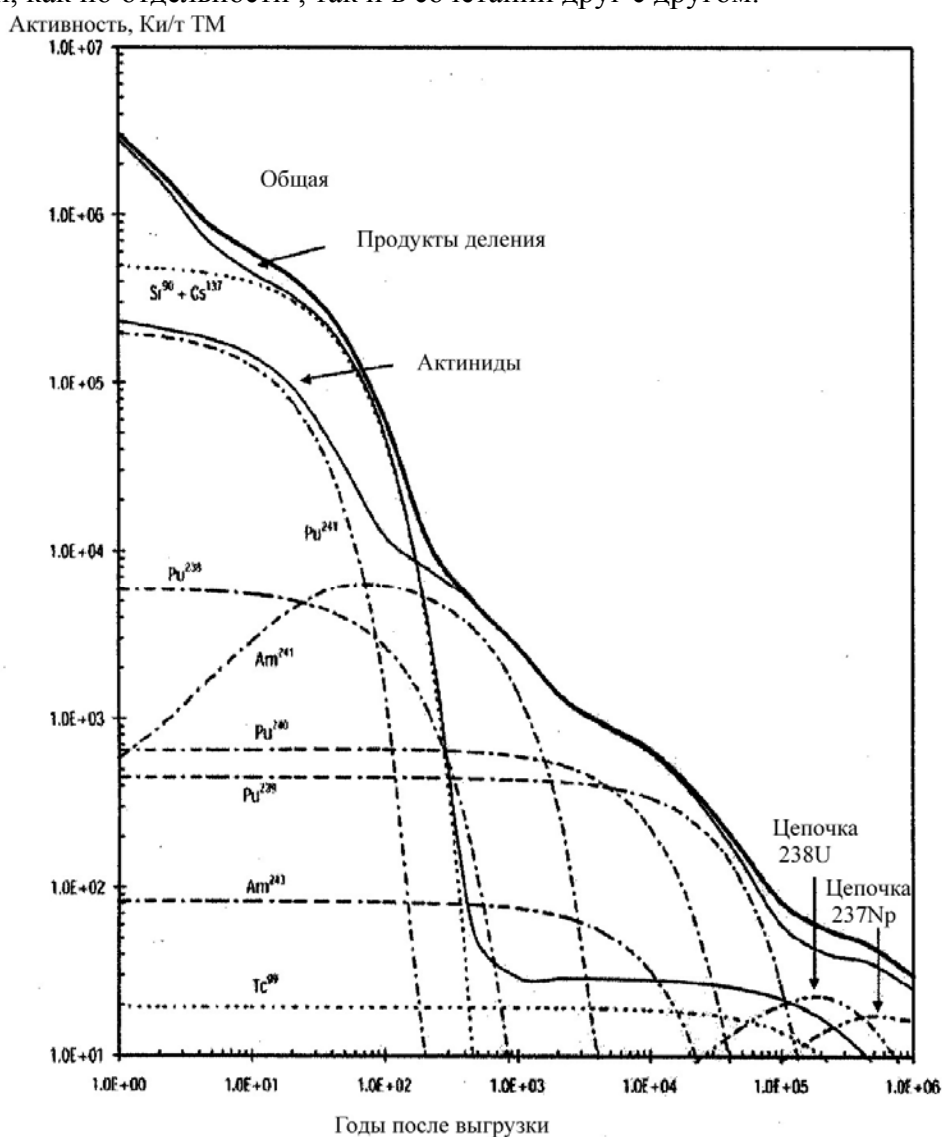
Полные затраты на систему для удаления отходов в глубокие скважины с использованием обычной технологии бурения являются неопределенными, однако согласно одной из оценок, они должны быть сопоставимы с затратами на удаление отходов в шахтные геологические формации.⁷ Достижения в технологии могут существенно снизить затраты на бурение. Однако, поскольку только на бурение приходится относительно небольшая часть общих затрат, возможности для экономии являются ограниченными. Более важные экономические преимущества могут быть достигнуты благодаря модульному подходу в концепции глубокого бурения и более гибкой стратегии размещения площадки⁸.

Внедрение схемы глубокого бурения потребует разработки нового набора стандартов и нормативных правил, что является дорогостоящим процессом и займет много времени. Основной проблемой может стать сложность извлечения отходов из скважин, если такая задача возникнет (в то же время, более трудное извлечение плутония, содержащегося в таких отходах, может стать также одним из преимуществ схемы захоронения в скважинах). Действующие в США нормативные руководства для шахтных хранилищ требуют создания периода времени продолжительностью в несколько десятилетий, в течение которого высокоактивные отходы можно было бы извлечь. Это условие было бы трудно выполнимым и дорогим в случае глубоких скважин, хотя, вероятно, это нельзя считать невозможным. Более того, знания условий среды для таких больших глубин (например, геохимии, распределения напряжений, образования разломов, переноса воды и коррозионного поведения различных материалов) никогда не будут столь же полными, как в случае условий окружающей среды для шахтного хранилища. Извлечение отходов, связанное с авариями при их размещении, например, в случае заклинивания контейнеров или обрушения стенки скважины, также, вероятно, будет более трудной задачей, чем в аналогичных случаях в шахтных хранилищах. И наконец, несмотря на то, что глубина размещения отходов увеличится на порядок, трудно предсказать воздействие на общественное мнение того факта, что произойдет некоторое смещение в стратегии размещения площадки для захоронения отходов от одного крупного централизованного хранилища до целого ряда широко разбросанных скважин.

Несмотря на эти трудности, мы рассматриваем подход к удалению отходов в глубокие скважины как многообещающее расширение возможностей метода удаления отходов в геологические формации, связанное с более гибким размещением площадок и возможностью снижения существующего уже очень низкого риска облучения, вызванного долгосрочным воздействием радиации, до еще более низких уровней без существенного увеличения дополнительных затрат.

ТЕХНИЧЕСКИЕ МОДИФИКАЦИИ, ТРЕБУЮЩИЕ ЗАМКНУТОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА

Далее мы рассмотрим ряд вариантов обращения с отходами, которые включают извлечение радионуклидов из отработавшего ядерного топлива. Мотивацию для разделения отходов можно понять при рассмотрении рисунков 7.1, 7.2 и 7.3. В разные периоды времени различные радионуклиды вносят преимущественный вклад в общую радиоактивность и радиотоксичность, а также в тепло, выделяемое топливом за счет радиоактивного распада. Разделение отработавшего ядерного топлива на фракции, содержащие отдельные радионуклиды, и обращение с каждой фракцией в соответствии с ее конкретными характеристиками могли бы создать дополнительную гибкость и новые возможности для оптимизации всей системы обращения с отходами. Разделение также создает возможности для трансмутации радионуклидов, вызывающих наибольшую озабоченность, в более благоприятные виды изотопов. В качестве потенциальных устройств для трансмутации были исследованы тепловые реакторы, быстрые реакторы и ускорители, как по отдельности, так и в сочетании друг с другом.

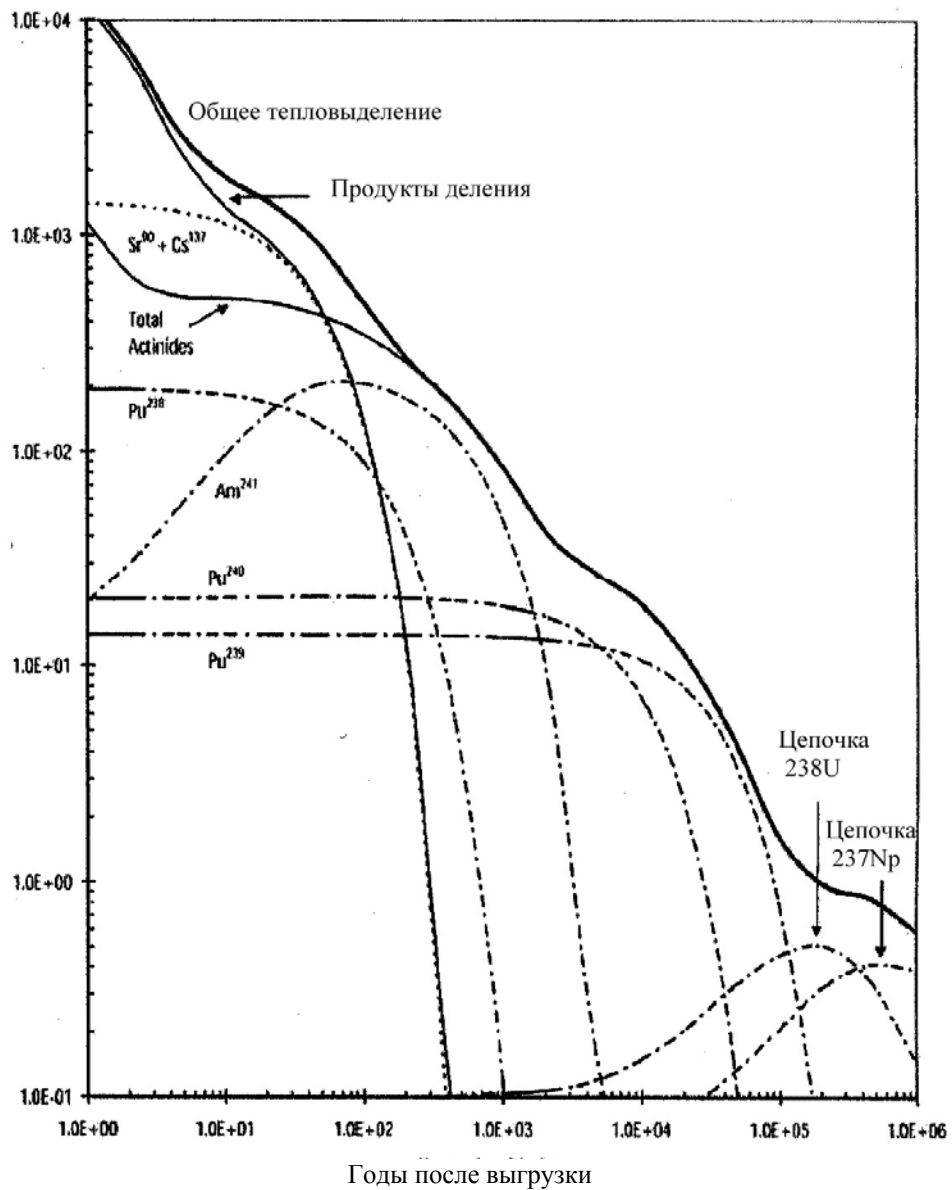


Основные параметры: отработавшее топливо реактора PWR;
выгорание 50 МВт·сут/кг ТМ; начальное обогащение 4,5%

Рисунок 7.1. Изменение радиоактивности отработавшего ядерного топлива после выгрузки из реактора

Решения относительно разделения и трансмутации должны также приниматься с учетом возрастающих экономических затрат, а также рисков для безопасности, окружающей среды и проблемы нераспространения ядерных материалов, которые связаны с введением дополнительных стадий топливного цикла и установок, необходимых для решения этой задачи.⁹ Эти мероприятия будут источником дополнительного риска для тех, кто работает на таких установках, а также для широкой общественности, и также приведет к образованию значительных объемов не обладающих высокой активностью отходов, загрязненных значительным количеством трансурановых элементов. Большую часть таких отходов вследствие их длительного периода токсического воздействия в конечном счете необходимо будет удалять в хранилища для высокоактивных отходов. Более того, даже наиболее экономичные схемы разделения и трансмутации, по-видимому, дадут значительную добавку к затратам на открытый топливный цикл¹⁰.

Остаточное тепловыделение, Вт/т тяжелого металла

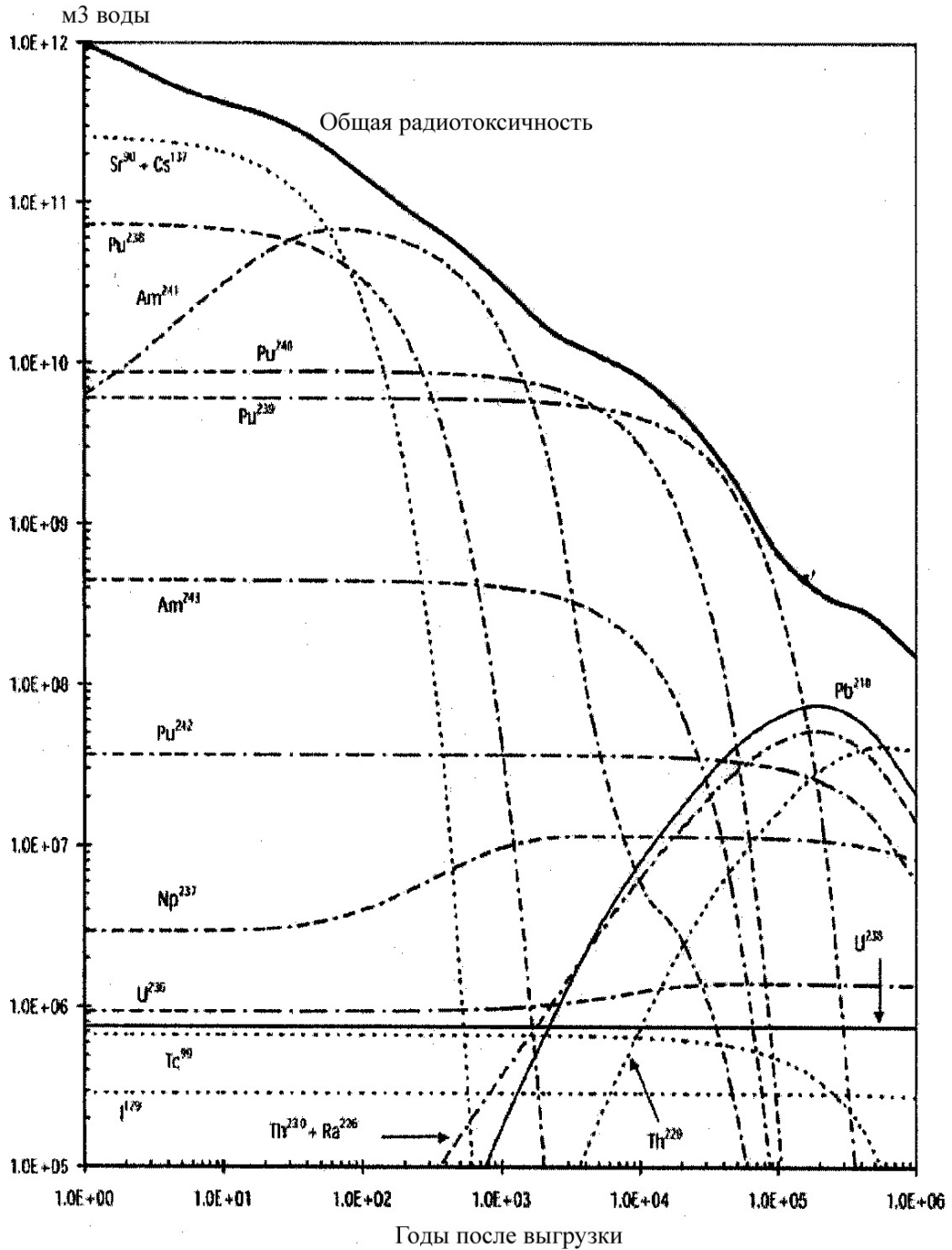


Основные параметры: отработавшее топливо реактора PWR; выгорание 50 МВт-сут/кг ТМ; начальное обогащение 4,5%

Рисунок 7.2. Остаточное тепловыделение отработанного ядерного топлива

Сначала мы рассмотрим вариант только разделения отходов, а затем уже сочетание разделения и трансмутации.

Разделение отходов. Два продукта деления, а именно: стронций-90 и цезий-137, каждый с периодом полураспада приблизительно 30 лет, определяют общую радиоактивность и тепло радиоактивного распада в отработавшем ядерном топливе, начиная с периода нескольких лет после выгрузки топлива и на протяжении последующих нескольких десятилетий. Затем актиниды как группа начинают вносить преимущественный вклад в тепло радиоактивного распада и радиотоксичность, при этом различные актиниды преобладают в различные периоды времени.



Основные параметры: отработавшее топливо реактора PWR; выгорание 50 МВт-сут/кг ТМ; начальное обогащение 4,5%

Рисунок 7.3. Показатель радиотоксичности для 1 т отработавшего ядерного топлива

Извлечение радионуклидов, представляющих собой продукты деления с высоким тепловыделением, из отработавшего ядерного топлива и хранение их отдельно позволило бы снизить объем, занимаемый оставленными радионуклидами в хранилище в геологических формациях, и, вероятно, даже сократить общее число необходимых хранилищ. Следует отметить, что аналогичного результата можно достичь без необходимости разделения за счет хранения отработавшего ядерного топлива в течение нескольких десятилетий с целью распада продуктов деления. Более того, в таком случае не было бы необходимости в отдельной установке для хранения выделенных стронция-90 и цезия-137, которые должны быть изолированы от биосферы в течение нескольких сотен лет до того момента, пока они не станут безвредными в результате радиоактивного распада.

Альтернативной стратегией может стать выделение урана, плутония и других актинидов из отработавшего ядерного топлива. Если бы удалось осуществить выделение актинидов в сочетании с временным хранением отходов в течение достаточно длительного времени, чтобы обеспечить в значительной степени радиоактивный распад стронция-90 и цезия-137 перед их размещением в хранилище, эффективную емкость данного хранилища можно было бы увеличить многократно. Однако выделенные актиниды все еще необходимо было бы хранить в отдельном хранилище (или, в качестве альтернативы в глубоких скважинах). Более того, за счет отделения актинидов от более радиоактивных продуктов деления радиационный барьер против несанкционированного извлечения плутония, который может использоваться для создания оружия, может быть снижен по сравнению с необработанным отработавшим ядерным топливом, по крайней мере, на столетие или около того.

Вариант разделения отработавшего ядерного топлива и отдельного хранения различных фракций радионуклидов не представляется убедительным в особенности с учетом дополнительных затрат, а также рисков для ближайшего окружения и безопасности, которые сопутствуют операциям по разделению.

Разделение и трансмутация отходов. Стратегии разделения отходов потенциально становятся более привлекательными при сочетании их с трансмутацией. Существует три основные мотивации для схем разделения/трансмутации. Во-первых, если можно было бы извлечь и уничтожить долгоживущие изотопы, гораздо больше мест оказались бы подходящими для размещения хранилища для остального материала. В самом деле, если бы удалось удалить и уничтожить *все* долгоживущие изотопы, стратегия удаления отходов, основанная исключительно на специальных технических сооружениях для удержания радионуклидов, могла бы стать осуществимой. Актиниды, которые как группа определяют радиотоксичность отработавшего ядерного топлива после приблизительно 100 лет (см. рис. 7.3), обычно рассматриваются как первоочередные кандидаты для разделения и трансмутации. Однако проведенные оценки характеристик предполагаемых площадок для хранилищ в Юкка Маунтейн в США и Олкилуото в Финляндии показывают, что долгоживущие продукты деления, такие как технеций-99 и иод-129, являются более важными, чем большинство актинидов, в качестве источников долгосрочного риска облучения¹¹. Исследования по разделению и трансмутации должны еще показать, что с этими продуктами деления можно эффективно обращаться. Даже в том, что касается актинидов, пока не существует технологии, которая позволяла бы удалять эти изотопы из всех отходов ядерного топливного цикла, а полное исключение этих изотопов из потоков вторичных, а также первичных отходов, вряд ли когда-либо окажется привлекательным с экономической точки зрения.

Второй мотивацией для разделения и трансмутации является снижение термической нагрузки на хранилище, тем самым приводящее к увеличению его емкости. Как показано на рис. 7.2, спустя 60-70 лет актиниды начинают вносить доминирующий вклад в нагревание отходов. Как уже отмечалось ранее, разделение и трансмутация актинидов в сочетании с периодом временного хранения в течение нескольких десятилетий до окончательного захоронения остаточных отходов могли бы способствовать увеличению эффективной емкости данного хранилища в несколько раз. С учетом крайней трудности размещения хранилища в большинстве стран любое уменьшение числа необходимых хранилищ должно рассматриваться как значительное достижение, хотя это будет по крайней мере частично нивелировано появлением дополнительных трудностей, связанных с размещением установок, необходимых для разделения отходов, а также других установок, относящихся к ядерному топливному циклу. Как отмечалось выше, одним из наименее затратных путей увеличения эффективной емкости хранилищ могла бы стать просто отсрочка размещения отходов до того времени, пока большая часть выделяющих тепло радионуклидов распадется. Более того, в некоторых странах, в особенности в тех, где осуществляются относительно небольшие ядерные программы, единственное хранилище, по всей вероятности, может оказаться способным вместить все инвентарные количества национальных высокоактивных отходов даже без выделения актинидов.¹²

Третья мотивация для разделения и трансмутации состоит в том, чтобы исключить риск возможности последующего извлечения плутония из хранилища и его использования для создания оружия. Трудно оценить значение такого результата. В настоящее время ценность исключения возможности применения технических средств для одного конкретного типа агрессивных или злонамеренных действий спустя несколько веков или тысячелетий из всех возможностей для такого поведения, которые могут существовать в то время, является вопросом, который, вероятно, лучше адресовать философам, а не инженерам, ученым-политологам или экономистам. Исходя из ближайших технических перспектив, самое лучшее, что можно сказать, заключается в том, что без разделения и трансмутации возможности для извлечения плутония из хранилища будут увеличиваться со временем по мере того, как радиационный барьер, созданный продуктами деления в таких отходах, исчезает с радиоактивным распадом.

Для сравнения предполагаемой долгосрочной выгоды от разделения и трансмутации отходов необходимо на другую чашу весов поставить связанные с этим повышенные краткосрочные риски для здоровья, безопасности, окружающей среды и сохранности. Все рассматриваемые схемы разделения и трансмутации актинидов, по всей вероятности, также будут значительной прибавкой к экономическим затратам на ядерный топливный цикл.

Компромисс между пониженным риском в очень длительном временном масштабе и повышенными риском и затратами в краткосрочной перспективе является тем вопросом, по которому благоразумные люди могут не соглашаться. Оценка, как ожидается, может изменяться от страны к стране, отражая различные предпочтения и различные ограничения – геологические, демографические, политические, экономические – для различных обществ. *Тем не менее, принимая во внимание все эти факторы, мы не считаем, что убедительное заключение можно сделать на основе рассмотрения только методов обращения с отходами о том, что преимущества усовершенствованных схем ядерного топливного цикла, включающих разделение и трансмутацию, перевесят сопутствующие риски и затраты.* Дальнейшие разработки технологии могут изменить баланс ожидаемых затрат, рисков и выгод. Для изменения нашего фундаментального вывода следует учитывать, что не только ожидаемые долгосрочные риски, связанные с хранилищами в геологических формациях, должны быть значительно выше тех, которые

указаны в современных оценках риска, но и то, что возрастающие затраты и краткосрочные риски для безопасности и окружающей среды должны быть существенно снижены по отношению к текущим ожиданиям и имеющемуся опыту.

Некоторые высказывают соображение, что разделение и трансмутация за счет снижения времени токсического действия отходов могли бы изменить общественное мнение в направлении осуществимости и приемлемости удаления ядерных отходов. Нет никакого эмпирического свидетельства, исходя из которого, мы поддерживаем данную точку зрения. Наше собственное суждение состоит в том, что на местную оппозицию по отношению к хранилищам для отходов или маршрутам транспортировки отходов не будет оказывать сильного влияния даже то, что время токсического воздействия будет снижено с сотен тысяч лет до сотен лет.

Наша оценка альтернативных стратегий обращения с отходами приводит к следующему важному заключению: *технические усовершенствования в отношении стратегий обращения с отходами при открытом топливном цикле потенциально возможны, что могло бы принести выгоды по крайней мере столь же значительные, как те, которые заявлены для усовершенствованных топливных циклов с применением разделения и трансмутации, и с меньшими краткосрочными рисками.* Самое большое, чего можно разумно ожидать от схем разделения и трансмутации, заключается в снижении инвентарного количества актинидов в хранилищах, расположенных в геологических формациях, возможно, на два порядка¹³. Снижения длительных рисков облучения на два порядка или более того можно было бы достичь путем размещения хранилищ во вмещающих породах, где может быть обеспечена химическая восстановительная среда. Более того, технология глубокого бурения предоставляет заслуживающую доверия перспективу снижения риска на несколько порядков по сравнению с шахтными хранилищами. Ни один из этих вариантов не является столь же дорогостоящим и не требует столько же времени для разработки и внедрения, как схемы разделения и трансмутации отходов.

ИНСТИТУЦИОННЫЕ ИННОВАЦИИ

Технический прогресс может повысить вероятность того, что захоронение ядерных отходов будет успешно осуществлено. Однако столь же важным в этом деле является компетентность осуществляющих его структур. Основной проблемой для этих структур в соответствии с нашим сценарием глобального роста будет являться поиск подходящих площадок для удаления отходов. Размещение по всему миру одной тысячи легководных реакторов мощностью по 1000 МВт, работающих по схеме открытого топливного цикла, при существующих характеристиках обращения с ядерным топливом привело бы к образованию ежегодно по грубым оценкам в три раза больше отработавшего ядерного топлива, чем это делает современный парк атомных электростанций¹⁴. Если это топливо пришлось бы удалять непосредственно, по всему миру необходимо было бы примерно каждые три или четыре года создавать новые емкости для хранения, равные планируемой в настоящее время емкости хранилища в Юкка Маунтейн. Для США трехкратное увеличение ядерных генерирующих мощностей вызвало бы необходимость в создании хранилища, эквивалентного по емкости хранилища в Юкка Маунтейн, приблизительно каждые 12 лет (или каждые 25 лет, если взять физический, а не юридически установленный предел емкости этого хранилища). Даже если обсуждавшиеся выше технические стратегии позволят добиться снижения потребностей в емкости хранилища, организационные и политические проблемы размещения площадки, несомненно, будут колоссальными.

Существующие в настоящее время политические и юридические механизмы для создания баланса между целями широкой национальной политики и озабоченностью заинтересованных местных сообществ при выборе площадки варьируются достаточно широко, даже в среде демократического общества на Западе. Такое разнообразие подходов, несомненно, будет продолжать существовать, однако со временем, по мере того, как отдельным нациям удастся добиться успеха в деле восприятия хранилищ местным сообществом, вполне окажется возможным международное распространение «положительного опыта размещения площадок». В соответствии с существующими данными, такой «положительный опыт», по всей вероятности, должен включать полный доступ к информации, возможности для широкого и постоянного участия местного сообщества в процессах выработки консенсуса, принятие реалистичных и гибких графиков реализации, а также готовность не просто выплатить компенсацию местным сообществам за размещение на их территории установок, но также изыскать пути, как сделать их действительно более состоятельными.

Еще одним важным требованием для успешного осуществления работ по обращению с отходами является эффективное административное управление крупномасштабной промышленной деятельностью, включающей транспортировку, хранение, переработку, упаковку и размещение больших количеств радиоактивных отходов. В Соединенных Штатах, в том, что касается закона и политики, деятельность структуры власти и управления программой обращения с высокоактивными отходами очень четко сконцентрирована на разработке проекта в Юкка Маунтейн. Научно-технические работы также почти исключительно сконцентрированы на исследовании площадки в Юкка Маунтейн и разработке проекта хранилища для этой площадки. Однако организационные и управленческие потребности при размещении данного хранилища – одноразового проекта, который по определению является исследовательским, связанным с новыми разработками и, как неизбежность, высоко политизированным, - существенно отличаются от потребностей, связанных со штатными крупномасштабными промышленными операциями по переработке и материально-техническому обеспечению. Интенсивное внимание к проекту Юкка Маунтейн будет продолжаться, по мере того, как работы по проектированию и лицензированию получают новый импульс на протяжении последующих нескольких лет. *Кроме того, программа США по обращению с высокоактивными отходами потребует создания (1) обширной долгосрочной научно-исследовательской программы, а также (2) отдельной организации для управления работой системы обращения с отходами.*

Наконец, мы отмечаем, что международное сотрудничество в области обращения с высокоактивными отходами и их удаления в настоящее время развито недостаточно. Потребуется более эффективная международная координация стандартов и нормативных правил для транспортировки, хранения и удаления отходов, чтобы укрепить уверенность общественности в безопасности этих действий. Существует также значительный потенциал для совместного использования установок для хранения и удаления отходов в международном масштабе. Это могло бы не только снизить риск распространения ядерных материалов из ядерного топливного цикла (что будет обсуждаться в следующей главе), но могло бы также принести значительные экономические выгоды, а также выгоды с точки зрения безопасности, хотя в первую очередь для этого необходимо будет преодолеть огромные политические препятствия.

Авторы данного исследования хотели бы выразить признательность за весьма ценную поддержку научных исследований, которую оказали наши бывшие студенты д-р Бретт Маттингли и д-р Дэвид Фрид при подготовке данной главы.

ПРИМЕЧАНИЯ

1. В данном исследовании мы сосредоточили внимание на отработавшем ядерном топливе и высокоактивных отходах, получающихся при его переработке, поскольку именно такие отходы содержат наибольшую часть радиоактивных веществ, образующихся при работе ядерного энергетического топливного цикла, и ставят наиболее сложные технические и политические проблемы при окончательном захоронении. Мы также включили в обсуждение так называемые отходы, содержащие трансурановые элементы, т.е. отходы, загрязненные значительными количествами долгоживущих трансурановых радионуклидов, которые из-за своей долгой живучести, вероятно, будут удаляться в те же самые хранилища, что и высокоактивные отходы. Ядерные отходы других типов, включая низкоактивные отходы и хвосты урановых обогатительных заводов, образуются в значительно больших объемах при работе установок ядерного топливного цикла, однако они вызывают меньше технических проблем по их удалению, хотя местная оппозиция в отношении установок для удаления отходов для этих материалов иногда была очень сильной.
2. Почти две трети респондентов, чье мнение было опрошено для данного исследования, не считают, что ядерные отходы можно безопасно хранить в течение длительного времени.
3. Согласно одной из недавно полученных международных научных оценок, "В общем, можно с уверенностью утверждать, что удаление отходов в глубокие геологические формации является технически осуществимым и не представляет собой каких-либо принципиально новых инженерных проблем для работы с горными породами. Также вполне установлено существование многочисленных потенциально пригодных площадок для хранилищ в различных вмещающих породах" ("Scientific and Technical Basis for the Geologic Disposal of Radioactive Wastes". Technical Report № 413, IAEA, Vienna, 2003). Другая экспертная группа, созданная Агентством по ядерной энергии ОЭСР, нашла, что «В настоящее время имеется широкий международный консенсус относительно технических достоинств удаления долгоживущих радиоактивных отходов в глубокие и устойчивые геологические формации. В настоящее время можно показать, что удаление в геологические формации обладает потенциалом для обеспечения требуемого уровня и длительности изолирования отходов». «The Environmental and Ethical Basis of Geological Disposal of Long-Lived Radioactive Wastes: A Collective Opinion of the Radioactive Waste Management Committee of the OECD Nuclear Energy Agency», 1995, см. на сайте <http://www.nea.fr/html/rwm/reports/1995/geodisp.html>. Еще одна недавно полученная международная оценка, на этот раз под руководством Национальной Академии наук США, показала, что «удаление в геологические формации остается единственным заслуживающим доверия с научно-технической точки зрения долгосрочным решением, позволяющим обеспечить необходимость в безопасности без участия активного управления... хорошо спроектированное хранилище после своего закрытия представляет собой пассивную систему, содержащую ряд прочных барьеров безопасности. Наша современная цивилизация проектирует, строит и живет с технологическими установками гораздо большей сложности и более высокой потенциальной опасностью» См. National Academy of Sciences, Board on Radioactive Waste Management Disposition of High Level Waste and Spent Nuclear Fuel: The Continuing Societal and Technical Challenges, National Academy Press, Washington D.C., 2001
4. Из-за большого тепловыделения отработавшее ядерное топливо необходимо хранить по крайней мере в течение пяти лет перед тем, как его можно будет поместить в хранилище, расположенное в геологических формациях. По прошествии последующих 30 лет выделение тепла в результате радиоактивного распада продуктов деления Cs-137 и Sr-90, которые являются основными источниками тепла в этот период времени, уменьшится в два раза. После 100 лет вклад этих изотопов снизится более чем на 90%. К тому времени радиационный барьер, обусловленный продуктами деления, который до этого осложнял попытки потенциальных расхитителей ядерных материалов с целью извлечения плутония из отработавшего ядерного топлива, в значительной степени снизится, и поэтому хранение в относительно доступных поверхностных или приповерхностных хранилищах может оказаться менее желательным с точки зрения проблемы нераспространения.
5. По мере увеличения выгорания доля плутония-239 в плутонии снижается, тогда как доля Pu-238 растет. Например, увеличение глубины выгорания ядерного топлива реактора PWR от 33 МВт-сут/кг до 100 МВт-сут/кг привело бы к снижению содержания Pu-239 от 65% до 53%, в то время как содержание Pu-238 повысилось бы от 1% примерно до 7%. (Zhiwen Xu, диссертация на соискание степени доктора философии, Отдел ядерной технологии, МТИ, 2003 г.). Pu-238 является особенно нежелательным изотопом в ядерных взрывчатых материалах из-за своей относительно высокой скорости испускания нейтронов спонтанного деления и тепла радиоактивного распада. Согласно мнению некоторых специалистов, содержание Pu-238 свыше 6% может привести к тому, что плутоний по существу нельзя будет использовать для оружейных целей. Денатурирующее действие Pu-238, будет ограничено двумя столетиями из-за его относительно короткого (87 лет) периода полураспада.

6. В последние годы средняя глубина выгорания ядерного топлива реакторов LWR была увеличена примерно от 33 МВт·сут/кг до приблизительно 45-50 МВт·сут/кг. Операторы легководных реакторов предприняли такой шаг по экономическим причинам, которые в основном не связаны с удалением отходов; топливный цикл с более высоким выгоранием позволяет реакторам работать более длительное время между операциями по перегрузке топлива, таким образом, повышая коэффициент использования мощности.
7. Weng-Sheng Kuo, Michael J. Driscoll, Jefferson W. Tester, "Re-evaluation of the deep drillhole concept for disposing of high-level nuclear wastes", *Nuclear Science Journal*, vol. 32, № 3, pp. 229-248, June 1995.
8. Согласно одной из недавних оценок, полномасштабная 4-километровая глубокая скважина могла бы быть пробурена и обсажена менее, чем за 5 мес при стоимости около 55 млн долл. Tim Harrison, «Very Deep Borehole: Deutag's Opinion on Boring, Canister Emplacement and Retrievability», Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co, R-00-35, May 2000.
9. См., например, National Academy of Sciences, *Nuclear Wastes: Technologies for Separation and Transmutation, Committee on Separations Technology and Transmutation Systems*, National Research Council, Washington, D.C. 1996 г.; В. Brogli, R.A. Krakowski, «Degree of sustainability of various nuclear fuel cycles», Paul Scherrer Institut, Nuclear Energy and Safety Research Department, PSI Bericht № 02-14, August 2002.
10. Топливный цикл с использованием процессов переработки PUREX /MOX-топлива, который в настоящее время практикуется в нескольких странах, является одним из вариантов разделения/трансмутации отходов, где изотопы урана и плутония выделяются из отработавшего ядерного топлива, при этом изотопы выделенного плутония подвергаются частичной трансмутации в более короткоживущие продукты деления в легководных реакторах. Как показано в Приложении 5D, использование процесса PUREX/MOX увеличивает стоимость топливного цикла до 4,5 раз по отношению к стоимости открытого топливного цикла в зависимости от различных принятых допущений.
11. Для того, чтобы определить, какие радионуклиды должны стать целевыми при разделении и трансмутации, необходимо оценить вероятность переноса отдельных радионуклидов из хранилища в биосферу. Это в свою очередь является функцией конкретных геохимических и гидрологических характеристик окружающей среды в хранилище. В окислительных условиях, характерных для хранилища Юкка Маунтейн, доминирующий вклад в долгосрочный риск облучения вносят нептуний-237 и технеций-99. В течение первых 70000 лет основной вклад будет вносить технеций-99, а в период между 100 000 и 1 млн. лет доминирующим изотопом будет Np-237. Пиковая доза около 150 мбэр/год (примерно половина фоновой дозы) будет наблюдаться приблизительно после 400000 лет. (См.: *Final Environmental Impact Statement for Yucca Mountain Repository*, February 2002). В отличие от этого, оценка технических характеристик предложенного финского хранилища в Олкилуото, расположенного в кристаллических горных породах с химически восстановительными условиями среды, приводит к заключению, что актиниды могут вносить очень небольшой вклад в долгосрочную дозу, а доминирующими здесь будут несколько долгоживущих продуктов деления. Предполагаемая пиковая доза будет на три порядка ниже, чем доза в хранилище Юкка Маунтейн (см. Vieno, Nordman, «Safety assessment of Spent Fuel Disposal in Hastholmen, Kivetty, Olkiluoto and Romuvaara – TILA-99,» POSIVA 99-07, March 1999, ISBN 951-652-062-6).
12. Для хранилища в Юкка Маунтейн, работающего в так называемом режиме повышенных температур, общая подземная площадь, которая потребовалась бы для размещения разрешенного количества отработавшего ядерного топлива, эквивалентного 70000 т (включая 7000 т высокоактивных отходов военного производства) должна составлять 1150 акров, что эквивалентно квадрату со стороной примерно 2 км. U.S.Department of Energy, "Yucca Mountain Science and Engineering Report, Rev. 1", DOE/RW-0539-1, February 2002. Executive summary см. на сайте http://www.ymp.gov/documents/ser_b/. Ожидается, что нынешний парк американских реакторов будет выгружать на менее 105000 т отработавшего ядерного топлива, а, возможно, и значительно больше, в зависимости от сроков службы реакторов. Предельная емкость хранилища в Юкка Маунтейн, равная 70000 т (по тяжелым металлам), была определена политическим решением, но по оценкам некоторых осведомленных наблюдателей, физическая емкость хранилища на данной площадке может быть, по крайней мере, в два раза больше.
13. Nuclear Energy Agency, *Accelerator-Driven Systems and Fast Reactors in Advanced Fuel Cycles: A Comparative Study*, OECD, 2002 (доступно на сайте <http://www.nea.fr/html/ndd/reports/2002/nea3109.htm>).
14. Если бы каждый реактор имел показатели по глубине выгорания ядерного топлива 50000 МВт(тепл.)сут/т(ТМ), коэффициенту использования мощности 0,9 и тепловому к.п.д. 33%, то размещение 1000 реакторов электрической мощностью 1 ГВт каждый привело бы ежегодно к выгрузке приблизительно 20000 метрических тонн отработавшего ядерного топлива.

Глава 8 - Нераспространение

Распространение ядерных вооружений стало явным предметом обсуждений в дискуссиях о ядерной энергетике еще очень давно. Рождение ядерной технологии, которая началась с производства оружейного делящегося материала – производства плутония в ядерных реакторах и высокообогащенного урана путем изотопного обогащения – гарантировало, что это будет именно так. Сегодня цель состоит в минимизации опасности распространения, связанной с циклом ядерного топлива. Мы должны предотвратить приобретение материалов, которые могут быть использованы для изготовления ядерного оружия либо путем хищения (в случае плутония), либо путем неправильного использования установок ядерного топливного цикла (включая соответствующие установки, такие как исследовательские реакторы или камеры для работы с высокоактивными веществами); а также - контролировать до возможно большей степени ноу-хау в области производства и переработки высокообогащенного урана (технологии обогащения) или плутония.

Эта озабоченность о распространении привела на протяжении прошедшей половины столетия к выработке международных положений и соглашений, ни одно из которых не доказало свою полную состоятельность. Договор о нераспространении ядерного оружия (ДНЯО) является основой режима контроля, поскольку подразумевает отказ от обладания ядерным оружием всеми подписавшими его государствами за исключением признанных ядерных держав – группы Р-5 (США, России, Великобритания, Франция и Китай), а также обязательства по сотрудничеству в области мирного использования ядерной энергии. Однако, не подписавшие этот Договор Индия и Пакистан испытали ядерное оружие в 1998 г., а такие подписавшие договор государства как Южно-Африканская Республика и Северная Корея допускают создание ядерного оружия.

Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ) ответственно за верификацию соответствия положениям ДНЯО установок ЯТЦ в рамках своих оговоренных соглашений о гарантиях со странами, подписавшими ДНЯО. Усилия МАГАТЭ в области гарантий, однако, серьезно ограничены кругом полномочий их представительств (как наблюдалось в Ираке, Иране и Северной Корее в течение последнего десятилетия), распределением имеющихся в распоряжении МАГАТЭ средств и растущим расхождением между объемом ответственности и финансированием. Совет Безопасности Организации Объединенных Наций еще не установил процедуры или не показал готовность наложить санкции в случае нарушения соглашений МАГАТЭ по гарантиям. Большое разнообразие многосторонних соглашений, таких как правила Международной организации стран-поставщиков ядерных материалов по экспортному контролю, направлены на ограничение распространения технологий, содействующих распространению ядерных технологий и технологий двойного назначения. Однако известно, что европейская технология обогащения с помощью центрифуг внесла свой вклад в разработку ядерного оружия в других странах, а между США и Россией идут продолжающиеся дискуссии о передаче российских технологий ЯТЦ Ирану (стране, подписавшей ДНЯО). Нельзя сказать, что режим гарантий не смог ограничить распространение ядерных вооружений; действительно, смог. Тем не менее, недостатки этого режима вызывают значительные вопросы о здравом смысле, лежащем в основе сценария глобального роста, который предполагает крупное увеличение масштаба и географического размещения ядерной энергетике.

В дополнение к опасности распространения ядерного оружия другими странами угроза приобретения «примитивных» ядерных взрывчатых материалов субнациональными группами возникла после террористической атаки 11 сентября 2001 г. Отчет об интересе к ядерным устройствам со стороны террористов, принадлежащих к сети Аль-Каеда, особенным образом подчеркивает эту опасность. Террористические группы или организованные преступные группы, как ожидается, не способны сами производить

ядерные оружейные материалы; проблема состоит в их прямом приобретении ядерных материалов путем кражи или при помощи государственного спонсора. Это заставляет поместить в центре внимания топливный цикл PUREX/MOX, практикуемый в настоящее время в нескольких странах, поскольку этот цикл продуцирует в ходе обычной работы ядерный материал, который легко сделать пригодным для изготовления оружия. Риск кражи со стороны субнациональных групп усилился бы при распространении цикла PUREX/MOX, особенно в страны, где отсутствует инфраструктура для гарантии жесткого контроля и учета.

Отдельной проблемой является угроза «грязной» бомбы, в которой радиоактивный материал (из любого источника, такого как отработавшее ядерное топливо, или кобальтовые источники, используемые в медицине и промышленности) распределяется в обычном взрывчатом веществе в качестве оружия массового поражения. Угроза «грязной» бомбы является очень серьезной проблемой для безопасности, но она не специфична для цикла ядерного топлива и далее не будет рассматриваться в контексте распространения.

Полезно установить шкалу для риска распространения, который возник к сегодняшнему дню в результате деятельности ядерной энергетики. Отработавшее топливо, выработанное на всех энергетических реакторах мира, содержит более 1000 т плутония. В то время как плутоний защищен интенсивной радиоактивностью отработавшего ядерного топлива, химический процесс PUREX, наиболее широко используемый для разделения плутония высокой чистоты, хорошо известен и описан в открытой литературе. При достаточно умеренной ядерной инфраструктуре любая страна может провести такое разделение в масштабе, необходимом для получения нескольких боезарядов. Далее, использование топливного цикла MOX привело к накоплению около 200 т разделенного плутония в нескольких странах Европы, в России и Японии. Это эквивалентно 25000 боезарядам с учетом определения МАГАТЭ о содержании 8 кг плутония в одном боезаряде. Разделенный плутоний особенно привлекателен для кражи или диверсии и очень легко конвертируется для оружейного применения, включая и участие в этом тех субнациональных групп, которые имеют значительные технические и финансовые ресурсы.

Проблемы нераспространения, возникающие из сценария глобального роста, выдвигаются на первый план путем анализа вероятного сценария развертывания АЭС суммарной электрической мощности 1000 ГВт (см. табл. 3.2 и Приложение 2). Важная характеристика этого сценария заключается в том, что подавляющая часть такого развертывания ожидается в промышленно развитых странах, которые или уже имеют ядерные вооружения, что делает защиту материалов от кражи принципиальной проблемой, или рассматриваются сегодня как обладающие минимальным риском распространения. Озабоченность способностью этих стран обеспечить безопасность ядерных материалов особенно высока по отношению к России, чьи экономические трудности ограничили ее усилия по принятию жестких мер в области безопасности ядерных материалов: эта озабоченность относится к материалам, чье происхождение связано как с оружейными программами, так и с циклом ядерного топлива¹, где имеются значительные запасы разделенного Pu. Кроме того, геополитические изменения, например, в Восточной Азии, могут изменить заинтересованность некоторых стран в возможном приобретении ядерного оружия. Япония, Южная Корея и Тайвань имеют передовую инфраструктуру ядерной технологии и в течение нескольких десятилетий смогли привыкнуть к появлению Китая и как страны, обладающей ядерным оружием, и как регионально доминирующей экономической силы за счет стремления к обладанию ядерным оружием. Северная Корея еще более усложняет эту динамику.

Развивающиеся страны мира могли бы, вероятно, отвечать за приблизительно треть развернутой в рамках полустолетнего сценария ядерной энергетики. Ощутимая часть из этих АЭС, по-видимому, будет в Китае и Индии, которые уже обладают ядерным оружием

и специально построенными складскими предприятиями, и поэтому не рассматриваются как имеющие наивысший риск с точки зрения диверсии на предприятиях цикла ядерного топлива. Тем не менее, резкий рост ядерной энергетики на субконтиненте может стать путем расширения ядерных арсеналов Индии и Пакистана. Безопасность ядерных предприятий этих стран остается предметом озабоченности.

С другой стороны, некоторые страны с относительно слабой сегодня ядерной инфраструктурой, такие как находящиеся в Юго-Восточной Азии Индонезия, Филиппины, Вьетнам и Таиланд (с прогнозируемой к 2050 году суммарной численностью свыше 600 миллионов человек) также, по-видимому, являются кандидатами на ядерную энергетику в сценарии глобального роста. Иран активно стремится к созданию ядерной энергетики при содействии России даже с учетом того, что он обладает обширными и неэксплуатируемыми запасами природного газа и мог бы легко удовлетворить свои потребности в электроэнергии более экономичным и быстрым способом за счет использования этих имеющихся в стране ресурсов. В частности, США утверждали, что это свидетельствует об интересе Ирана к возможности обладания ядерным оружием, хотя Иран является государством, подписавшим ДНЯО и имеет действующее соглашение о гарантиях с МАГАТЭ. Недавнее обнаружение распространения технологии обогащения с помощью кландестиновой центрифуги и тяжеловодной технологии усиливает эту озабоченность. В связи с этим США доказывают, что сотрудничество с Ираном в области ядерной энергетики должно быть прекращено вне зависимости от содержащегося в ДНЯО призыва к сотрудничеству по мирному использованию ядерной энергии (Статья IV). Эта проблема стала существенным раздражителем в отношениях между США и Россией. Такие конфликты между основополагающим принципом ДНЯО и целями конкретных стран могут стать более распространенными в сценарии роста.

Быстрое глобальное распространение производственных мощностей (таких как мощности по производству химических продуктов, роботизированные производства) и новые технологии (такие как передовые материалы, средства компьютерного проектирования и моделирования, разделения медицинских изотопов) будут все более способствовать распространению в развивающихся странах, у которых есть амбиции относительно обладания ядерным оружием. Инфраструктура цикла ядерного топлива делает более легкой как саму деятельность, так и сокрытие этой деятельности. Конечно, даже широкомасштабная программа НИОКР в области цикла ядерного топлива и связанных с ним предприятий может сделать доступными достаточно широкие пути для распространения задолго до промышленного развертывания новых технологий.

Мы делаем вывод, что нынешний режим нераспространения должен быть ужесточен за счет как технических, так и организационных мер с особым вниманием к связи между циклом ядерного топлива и возможностью обеспечения гарантий. Конечно, если режим нераспространения не ужесточается, то вариант существенного глобального расширения ядерной энергетики может стать невозможным, поскольку различные правительства реагируют на реальную или потенциальную угрозу распространения ядерного оружия в результате развития цикла ядерного топлива. США в особенности должны сами вернуться к ужесточению режима гарантий МАГАТЭ и ДНЯО.

Специфические требующиеся технические и организационные меры будут зависеть от технологий ЯТЦ, которые рассматриваются как развивающиеся в сценарии глобального роста. Мы рассмотрели несколько характерных циклов ядерного топлива: легководные реакторы и более усовершенствованные тепловые реакторы и соответствующие виды топлива, работающие в режиме открытого, однократного топливного цикла; замкнутый цикл с Pu, перерабатываемом в цикле PUREX/MOX; и замкнутые топливные циклы, основанные на использовании быстрых реакторов и сжигании актинидов. Первоочередной заботой является учет и контроль материалов, пригодных для оружейного использования

при нормальной эксплуатации и обнаружение/предотвращение изменений технологии или диверсий с целью производства или приобретения таких материалов².

Открытые циклы пытаются избежать риска распространения разделенного плутония за счет требования, чтобы высокоактивное отработавшее ядерное топливо учитывалось до момента окончательного захоронения. Это определяет основу для адекватного противостояния распространению в предположении, что отработавшее топливо размещается в геологическом могильнике меньше, чем через сто лет или около того, после облучения (то есть, до того, как барьер самозащиты существенно понижается). Однако открытые циклы как правило требуют обогащенного уранового топлива, так что вопрос распространения технологии обогащения остается открытым.

Усовершенствованные замкнутые топливные циклы, которые сохраняют плутоний, связанный с некоторыми продуктами деления и/или младшими актинидами, также избегают «непосредственно используемых» оружейных материалов при нормальной эксплуатации, поскольку имеет место химический разделительный барьер, аналогичный тому, который существует для отработавшего ядерного топлива. Тем не менее, замкнутые топливные циклы требуют жестких технологических гарантий от неправильного использования или диверсии. Однако развитие и, в конечном счете, развертывание замкнутых циклов в странах, не обладающих ядерным оружием, представляет собой особый риск с точки зрения как обнаружения неправильного использования установок ЯТЦ, так и распространения практических ноу-хау в науке и технике, касающихся актинидов.

Большое противодействие распространению потребует принятия технических и организационных мер в соответствии с масштабом и распространением сценария глобального роста и легко реагирующих как на национальные, так и субнациональные угрозы. Вопросы распространения делящихся материалов внесли значительный вклад в сделанные нами выводы о том, что открытый, однократный цикл ядерного топлива наилучшим образом удовлетворяет целям сценария глобального роста, поскольку отсутствуют делящиеся материалы, легко пригодные для использования в ядерном оружии в режиме нормальной эксплуатации, а стадия «завершения цикла» на связана с установками по разделению плутония. Установки по обогащению, которые могут быть использованы для производства высокообогащенного урана, представляют собой определенный риск. Разнообразные меры могут минимизировать этот риск: усовершенствованные технические средства МАГАТЭ для контроля потоков материалов и их анализа на задекларированных установках; надежное снабжение свежим топливом (и, возможно, возврат отработавшего ядерного топлива) от сравнительно небольшого числа поставщиков при соответствующих гарантиях; введение прерогатив МАГАТЭ по отношению к незадекларированным установкам («Дополнительный протокол»); ужесточенный контроль за экспортом технологий обогащения и сопутствующих технологий двойного назначения; и использование национальных разведывательных средств и соответствующий обмен информацией относительно строительства и эксплуатации кландестинных установок. Эта, требующая напряжения повестка дня, как с дипломатической точки зрения, так и необходимых для ее осуществления ресурсов, предполагает активные усилия со стороны США и других лидирующих ядерных стран. При таких усилиях уровень риска распространения, связанный с возможным расширением ядерной энергетики к середине столетия до суммарной электрической мощности 1000 ГВт, представляется нам управляемым.

Ясно, что международные НИОКР по замкнутым топливным циклам будут продолжаться и, конечно, их масштаб увеличится в последующие годы с участием или без участия США. Мы полагаем, что подобную работу должны ограничивать аспекты распространения, применяемые к тем циклам, которые не дают «непосредственно используемых» ядерных материалов при своей работе. Ведущаяся ныне дискуссия по

планированию НИОКР в США отражает эту озабоченность. Такие циклы ядерного топлива могут также иметь управляемые риски распространения при наличии соответствующих технических и организационных гарантий. Однако, хотя перспективные замкнутые циклы не могут быть реально развернуты в течение многих десятилетий, программа НИОКР может сама способствовать и обеспечивать прикрытие для тех, кто стремится к распространению делящихся материалов, если она тщательно не структурирована с самого начала. В настоящее время проходят дискуссии на международном уровне среди тех, кто принципиально заинтересован в развитии перспективных технологий без необходимого уровня обязательств со стороны тех, чья первоочередной обязанностью является нераспространение. США могут играть решающую роль в придании этим дискуссиям надлежащей формы до принятия масштабных усилий.

В этом контексте цикл PUREX/MOX является крупной проблемой. Он является кандидатом в данное время, исходя из практики, для развертывания в краткосрочной перспективе в странах, которые определены как стремящиеся к осуществлению замкнутых циклов ядерного топлива. Однако следует подчеркнуть, что цикл PUREX/MOX не находится на «технологическом пути» к усовершенствованным топливным циклам, которые обсуждались ранее (как правило, усовершенствованные циклы будут включать разные технологии разделения, формы ядерного топлива и реакторы). США должны работать с Францией, Великобританией, Россией, Японией и другими странами по сдерживанию наиболее широкого развертывания этого цикла, признавая, что развитие в большей степени противостоящих распространению технологий замкнутого цикла повсеместно рассматривается как законное пожелание на отдаленное будущее. Сопутствующие организационные проблемы включают анализ основополагающего международного режима, описанного в рамках программы ДНЯО /Атом для мира. Все эти проблемы сталкиваются с фундаментальным вопросом об уступке части национального суверенитета в контексте доступа к ядерным материалам и технологиям. Такие проблемы по своей сути сложны и требуют много времени для своего разрешения с помощью дипломатии, но одновременно важны для реализации сценария глобального роста, сохраняя при этом международную приверженность и доверие к жесткому режиму нераспространения.

Суммируя все это, можно сказать, что сценарий глобального роста, выстроенный, в первую очередь, на прямом, однократном цикле ядерного топлива тепловых реакторов, в состоянии поддерживать приемлемый уровень противодействия распространению, если он сочетается с жесткими гарантиями и мерами безопасности и своевременным внедрением долгосрочной изоляции в глубинных геологических формациях. Топливный цикл PUREX/MOX дает разделенный плутоний и с учетом отсутствия непреодолимых причин для достижения осуществления этого цикла должен быть исключен из сценария глобального роста, исходя из мотивов нераспространения. Перспективные циклы ядерного топлива могут достичь разумной степени противодействия распространению, однако их развитие требует постоянной и тщательной оценки для того, чтобы минимизировать риск. В некоторой степени «поистертый» режим нераспространения потребует серьезного повторного анализа и ужесточения, чтобы выдержать задачи определяемые сценарием глобального роста, с осознанием того факта, что связанное с топливным циклом распространение делящихся материалов может значительно снизить привлекательность увеличенной в объемах ядерной энергетики в качестве варианта для ответа на глобальные энергетические и экологические вызовы.

ПРИМЕЧАНИЯ

1. “DOE’s Nonproliferation Programs with Russia” (Программы министерства энергетики США с Россией по проблемам нераспространения), Howard Baker and Lloyd Cutler, Secretary of Energy Advisory Board report, January 2001; «Controlling Nuclear Warhead and Material» (Контроль за ядерными боеголовками и материалами), M.Burn, M.Wier and J.Holdren, Nuclear Threat Initiative report, March 2003.
2. E.Erthur et al. “Uranium enrichment technologies: workshop materials” (Технологии обогащения урана: материалы рабочей группы), Los Alamos Report – LA-CP-03-0233 (December 2002.).

Глава 9 – Общественное отношение и общественное понимание

Существует небольшая проблема, состоящая в том, что общественность в США и в других странах скептически относится к ядерной энергетике. Большинство американцев одновременно одобряют использование ядерной энергии, но выступают против строительства новых АЭС для удовлетворения будущих энергетических потребностей. После происшедшей в 1979 г. аварии на АЭС Three Mile Island в США 60 % американской общественности выступили против, а 35 % поддержали строительство новых АЭС, хотя накал оппозиционных настроений общественности в последние годы снизился¹. Подавляющее большинство сильно противится размещению АЭС в радиусе 25 миль от своих домов². Во многих европейских странах значительное большинство населения ныне выступает против использования ядерной энергии. Недавние опросы, проведенные организацией Eurobarometer, показывают, что 40 % европейцев считают, что их страна должна отказаться от ядерной энергетике, поскольку она ставит их перед лицом неприемлемых рисков, по сравнению с 16 % тех жителей Европы, кто считает, что «стоит развивать ядерную энергетике»³.

Почему ядерная энергетика или вообще любой источник энергии приобретает или теряет доверие общественности? Существует удивительный недостаток данных опросов населения, которые позволили бы нам понять, почему люди выступают против или поддерживают конкретные источники электроэнергии⁴. Чтобы заполнить этот пробел, мы провели опрос⁵ 1350 взрослых людей в США. Этот проведенный в Интернете опрос⁶ оценил мнение общественности относительно будущего использования источников энергии, включая ископаемое топливо, ядерную энергетике, гидроэнергетику, а также энергию солнца и ветра.

Наш опрос выявил тот же уровень скептицизма, что и другие опросы. Респонденты нашего опроса в среднем предпочли, чтобы в будущем США снизили до некоторой степени использование ядерной энергетике. Однако то же самое было справедливо и для угля, самого крупного в стране источника энергии, и для жидкого топлива. В среднем респонденты хотели бы сохранить использование природного газа на его нынешнем уровне. И респонденты решительно выступают за значительный рост гелио- и ветроэнергетики.

От чего зависит подобное отношение? Мы исследовали этот вопрос двумя способами. Во-первых, мы провели статистический анализ для определения того, какие факторы объясняют то, что кто-то поддерживает ядерную энергетике, а кто-то выступает против нее. Этот анализ приведен в Приложении к Главе 9. Результаты этого анализа в кратком виде таковы:

- Воспринимаемый ущерб для окружающей среды оценивается в наибольшей степени. Средний представитель населения ответил, что ядерная энергетика является умеренно вредной для окружающей среды, а различие между теми, кто воспринимает ядерную энергетике как «в некоторой степени вредную» и как «умеренно вредную», представляет собой разрыв между желанием расширения и желанием сокращения использования ядерной энергетике в будущем.
- Безопасность и радиоактивные отходы также являются существенными факторами. Те, кто полагают, что отходы могут безопасно храниться в течение многих лет, выражают более высокий уровень поддержки строительства новых АЭС. Те, кто полагают, что серьезная авария вряд ли произойдет в течение ближайших 10 лет, также выражают более высокий уровень поддержки ядерной энергетике. Проблема состоит в том, что большинство респондентов не считают, что ядерные отходы могут безопасно

храниться в течение многих лет, а типичный респондент считает, что серьезная авария реактора в какой-то степени возможна в следующие 10 лет.

- Воспринимаемые затраты на ядерную энергетику являются третьим наиболее важным фактором. Те, кто полагает, что ядерная энергетика является неэкономичной, поддерживают ее в меньшей степени.
- Неожиданно озабоченность глобальным потеплением в ходе нашего опроса не выявила предпочтений в вопросе о будущем использовании ядерной энергетики. Нет различий в поддержке расширения ядерной энергетики между теми, кто чрезвычайно озабочен глобальным потеплением и теми, у кого такой озабоченности нет.
- Политические убеждения и демографические показатели, такие как возраст, пол и доход, имеют небольшое значение, если таковое вообще существует.

Во-вторых, мы провели эксперимент в рамках этого опроса для оценки чувствительности позиции респондентов по отношению к возможным изменениям в вопросах затрат, радиоактивных отходов и глобального потепления. Половина выборки не получала никакой информации – это была контрольная группа. Вторая половина была поделена на четыре группы. Эти группы обеспечивались информацией о будущих ценах на энергию или о токсичных отходах в результате сжигания ископаемых топлив, или о глобальном потеплении или обо всех трех факторах (экономике, загрязнении окружающей среды и глобальном потеплении). Нашей целью не было усиление поддержки ядерной энергетики, а мы стремились понять, как структура источников энергии должна изменяться при наличии точной информации относительно затрат, отходов и глобального потепления.

Только ядерная энергетика продемонстрировала значительно большую поддержку между контрольной группой и другими. Те, кто получили информацию о всех трех факторах, поддерживали ядерную энергетику и использование природного газа в одинаковой степени и поддерживали ядерную энергетику в значительно большей степени, чем использование угля и жидкого топлива.

Информация об относительных ценах на источники энергии производит почти все эти различия в результатах. Общество воспринимает солнечную энергетику и ветроэнергетику как недорогую. Когда респонденты нашего опроса информировались о том, что солнечная энергетика и ветроэнергетика более затратны, чем сжигание ископаемых топлив или ядерная энергетика, то они высказали значительно меньшую поддержку расширению использования солнечной энергетики и ветроэнергетики, значительно большую поддержку ядерной энергетики и отчасти большую поддержку использованию угля и жидкого топлива. С другой стороны, информация о глобальном потеплении не оказала влияния на отношение общественности к альтернативным источникам энергии.

С нашей точки зрения, результаты этого опроса выявляют чрезвычайную важность технологии самой по себе для получения общественной поддержки. Позиция американской общественности в области энергетики не является продуктом политической идеологии или партийной политики. Скорее оппозиционные настроения общественности США по отношению к ядерной энергетике, в первую очередь, определяются реакцией общественности на конкретные проблемы технологии и промышленности, особенно озабоченностью вопросами безопасности, токсичных отходов и низких экономических показателей. Неудивительно, что общественность скептически настроена относительно технологии, которая ранее выглядела слишком многообещающей.

Необходима ли общественная кампания для изменения восприятия ядерной энергетики? Очевидные признаки подсказывают, что такая кампания может иметь лишь весьма скромный эффект. Наибольшие изменения могут происходить от осведомленности о высокой цене альтернативных источников энергии, таких как энергия солнца и ветра.

Другой возможный источник изменений в отношении общественности – это связь между глобальным потеплением и ископаемыми топливами. Типичный гражданин выражает озабоченность глобальным потеплением, однако эта озабоченность не переходит в свою очередь в более сильную поддержку таких свободных от выбросов углеродосодержащих соединений источников электроэнергии, как ядерная энергетика.

Наиболее верный способ культивировать принятие ядерной энергетики общественностью лежит в усовершенствовании самой технологии и тщательном выборе того, какую ядерную технологию стоит использовать. Развитие и развертывание технологии, которая оказалась неэкономичной и опасной, сделает невыполнимым сценарий глобального роста. Технологические альтернативы и усовершенствования технологии, которые снижают стоимость ядерной энергетики, которые улучшают управление отходами и повышают безопасность и которые снижают уровень воздействия на окружающую среду, существенно усилят поддержку этого источника энергии.

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Eugene A. Rosa & Riley E. Dunlap, “Poll Trends: Nuclear power – three decades of public opinion” (Тенденции опросов: Ядерная энергетика – три десятилетия общественного мнения) *Public Opinion Quarterly*, 58, 295-324 (1994). National Science Board, *Science and Engineering Indicators 2000*, volume 1, page 8-19, Washington D.C.: National Science Foundation. Результаты опросов варьируются, поскольку исследователи задают различные вопросы в различных странах. В последних опросах диапазон ответов варьируется от 60 %, выступающих против «строительства новых АЭС» (AP/Washington Post), до 50 %, предпочитающих «новые АЭС в будущем» (опрос в рамках программы Nuclear Energy Industry, проведенный в октябре 2002 года компанией Bisconti Research Inc.). По дискуссии по некоторым из этих проблем и состоянию общественного мнения см. Steve Miller “Pragmatic Concerns Fuel Nuclear Support”, *IEEE Spectrum*, <http://www.spectrum.ieee.org/WEBONLY/publicfeature/nov01/natt.html>. Поскольку имеющиеся данные опросов непосредственно не касаются многих проблем, которые были стимулами нашего исследования, мы провели свой собственный опрос.
2. Опрос агентства Associated Press, проведенный ICR 12-16 марта 1999 года, охватил число опрошенных 1015 человек по всей стране. В опросе MIT Energy Survey, проведенном в июне 2002 года, участвовало 1350 человек.
3. *European and Energy Matters*, 1997, EUROBAROMETER 46.0, Directorate General for Energy, European Commission, February 1997.
4. Были проведены исследования частных факторов. Аварии и отходы приобретают преувеличенное значение в суждениях общественности. См., например, Ellen Peters and Paul Slovic, *Journal of Applied Social Psychology*, 26, 1427-1453 (1996). Connie de Boer and Ineke Catsburg, “A Report: The Impact of Nuclear Accidents on Attitudes Toward Nuclear Energy”, *Public Opinion Quarterly*, 52, 254-261 (1988).
5. Мы провели опрос в США по стоимостным аспектам. Надежный опрос такого же масштаба в другой стране, проводимый имеющей заслуженную репутацию социологической исследовательской фирмой, был бы слишком дорогостоящим. Мы надеемся, что этот опрос дает модель для исследований общественного отношения к использованию энергии и развитию энергетике в других странах. Ответы могут быть совершенно различными. Например, жители Европы более озабочены глобальным потеплением, которое может влиять на их отношение к ядерной энергетике.
6. Мы провели Интернет-опрос из-за четырех его преимуществ перед альтернативными методами - телефонным опросом или непосредственным опросом. Во-первых, непосредственный опрос был бы чрезмерно дорогостоящим – по меньшей мере в 10 раз дороже Интернет-опроса. Во-вторых, Интернет-опросы обеспечивают намного большую долю ответов на вопросы, чем телефонные опросы. Фирма, которую мы использовали для этого - Knowledge Network, привлекла около 2 миллионов человек, из ответов которых была сделана случайная выборка. Около 80 % людей, вошедших в случайную выборку, ответили на наш опрос в течение недели. Типичный телефонный опрос с аналогичной стоимостной структурой дает долю отказавшихся отвечать около 70 %. В-третьих, обеспечение более высокой доли ответивших на телефонный опрос потребовало бы существенного увеличения затрат (примерно вдвое). В-четвертых, Интернет-опросы идеальны для проведения экспериментов. Мы представили информацию в графической форме и в текстовом формате, который более удобен, чем чтение текста по телефону.

Недостатком Интернет-опроса является то, что пользователи Интернета не обязательно являются представительной выборкой населения. Фирма Knowledge Network привлекла группу потенциальных респондентов из общей популяции и разработала весовые коэффициенты для выборки, чтобы мы могли экстраполировать результаты на общую популяцию. Так, люди, получившие образование в колледже и имеющие высокий доход, получили меньший весовой коэффициент, чем люди, не получившие степени бакалавра и имеющие средний или низкий доход, поскольку те, кто получил образование в колледже и имеет доход выше среднего, более типичны для группы опрашиваемых, чем для общей популяции. Анализ данных ведется с соответствующими весовыми коэффициентами и с учетом демографических факторов.

ЧАСТЬ 2

В Главе 3 в общих чертах дан обзор используемых методов исследования. Отмечается, что ядерная энергетика является одним из наиболее важных вариантов производства энергии в будущем, который позволяет избежать выбросов углерода, но также отмечается, что использование ядерной энергии в *значительных* масштабах требует решения четырех проблем – экономики, безопасности, отходов и распространения ядерных материалов. Сформулирован сценарий глобального развития энергетики с диапазоном использования (установленных мощностей) ядерной энергетики от 1000 до 1500 МВт (эл.). В Главе 4 проанализированы три различных сценария топливных циклов, и далее проводится их оценка в плане решения следующих наиболее важных проблем: экономики (Глава 5), безопасности (Глава 6), обращения с отходами (Глава 7), а также распространения ядерных материалов (Глава 8). В Главе 9 приведены результаты изучения отношения общественности США к исследуемым в настоящей работе технологиям.

Настоящий анализ позволяет сделать вывод большой важности: открытый, однократный топливный цикл наилучшим образом соответствует критериям экономической притягательности и противодействия распространению ядерных материалов. Замкнутые топливные циклы могут обладать преимуществом с точки зрения долговременного захоронения отходов и, когда это становится необходимым, расширения ресурсной базы. Однако до момента истощения сырьевых ресурсов замкнутые топливные циклы будут более дорогостоящими, чем однократные. Такое истощение представляется маловероятным даже при условии значительного роста использования ядерной энергии до конца текущего столетия. Кроме того установлено, что в отношении обращения с отходами долгосрочные выгоды от разделения перевешиваются рисками и затратами.

Поэтому наша основная рекомендация заключается в следующем:

В предстоящие десятилетия правительство и промышленные круги в США и где бы то ни было должны отдать приоритет использованию открытого однократного топливного цикла, а не разработке более дорогостоящих технологий замкнутого топливного цикла, включающей в себя технологии переработки и новых усовершенствованных тепловых или быстрых реакторов.

Такая рекомендация предполагает значительный пересмотр приоритетов программ НИОКР в области ядерной энергетике, осуществляемых Министерством энергетики (МЭ) США.

В нижеприведенной таблице показано, насколько хорошо каждый из рассматриваемых видов топливных циклов соответствует критериям, которые используются по каждому из четырех направлений.

Виды и критериальная оценка топливных циклов

Топливный цикл	Экономика	Отходы	Распространение ядерных материалов	Безопасность		Типы реакторов	Примеры новых характерных особенностей
				Реактора	Топливного цикла		
Открытый однократный (1)	+	х (в краткосрочном плане) - (в долгосрочном плане)	+	×	+	LWR CANDU HTGR	Высокое выгорание топлива Использование тория Срок службы активной зоны
Замкнутый с тепловыми ядерными реакторами (2)	-	- (в краткосрочном плане) + (в долгосрочном плане)	-	×	-	Те же типы + реактор на расплаве солей	Модульная компоновка Пассивные системы безопасности
Замкнутый с быстрыми ЯР	-	- (в краткосрочном плане) + (в долгосрочном плане)	-	от + до -	-	Реакторы с натриевым, свинцовым и газовым теплоносителями	Усовершенствованный PUREX-процесс Пиропереработка Усовершенствованные методы выделения и трансмутации Комплексные энергетические парки

Обозначения: + относительно выгодно; × относительно нейтрально; - относительно невыгодно

Данная таблица показывает в общих чертах относительные преимущества и недостатки различных видов топливных циклов. В ней не представлены соответствующие параметры других электрогенерирующих технологий, для которых критерии могут быть совершенно другими (например, критерий нераспространения ядерных материалов относится только к ядерной энергетике). Наиболее критическими для определения будущего ядерной энергетики, по всей вероятности, являются критерии экономичности и обращения с отходами.

Не установлено и основываясь на современном уровне знаний и технических разработок не представляется достаточно реалистичным предполагать, что существуют новые технологии реакторных установок и топливных циклов, которые окажутся в состоянии одновременно преодолеть проблемы стоимости, безопасности, обращения с отходами и нераспространения ядерных материалов.

В данной второй части настоящего отчета представлены рекомендации, способные сформировать путь, ведущий от современного положения к сценарию, соответствующему середине столетия. Не устанавливаются какие-либо планы-графики или конкретные цели. Скорее наша задача состоит в установлении характера мероприятий – как технических, так и организационных – которые направлены на преодоление барьеров на пути расширения использования ядерной энергии. Выработанные рекомендации представлены в трех главах: в Главе 10, в которой рассмотрены экономические стимулы; в Главе 11, посвященной мероприятиям, связанным с проблемами обращения с отходами, безопасности и распространения ядерных материалов; и в Главе 12, в которой представлены рекомендуемые правительственные программы НИОКР.

Глава 10 – Рекомендуемые мероприятия для разрешения неопределенностей, касающихся экономических проблем ядерной энергетики

Анализ, результаты которого представлены в Главе 5, позволил прийти к заключению о том, что в настоящее время ядерная энергетика воспринимается повсюду потенциальными инвесторами как более дорогостоящая по сравнению с электростанциями, работающими на угле и природном газе. Несмотря на то, что характеристики отдельных секторов ядерной промышленности доказывают, что ядерные электростанции могли бы сооружаться значительно дешевле, чем это соответствует расхожему мнению, во многих странах инвесторы, которые формируют конкурентный рынок электроэнергии, отказываются верить в то, что это именно так. В Главе 5 обсуждается также вопрос о том, что должно быть сделано в ядерной энергетике для того, чтобы она стала конкурентоспособной с указанными альтернативными источниками электроэнергии, а именно: достоверное значительное снижение на воспринимаемом всеми уровне, а также уменьшение неопределенности, связанной с капитальными и эксплуатационными затратами на новых АЭС; решение проблем ядерного регулирования, связанного с размещением АЭС, периодом строительства до его полного завершения и требованиями, приводящими к дорогостоящим переделкам проектов; повышение реальных закупочных цен на природный газ; а также установление достаточно высоких цен на снижение выбросов углерода, являющееся результатом замены энергопроизводящих мощностей, работающих на углеводородном топливе, на ядерную энергетiku¹. В настоящем разделе рассмотрены те мероприятия, которые должны быть предприняты на правительственном уровне для улучшения экономических характеристик ядерной энергетики.

Отметим, что для оправдания правительственной поддержки различных технологий энергоснабжения и обеспечения энергетической эффективности выдвигаются самые разнообразные причины. Все они иллюстрируют то, что одна или большие количества общих издержек или прибылей, связанных с использованием конкретной технологии, не отражаются соответствующим образом на решениях, принимаемых инвестором или потребителем. Поэтому прямо или косвенно разрабатываются стратегии, направленные на интернализацию (т.е. трансформацию дополнительных издержек, вызванных внешними причинами, во внутренние издержки производства) этих социальных издержек и прибылей или для компенсации в более общем смысле несовершенства рынка. В число рассматриваемых экстерналий (т.е. издержек производства, оплачиваемых всем обществом; обусловленных возможным ущербом, нанесенным здоровью населения, природным экосистемам или городской среде, но не отраженным в рыночной цене. Примером экстерналий являются глобальное потепление климата, воздействие кислотных дождей на строительные конструкции или растительность и т.п.) входят:

- внутренние издержки, связанные с угрозой национальной безопасности;
- внутренние социальные выгоды благоприятных воздействий кривой освоения;
- компенсация издержек, связанных с неопределенностью требований ядерного регулирования, которая может возникнуть и которая должна быть преодолена «первопроходцами» процесса регулирования;
- интернализация прибылей от внешних эффектов НИОКР, которые, по большей части, достаются всему обществу, но не могут быть полностью привлечены инвесторами для проведения НИОКР;
- исправление других несовершенств рынка, включая неправильную информацию, несовершенства рынка капиталов, а также другие несовершенства, связанные с принятием решений.

В пользу государственной поддержки существуют аргументы, которые не представляют собой характерной особенности ядерной энергетики и, безусловно, выдвигаются сторонниками других энергетических технологий для обоснования правительственных субсидий того или иного рода. Результатом является то, что с одной крайней позиции скептики доказывают, что государство вообще ничего не должно делать для поддержки каких-бы то ни было технологий, а с другой крайней позиции, энтузиасты доказывают, что государство должно руководить ключевыми аспектами процесса внедрения инноваций. Действительно, ни в теоретических положениях, ни в реальном опыте нет ничего, что позволило бы предположить, что в общем случае правительство в большей степени способно руководить техническими разработками таким образом, который приводил бы к широкому применению их результатов в частном секторе. Все заслуживающие доверия аргументы в пользу государственной поддержки НИОКР опираются на необходимость компенсации некоторых видов рыночных трудностей, которые приводят к недостатку инвестиций в отдельные рассматриваемые технологии. Действия правительства должны быть внимательно направлены на четко и ясно определенные трудности рынка. Кроме того, вопросы о том, сколько, каким образом, где и когда должны быть затрачены соответствующие денежные средства, всегда должны отражать четко определенные цели, которые позволяют измерять ход движения вперед.

В том, что касается обоснования будущих цен и наличия топливных ресурсов, правительство находится не в лучшем положении, чем частный сектор. С другой стороны, последствия *быстрого изменения* более высоких (или более низких), чем предполагалось, цен на топливо могут быть совершенно различными для частного сектора, чем для правительства. Если цены на природный газ поднимутся значительно выше, чем предполагалось, то отдельные фирмы могут на этом выиграть или проиграть, однако правительство, с практической точки зрения, будет вынуждено принять меры для компенсации существенного негативного экономического воздействия, связанного с такими высокими ценами.

В течение 1960-х и 1970-х годов Министерством энергетики США и его предшественниками оказывалась поддержка обширным исследованиям, разработкам и демонстрациям ядерно-энергетических проектов. Эти проекты слишком быстро выдвинули на передний план такие дорогостоящие новые технологии, как, например, переработка отработавшего топлива и быстрые реакторы-размножители с жидкометаллическими теплоносителями. В этих проектах неправильно оценивалась стоимость электроэнергии, производимой на энергоблоках с легководными реакторами первого поколения; в них уделялось недостаточное внимание критическим проблемам обеспечения безопасности, обращения с отходами, а также распространения ядерных материалов, что подтверждается озабоченностью общественности. Уроки непредвиденных негативных последствий государственного участия в прошлом в делах ядерной промышленности являются противоречивыми: во-первых, правительство несет определенные обязательства по возрождению этой важной отрасли энергетики; но, во-вторых, мы должны выдвигать новые предложения для получения правительственной поддержки, имея четкое представление о целях и реальных перспективах успеха осуществления этих предложений.

Наша позиция заключается в том, что перспектива глобального изменения климата вследствие выбросов парниковых газов и другие отрицательные последствия, которые связаны с этими выбросами, являются главным обоснованием необходимости государственной поддержки развития ядерной энергетики. Экологические экстерналии, определяемые выбросами углекислого газа (CO₂), означают, что цена углеводородных видов топлива и электроэнергии, вырабатываемой с использованием этих топлив, является слишком низкой. В идеальном случае эти экстерналии должны быть

интернализированы (т.е. трансформированы во внутренние издержки) либо с помощью «углеродного» налога (т.е. налога на выбросы углекислого газа), либо с помощью программ ограничения и торговли выбросами. «Углеродный» налог непосредственно приводит к назначению цены на выбросы углерода. В программе ограничения и торговли выбросами должны быть установлены национальные пределы выбросов CO₂; выпущены коммерчески реализуемые разрешения на выбросы, соответствующие указанным пределам, а также затребованы сведения обо всех источниках выбросов (на соответствующих участках технологической цепочки от производства до использования углеводородных топлив) для выдачи разрешений на эти выбросы. Рыночная цена на эти разрешения на выбросы определяет, следовательно, цену на CO₂, в основном таким же образом, что и налог. Кроме того, возможно и обсуждается формирование смешанных программ (например, ограничение и торговля выбросами в сочетании с гибкой выдачей разрешений по точно установленной цене).

В действительности маловероятно, что в США введут какой-либо «углеродный» налог, предложат ввести энергетические налоги или, что появится что-нибудь аналогичное таким энергетическим налогам, поскольку все это не способствует карьере «избранников народа». По существу, отсутствует, по крайней мере, в ближайшем будущем такая эквивалентная замена политики ограничений и торговли выбросами, которая обеспечивала бы успешную минимизацию общественных издержек на достижение снижения выбросов SO₂, образующейся в результате работы угольных электростанций, хотя и выдвигаются законопроекты для осуществления таких программ. Вместо этого, по всей вероятности, будут продолжать осуществляться «второсортные», суррогатные мероприятия, предназначенные для снижения выбросов CO₂ при выработке энергии. Эти мероприятия будут охватывать введение комплекса стандартов на возобновляемые источники энергии, налоговые льготы и субсидии на разработку и эксплуатацию ряда возобновляемых источников энергии, на охрану природы и бережное природопользование, а также прямую федеральную помощь программам НИОКР в области энергообеспечения и охраны природы. В настоящее время ядерная энергетика исключена, в основном, из таких программ, и это подрывает ее возможности честно конкурировать в области формирования электроэнергетики, не использующей углеводородные виды топлива.

Наш главный принцип заключается в том, что внешние издержки, связанные с каждой электрогенерирующей технологией, должны быть включены в стоимость отпускаемой электроэнергии. Для выбросов углерода это означает, что все варианты снижения этих выбросов должны учитываться одинаковым образом. Мы должны стремиться к достижению более низких уровней выбросов при наименьших суммарных издержках для общества, а не принимать произвольные правила и законы, согласно которым технологии разделяются на учитываемые и неучитываемые при рассмотрении возможностей достижения более низких уровней выбросов. Законопроект по вопросам энергетики, почти прошедший через Конгресс США осенью 2002 г., содержал комплекс нормативов по возобновляемым источникам энергии, которые обязывали всех розничных поставщиков электроэнергии обеспечивать за счет возобновляемых источников установленную этим законом долю поставляемой ими электроэнергии. Некоторые штаты уже приняли аналогичные пакеты нормативов в отношении возобновляемых источников электроэнергии. Существующие и предлагаемые нормативы не включают ядерную энергетiku в число альтернативных, так называемых квалифицированных (т.е. экологических и на этом основании подпадающих под действие указанных законов или налоговых льгот) электрогенерирующих технологий. Мы рекомендуем, чтобы ядерная энергетика получила право на участие во всех федеральных программах «безуглеродной» энергетики. Особенно необходим учет ядерной энергетики, если налоговые льготы или предоставление льготных кредитов на выработку электроэнергии будут распространяться

на технологии на основе возобновляемых источников энергии, такие как ветровые, фотоэлектрические, гидравлические и геотермальные электростанции, поскольку они не выбрасывают CO₂ в процессе производства электроэнергии.

Из сказанного следует, что внешние издержки, характерные исключительно для ядерной энергетики – особенно связанные с захоронением отходов, обеспечением безопасности и противодействием распространению ядерных материалов – также должны быть интернализированы в издержки и цену электроэнергии, вырабатываемой на АЭС. Уже законодательно установленные обязательные для предприятий ядерной энергетики сборы/взносы на захоронение ядерных отходов являются правильным шагом в этом направлении, так как эти средства представляют собой гарантии, необходимые для удовлетворения требований Комиссии по ядерному регулированию.

Нашим принципиальным обоснованием действий со стороны федеральных властей является необходимость избежать издержек, связанных с охраной окружающей среды и определяемых выбросами CO₂. Мы тоже видим определенные достоинства и в других аргументах в пользу вмешательства федеральных властей, однако мы считаем, что нужно крайне осторожно выбирать именно такие мероприятия, осуществление которых в наименьшей степени наносило бы ущерб рыночным силам, не создавало бы ошибочных стимулов для промышленности, а также способствовало бы сбережению средств налогоплательщиков. Например, мы разделяем широко распространенное мнение, что неопределенности в требованиях ядерного регулирования, затрагивающие как лицензирование, так и выбор местоположения АЭС, представляют основное препятствие для инвестиций. Здесь существуют два явления: (1) непосредственное влияние увеличения продолжительности строительства вследствие непредсказуемости срока, необходимого для получения утверждения со стороны органов ядерного регулирования и (2) косвенное влияние озабоченности относительно возможности применения имеющих обратную силу регулирующих нормативов уже после того, как проект начнет осуществляться. Регулирование всегда создает неопределенность для инвесторов. Однако те, кто первыми проходят через процесс ядерного регулирования, должны накопить определенный «опыт освоения». Эти «первопроходцы» должны разработать эффективный комплекс новых регулирующих процедур, которые в дальнейшем должны использоваться другими подателями заявок. Следовательно, указанные «первопроходцы» несут определенные расходы, но создают для других такие преимущества, которые сами они не могут (неизбежно) использовать.

Федеральное правительство не может снять все неопределенности процесса ядерного регулирования и, безусловно, другие основные энергетические предприятия, такие как угольные электростанции, линии электропередачи, терминалы для перекачки сжиженного природного газа сталкиваются с аналогичными неопределенностями регулирования. Однако, правительство должно принимать меры для уменьшения настолько, насколько это возможно, такой неопределенности регулирования без введения ошибочных стимулов для ядерной энергетики и других энергетических предприятий.

ПРАВИТЕЛЬСТВЕННЫЕ ДЕЙСТВИЯ

Мы рекомендуем три вида действий со стороны правительства. Во-первых, правительство может проанализировать существующие федеральные нормы и правила регулирования с тем, чтобы гарантировать, что действующие процедуры, выпущенные главным образом Комиссией по ядерному регулированию США, но также и другими регулируемыми ведомствами (Агентством по охране окружающей среды, Министерством торговли) находили правильный баланс между защитой интересов общества и поощрением коммерческой деятельности. Шагом в правильном направлении является сертификация

органами ядерного регулирования типовых проектов АЭС и формирование процедур для выдачи объединенных лицензий на строительство и эксплуатацию АЭС. *Мы считаем, что должен быть рассмотрен вопрос об оплате федеральным правительством части административных расходов на:*

- 1) *устройство места размещения АЭС, т.е. получение утверждения на промплощадки, которые могут быть использованы для строительства новых АЭС. (Во многих случаях промплощадка для предполагаемых новых энергоблоков должна находиться на площадках ныне действующих АЭС);*
- 2) *сертификацию Комиссией по ядерному регулированию проектов новых АЭС. В настоящее время сертифицированы проекты усовершенствованных реакторов AP600 (фирма Westinghouse) и System 80 (компания General Electric). Ограниченная государственная финансовая помощь для сертификации проектов реактора AP1000 (фирма Westinghouse), высокотемпературного газоохлаждаемого реактора (HTGR) и тяжеловодного реактора (HWR), разработанного фирмой Atomic Energy of Canada (AECL) могла бы принести ценные дополнительные возможности для этих рассматриваемых в качестве относительно ближнесрочных вариантов развертывания АЭС;*
- 3) *участие в затратах, связанных с подачей заявки на получение в Комиссии по ядерному регулированию США объединенной лицензии на строительство и эксплуатацию АЭС в случае, когда эта лицензия использована или отложена.*

Размеры правительственной субсидии в каждом отдельном случае могут быть менее 20 млн. долл., но 10-15 проектов в течение ряда лет пройдут длительный путь к ликвидации некоторых остающихся неопределенностей в отношении ближнесрочного развертывания АЭС в США.

Следующим этапом государственной помощи может быть участие в некоторых затратах на разработку и сооружение одного или более коммерческих демонстрационных проектов. Существуют два типа «демонстрационных» проектов. Первый, наиболее часто встречающийся, тип заключается в правительственном участии в затратах на демонстрацию новой технологии в смысле ее технических характеристик, воздействия на окружающую среду и стоимости. Примерами могут служить последние работы под эгидой Министерства энергетики США по демонстрации технологий получения и использования синтетических топлив, поддержка разработок быстрых реакторов-размножителей с жидкометаллическими теплоносителями, усовершенствованных фотоэлектрических и мощных ветроэнергетических систем. Соответствующими кандидатами – проектами такого типа в области ядерной технологии могут быть демонстрация технологии пиропереработки отработавшего топлива и радиоактивных отходов или разработка модульного высокотемпературного газоохлаждаемого реактора. В ядерной энергетике стоимость демонстрационной разработки каждой технологии такого типа превысит, по всей вероятности, 1 млрд. долл. *Мы не рекомендуем Правительству предпринимать в настоящее время какие-либо подобные крупномасштабные демонстрационные проекты.*

Осуществление таких проектов может быть оправдано в будущем, когда станет очевидной необходимость и экономическая обоснованность разработки альтернативных систем и, возможно, замкнутого топливного цикла.

Вторым типом «демонстрационных» проектов являются впервые разрабатываемые промышленностью ядерно-энергетические проекты, которые призваны показать другим частным компаниям-энергопроизводителям, что риск, связанный с ядерной энергетикой, – управляем, а стоимость сооружения новых АЭС – приемлема. Очевидно, что такой тип демонстрационных проектов заслуживает доверия только в том случае, когда государство

либо совсем *не участвует* в проектировании и сооружении или вовлечено в данный проект косвенным образом. В противном случае такой проект не имеет «демонстрационной» ценности для практически действующих инвесторов, рассматривающих вопрос о будущих инвестициях. Цель этого типа демонстрационных проектов заключается не в представлении новых технологий, а скорее в демонстрации размеров затрат на практическое осуществление технологии, выбранной частными инвесторами.

Однако самый первый, головной выполняемый проект связан с риском, который не относится к последующим аналогичным проектам. Поэтому инвесторы последующих проектов должны знать, что либо первый проект был успешным (в этом случае они будут работать со значительно большей уверенностью), либо он потерпел неудачу (в этом случае они вообще не будут предпринимать аналогичных проектов)³⁾. Более того, если АЭС успешно реализует свои целевые стоимостные показатели, то в дальнейшем промышленностью будет сооружено большое количество дополнительных аналогичных АЭС с учетом преимуществ по устранению риска, выполненного на головном блоке.

Компании, субсидирующие осуществление первых проектов, не могут получить ту информацию, наличие которой они обеспечивают для реализации последующих проектов. Очевидно, что в данном случае имеет смысл быть вторыми, и это является обоснованной причиной того, что риск сооружения первых в своем роде АЭС/энергоблоков должен разделяться всей отраслью промышленности. Такое разделение риска является предметом сложных переговоров и на практике представляется трудноосуществимым. Поэтому в значительной степени в интересах государства может оказаться необходимость принятия соответствующих мер, гарантирующих успешную демонстрацию и снятие неопределенностей. Учитывая обстоятельства, в которых сегодня находится ядерная энергетика, такая заинтересованность правительства в демонстрации реальных затрат является обоснованной даже, если выбранная технология достаточно известна, а аналогичные АЭС уже строились в прошлом (хотя бы и с затратами, которые в настоящее время рассматриваются, как неприемлемые). Должна, безусловно, существовать надежная основа убежденности в том, что технология и практика промышленного производства изменяются таким образом, что более низкие капитальные затраты становятся обоснованно возможными. Если результаты осуществления демонстрационного проекта заслуживают достаточное доверие у представителей частного сектора, то государственное вмешательство не должно быть слишком навязчивым.

Мы считаем, что правительство должно принять соответствующие меры и усилить привлекательность практической демонстрации ядерно-энергетических проектов посредством обеспечения финансовых стимулов для проектов-«первопроходцев»⁴⁾.

Мы предлагаем ввести налоговую скидку в размере до 200 долл./кВт установленной электрической мощности на затраты на строительство для десяти АЭС/энергоблоков-«первопроходцев». Такая льгота могла бы также предоставляться в виде компенсации в размере 1,7 центра/(кВт·ч) в течение полутора лет работы на полной мощности, так что годовая суммарная величина этой скидки для АЭС установленной мощностью 1000 МВт (эл.) при КИУМ 90 % составляет 134 млн. долл. США. Правительственная субсидия в размере 200 долл./кВт (эл.) установленной мощности могла бы обеспечить предоставление 200 млн. долл. для сооружения АЭС мощностью 1000 МВт (эл.), что составляет около 10 % обоснованной историческими оценками общей стоимости строительства; соответственно, суммарные расходы на строительство, которые могут достигать 2 млрд. долл., выплачиваются в течение нескольких лет.

Мы отдаем предпочтение механизму налоговой скидки, поскольку такой механизм создает наиболее сильные стимулы для завершения проекта, а также потому, что он может быть распространен на другие, не связанные с выбросами соединений углерода,

технологии производства электроэнергии, например, на возобновляемые источники (такие, как ветровые электростанции, которые в настоящее время пользуются предоставленной на 10 лет налоговой скидкой в размере 1,7 центра/(кВт·ч)), и угольные электростанции, на которых принимаются меры по удержанию и изоляции выбросов соединений углерода. Указанная налоговая скидка эквивалентна соответствующей скидке, составляющий 70 долл./т удержанного углерода, если электроэнергия вырабатывается на угольной электростанции или 160 долл./т для электростанции, работающей на природном газе. Безусловно, снижение выбросов соединений углерода должно продолжаться и после прекращения предоставления правительственной помощи в течение всего срока службы электростанции (для АЭС, возможно, до 60 лет). Но даже при таких стимулах для «первопроходцев» частная промышленность может и не остановить свой выбор на осуществлении инвестиций в сооружение новых АЭС до тех пор, пока не будут твердо установлены какие-либо привилегии для электростанций, не выбрасывающих соединения углерода. Если не будут строиться новые АЭС, то правительство не будет предоставлять каких-либо субсидий, и налоговая скидка будет оставаться возможным вариантом в качестве стимула для будущих инвестиционных решений.

Рассматриваемые действия охватывают проблемы ядерного регулирования и издержек освоения новых технологий, выявленные сторонниками развития ядерной энергетики в качестве препятствий на пути продвижения к созданию нового поколения коммерческих АЭС. Однако указанные действия будут эффективно стимулировать дополнительные инвестиции в ядерные электрогенерирующие мощности только в том случае, если промышленность сможет реализовать свои собственные ожидания и быть в состоянии значительно снизить так называемые «мгновенные» (т.е. без учета изменения процентной ставки, роста инфляции и т.д.) капитальные затраты на сооружение новых АЭС, намного ниже тех, что соответствуют предшествующему опыту. После удаления этих препятствий промышленности необходимо на примере собственных инвестиций в сооружение новых АЭС продемонстрировать, что проектные значения затрат могут быть реализованы на практике и что ядерная энергетика может быть конкурентоспособной с альтернативными углеводородными и возобновляемыми источниками энергии.

Правительство должно также продолжать интенсивную программу НИОКР в области ядерной энергетики. В данном разделе мы сосредоточили внимание на тех мероприятиях, которые правительство должно бы предпринять для снижения затрат в ядерной энергетике. Большое значение имеют также НИОКР, направленные на снижение капитальных затрат и стоимости эксплуатации АЭС. Однако НИОКР в области ядерной энергетики должны охватывать и широкий диапазон других направлений: противодействие распространению ядерных материалов, обращение с отходами, а также исследования топливных циклов. Рекомендуемые программы НИОКР рассматриваются в Гл. 12.

СТРАХОВАНИЕ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ ПРАЙСА-АНДЕРСОНА

Закон Прайса-Андерсона, первоначально введенный в действие в 1957 г., формирует основы, определяющие сроки и условия платежей за счет государства за ущерб, причиняемый ядерной аварией. В этот закон несколько раз вносились поправки, причем наиболее поздние существенные изменения отражались в поправках, внесенных в 1988 г.⁵⁾ Под действие данного закона подпадают АЭС, другие ядерные установки и предприятия, а также подрядчики Министерства энергетики США, работающие в рамках ядерно-энергетических проектов. Указанный закон не предусматривает выплат за издержки, вызванные каким-либо ущербом для ядерного предприятия/установки, вызванным

аварией. В данной работе мы обращаем внимание на положения закона Прайса-Андерсона, связанные с АЭС.

Закон требует, чтобы держатели лицензий на эксплуатацию АЭС страховались на максимальную сумму страховки коммерческой ответственности, которые возможны на частном рынке по разумно обоснованной цене. В настоящее время это составляет 200 млн. долл. США на один энергоблок. Кроме того, держатели лицензий на эксплуатацию АЭС должны участвовать в эффективно действующих страховых объединениях. В случае ядерной аварии, издержки в рамках которой превосходят первую выплату по частной страховке, каждая АЭС должна уплатить 88 млн. долл.⁶⁾ для покрытия некоторых дополнительных издержек, общий объем которых в настоящее время определяется в сумме ~ 9,3 млрд долл. Условия получения как первой, так и второй выплаты по страховке носят «безотказный» характер, и такое получение не может быть оспорено в суде. Если издержки, связанные с ядерной аварией, превосходят сумму в 9,5 млрд. долл. США, то на владельцев АЭС не налагается дальнейших финансовых обязательств. С того момента, как закон Прайса-Андерсона вступил в силу по различным искам, все из которых были поданы со стороны «ядерных» страховых объединений, было выплачено 202 млн долл. США. Наиболее крупный единичный иск, сумма которого составила 70 млн долл., был подан в связи с аварией на АЭС Three Mile Island.

Возможно, наиболее противоречивым аспектом в настоящее время является предел в 9,5 млрд долл., налагаемый на размер гражданской ответственности держателя лицензии в случае аварии. Критики данного закона утверждают, что такое ограничение представляет собой значительную дотацию для ядерной энергетики. Оценки размеров этой дотации варьируются от 3,5 млн долл./год на одну АЭС до 30 млн долл./год на одну АЭС (в долл. 2001 г.). Критики закона Прайса-Андерсона часто ссылаются на результаты исследований, выполненных в 1990 г. экономистами Джефффри Дабином (Jeffrey Dubin) и Жоффреем Ротвэллом (Geoffrey Rothwell), согласно оценкам которых указанная дотация составляет около 30 млн долл./год на одну АЭС или свыше 3 млрд долл./год в расчете на всю ядерную энергетику.⁷⁾ Однако их расчеты содержат ряд ошибок, которые в настоящее время общепризнаны, исключая тех, для кого удобно придерживаться мнения о том, что закон Прайса-Андерсона предоставляет большую субсидию ядерной энергетики. Хэйес (Heyes) и Листон-Хэйес (Liston-Heyes) показали, что ошибки в первоначальных расчетах завышают уровень указанной «дотации» в 4-10 раз.⁸⁾ В более поздней статье Ротвэлла утверждается, что дальнейшие исправления могли бы снизить сумму этой дотации более, чем в миллион раз. Таким образом правильная сумма «дотации», следующая из соответствующего применения рассматриваемых методов, является крайне небольшой.

Существуют и другие аргументы относительно того, является ли закон Прайса-Андерсона дотационным для ядерной энергетики. В некотором смысле он дает такую дотацию, поскольку в настоящее время накладывает ограничение в 9,5 млрд долл. на обязательства по платежам в рамках частной гражданской ответственности со стороны держателей лицензий на эксплуатацию АЭС. Ущерб, превышающий 9,5 млрд долл., должен покрываться некоторой комбинацией затрат со стороны федеральных властей, властей штатов и местных органов власти, а также со стороны частных лиц и деловых кругов, потерпевших ущерб в результате данной аварии. Однако совершенно не очевидно, что это – правильный подход. Не существует каких-либо обязательств, накладываемых на деловые круги/коммерческие структуры, для покрытия всей суммы страховки от ущерба, нанесенного какой-либо аварией. Конечно, полная сумма страховки может быть совершенно невероятной. Если бы коммерческие структуры должны были нести ответственность за ущерб, превышающий ее выплаты по страховке, то любая корпорация эффективно ограничила бы такую свою ответственность, поскольку издержки от очень крупной аварии могут превышать финансовые ресурсы данной компании, и она будет добиваться защиты в рамках законов о банкротстве. Так, например, разрушение плотины

или взрыв нефтяного танкера могут привести к значительному ущербу, и размеры этого ущерба могут превысить как объем страховых выплат данной компании, так и стоимость всех активов данной компании. Принятые в США законы **не** требуют, в общем случае, от фирм нести какую-либо гражданскую страховую ответственность, и для компаний с ограниченной ответственностью устанавливается предел ущерба, который какая-либо компания должна оплачивать в случае аварии.

Если рассматривать ситуацию с этой точки зрения, то закон Прайса-Андерсона *требует* от держателей лицензий на эксплуатацию АЭС выплачивать значительные суммы в счет покрытия страховых выплат для обеспечения компенсаций со стороны государства в случае ядерной аварии. Эти суммы образуют второй уровень страховых выплат из коллективного фонда дополнительно к тому, что получается по страховке на частном рынке; такое страховое объединение возможно только вследствие того, что от всех держателей лицензий требуется участие в нем. Кроме того, предельная сумма выплат, равная 9,5 млрд долл., превышает стоимость всех капиталов многих компаний, эксплуатирующих АЭС. В отсутствие закона Прайса-Андерсона владельцы АЭС могли бы принять решение о заключении значительно меньших страховок, а также отказаться защищаться от банкротства в случае катастрофической аварии. В конечном счете, в случае катастрофической аварии структура закона Прайса-Андерсона позволяет значительно лучше покрыть расходы правительства и пострадавших сторон, нежели это было бы при его отсутствии.

Говоря так, мы не преследуем цели оценить сборы в пользу ядерной энергетики для формирования предполагаемой достаточной суммы третьего уровня страховых выплат. Согласно оценкам предполагаемые затраты составят не более, чем ~ 3 млн долл./год на один энергоблок.

Мы рекомендуем пять различных направлений для оказания содействия со стороны федерального правительства в области развития ядерной энергетики, а именно:

1. Гарантировать, что ядерная энергетика рассматривается на тех же основаниях, что и другие энерготехнологии, снижающие выбросы соединений углерода.
2. Предпринять шаги для снижения уровня неопределенности ядерного регулирования.
3. Предоставить частичную поддержку промышленным проектам, которые демонстрируют экономическую конкурентоспособность ядерной энергетики.
4. НИОКР в области ядерно-энергетических технологий.
5. Повторно ввести в действие закон Прайса-Андерсона о страховании на случай ядерной аварии.

Такой пакет правительственных мероприятий соответствует современному состоянию ядерной энергетики. Мы подчеркиваем, что в наши намерения не входит защита оказания государственной поддержки ядерной энергетики за счет других основных альтернативных технологий – возобновляемых источников энергии, сокращения выбросов соединений углерода, энергосбережения, которые также могут привести к сокращению выбросов парниковых газов. Безусловно, соответствующий пакет правительственных инициатив для каждой альтернативной технологии должен формироваться применительно к конкретному состоянию данной технологии. Для того, чтобы быть уверенным в том, что, по крайней мере, одно из направлений представляет собой экономически привлекательный вариант, федеральное правительство должно поддерживать программы по всем этим альтернативам.

ПРИМЕЧАНИЯ

1. В Гл. 5 мы моделировали это в виде налога на выбросы углекислого газа с тем, чтобы показать, каким образом альтернативные оценки стоимости выбросов соединений углерода могут влиять на относительную *общественную ценность* ядерной энергетики.
2. A.D. Ellerman, P.L. Joskow, and D.A. Harrison, *Emissions Trading in the United States*, Pew Center for Global Climate Change, May 2003.
(А.Д. Эллерман, П.Л. Йоскоу, Д.А. Харрисон, «*Торговля выбросами в США*», Исследовательский центр (Пью центр) глобальных климатических изменений, май 2003 г.).
3. Большие и достаточно неопределенные капитальные затраты на сооружение первого энергоблока определенного типа представляют собой основное препятствие для развития ядерной энергетики. Эта неопределенность является одной из особенностей затрат на создание энергоблока – «первопроходца». Простой пример иллюстрирует обоснованность правительственных действий. Предположим, что существует вероятность «р» того, что «мгновенные» затраты на сооружение первого энергоблока будут составлять 1500 долл./кВт (эл.), и вероятность «1-р» того, что «мгновенные» капитальные затраты на сооружение составляют 2500 долл./кВт (эл.). Предполагаемые капитальные затраты в расчете на один киловатт (эл.) установленной мощности составят $\$1500p + \$2500(1-p)$. Исходя из реалистической вероятности «р», инвестор, планирующий будущие капиталовложения, может прийти к выводу, что предполагаемые затраты на сооружение первого энергоблока слишком велики для того, чтобы оправдать проведение соответствующих работ. Если государство оплачивает часть разницы между двумя этими результатами (в данном случае 1000 долл./кВт(эл.)), то первый в серии энергоблок будет сооружен, и все будущие инвесторы получают преимущество, заключающееся в знании ответа на вопрос – либо затраты на сооружение энергоблока составляют 1500 долл./кВт(эл.) и тогда множество блоков будет построено в дальнейшем, либо затраты составляют 2500 долл./кВт(эл.) и другие блоки этого типа строиться не будут.
4. Можно утверждать, что поскольку во всем мире уже сооружено приблизительно 350 ГВт(эл.) ядерных электрогенерирующих мощностей, то затраты, определяемые строительством первого в своем роде энергоблока, более не требуются. Однако длительный перерыв в строительстве новых АЭС; выход из строя значительной части инфраструктуры, необходимой для возобновления строительных программ; отсутствие опыта работы с новыми лицензионными нормативами, а также планируемое использование новых конструкций ядерных реакторов и применение новых методов руководства строительными работами заставляют рассматривать будущую программу, как обладающую многими характеристиками совершенно новой программы. Ветровые электростанции сооружаются (и догадываются) уже в течение 25 лет и перспективы «движения вниз по кривой (определяющей соответствующие затраты) освоения» все еще продолжают использоваться для обоснования продолжения выделения субсидий и других важных льгот для сооружения ветровых электростанций.
5. Действие этого закона было продлено до 31 декабря 2003 г. согласно объединенному закону об ассигнованиях, утвержденному Конгрессом США и подписанному Президентом США в начале 2003 г. Вопрос о дальнейшем продлении действия закона Прайса-Андерсона включен в соответствующие законопроекты по энергетике Палаты представителей и Сената, находящиеся в настоящее время на рассмотрении в Конгрессе.
6. По состоянию на 2002 г. сумма этих обязательств индексируется в соответствии с темпами инфляции.
7. J.A. Dubin and G.S. Rothwell, “Subsidy to Nuclear Power Through Price-Anderson Liability Limit”, *Contemporary Policy Issues*, p. 3, 7 (1990).
(Дж.А. Дабин и Ж.С. Ротвэлл, «Субсидии для ядерной энергетики, получаемые с помощью закона Прайса-Андерсона об ограничении ответственности», журнал «*Проблемы современной политики*», стр. 3, № 7, 1990 г.).
8. A. Heyes and C. Liston-Heyes, “Subsidy for Nuclear Power Through the Price-Anderson Liability Limit”, *Contemporary Economic Policy*, January 1998, pp. 122-124.
(А. Хейес и К. Листон-Хейес, «Субсидии для ядерной энергетики, получаемые с помощью закона Прайса-Андерсона об ограничении ответственности», журнал «*Современная экономическая политика*», январь 1998 г., стр. 122-124).
9. Geoffrey Rothwell, “Further Comments on Subsidy to Nuclear Power through the Price Anderson Liability Limit”, mimeo, August 2001.
(Жоффрей Ротвэлл, «Дополнительные замечания по вопросу субсидий для ядерной энергетики, получаемых с помощью закона Прайса-Андерсона об ограничении ответственности», памятная записка, август 2001 г.).

Глава 11 – Рекомендации по вопросам безопасности, обращения с отходами и нераспространения

БЕЗОПАСНОСТЬ

В нашем исследовании не удалось рассмотреть каждый проблемный аспект с той тщательностью, которой он заслуживает. Одним из таких примеров является безопасность эксплуатации ядерных объектов. Здесь изложены взгляды нашей группы, которые представляются нам правильными, хотя они и не подкреплены надлежащим анализом. У нас есть четыре замечания относительно безопасности эксплуатации ядерных объектов:

- По вполне понятным причинам, после аварий на АЭС «Три-Майл-Айленд» и Чернобыль события, происходящие на реакторах, привлекают повышенное внимание общественности и государства. Однако, как и на других крупных промышленных предприятиях, риск для безопасности представляют все элементы ядерного топливного цикла, и эти факторы риска должны получить объективную количественную оценку, чтобы можно было установить стандарты в области проектирования, строительства и эксплуатации.
- Существует значительное число компетентных технических специалистов, которые считают, что можно создать такую технологию ядерных реакторов, при которой возможность тяжелых аварий на реакторах становится пренебрежимо малой. В качестве примера часто называют высокотемпературный газоохлаждаемый реактор HTGR, ссылаясь при этом на очень большую теплоемкость такой энергетической установки, а также на конструкцию топлива.
- Безопасность реакторов зависит от высокой культуры безопасности всех занятых в производстве, включая руководство.
- Подразумеваемый уровень риска серьезных ядерных аварий, в основе оценки которого лежат существующий мировой масштаб энергетики и число уже реализовавшихся серьезных аварий (2), составляет 1 аварию на 10^4 реакторо-лет эксплуатации. Если ядерной энергетике суждено вырасти к середине века до уровня, указанного в нашем сценарии общемирового развития, и если предположить, что отношение общественности к ядерным авариям не изменится, то обязательный уровень безопасности должен постепенно повыситься примерно на порядок величины до 1 аварии на 10^5 реакторо-лет. Считается, что применительно к усовершенствованным легководным реакторам эта задача решена.
- Мы уделили определенное время, но не пришли к конкретным выводам относительно режима нормативного регулирования, который обеспечивал бы наилучшие стимулы для безопасной эксплуатации ядерных объектов. Режим, установленный Комиссией США по ядерному регулированию (NRC), основан на директивном регулировании в сочетании с контролем и обеспечением выполнения правил, осуществляемыми независимой регулирующей комиссией, действующей в соответствии со строгими процедурными нормами. Кроме того, NRC предложено заниматься не только вопросами безопасности, но также, например, проблемами распространения ядерного оружия и нарушения антимонопольного законодательства. Это не единственная модель нормативного регулирования, которую можно себе представить. Так, Агентство по охране окружающей среды и Федеральное управление гражданской авиации имеют собственные, очень разные подходы к регулированию.

Наряду с техническими критериями безопасности процедуры NRC обеспечивают очень важную возможность общественного участия в процессе принятия решений относительно эксплуатации атомных станций. В случае изменения процесса регулирования лица, желающие иметь право голоса при принятии решений, все равно не отступятся. Они потребуют, причем на законных основаниях, чтобы им предоставили другую возможность высказать свои взгляды. Таким образом, изменение правил, по которым принимаются

касающиеся безопасности решения, не должно использоваться в качестве средства подавления законных прав на выражение различных мнений относительно экономических преимуществ и недостатков ядерной энергетики.

Сказанное выше можно подытожить следующим образом: в случае переустройства режима регулирования ядерной безопасности необходимо ориентироваться на две отдельные и важные проблемы, каковыми являются обеспечение безопасности и возможность общественного участия.

Наша рекомендация: *В рамках краткосрочной программы НИОКР правительство должно обеспечить более полное развитие технических средств для анализа влияния предприятий топливного цикла на здоровье людей, а также состояния их безопасности за весь срок службы и сосредоточить разработку реакторов на тех вариантах, которые позволяют повысить уровень безопасности и могут быть практически реализованы в течение двух десятков лет.* Для этих целей мы предлагаем выделить сумму в 50 млн. долларов в год.

ОБРАЩЕНИЕ С ОТХОДАМИ

Обращение с высокоактивными отходами и их удаление по-прежнему остаются одним из главных препятствий для развития ядерной энергетики во всем мире. Мы согласны с выводами многих независимых экспертиз, в соответствии с которыми захоронение в геологические формации может обеспечить надежную изоляцию отходов от биосферы на период, пока они представляют значительный риск. Однако успешная реализация этого подхода пока еще не была продемонстрирована на практике. В течение ближайших 10-20 лет можно ожидать пуска в эксплуатацию одного или двух полномасштабных хранилищ для высокоактивных отходов в США или другой стране. Однако общественная оппозиция будет оставаться основным препятствием для размещения таких могильников во многих странах, и продвижение к созданию действующих хранилищ будет медленным.

В последние пятнадцать лет научно-технические работы по программе США в области обращения с высокоактивными отходами почти исключительно были направлены на исследование и освоение площадки Юкка Маунтейн. Эта концентрация усилий сохранится и в ближайшие несколько лет, пока будет происходить наращивание темпов проектных работ и лицензионной деятельности. Успешный ввод и эксплуатация хранилища в Юкка Маунтейн могут стать значительным шагом в направлении надежного захоронения ядерных отходов. Однако американской программе в области ядерных отходов необходима более широкая постановка задач, с тем чтобы создать основу для возможного развития ядерной энергетики как в США, так и в других странах.

Представленная нами в Главе 7 оценка перспективных технических стратегий в области обращения с отходами и их удаления позволяет сделать следующие основные выводы:

- Замена существующего узкоспециального подхода к хранению отработавшего топлива четкой стратегией хранения ОЯТ в течение нескольких десятков лет перед переработкой и/или геологическим захоронением позволит увеличить гибкость и надежность системы обращения с отходами и в случае ее реализации в международном масштабе может дать существенный эффект для нераспространения ядерного оружия.
- Мы считаем невозможным убедительно доказать, исходя только из соображений обращения с отходами, что современные схемы топливного цикла с разделением и трансмутацией отходов сулят отдаленные выгоды, которые могут перевесить соответствующие риски и затраты ближайшего будущего.

Мы признаем, что будущие технологические разработки могут изменить соотношение затрат, рисков и выгод. Но для того, чтобы мы могли изменить наш основной вывод, необходимо не только, чтобы ожидаемые долговременные риски от захоронения в геологических формациях были значительно выше современных оценок риска, но и чтобы дополнительные издержки и краткосрочные риски для безопасности и окружающей среды были намного ниже по сравнению с тем, что в настоящее время ожидается и подсказано опытом.

□ Потенциально возможны технические преобразования в концепциях обращения с отходами в открытом топливном цикле, которые могли бы принести, по крайней мере, не меньшие выгоды, чем те, о которых заявляют разработчики перспективных циклов с разделением и трансмутацией отходов, причем с меньшими краткосрочными рисками и более низкими затратами на разработку и развертывание.

В свете этих выводов мы полагаем, что следующие действия могли бы принести пользу современным работам в области обращения с отходами и помогли бы заложить основу для возможного будущего расширения ядерной энергетики. *Во-первых, Министерство энергетики США должно расширить рамки своих задач, сосредоточенных в настоящее время на площадке Юкка Маунтен, приняв сбалансированную долгосрочную программу НИОКР в области обращения с отходами.* В этой программе должны быть поставлены такие широкие цели как проведение исследований и разработка технологий обращения с отходами и их удаления, которые обеспечат повышение эффективности в ближайшей и/или отдаленной перспективе. Программа должна охватывать сбалансированный набор технологий, включая как наращиваемые усовершенствования в традиционных методах, так и более радикальные новшества. *Программа должна включать в себя определение характеристик и изучение альтернативных технических барьеров, геохимических и гидрологических условий размещения могильников, а также альтернатив самой концепции таких хранилищ.*

Помимо хранилищ в горных выработках есть и другие варианты, среди которых подход с захоронением отходов в глубоких скважинах отличается возможностью существенного снижения уже и так небольшого долгосрочного риска радиоактивного облучения, а также наличием значительной программы исследований и разработок, направленных на обоснование в пределах десяти лет эксплуатационных возможностей, безопасности и соответствия нормативам. По этой программе должны быть исследованы методы детального определения характеристик площадки на глубине, механизмы возможного выноса радионуклидов на поверхность, альтернативные подходы к контролю и извлечению размещенных материалов, способы заделки и герметизации, критерии пригодности площадки, а также общая оптимизация системы. Необходимо также, чтобы регулирующие и устанавливающие нормативы органы провели параллельные исследования.

Программа НИОКР Министерства энергетики по высокоактивным отходам должна быть организационно отделена от практической деятельности по обращению с отходами. Четкое организационное разделение требуется для противодействия возможным нажимам с целью сужения рамок программы НИОКР. Для успешного осуществления программы необходим также стабильный источник финансирования.

Плата за обращение с отходами в размере одной десятой цента на киловатт-час должна быть пересмотрена с целью создания у производящих отходы и других предприятий экономических стимулов для разработки и внедрения технологий,

снижающих риски и/или затраты на удаление отходов при обеспечении финансовой жизнеспособности всей программы обращения с отходами.

Система обращения с отходами должна быть разработана с учетом промежуточного хранения отходов в течение многих десятилетий как неотъемлемой части ее структуры. В США и в международном масштабе должна быть создана сеть объектов для централизованного хранения отработавшего топлива в течение нескольких десятилетий.

США должны активно стремиться к улучшению международного согласования норм и правил по транспортировке, хранению и удалению отходов.

РАСПРОСТРАНЕНИЕ ЯДЕРНОГО ОРУЖИЯ

Проблемы нераспространения, связанные со сценарием мирового развития отрасли, рассмотренным в Главе 8, требуют международной реакции, которая должна:

- усилить организационные основы режима гарантий в качестве подготовки к этапу увеличения масштаба действия ядерной энергетики и
- направить разработку ядерных топливных циклов, ориентируясь на достижение общих целей в области нераспространения.

Укрепление международных норм обеспечения сохранности делящихся материалов топливного цикла и контроля за объектами

Действуя в системе ООН, МАГАТЭ является главной организацией по обеспечению режима международных гарантий в странах, подписавших Договор о нераспространении ядерного оружия. Оно также призвано способствовать развитию мирного использования ядерной энергии. МАГАТЭ выстроило фундамент двусторонних соглашений о гарантиях, которые фактически обеспечивают компромисс между государственным суверенитетом и определенной открытостью с точки зрения представления информации и контроля за работой предприятий топливного цикла в интересах соблюдения международного режима, уменьшающего угрозу распространения ядерного оружия и обеспечивающего доступ к гражданским ядерным технологиям. Для укрепления этого режима необходимо предпринять ряд шагов.

1. *МАГАТЭ должно максимально сосредоточить усилия на безопасности и гарантиях, имея для этого уникальные возможности благодаря своим двусторонним соглашениям и принадлежности к системе ООН. Это соответствует принципу разделения регулирующих/охранных функций и развития ядерной энергетики, практикуемому в США и многих других странах. Должен быть ускорен уже начатый процесс повышения уровня физической защиты.*

Ресурсы для осуществления контроля должны выделяться на основе оценки риска, а промышленно развитые страны должны увеличить свою финансовую поддержку для реализации гарантий.

Совет Безопасности ООН должен разработать руководства по многосторонним санкциям на случай серьезных нарушений соглашений о гарантиях.

2. *МАГАТЭ необходимы полномочия для проведения инспекций на объектах помимо заявленных на основании информации, выявленной самим Агентством или полученной из других источников. Ограничение инспекций только заявленными объектами подрывает*

доверие к сценарию мирового развития отрасли. Таким образом необходимо, чтобы Дополнительный Протокол МАГАТЭ проводился в жизнь равным образом во всех неядерных странах.

3. *Больше внимания должно быть уделено риску распространения ядерного оружия, связанному с началом топливного цикла.* Мы особо выделяли конец топливного цикла в качестве потенциального источника оружейного плутония, однако заслуживает внимания и начальный его отрезок, особенно в связи с незаявленными объектами. Секретные программы обогащения урана, аналогичные появившимся в Ираке, Иране, Северной Корее и других странах, могут представлять собой серьезную и постоянно растущую угрозу. В некоторых случаях неэкономичные технологии могут использоваться для обогащения в масштабе отдельных партий, достаточного для производства ВОУ для небольшого количества ядерного оружия.

Для обогащения в промышленном масштабе экономические соображения диктуют выбор центрифуг. В прошлом проектные данные по центрифугам должным образом не контролировались, но дальнейшее распространение этой технологии должно отслеживаться, и на передачу специализированных материалов и комплектующих изделий, применяемых в производстве центрифуг, должны быть наложены ограничения. Это оказалось трудным. С точки зрения нераспространения существуют также риски, связанные как со старыми технологиями (газодиффузионный процесс, электромагнитные сепараторы), нашедшими достаточно широкое применение, так и с более новыми (лазерное разделение, химический обмен), освоенными пока в масштабах лабораторного или опытного производства. Некоторые из этих технологий имеют слишком маленькую зону действия, чтобы их можно было обнаружить, отслеживать и контролировать, и при этом могут использоваться многие все шире распространяющиеся технологии двойного назначения.

Совместные усилия должны быть направлены на оценку технологий разделения изотопов, разработку соответствующих механизмов контроля и информационный обмен с МАГАТЭ. Особенно США и другие индустриальные страны должны ужесточить режимы сбора информации и экспортного контроля по отношению к технологиям разделения изотопов.

4. Система гарантий МАГАТЭ должна сменить подходы, перейдя от учета/информирования и периодического контроля к непрерывному наблюдению/сдерживанию/физической защите. Это имеет важнейшее значение для предприятий топливного цикла с использованием смешанного оксидного топлива и технологии ПУРЕКС. Например, перерабатывающий завод (Роккашо), строительство которого завершается в Японии, будет перерабатывать ежегодно 800 тонн материала с выделением плутония в таких количествах, при которых неточности учета могут легко превысить значимый объем в 8 кг. Проектирование предприятия и технологии должно включать в себя и эффективную систему гарантий с оперативной системой контроля и связи. Эффективность этой системы должна определяться путем моделирования технологических цепочек. Такая парадигма гарантий значительно шире системы, практикуемой в настоящее время Агентством, включая требование о широком обмене информацией.

Приведенный выше пример демонстрирует значимость дополнительных мер для охраны топливного цикла. Безопасная транспортировка выделенного плутония от мест разделения до заводов по изготовлению топлива является проблемой для всех стран, независимо от маршрута транспортировки. Угрозы в связи с растущими возможностями

террористических и преступных организаций международного масштаба должны найти свой способ учета в проектных основах (пока это только рекомендуется Агентством). Следует наделить законным статусом и включить в мандат МАГАТЭ расширенный набор стандартов по физической защите, связанных с инспекциями.

Необходимо согласовать расположение предприятий, чтобы исключить уязвимые каналы транспортировки, а также чтобы свести к минимуму объемы выделенного плутония, необходимого для работы топливного цикла. Следует признать, что накопленный плутоний в объеме 200 тонн является существенным недостатком современной работы топливного цикла, и сведение к минимуму рабочих запасов должно стать ближайшим приоритетом, в том числе и в ядерных странах.

Находясь под международным контролем, комплексные предприятия топливного цикла могут обеспечить возможность реализации функций надзора/сдерживания/физической защиты, и их создание должно поощряться по мере целесообразности. На ближайшую перспективу должна быть поставлена цель создания международных хранилищ отработавшего топлива с исключением переработки по крайней до тех пор, пока не будет окончательного решения по утилизации. В более отдаленной перспективе именно в находящихся под международным контролем центрах мог быть осуществлен рецикл актиноидов, если это окажется перспективным.

С помощью аналитических, научно-исследовательских и опытно-конструкторских (НИОКР) и демонстрационных работ (Д) в области топливного цикла должны быть определены и изучены меры по сведению к минимуму риска распространения ядерного оружия.

В нашем сценарии мирового развития предусматривается использование открытого топливного цикла по крайней мере до середины века с возможным внедрением замкнутых топливных циклов в дальнейшем, но только при условии демонстрации существенных улучшений в подобной схеме. Главным основанием для такого вывода является явное экономическое преимущество открытого топливного цикла в дополнение к такой важной характеристике как обеспечение нераспространения.

Цикл с использованием смешанного оксидного топлива и технологии PUREX остается крайне слабым вариантом вследствие больших затрат, производства выделяемого оружейного плутония в условиях нормальной эксплуатации, незначительности преимуществ по продлению имеющихся запасов урана (по крайней мере на пятьдесят лет) и в обращении с отходами. Тем не менее, в последние четверть века к такому топливному циклу обратились несколько стран. Таким образом разработка перспективных топливных циклов будет по-прежнему представлять интерес для целого ряда стран и останется предметом обсуждений в рамках международного сотрудничества.

В программе НИОКР и Д, рассматриваемой в Главе 12, учитывается необходимость снижения риска распространения на всех этапах роста и развития ядерной энергетики в мире. Международные научные исследования и анализ в области перспективных топливных циклов должны сосредоточиться только на тех технологических направлениях, при которых в ходе эксплуатации не производятся материалы, пригодные для производства оружия (например, за счет того, что с рециклируемым плутонием остается какое-то количество урана, продуктов деления и/или минорных актиноидов, что может обеспечить очень высокое выгорание, ухудшающее, в свою очередь, изотопный состав плутония с точки зрения его оружейного применения).

Существуют перспективные комбинации реактора, типа топлива и технологии разделения, удовлетворяющие этим условиям, которые в случае принятия строгих организационных мер могут обеспечить намного лучшее соответствие принципу нераспространения, чем топливный цикл на основе смешанного оксидного топлива с использованием технологии PUREX, а, возможно, и приблизиться в этом отношении к открытому циклу. В этой связи вариант со смешанным оксидным топливом следует рассматривать как технологическое направление, не ведущее к искомым топливным циклам и таким образом не являющееся центральным для дальнейшей разработки и развертывания.

Соединенные Штаты находятся пока на относительно ранней стадии международного сотрудничества по проекту реакторов четвертого поколения Generation IV Forum, формируя программу исследований и разработок в области усовершенствованных реакторов, куда, возможно, в дальнейшем будут включены и топливные циклы. Связанные с проблемами нераспространения подразделения Министерства энергетики, Госдепартамента и Совета государственной безопасности, наряду с Управлением по ядерной энергии, науке и технике, должны играть значительно более активную роль в определении целей американского участия и руководящей деятельности по проекту «Generation IV» и особенно в международных работах по созданию усовершенствованных топливных циклов. Следует подчеркнуть, что такие совместные исследования и разработки могут, хотя и неумышленно, способствовать распространению ядерного оружия путем передачи технологий и создания новой ядерной инфраструктуры.

Сделанные рекомендации в области нераспространения отражают существенные изменения в способах «ведения дел» в условиях режима нераспространения. В основе системы ДНЯО / Программы использования атомной энергии в мирных целях (Atoms for Peace) и структуры Договора лежит принцип предоставления всем странам права пользоваться благами, связанными с производством электроэнергии на АЭС, и поддерживать развитие ядерных технологий при условии соблюдения соглашений о гарантиях МАГАТЭ для исключения риска создания таких предприятий топливного цикла (как по обогащению, так и по переработке), на которых могут производиться материалы, пригодные для оружейного применения. Коммерческие ядерные реакторы по своей сути не представляют угрозы с точки зрения распространения ядерного оружия.

Мы предлагаем новый подход, при котором сохраняется та же система и который опирается на техническую оценку риска, но при этом лишен политической дискриминации. Центральным принципом этого подхода является отнесение стран к категории «обладающих привилегией» эксплуатации ядерных реакторов или «имеющих освоенный топливный цикл». Такие «привилегированные страны» будут эксплуатировать ядерные реакторы в соответствии с собственными экономическими решениями относительно доли АЭС в структуре энергетики, при международной поддержке в области строительства реакторов, обучения эксплуатационного персонала и технической помощи, обеспечения кампании реакторов свежим топливом и удаления отработавшего топлива. «Привилегированные» страны не будут иметь право на помощь по топливному циклу (обогащение, изготовление топлива, переработка). Таким образом, они будут представлять небольшой риск с точки зрения нераспространения и в то же время получают ряд преимуществ, а именно: отсутствие принудительных гарантий и инспекций, освобождение от затрат на развитие дорогостоящей инфраструктуры топливного цикла и устранение проблем обращения с отработавшим ядерным топливом и отходами. Такой подход может быть осуществлен в рамках нашего сценария мирового развития: например, в сбалансированной системе с использованием быстрых реакторов/ замкнутого топливного цикла, рассматриваемой в Главе 4, 55 % реакторов являются тепловыми реакторами с открытым циклом, пригодными для развертывания в «привилегированных» странах, отработавшее топливо которых направляется на разделение и трансмутацию в

«страны с освоенным топливным циклом». В то же время последние будут подчиняться новым требованиям о гарантиях и обеспечении физической безопасности, аналогичным тем, что были рекомендованы выше. Страны обеих категорий будут обязаны соблюдать Дополнительный Протокол в части, касающейся незаявленных объектов. Такой подход с учетом технологий и рисков отвечает духу Статьи IV ДНЯО и сулит значительные выгоды странам, которые ограничат свою ядерную деятельность, но при этом будут пользоваться благами ядерной энергетики. Кроме того, в рамках Совета Безопасности ООН будет установлен режим строгих санкций за нарушение режима нераспространения, а на страны, пожелавшие остаться вне этой системы, будут наложены еще более строгие ограничения.

Очевидно, что потребуются много лет, чтобы подробно сформулировать и согласовать этот подход, основанный на оценке риска. Сами связанные с ним трудности – усиление режима гарантий, международная система обращения с отработавшим топливом, строгие санкции – только подчеркивают его значение с точки зрения сценария мирового развития отрасли. Этот новый подход легче всего развивать, пока преобладает открытый топливный цикл и не произошло значительного роста мощности и расширения географии ядерной энергетики.

Укрепление режима нераспространения является необходимым условием существенного увеличения масштаба ядерной энергетики во всем мире. *Мы рекомендуем правительству США активно проводить в жизнь описанный выше подход к укреплению режима нераспространения, основанный на технической оценке риска.*

ПРИМЕЧАНИЕ

1. Многие из этих составляющих (снабжение свежим топливом, возврат отработавшего топлива, помощь в строительстве реакторов, Дополнительный Протокол) активно обсуждались в последние годы Соединенными Штатами и Россией как средство разрешения существующих противоречий в связи с российско-иранским сотрудничеством в ядерной области.

Глава 12 – Рекомендуемая программа аналитических, научно-исследовательских, опытно-конструкторских и демонстрационных работ

Правительственная программа НИОКР должна поддерживать деятельность в области технологий, что необходимо в рамках сценария глобального роста ядерной энергетики. НИОКР должны включать в себя различную деятельность, сопоставляющую риск ошибки при достижении желаемых технических усовершенствований и время, в течение которого реализуются такие технические усовершенствования. Соответственно, *самый высокий приоритет работ по топливному циклу – НИОКР, достойных финансирования, определяется усилиями, которые необходимы как по техническим причинам, так и причинам общественной приемлемости, широкое использование открытого, однократного топливного цикла.*

Мы считаем приоритетными две задачи, которые на сегодняшний день не учтены в программе Министерства энергетики США:

Во-первых, мы считаем необходимым реализацию программы оценки мировых урановых ресурсов, включающей в себя проведение геологической разведки, преследуя цель с более высокой долей надежности определить мировую базу урановых ресурсов. Наш сценарий глобального роста развития и технологический план основываются на предположении о доступности природной урановой руды по разумным ценам, что обеспечит реализацию открытого цикла, как минимум, до конца столетия. Мы предлагаем ежегодно выделять для этих целей 50 миллионов долларов США.

Во-вторых, в процессе наших исследований мы столкнулись с фактом отсутствия моделей и вообще моделирования, позволяющего провести количественный сравнительный анализ выбора типов реакторов и топливных циклов. Имеющийся анализ основан на целевых проектах и не включает в себя информацию относительно стоимости и эксплуатационных характеристик реальных ядерных установок. Такое моделирование и анализ (с учетом широкого диапазона сценариев) будут полезны как отрасли и инвесторам, так и международным экспертам, ведущим обсуждение необходимости различных схем топливного цикла. Каждая промышленная отрасль в Соединенных Штатах разрабатывает базовые аналитические модели и средства, (например, сводные таблицы), позволяющие фирмам, инвесторам, организациям, определяющим общую политику, а также регулирующим органам понять, как изменения параметров процесса влияют на функциональные характеристики и стоимость реализации такого процесса. Изменения одной характеристики проекта с целью, например, повышения безопасности могут повлиять на прочие аспекты проекта, общее функционирование системы и затраты на эксплуатацию. Так, в промышленных отраслях США, например, в отрасли химической переработки и промышленного авиастроения, разработаны комплексные аналитические модели, основывающиеся на обширной конструкторской и экономической информации, с целью оценки альтернативных мероприятий. По нашему мнению, программа НИОКР Министерства энергетики фокусируется на предоставлении информации о протекании одного определенного процесса, сформированного одним каким-либо способом. Поскольку результатом выполнения данной программы является получение определенного знания, она не предусматривает перенос информации на новые соответствующие ситуации и, таким образом не обеспечивает базы для накопления информации о влиянии изменений при эксплуатации станций и иных составляющих топливного цикла на характеристики затрат, безопасности, отходов и нераспространения.

Мы считаем, Министерству энергетики, возможно, в сотрудничестве с другими странами, необходимо начать реализацию *крупного проекта, направленного на моделирование и анализ промышленных систем ядерной энергетики*. Очевидно, что модели и анализ должны будут базироваться на реальных конструкторских данных (в максимально возможной степени) и практическом опыте. Проект должен обеспечить оценку концепций реакторов и топливных циклов, а также получение проектных данных относительно принципиальных технологических вопросов, связанных с проектными характеристиками данных концепций. Такой проект является технически чрезвычайно сложным; на его успешное выполнение потребуются многие годы и значительный объем ресурсов. Для обеспечения согласованности действий проект должен иметь единую программу и нескольких исполнителей, что необходимо для обеспечения наличия различных идей и опыта. Проект *не* должен выполняться одной лабораторией Министерства энергетики или распределен (в равных долях) между всеми заинтересованными лабораториями Министерства энергетики. Мы считаем, что для выполнения этой цели ежегодно, в течение десяти лет, должно выделяться 100 миллионов долларов США.

По нашему мнению, развитие передовых технологий ядерной энергетики – как в области разработки усовершенствованных реакторов¹, так и в области разработки усовершенствованных топливных циклов² – должно использовать результаты «*Проекта моделирования ядерных систем*», предложенного нами (за исключением усовершенствованных LWR или НИОКР по HTGR, как обсуждается ниже). Из результатов нашего анализа видно, что мы имеем достаточно времени для выполнения необходимого технического и экономического анализа до того, как будет начата реализация комплексных программ развития даже в случае, если на выполнение проекта уйдет десятилетие. *Научно-исследовательская и демонстрационная* программа по усовершенствованным топливным циклам и усовершенствованным реакторам просто не обоснована с точки зрения затрат, безопасности, сравнения свойств отходов замкнутого и открытого циклов, а также риска распространения. Поскольку развертывание новейших альтернатив будет реализовано не скоро, в течение длительного времени работы должны быть сконцентрированы только на аналитической деятельности и базовых изысканиях, но не на разработках и демонстрационной деятельности. Высокозатратные разработки проектов, далеких от появления реальных возможностей развертывания, могут негативно сказаться как на оптимизации технологий, так и на реализации сценария глобального роста темпов развития.

С другой стороны, мы - за неспешную лабораторную научно-исследовательскую и аналитическую деятельность, направленную на разработку *новых* методов разделения, с целью получения новых знаний относительно методов разделения, являющихся менее затратными и благоприятствующими политике нераспространения. Со времен открытия процессов PUREX и пирометаллургической переработки (а со времени их открытия прошло уже несколько десятилетий) с целями, совершенно далекими от ядерной энергетики, а именно: получение материала, пригодного для целей вооружения, и повторная переработка металлического топлива, Соединенные Штаты практически не вели изысканий по поиску их альтернатив. При этом необходимо отметить существование достаточно скептического мнения даже в отношении указанного «неспешного» подхода, поскольку некоторые видят, что *любая* работа в США в области повторной переработки является сигналом для других наций, получающих неверное впечатление о нашем отношении к риску, связанному с распространением в ситуации с повторной переработкой. Также нельзя пренебречь обеспокоенностью тем, что Министерство энергетики перейдет от анализа и исследований к разработкам до того, как для таких действий будет разработана техническая база. Мы предлагаем, чтобы такая программа

разворачивалась постепенно – лишь (приблизительно) через пять лет ежегодные затраты на нее могут достичь 10 миллионов долларов США.

Проектные работы в области изысканий и анализа должны сконцентрироваться на обеспечении низких затрат, безопасности и таких технологических схем, которые не предусматривают производство материала, пригодного для использования в области вооружения (например, оставляя в переработанном плутонии некоторую часть урана, продуктов деления и/или младших актинидов, что, в свою очередь, может обеспечить достаточно высокий показатель выгорания). Существуют современные концепции замкнутого топливного цикла, сочетающие такой тип реактора, форму топлива и технологию разделения, которые удовлетворяют указанным выше условиям и при соответствующих институциональных договоренностях могут обеспечить то же решение проблемы нераспространения, что и в открытом топливном цикле.

В-третьих, параллельно реализации проекта моделирования ядерных систем, Министерство энергетики должно поддержать НИОКР по усовершенствованным LWR и разработку HTGR, которые будут использовать открытый топливный цикл. Легководный реактор станет основным типом реактора середины столетия. Министерство энергетики должно ориентироваться на деятельность, связанную с сокращением капитальных и эксплуатационных затрат на НИОКР для LWR, а также обеспечение более высокого показателя выгорания и соответствие последним стандартам по безопасности. По нашему мнению, реализация данной программы должна начинаться с ежегодной суммы в 50 миллионов долларов США.

HTGR имеет определенный потенциал исключительных характеристик безопасности, и по причине своей высокой эффективности по сравнению с LWR потребует меньшего количества урана и произведет меньшее количество продуктов деления и актинидов, по сравнению с прочими тепловыми реакторами, которые вырабатывают тот же самый объем электроэнергии. Кроме того, для HTGR характерны высокая степень соответствия в стратегии нераспространения по причине более сложной переработки его топливных элементов, хотя сегодня это вызывает некоторые вопросы. Модульный характер HTGR (при проектах АЭС в диапазоне электрической мощности от 110 до 300 МВт) может представлять собой значительное преимущество для развертывания, особенно – для развивающихся стран, использующих однократный топливный цикл. Однако эксплуатационный опыт, связанный с АЭС с HTGR: АЭС «Пич-Боттом», АЭС «Форт Сент-Врэйн» и АЭС Германии, - неоднозначен, и кроме того надежный базис для оценки экономики АЭС с HTGR, который может быть соотнесен с LWR, отсутствует.

По нашему мнению, наличие потенциальных преимуществ HTGR подтверждает необходимость поддержки Министерством энергетики изыскательской и ограниченной исследовательской деятельности, например, измерений и исследований характеристик топливного режима, а также подтверждения функциональных характеристик составляющих преобразования энергии газового теплоносителя, и создания для этой цели программы НИОКР с бюджетом порядка 30 миллионов долларов США. Основной целью должно быть достижение такой стадии работ, которая позволит продемонстрировать потенциал HTGR стать крупнейшим производителем электроэнергии в рамках сценария глобального роста. Опыт показывает: демонстрационная станция, построенная Министерством энергетики на базе HTGR, не обеспечит определение (с высокой степенью вероятности) цены электроэнергии, что так необходимо для инвесторов. Если последующие НИОКР установят привлекательность использования HTGR для производства электроэнергии, то скорее всего более эффективной будет поддержка

«пионера» частного сектора. Определение затрат на строительство и эксплуатацию HTGR с целью производства электроэнергии – важный этап оценки его конкурентоспособности.

Министерство энергетики рассматривает возможность использования газоохлаждаемого реактора при очень высоких температурах для производства водорода путем термического разложения воды. Переход на очень высокие температуры приведет к необходимости еще большего объема НИОКР. Что касается производства водорода, то наибольшая неопределенность в этой области связана с химическим процессом термического разложения воды в промышленных масштабах, но не с производством высокотемпературного пара независимо от источника (газоохлаждаемый реактор на очень высоких температурах или любой другой источник).

Четвертая область, требующая обширной и переориентированной программы НИОКР и Д, - организация сбора и удаления отходов. Как мы уже подчеркивали, в течение нескольких последних лет программа Министерства энергетики по утилизации отходов была ориентирована исключительно на проект хранилища «Юкка Маунтин». Как результат, большой объем аналитических работ и НИОКР, необходимых для реализации сценария на период до середины столетия, выполнен не был. Как уже отмечалось в Главе 11, Министерство энергетики должно расширить диапазон НИОКР в области утилизации отходов; в противном случае возникнут трудности с обоснованием решений Министерства по выбору площадок для захоронения отходов. Необходима реализация нескольких важных программ. Необходимо определение видов отходов и инженерных барьеров, а также последующие усовершенствования и испытания систем предложенных барьеров. По нашему мнению, необходима активная проработка вопроса захоронения в скважинах большой глубины, что может стать альтернативой захоронению в геологических формациях. Ориентация на использование централизованных хранилищ отработавшего топлива потребует проектно-конструкторских и исследовательских работ, связанных с контейнерами, конструкцией установки и транспортировкой.

В рамках упомянутой программы НИОКР и Д возможно международное сотрудничество в области безопасности и отходов, а также в рамках Проекта моделирования ядерных систем. Возможным направлением работ может стать разработка, развертывание и эксплуатация системы защиты, контроля и учета ядерных материалов. Сотрудничество по вопросам исследований в области топливного цикла – более «чувствительный» вопрос, поскольку, как мы уже подчеркивали, топливный цикл «PUREX/MOX», в настоящее время разрабатываемый во Франции, России и Японии, на наш взгляд, технологически *не* может в будущем обеспечить формирование желательного замкнутого топливного цикла. Таким образом, международное сотрудничество в этой области требует создания новой международной организации, занимающейся совместными изысканиями, а также разрабатывающей и обеспечивающей жесткость правил участия в данной деятельности. На сегодняшний день для выполнения этой задачи подходящей международной организации не существует. Возможным решением может стать привлечение такой организации, как G-8 («большая восьмерка»), в качестве руководящего органа. Данной организацией уже создана рамочная структура, занимающаяся вопросом безопасности ядерных материалов: “G-8 Global Partnership Against the Spread of Weapons and Materials of Mass Destruction” («Всемирное сотрудничество в области нераспространения вооружения и средств массового поражения»), созданная на саммите в Канаде в 2002 г.

Рекомендуемая программа кратко описана в Таблице 12.1 с указанием бюджетного предложения по каждой категории.

Таблица 12.1.

Приоритетность составляющих рекомендуемой программы аналитических, научно-исследовательских, опытно-конструкторских и демонстрационных работ

A	B	C	D	E	F				
ВРЕМЯ ВЫПОЛНЕНИЯ НИОКР						Следующие 5 лет	5-10 лет	Более длительный период – возможно свыше 10 лет	Увеличение годового бюджета, млн долл. США 0-5 лет/5-10 лет
1						Оценка мировых запасов урановой руды		Нетрадиционная регенерация урана	50/0
2*						Проект моделирования и анализа топливного цикла			100/100
3*						Определение видов инженерных барьеров/отходов	Разработка инженерно-технических барьеров		50/100
4						Захоронение в скважинах большой глубины			50/?
5*							Централизованное хранение отработавшего топлива/высокоактивных отходов		10/50
6						Реактор открытого, цикла с более низкими капитальными затратами	Топливо теплового реактора с высоким показателем выгорания	Реактор, характеризующийся нечастыми перегрузками	50/100
7							Разработка реактора типа HTGR		30/30
8						Анализ безопасности LWR и топливного цикла	Снижение риска в области безопасности LWR и топливного цикла		50/50
9							Анализ и исследования в области новых методов разделения	Пересмотр необходимости в опытных станциях	10/40
10								Пересмотр необходимости в разработке быстрых реакторов	-
11*						Система защиты, контроля и учета материалов мирового масштаба	Системы контейнента, контроля и физической защиты		50/50

Обозначения: **A**-РЕКОМЕНДАЦИЯ; Направление исследований: **B**-ЭКОНОМИКА; **C**-РАСПРОСТРАНЕНИЕ; **D**-СБОР И УДАЛЕНИЕ ОТХОДОВ; **E**-БЕЗОПАСНОСТЬ; **F**-РЕСУРСНАЯ БАЗА

* Указывает на особое международное значение

♦ Может быть начато на более раннем этапе

+ Разработки по проекту начинаются после выпуска проекта по моделированию топливного цикла

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Разумеется, изучение концепций реакторов четвертого поколения будет являться частью предлагаемого проекта по выполнению оценки. При этом правительственная поддержка должна быть предоставлена не ранее завершения проекта.
2. Инициатива Министерства энергетики США в области модернизированных топливных циклов предусматривает разработку (уже сегодня) двух опытных установок по разделению: UREX (производное от PUREX) и PYROX (электрометаллургический метод) производительностью порядка 20 т/год. Работы проводятся с целью принятия к 2007 году решения о строительстве установки производительностью 2000 т/год, чей ввод в эксплуатацию запланирован на 2015 г. Мы не согласны с допущениями, на которых базируется данная программа; в частности, до того, как будет закрыто переполненное хранилище отходов «Юкка Маунтейн», необходимо формирование подхода к вопросу разделения и трансмутации; кроме того, модернизированная схема топливного цикла более приемлема с политической точки зрения, несмотря на ее более высокую стоимость, отсутствие обоснования уровня безопасности и свойств топлива, а также риск распространения.
3. Существует большое количество концепций реактора. Несомненно, будущее - за перспективными концепциями, удовлетворяющими однозначным критериям в области затрат, утилизации отходов, безопасности и нераспространения. Упомянем две из них: легководный реактор с чрезвычайно высоким показателем выгорания, способный к реализации в активной зоне трансмутации в большом объеме, и быстрый реактор с расширенным воспроизводством, сжигающий радиоактивные отходы и не имеющий цикла регенерации.

Приложение к Главе 1 – Разъяснение базовых понятий, связанных с ядерным топливным циклом

ВВЕДЕНИЕ

Цель «Разъяснения базовых понятий» – предоставить помощь в понимании ядерного топливного цикла. Избегая детального обсуждения вопросов физики и технологий, авторы в доступной форме объясняют основные идеи и процессы, лежащие в основе производства атомной энергии. В разделе «Библиография» представлены источники, которые могут быть использованы при дальнейшем, более глубоком изучении вопроса. Подробные расчеты количественных величин ядерного топливного цикла приводятся в Приложении к Главе 4 «Расчеты ядерного топливного цикла».

Ядерный топливный цикл включает в себя этапы, необходимые для производства атомной энергии, включая добычу ядерного топлива, процессы превращения сырья в полезную продукцию, выработку энергии, а также переработку и/или захоронение отработанного топлива и различных видов отходов. Этапы представлены на схеме, см. рис. А-1.1.

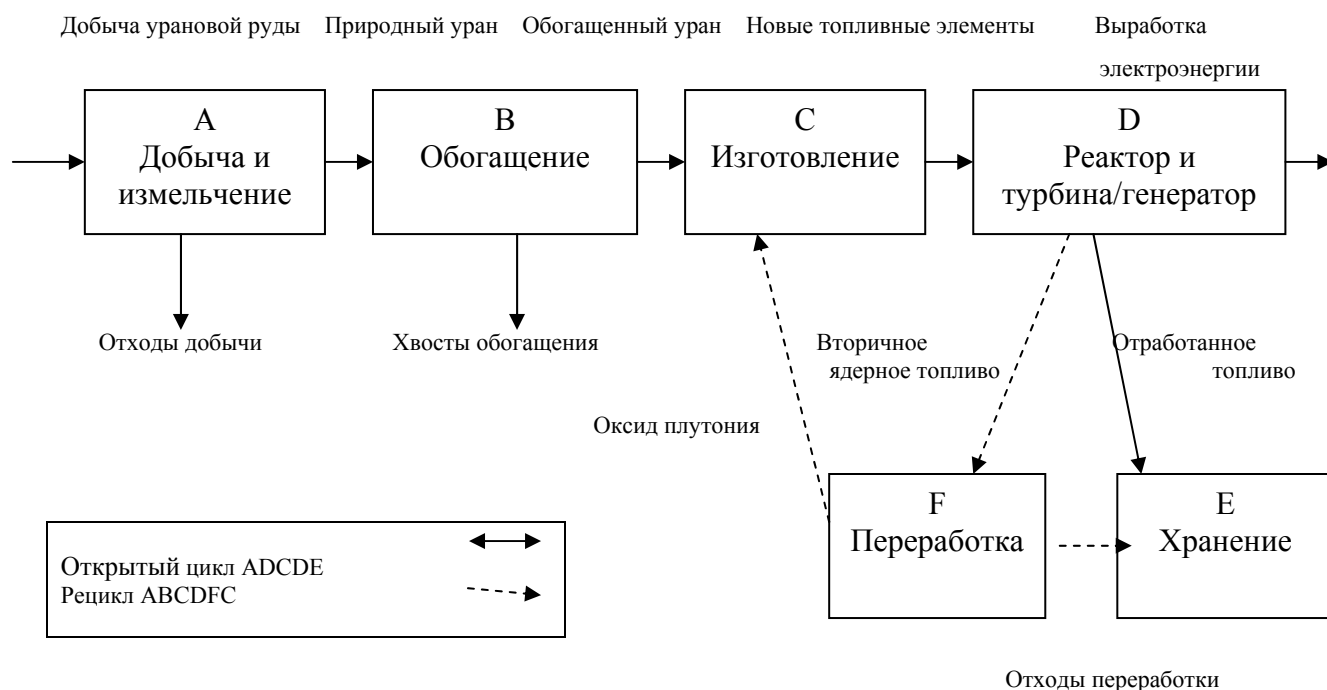


Рисунок А-1.1. Схема топливного цикла

Авторы настоящего раздела представляют три основных типа ядерного топливного цикла: 1) открытый цикл с использованием обогащенного урана, 2) повторное использование (рецикл) топлива в тепловых реакторах и 3) повторное использование топлива быстрых реакторах. Объяснение терминов дается по мере их рассмотрения. Возможно использование и иных типов топливного цикла, однако указанные три типа являются основными из разработанных на сегодняшний день.

ЯДЕРНЫЙ РЕАКТОР

Центральным элементом ядерного топливного цикла является ядерный реактор, вырабатывающий энергию путем деления или расщепления изотопов урана и плутония (примечание: изотопы такого элемента, как уран, имеют различную массу и вследствие

этого схожие химические характеристики, но различное физическое поведение). Процесс деления инициируется нейтронами в активной зоне реактора, в результате чего высвобождается значительный объем энергии и образуется дополнительное количество нейтронов. Объем произведенной энергии составляет 1 миллион ватт-дней на грамм урана-235, задействованного в делении, что в 2,5 миллионов раз превосходит объем энергии, высвобожденной в результате сгорания одного грамма угля. Вновь образовавшиеся нейтроны, в свою очередь, могут инициировать дополнительные процессы деления, вызывая цепную реакцию, поддерживающую производство энергии. Для некоторых изотопов (в частности, урана-235 и плутония-239) вероятность инициирования нейтроном деления чрезвычайно высока в случае замедления нейтронов, в связи с их относительно высокой энергией при образовании нейтронов путем деления. В легководном ядерном реакторе замедление происходит быстро в результате столкновения нейтронов с ядрами водорода (протонами) молекул воды.

Доля урана-235 в природном уране - лишь 0,7%. Остальная его часть – это уран-238, не задействованный в делении на медленных нейтронах. Для использования в легководных реакторах урановое топливо должно быть обогащено, обычно до 3-5% с тем, чтобы обеспечить поддержку цепной реакции. Для сравнения: при использовании урана в области производства ядерного оружия уровень обогащения выше 90%.

Несмотря на то, что уран-238, содержащийся в топливе, не участвует непосредственно в производстве энергии с использованием медленных нейтронов, иногда он захватывает медленный нейтрон, что в результате дает плутоний-239, участвующий в производстве энергии. Действительно, значительная часть энергии, произведенной в процессе обычной эксплуатации легководного реактора, является результатом деления плутония-239, полученного ранее в процессе облучения топлива. Различие так называемого «открытого» и «замкнутого» топливных циклов состоит в том, что отработанное топливо первого содержит плутоний, а второй использует энергию урана и плутония в облученном топливе путем химического разделения от продуктов деления и повторного использования в качестве реакторного топлива.

Результатом процесса деления является образование ядерных осколков, дающих значительный объем тепла и радиоактивности в отработанном топливе в течение длительного времени. Данные продукты деления составляют основную часть проблемы отходов АЭС в течение первых ста лет. Другими составляющими ядерных отходов, в значительной мере влияющих на решение проблемы топливного цикла, являются составляющие, которые тяжелее урана. Многие из них представлены в незначительных количествах, однако вследствие продолжительного периода полураспада, они будут составлять основную часть проблемы остаточной радиотоксичности через несколько сот лет. Основная мотивация использования «замкнутой» топливных циклов – удаление таких слишком тяжелых элементов.

ОТКРЫТЫЙ ЦИКЛ

Открытый, однократный цикл – простейший из циклов. На рисунке А-1.1 он представлен как ABCDE. Для него необходимы: добыча урановой руды, размельчение и очистка природного урана, химическое преобразование урана в продукцию, пригодную для обогащения, обогащение изотопа урана-235¹, изготовление топлива, загрузка урановых топливных сборок в реактор и затем – эксплуатация реактора. В конце ресурса отработанное топливо извлекается из реактора, хранится в бассейне выдержки с целью охлаждения и защиты от излучения, извлекается и размещается на площадке в контейнерах с воздушным охлаждением с целью временного хранения и, наконец, транспортируется в хранилище РАО в глубинных геологических формациях, например, в

планируемом хранилище «Юкка Маунтин» в шт. Невада. Для предупреждения выхода радионуклидов в грунтовые воды вблизи хранилища необходимы долгосрочная изоляция и отведение тепла от отработанного топлива. Радиоактивный распад продуктов деления отработанного топлива и образование тепла продолжают в течение сотен лет и в незначительных объемах – в течение многих тысяч лет.

ДОБЫЧА УРАНА

Природная урановая руда – одна из наиболее часто встречающихся на Земле. Обычное ее содержание в местах крупных месторождений - 1% и менее, однако есть несколько богатых месторождений в Канаде и Австралии с долей содержания природного урана от 10% до 20%. Ежегодно для одного легководного реактора электрической мощностью 1000 МВт необходимо около 200 метрических тонн природного урана или порядка 100 000 метрических тонн руды с долей содержания природного урана 0,2%. Отходы добычи руды в местах месторождений с высокой долей содержания урана (так называемые «хвосты») также менее значительны. По этой причине залежи с высокой долей содержания урана, как правило, более экономичны для разработки, нежели месторождения низкосортных руд. Отходы добычи урана составляют основную часть отходов топливного цикла.

ПЕРЕРАБОТКА УРАНА И ПРОИЗВОДСТВО ТОПЛИВА

Переработка природного урана в топливные стержни и сборки для легководных ядерных реакторов – сложный этап по причине необходимости обогащения изотопа урана-235. Существует два способа промышленного обогащения, используемые в атомной энергетике; оба они основаны на том факте, что атомный вес урана-235 немного меньше атомного веса более «богатого» изотопа урана-238. Первый метод – это газовая диффузия: газообразный гексафторид урана проникает через пористые барьеры, при этом молекулы газа, содержащие более легкий изотоп уран-235, проходят через барьер быстрее, нежели молекулы с более тяжелым изотопом, что, обеспечивает изотопное разделение. Для получения требуемой степени обогащения необходимо прохождение многих этапов разделения – процесс требует большого количества электроэнергии, обеспечивающей перекачку газа шестифтористого урана через разделительные установки.

Второй метод – это центробежное разделение. В принципе данный процесс прост: газообразный гексафторид урана проходит через быстро вращающуюся центрифугу; центробежная сила прижимает молекулы более тяжелого газа урана-238F₆, к внешней стенке центрифуги, формируя при этом два потока: один - обогащенный, второй – обедненный более легкими молекулами. Система транспортирует обогащенный поток на более высокие ступени до тех пор, пока не будет достигнута необходимая степень обогащения. При выполнении центробежного разделения потребление электроэнергии на единицу работы по разделению ниже по сравнению с процессом газовой диффузии.

Появляющиеся технологии типа лазерно-изотопного разделения могут в конечном итоге стать менее затратными. Однако до того, как такие технологии смогут стать коммерчески жизнеспособными, они должны получить должное освоение в области переработки относительно небольших объемов урана.

Следующим шагом является превращение обогащенного газообразного гексафторида урана в диоксид урана. В качестве материала топливной оболочки используется цирконий, поскольку цирконий - чрезвычайно слабый поглотитель нейтронов, что является, как мы увидим, очень важной характеристикой реактора. В случае с энергетическими реакторами² с водой под давлением загруженные твэлы сгруппированы в виде квадратных тепловыделяющих сборок с расположением стержней 17x17, при котором крепление стержней предупреждает изменение их положения в топливной сборке как при транспортировке, так и при эксплуатации в реакторе. Топливные сборки ядерных реакторов кипящего типа (BWR) имеют меньшее сечение и содержат меньшее число топливных стержней, нежели топливные сборки реакторов с водой под давлением (PWR).

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА

Управление ядерной цепной реакцией так же важно, как и ее создание. Один из способов управления – использование стержней системы управления и защиты (СУЗ), содержащих такие нейтронные поглотители, как бор. Введение СУЗ в активную зону реактора приводит к захвату нейтронов и останавливает деление, в результате чего производство энергии прекращается. Извлечение СУЗ оказывает противоположное действие. Координирование введения/выведения СУЗ совместно с измерением уровня мощности делают возможным регулировку уровня. При другом способе управления для этих целей используется замедлитель: повышение температуры охлаждающей воды в легководном реакторе вызывает увеличение объема замедлителя, уменьшение его плотности и таким образом снижение его эффективности как замедлителя. Уменьшение плотности замедлителя приводит к снижению мощности. От этого зависит такая характеристика легководного реактора, как характеристика обеспечения саморегулировки мощности.

Большинство нейтронов, полученных при делении, является быстрыми нейтронами: можно сказать, они появляются практически мгновенно в момент деления. Часть их (порядка 0,65% в случае с делением урана-235) является запаздывающими нейтронами. Запаздывающие нейтроны более медленны, появляются группами запаздывания с периодом полураспада от четверти секунды до почти одной минуты. Запаздывающие нейтроны делают возможным управление реактором при помощи простых систем управления. В результате запаздывающие нейтроны обеспечивают время для срабатывания систем управления реактором. Тем не менее, управляющие системы должны функционировать так, чтобы увеличение образующего количества нейтронов не превышало долю запаздывающих нейтронов. В противном случае реактор войдет в режим мгновенной критичности, и скорость деления возрастет экспоненциально и чрезвычайно быстро.

Авторами дано краткое описание преобразования мощности в легководных реакторах. Корпусной реактор с водой под давлением PWR имеет не прямой цикл, транспортирующий тепло активной зоны реактора к парогенераторам, создающим пар в отдельном непрямом цикле. Пар приводит в движение паровую турбину и электрический генератор. Проект реактора кипящего типа использует прямой цикл, а пар, произведенный в реакторе, направляется в паровую турбину. Оба цикла имеют преимущества и недостатки, однако оба остаются конкурентоспособными на протяжении всего времени эксплуатации нескольких поколений проектов АЭС.

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ГАЗООХЛАЖДАЕМЫЕ ЯДЕРНЫЕ РЕАКТОРЫ

Ниже дано краткое описание высокотемпературного газоохлаждаемого ядерного реактора (ВТГР)³. Он отличен от традиционного легководного реактора в нескольких отношениях, в частности, одним из отличий является высокая температура эксплуатации – порядка

900⁰ на выходе из активной зоны реактора; это – факт, который обеспечивает 45%-ный КПД в сравнении с 33% в случае с легководными реакторами. Теплоносителем активной зоны реактора является гелий, который приводит в движение турбину (цикл преобразования мощности) и компрессоры.

На сегодняшний день в отрасли разрабатываются две концепции: модульный реактор на призматическом топливе (GT-MHR) компании General Atomics Co. и модульный реактор на шаровых твэлах (MPBR) южно-африканской государственной компании Eskom.

Первый проект основан на технологии АЭС «Форт Сент-Врэйи», использующей плакированные микросферы топлива в более или менее традиционных топливных сборках и характеризующейся способностью удерживать продукты деления при высоких температурах в случае аварии на реакторе. Рассматриваемый проект GT-MHR использует прямой цикл, т.е. гелий на выходе из активной зоны реактора подается на турбину преобразования энергии и компрессоры, подающие гелий назад в реактор. Рассматриваемая станция имеет тепловую мощность 600 МВт и электрическую мощность - 286 МВт (нетто). Корпус реактора имеет размеры, сопоставимые с размерами корпусов легководных реакторов. Этот факт, а также низкая мощность объясняют меньшую плотность энерговыделения активной зоны по сравнению с легководными реакторами (см. обсуждение в разделе «Безопасность реактора» в Главе 6). Низкая единичная мощность энергоблоков диктует необходимость строительства многоблочной АЭС.

Второй проект АЭС основан на немецкой технологии, разработанной для экспериментальной и демонстрационной станций в период с 1960-х по 1980-е гг. Проект компании Eskom был начат в 1993 г. и в данный момент находится на начальной стадии процесса лицензирования в Южной Африке. Типовая мощность станции – 400 МВт, электрическая мощность – 165 МВт(нетто). Отличие от первого проекта – использование топлива в форме шаров, плакированных пиролитическим углеродом, диаметром ~2 дюймов (~5 см), которые содержат микросферы топлива, аналогичные микросферам, использованным в топливе реакторов первого типа (GT-MHR). При эксплуатации в корпусе реактора MPBR содержится порядка 450 000 таких шаровых твэлов. Преимуществом такой конфигурации является то, что она позволяет осуществить перегрузку реактора на мощности: шаровые твэлы непрерывно добавляются в реактор и извлекаются из него, не требуя останова станции перегрузку. Отличие такого типа реактора от первого упомянутого типа реактора также состоит в использовании непрямого цикла: гелиевый теплоноситель реактора проходит в промежуточный теплообменник и переносит тепло для прохождения вторичного цикла преобразования энергии (работа турбины). Поскольку циклы охлаждения реактора и преобразования энергии разделены, перенос радиоактивности от реактора к системе преобразования энергии отсутствует. В результате перепада температуры в промежуточном теплообменнике имеется некоторая потеря эффективности, однако обращение с шаровыми твэлами было бы намного более затруднено в случае использования прямого цикла.

Оба реактора, как GT-MHR, так и MPBR, имеют более низкую электрическую мощность, чем традиционные легководные реакторы. Может ли их стоимость конкурировать со стоимостью легководных реакторов? Ответ заключается в том, что легководные реакторы и реакторы типа ВТГР подчиняются различным экономическим законам. Опыт эксплуатации легководных реакторов показал, что удельная капитальная стоимость станции, т.е. \$/кВт(эл.), более низка на крупных станциях. Однако экономика малых реакторов типа ВТГР определяется заводским изготовлением модулей и монтажом на станционной площадке, более сжатыми графиками строительства и ввода энергоблоков в эксплуатацию с разрывом в год. Смысл в том, чтобы указанные три фактора обеспечили возврат инвестиций, как можно раньше, а также обеспечили более высокую

конкурентоспособность площадок АЭС со многими блоками ВТГР по сравнению с единственным легководным блоком, что однако остается под вопросом.

ОТРАБОТАВШЕЕ ТОПЛИВО

После того, как в процессе эксплуатации реактора будет использован максимально возможный объем обогащения свежего топлива, топливные сборки становятся отработанным топливом. Отработанное ядерное топливо характеризуется радиоактивностью и выделением тепла. Средний показатель выгорания отработанного топлива традиционного легководного реактора – до 50 000 МВт-сут/т⁴. Через один год после извлечения из реактора общая активность составляет порядка 3 миллионов кюри на метрическую тонну, включая распад альфа-частиц, бета-частиц и гамма-излучение; величина теплоты радиоактивного распада составляет порядка 13 кВт/т (киловатт на тонну). Через 10 лет данные количественные показатели уменьшаются до порядка 0,6 миллиона кюри на тонну и 2 киловатт на тонну.

Сегодня отработанное топливо отдельных АЭС США хранится в крупных бассейнах с водой, как минимум, в течение 10 лет. По истечении этого срока оно хранится в больших бетонных контейнерах, обеспечивающих воздушное охлаждение, экранирование и физическую защиту. Такие контейнеры могут вмещать 20-24 топливные сборки реактора PWR, или вдвое больше топливных сборок реактора BWR. Внутри контейнера сборки хранятся в гелиевой среде, что предупреждает коррозию. Теплота радиоактивного распада топлива переносится гелием на внешние ребра контейнера хранения для воздушного охлаждения. В конечном итоге все отработанное топливо будет транспортировано с площадок АЭС в хранилище РАО в глубоких геологических формациях типа хранилища «Юкка Маунтин» в шт. Невада. Транспортировка таких сборок потребует крупного железнодорожного и грузового оборудования, а также тщательного планирования перевозок. Для многих видов топлива контейнеры для перевозки разработаны уже достаточно хорошо. Обычные контейнеры для перевозки вмещают 7 топливных сборок PWR, или 18 сборок BWR. Контейнеры выдерживают высокоскоростные столкновения как железнодорожного, так и грузового транспорта без потери герметичности⁵, включая воздействие пожара на пути следования.

Описанием транспортирования отработанного топлива в хранилище РАО в глубоких геологических формациях авторы заканчивают описание открытого топливного цикла.

ПОВТОРНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТОПЛИВА НА ТЕПЛОМ РЕАКТОРЕ

Производство плутония при реализации открытого, однократного топливного цикла является важным энергетическим ресурсом, однако при этом требуется повторная переработка отработанного топлива с целью извлечения плутония и производства нового топлива. Повторное использование топлива может быть осуществлено на тепловых или быстрых реакторах. Рассмотрим первый повторный цикл на тепловом реакторе, обозначенный на рисунке А-1.1. как ABCDFC.

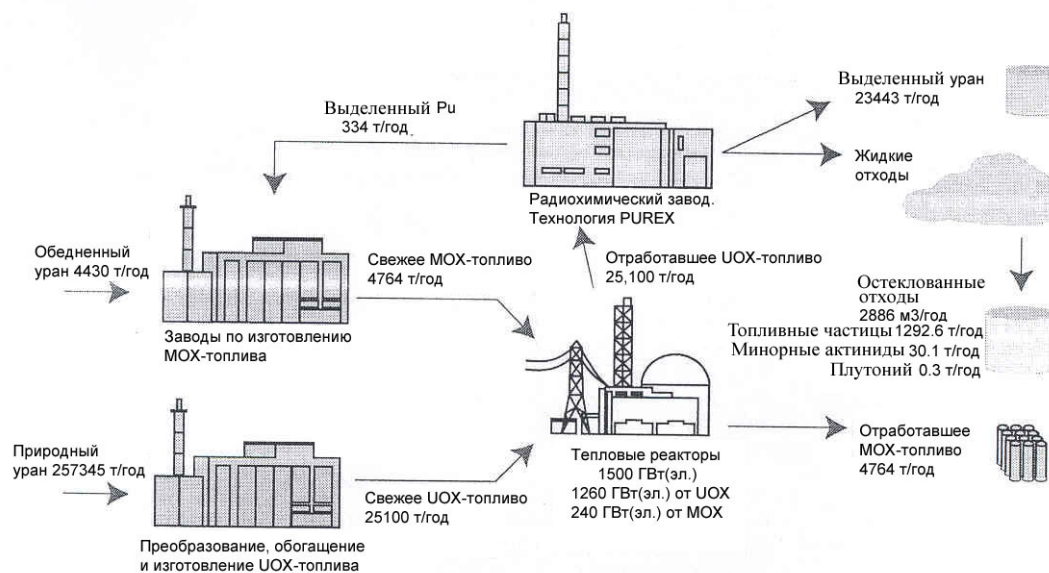


Рисунок А-1.2. Замкнутый топливный цикл: повторное использование плутония (вариант с MOX-топливом – один повторный цикл) – Запланировано к 2050 г.

Повторный топливный цикл характеризуется наличием дополнительного процесса по сравнению с однократным циклом, а именно: процесса повторной переработки топлива, упомянутой выше. Франция, Япония, Россия и Великобритания располагают заводами по повторной переработке. В 1976-77 гг. президенты Форд и Картер остановили промышленное производство по переработке топлива в США. Основы технологии, используемой в области современной промышленной повторной переработки, - это проект «Манхэттен» времен Второй мировой войны. Данный технологический процесс включает в себя следующие этапы: а) выдержка отработанного топлива для снижения излучения и тепловыделения; б) дистанционное снятие оболочки («освобождение от оболочки»), т.е. ее отделение от топлива; в) растворение топливных таблеток в азотной кислоте; и, наконец, г) разделение урана и плутония путем селективной экстракции. По окончании разделения урановые и плутониевые продукты возвращаются на стадии подготовки и изготовления в рамках однократного цикла. Необходимо отметить, что в процессе изготовления в рамках повторного цикла необходимы автоматические производственные линии для защиты рабочих. Одной из альтернатив организации сбора и удаления отходов в процессе разделения является сбор продуктов деления и актинидов и их герметичное размещение в стеклянных контейнерах для долговременного захоронения в хранилище РАО в глубоких геологических формациях. Количество радиоактивного материала, заключенного в стеклянные контейнеры, приблизительно равно количеству соответствующего материала, оставшегося в сборках отработанного топлива, прошедшего однократный цикл (т.е. запас продуктов деления одинаков).

В случае, если обогащенный уран и плутоний будут выделены из отработанного топлива и превращены в топливные стержни и сборки из смешанного оксидного (MOX) топлива, оптимальным результатом будет уменьшение объема необходимого нового топлива на ~ 30% в сравнении с однократным топливным циклом – в этом случае прошедшие повторный цикл уран и плутоний компенсируют разницу. Повторная переработка отработанного топлива чрезвычайно дорога, и, учитывая рыночную стоимость природной урановой руды в обозримом будущем, а также затраты на обогащение, можно признать,

что повторный цикл (рецикл) с тепловыми реакторами не является экономичным решением.

БЕЗОПАСНОСТЬ И МЕРЫ ЗАЩИТЫ

При выполнении проектирования и эксплуатации завода повторной переработки рассмотрение вопроса безопасности и мер защиты необходимо по причине большого объема радиоактивных отходов и продуктов деления топливного цикла. Обязателен контроль и изоляция радиоактивных материалов. В отличие от реактора допускать вхождение установки повторной переработки в режим критичности и возникновение цепной реакции деления нельзя. Для этого необходим непрерывный и жесткий контроль всех материалов установки. Объемы и смеси делящихся материалов должны быть количественно ограничены с тем, чтобы в любое время количество имеющегося материала было недостаточно для возникновения критичности и начала ядерной цепной реакции. Необходимо предупреждение пожаров и взрывов; необходимо предупреждение или, как минимум, обнаружение и изоляция утечек из емкостей, содержащих делящиеся материалы или радиоактивные отходы. Важнейшим требованием является обеспечение безопасности персонала и контроль радиационных доз персонала установки. Установки повторной переработки могут производить значительные объемы радиоактивных и токсичных химических отходов, получаемых в процессе повторной переработки.

РЕЦИКЛИРОВАНИЕ ТОПЛИВА НА БЫСТРОМ РЕАКТОРЕ

Конструктивно количество делящихся изотопов, произведенных ядерным реактором-размножителем на быстрых нейтронах, может превосходить количество делящихся изотопов, потребленных таким ядерным реактором; таким образом, возможен источник растущих энергетических ресурсов, не требующий непрерывной поставки урана-235 или плутония-239 в дополнение к первоначальному объему делящегося материала в начале его ресурса. Стандартная активная зона реактора-размножителя имеет две зоны: «запальную» зону внутри активной зоны и «зону воспроизводства» вокруг «запальной» зоны. Топливные сборки «запальной» зоны состоят из делящегося топлива, 15-20%-ного делящегося плутония, и данная область обеспечивает энергетические и делящиеся нейтроны для поддержания критичности, в то время как сборки «зоны воспроизводства» содержат воспроизводящий материал, уран-238, необходимый для образования нового плутония. На рисунке А-1.1 приведена схема топливного цикла быстрого реактора. Несмотря на то, что в деталях процесс повторной переработки топлива быстрого реактора отличается от повторного цикла теплового реактора, оба они имеют одинаковые схемы повторной переработки и одинаковые технологические этапы.

В числе существенных отличий быстрых реакторов от тепловых – высокоэнергетические быстрые нейтроны, а также необходимость выведения нейтронных замедлителей, т.е. воды, и прочих материалов, приводящих к потере энергии нейтронами и превращение их в тепловые нейтроны. В результате вместо воды для охлаждения топлива быстрых реакторов используются некоторые жидкие металлы такие, как натрий или свинец/висмут. Поскольку вероятность нейтронного поглощения в делящемся топливе быстрого реактора низка, активная зона характеризуется высокой концентрацией делящихся изотопов. Сравнение активной зоны быстрого реактора и активной зоны легководного реактора показывает более высокое содержание делящегося материала на единицу объема в быстром реакторе по сравнению с содержанием в легководном реакторе. Активная зона компактна, при этом необходим как высокий расход теплоносителя, так и большая площадь отвода тепловыделения из активной зоны. Это возможно при плотном

расположении твэлов меньшего диаметра по сравнению с легководными реакторами. Необходимо отметить, что нейтронный баланс быстрых реакторов, использующих топливо «плутоний-239», требует очень пристального внимания, поскольку доля запаздывающих нейтронов составляет лишь 1/3 от доли запаздывающего урана-235. Как результат, быстрый реактор может войти в режим мгновенной критичности уже при увеличении реактивности на 1/3, достаточном для вхождения теплового реактора на уране-235 в режим мгновенной критичности.

Технология быстрого реактора является более «капризной» и капиталоемкой в сравнении с технологией легководного реактора. Производство электроэнергии на быстрых реакторах может также сформировать сценарий промышленной реализации технологии повторной переработки и возникновения значительных объемов делящегося материала, который может быть использован при производстве оружия. Такое развитие событий потребует выполнения крупных мероприятий по безопасности и рассмотрения вопроса, связанного с охранными мероприятиями, что рассматривается в Главе 8.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Nuclear engineering. 2nd Edition. Knief Roland A. Hemisphere, 1992.
2. Nuclear Energy. 4th Edition. Murray, Raymond L., Pergamon Press, 1993.
3. The Nuclear Fuel Cycle: Analysis and Management. 2nd Edition. Tsoufanides. N. and Cochran R.G., American Nuclear Society, 1999.

ПРИМЕЧАНИЯ

1. В весовом отношении на уран-235 приходится 0,71 % природного урана, остаток приходится на уран-238.
2. Корпусной реактор с водой под давлением PWR – один из двух типов легководного реактора; второй тип – реактор кипящего типа (BWR).
3. Великобритания имеет богатый опыт эксплуатации газовых реакторов, охлаждаемых диоксидом углерода. АЭС «Форт Сент-Врэй» (США) проработала 11 лет до своего закрытия в 1989 г. Теплоносителем реактора данной АЭС был также диоксид углерода^{*}; АЭС имела промежуточный теплообменник и паровую турбину.
4. Тепловая энергия деления называется выгоранием и выражается в мегаватт-сутках на метрическую тонну (МВт-сут/т). В общем случае обозначение «на метрическую тонну» относится к «тяжелому металлу», определяя (в тоннах) весь объем материала деления и воспроизводства; в случае с легководными реакторами это, в основном, относится к урану.
5. Первоначально нападение террористов на груз с отработанным топливом не рассматривалось; такая возможность требует проведения анализа безопасности

^{*} Ошибочное утверждение авторов. Теплоноситель в реакторе АЭС «Форт-Сент-Врей» – гелий. (Прим.ред.перевода)

Приложение к Главе 2 – Глобальный спрос на электроэнергию и сценарий развития атомной энергетики

Электрификация была названа Национальной инженерной академией США в качестве основного технического достижения двадцатого столетия. Для столетия необыкновенных технологических разработок такое признание означает колоссальное влияние электроэнергии на качество жизни и предполагает, что правительства стран мира будут и впредь рассматривать обеспечение адекватной энергетической инфраструктуры и поставку электроэнергии своим гражданам в качестве приоритетных направлений, естественно, с учетом возможностей подобных инвестиций. На сегодняшний день потребление электричества на душу населения характеризуется тремя основными диапазонами, как показано на рис. А-2.1 (S.Benka. Physics Today, April 2002, p. 38). Эмпирическая разделительная линия между развитыми и развивающимися экономиками в выражении через индекс национального развития HDI (Human Development Index), установленный ООН – это 4000 кВт·час использованной электроэнергии на человека в год. HDI базируется на критериях здоровья, образования и уровня экономики.

Основопологающим предположением, связанным с оценкой сценария роста спроса на электроэнергию в середине нашего столетия, является предположение о том, что развитые страны продолжат тенденцию умеренного годового увеличения использования электроэнергии на душу населения, а развивающиеся страны приблизятся к отметке в 4000 кВт·час на человека в год (если достижение ее вообще возможно). В частности, темп ежегодного прироста на душу населения в развитой стране, принятый авторами, составляет от 0,5% до 1%, это - показатели, сопоставимые с прогнозами Агентства энергетической информации (EIA) в отношении Соединенных Штатов на ближайшие двадцать лет (EIA Annual Energy Outlook, 2001); за последнюю четверть столетия темп роста, в среднем, составил порядка 2%, упав в 2000 г. до 1,5%, и, согласно прогнозам, будет продолжать падать в ближайшие годы. Сценарий 1%-ного роста рассмотрен авторами в таблице ниже. Тот же темп роста на душу населения принят авторами и для стран бывшего Советского Союза. Несмотря на нестабильность их экономики, эти страны демонстрируют значительный рост потребления электроэнергии на душу населения. Произведен расчет общего объема производства электроэнергии с учетом прогнозов ООН в отношении населения к середине столетия.

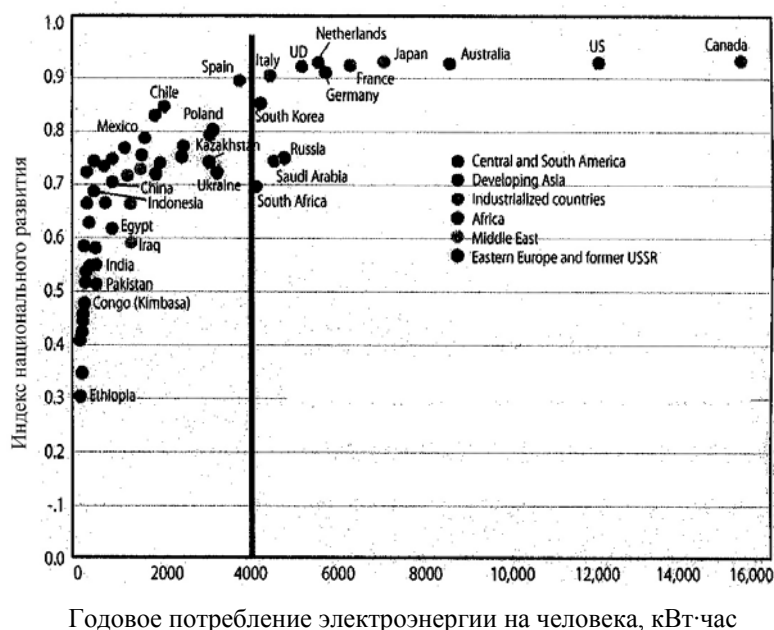


Рисунок А-2.1. Корреляция между HDI и потреблением электроэнергии на душу населения

В случае с развивающимися странами мы предполагаем высокую приоритетность инвестиций, необходимых для достижения отметки в 4000 кВт·час на душу населения. С учетом прогнозов ООН в отношении населения, рассчитан общий темп роста производства электроэнергии. Так, Китаю необходим 2,9%-ный ежегодный темп роста потребления электроэнергии на душу населения и 3,2%-ный ежегодный темп роста совокупного производства электроэнергии к середине столетия для достижения упомянутой отметки.

В случае со странами, располагающимися ниже кривой на рис. А-2.1, данный алгоритм дает недостижимые темпы роста. Иными словами, к середине столетия указанная контрольная отметка достигнута быть не может. Авторы ограничили общий темп роста величиной в 4,7% в год, что на 0,5% выше средней величины, прогнозируемой ЕІА (к 2020 г.), для всех развивающихся стран (необходимо напомнить: принятые темпы роста ниже, чем для более развитых стран).

Данный алгоритм предполагает классификацию по следующим категориям:

- Развитые страны (например, США, Япония, Германия...)
- Бывший Советский Союз (например, Россия...)
- Более развитые развивающиеся страны: страны, которые смогут достичь отметку в 4000 кВт·час на душу населения в год при фиксированном темпе роста производства электроэнергии (например, Китай, Бразилия, Мексика, Иран, Египет...)
- Менее развитые развивающиеся страны: страны, которые не смогут достичь отметку в 4000 кВт·час на душу населения при фиксированном темпе роста, но способны достичь «приемлемого» уровня в диапазоне от 1500 до 4000 кВт·час на душу населения (например, Индия, Индонезия, Пакистан, Филиппины, Вьетнам...)
- Наименее развитые страны: страны, имеющие показатель менее 1000 кВт·час на человека в год даже при фиксированном темпе роста (например, Нигерия, Бангладеш, Демократическая Республика Конго, Эфиопия...)

Результирующие данные по отдельным странам (не включая большое число стран с населением менее трех миллионов) приведены в таблице А-2.1 (источник: С.М. Джонс, докторская диссертация, 2003 г.; в работе приведен весь список стран).

Легко видеть обратную корреляцию между уровнем развития и увеличением численности населения в категории развивающихся стран, см. построение выше. Объем глобального использования электроэнергии, выводимый данным алгоритмом, «лежит» между сценариями ЕІА «обычное хозяйствование» и «низкий темп роста», как это показано на рис. А-2.2.

Наконец, данная модель спроса на электроэнергию используется авторами для количественной оценки доли рынка АЭС каждой страны в контексте сценария устойчивого глобального роста. Это, разумеется, не означает прогнозирования быстрого темпа роста в области атомной энергетики. Скорее, это попытка понять, каким будет распределение развития атомной энергетики в случае устойчивого темпа роста, который возможен как результат многостороннего соглашения по снижению выбросов газов, вызывающих парниковый эффект, и одновременного разрешения разнообразных проблем, мешающих формированию позитивного отношения к АЭС в разных странах.

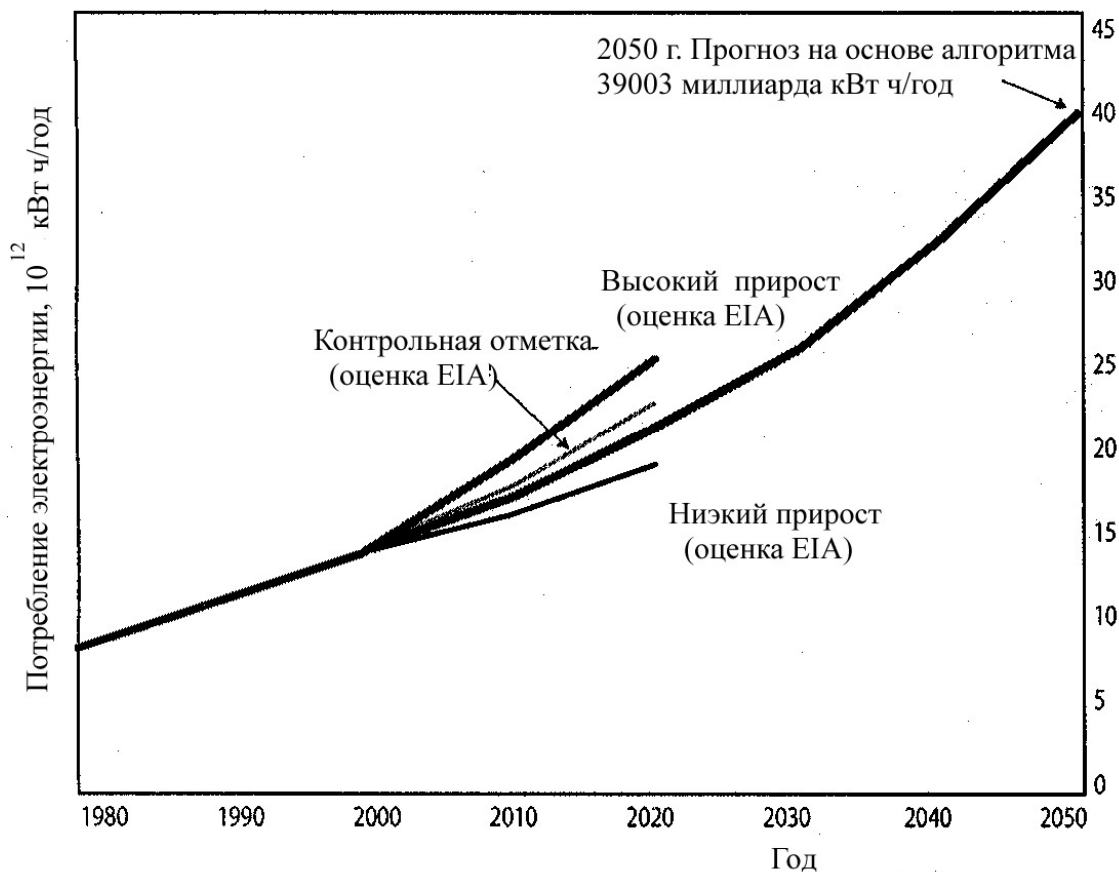


Рисунок А-2.2. Сравнение перспективных оценок потребления электроэнергии (1% прироста в год на душу населения)

В данном контексте наша оценка доли энергетического рынка основывается на различных факторах, характерных для конкретных стран, таких как текущее состояние атомной энергетики, урбанизация, стадия экономического развития и база энергетических ресурсов. Таблица А-2.1 ясно показывает объем рыночной доли каждой страны, формируя карту спроса на электроэнергию АЭС, иллюстрирующую ряд наших рекомендаций, в частности, рекомендаций, связанных с вопросами нераспространения.

Ниже приведены некоторые комментарии авторов. Во-первых, мы не предвидим никакого развития атомной энергетики в наименее развитых странах. Во-вторых, развитые нации остаются центром развития атомной энергетики в контексте сценария роста. В частности, в случае реализации сценария глобального роста, должно иметь место значительное увеличение числа ядерных реакторов Соединенных Штатов как результат чрезвычайно высокого роста спроса, связанного с повышением уровня их экономического развития и предполагаемым резким увеличением численности населения. Кроме того, в процесс почти наверняка будут вовлечены такие страны, как Германия, где на сегодняшний день сильны антиядерные настроения. Это предвещает большие трудности, связанные с попыткой многоэтапного расширения сферы атомной энергетики к середине столетия.

Что касается развивающихся стран, в сценарии роста в области атомной энергетики основная роль, несомненно, отведена Индии и Китаю. Однако как страны, располагающие ядерным вооружением, они не являются ведущими участниками процесса нераспространения. В отношении нераспространения, участниками такого процесса, скорее, являются остальные страны в категориях «более продвинутых» и «менее продвинутых» развивающихся стран. Согласно сценарию глобального развития на долю этих стран приходится порядка 10% развития атомной энергетики к середине столетия.

Таблица А-2.1а. Перспективная оценка потребления электроэнергии (развитые страны) в 2002 г. и 2050 г.

Страна	Общая численность населения, млн чел.		Общее потребление электроэнергии, млрд. кВт·час		Потребление на душу населения, кВт·час		Производство электроэнергии на АЭС, млрд. кВт·час						Экв. электрическая мощность АЭС ГВт			% / год ТЕС	% / год L	% / год H
	2000	2050	2000	2050 R	2000	2050 R	2000	%	2050L	%L	2050H	%H	2000	2050L	2050H			
<i>из числа развитых стран</i>																		
США	283	397	3621,0	8349	12785	21026	717	20 %	2505	30%	4174	50%	82	286	477	1.7 %	2.5 %	3.6 %
Франция	59	62	408.5	701	6896	11342	315	77 %	561	80 %	596	85 %	36	64	68	1.1 %	1.2 %	1.3 %
Япония	127	109	943.7	1334	7425	12212	274	29 %	534	40 %	800	60 %	31	61	91	0.7 %	1.3 %	2.2 %
Германия	82	71	501.7	712	6117	10061	151	30 %	285	40 %	427	60 %	17	33	49	0.7 %	1.3 %	2.1 %
Южная Корея	47	52	254.1	461	5436	6980	97	38 %	230	50 %	323	70 %	11	26	37	1.2 %	1.8 %	2.4 %
Великобритания	59	59	345.0	563	5807	9551	79	23 %	169	30 %	281	50 %	9	19	32	1.0 %	1.5 %	2.6 %
Канада	31	40	499.8	1080	16249	26724	60	12 %	324	30 %	540	50 %	7	37	62	1.6 %	3.4 %	4.5 %
Испания	40	31	201.2	259	5040	8289	56	28 %	104	40 %	156	60 %	6	12	18	0.5 %	1.2 %	2.1 %
Швеция	9	8	139.2	201	15740	25887	51	37 %	101	50 %	141	70 %	6	11	16	0.7 %	1.3 %	2.0 %
Бельгия	10	10	78.1	120	7623	12537	45	58 %	72	60 %	96	80 %	5	8	11	0.9 %	0.9 %	1.5 %
Тайвань	22	23	139.0	233	6277	8054	35	25 %	93	40 %	140	60 %	4	11	16	1.0 %	2.0 %	2.8 %
Финляндия	3	5	82.0	122	15848	26064	23	28 %	49	40 %	73	60 %	3	6	8	0.8 %	1.5 %	2.4 %
Швейцария	7	6	52.6	68	7338	12069	19	37 %	34	50 %	47	70 %	2	4	5	0.5 %	1.1 %	1.8 %
Нидерланды	16	16	100.7	165	6349	10441	4	4 %	17	10 %	33	20 %	0	2	4	1.0 %	2.9 %	4.3 %
Норвегия	4	5	112.5	202	25172	41399	0	0 %	20	10 %	40	20 %	0	2	5	12 %	-	-
Австралия	19	27	188.5	429	9849	16198	0	0 %	43	10 %	86	20 %	0	5	10	1.7 %	-	-
Новая Зеландия	4	4	33.3	64	8818	14503	0	0 %	6	10 %	13	20 %	0	1	1	1.3 %	-	-
Австрия	8	6	54.8	72	6778	11147	0	0 %	7	10 %	14	20 %	0	1	2	0.5 %	-	-
Дания	5	5	33.9	53	6377	10488	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	0.9 %	-	-
Израиль	6	1	34.9	96	5777	9501	0	0 %	10	10 %	19	20 %	0	1	2	2.0 %	-	-
Ирландия	4	5	20.8	48	5475	9005	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	1.7 %	-	-
Китай, Гонконг	7	8	35.4	63	4975	8182	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	1.2 %	-	-
Италия	58	43	283.7	348	4932	8111	0	0 %	35	10 %	70	20 %	0	4	8	0.4 %	-	-

Греция	11	9	46.1	64	4345	7146	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	0.7 %	-	-
Всего	924	1010	8211	15810	8888	15659	1926	23 %	5197	33 %	8071	51 %	220	593	921	1.3 %	2.0 %	2.9 %

Примечание: L – низкий темп развития ядерной энергетики; Н – высокий темп развития ядерной энергетики. Все страны размещены в табл. в соответствии с объемом производства электроэнергии на АЭС в 2002 г.; R – расчет в предположении 1 %-ого годового роста потребления электроэнергии в 2000-2050 гг.; ТЕС - Total Electricity Consumption - общее потребление электроэнергии

Таблица А-2.1в. Перспективная оценка потребления электроэнергии (наиболее развитые страны из числа развивающихся стран) в 2000 г. и 2050 г.

Страна	Общая численность населения млн чел.		Общее потребление электроэнергии, млрд. кВт·час		Потребление на душу населения, кВт·час		Производство электроэнергии на АЭС, млрд. кВт·час						Экв.электрическая мощность АЭС ГВт			% /год ТЕС	% /год L	% /год Н
	2000	2050	2000	2050 R	2000	2050 R	2000	%	2050L	%L	2050H	%H	2000	2050L	2050H			
<i>из числа наиболее развитых развивающихся стран</i>																		
Кувейт	2	4	29.0	100	15157	24927	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	2.5 %	-	-
Объединенные Арабские Эмираты	3	4	36.0	84	13811	22714	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	1.7 %	-	-
Сингапур	4	5	25.9	49	6458	10620	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	1.3 %	-	-
Саудовская Аравия	20	60	114.9	554	5645	9284	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	3.2 %	-	-
Пуэрто-Рико	4	5	19.1	39	4869	8008	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	1.4 %	-	-
Болгария	8	5	34.4	32	4330	7121	15	44 %	16	50 %	23	70 %	2	2	3	-0.1 %	0.1 %	0.8 %
Южная Африка	43	47	181.5	326	4191	6893	13	7 %	65	20 %	130	40 %	1	7	15	1. %	3.3 %	4.8 %
Португалия	10	9	41.1	61	4108	6756	0	0 %	6	10 %	12	20 %	0	1	1	0.8 %	-	-
Венгрия	10	7	35.1	43	3521	5791	14	40 %	22	50 %	26	60 %	2	2	3	0.4 %	0.9 %	1.2 %
Ливия	5	10	18.0	56	3411	5609	0	0 %	6	10 %	11	20 %	0	1	1	2.3 %	-	-
Бразилия	170	247	360.6	989	2116	4000	4	1 %	148	15 %	297	30 %	0	17	34	2.0 %	7.7 %	9.2 %
Мексика	99	147	182.8	587	1849	4000	7	4 %	88	15 %	176	30 %	1	10	20	2.4 %	5.1 %	6.6 %
Ирак	23	54	25.4	214	1106	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.4 %	-	-
Коста-Рика	4	7	5.9	29	1465	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	3.2 %	-	-
Эквадор	13	21	9.7	85	764	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.4 %	-	-
Куба	11	11	13.8	43	1235	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	2.3 %	-	-
Алжир	30	51	21.8	205	721	4000	0	0 %	20	10 %	41	20 %	0	2	5	4.6 %	-	-

Таиланд	63	82	90.3	330	1437	4000	0	0 %	33	10 %	66	20 %	0	4	8	2.6 %	-	-
Сирия	16	36	17.7	145	1092	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.3 %	-	-
Египет	68	114	64.7	455	953	4000	0	0 %	46	10 %	91	20 %	0	5	10	4.0 %	-	-
Малайзия	22	38	58.6	151	2637	4000	0	0 %	15	10 %	30	20 %	0	2	3	1.9 %	-	-
Чили	15	22	37.9	89	2491	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	1.7 %	-	-
Монголия	3	4	2.7	17	1078	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	3.7 %	-	-
Турция	67	99	114.2	395	1713	4000	0	0 %	40	10 %	79	20 %	0	5	9	2.5 %	-	-
Оман	3	9	7.5	35	2968	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	3.1 %	-	-
Хорватия	5	4	12.6	17	2716	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	0.6 %	-	-
Перу	26	42	18.3	168	713	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.5 %	-	-
Китай	1275	1462	1206.3	5848	946	4000	12	1 %	877	15 %	1754	30 %	1	100	200	3.2 %	9.0 %	10.5 %
Аргентина	37	55	80.8	218	2182	4000	6	7 %	44	20 %	87	40 %	1	5	10	2.0 %	4.2 %	5.6 %
Ливия	3	5	8.6	20	2472	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	1.7 %	-	-
Уругвай	3	4	7.4	17	2203	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	1.7 %	-	-
Албания	3	4	5.4	16	1716	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	2.2 %	-	-
Иордан	5	12	7.1	47	1443	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	3.8 %	-	-
Северная Корея	22	28	31.1	112	1395	4000	0	0 %	22	20 %	45	40 %	0	3	5	2.6 %	-	-
Венесуэла	24	42	75.1	169	3107	4000	0	0 %	17	10 %	34	20 %	0	2	4	1.6 %	-	-
Домини- канская Республика	8	12	8.8	48	1052	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	3.4 %	-	-
Польша	39	33	119.3	133	3091	4000	0	0 %	13	10 %	27	20 %	0	2	3	0.2 %	-	-
Ямайка	3	4	6.3	15	2433	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	1.8 %	-	-
Зимбабве	13	24	10.5	94	830	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.5 %	-	-
Колумбия	42	71	40.3	283	958	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.0 %	-	-
Тунис	9	14	9.6	56	1011	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	3.6 %	-	-
Босния и Герцего- вина	4	3	2.6	14	648	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	3.4 %	-	-
Иран	70	121	111.9	486	1591	4000	0	0 %	97	20 %	194	40 %	0	11	22	3.0 %	-	-
Румыния	22	18	45.7	73	2036	4000	5	10 %	15	20 %	22	30 %	1	2	2	0.9 %	2.3 %	3.2 %
Югославия	11	9	31.5	36	2989	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	0.3 %	-	-
Панама	3	4	4.7	17	1629	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	2.6 %	-	-
Сальвадор	6	11	4.1	41	648	3749	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-

См. примечания к табл. А-2.1а

Таблица А-2.1с. Перспективная оценка потребления электроэнергии (менее развитые страны из числа развивающихся стран) в 2000 г. и 2050 г.

Страна	Общая численность населения млн чел.		Общее потребление электроэнергии, млрд. кВт·час		Потребление на душу населения, кВт·час		Производство электроэнергии на АЭС, млрд. кВт·час						Экв. электрическая мощность АЭС, ГВт			% /год ТЕС	% /год L	% /год H
	2000	2050	2000	2050 R	2000	2050 R	2000	%	2050L	%L	2050H	%H	2000	2050L	2050H			
<i>из числа менее развитых развивающихся стран</i>																		
Индия	1009	1572	509.9	5099	505	3243	15	3 %	765	15 %	1530	30 %	2	87	175	4.7 %	8.1 %	9.6 %
Филиппины	76	128	37.8	378	500	2946	0	0 %	38	10 %	76	20 %	0	4	9	4.7 %	-	-
Марокко	30	50	14.3	143	480	2849	0	0 %	14	10 %	29	20 %	0	2	3	4.7 %	-	-
Гондурас	6	13	3.6	36	560	2797	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Индонезия	212	311	86.1	861	406	2765	0	0 %	172	20 %	344	40 %	0	20	30	4.7 %	-	-
Шри-Ланка	19	23	6.2	62	325	2669	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Боливия	8	17	3.6	36	433	2125	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Замбия	10	29	5.8	58	560	1995	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Вьетнам	78	124	24.0	240	307	1937	0	0 %	24	10 %	48	20 %	0	3		4.7 %	-	-
Никарагуа	5	11	2.2	22	429	1896	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Гватемала	11	27	4.8	48	421	1807	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Пакистан	141	344	58.3	583	413	1694	1	1 %	87	15 %	175	30 %	0	10	20	4.7 %	10.5 %	12.1 %
Парагвай	5	13	2.0	20	355	1552	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-

См. примечания к табл. А-2.1а

Таблица А-2.1d. Перспективная оценка потребления электроэнергии (наименее развитые страны) в 2000 г. и 2050 г.

Страна	Общая численность населения, млн чел.		Общее потребление электроэнергии, млрд. кВт-час		Потребление на душу населения, кВт-час		Производство электроэнергии на АЭС, млрд. кВт-час						Экв. электрическая мощность АЭС, ГВт			% / год ТЕС	% / год L	% / год H
	2000	2050	2000	2050 R	2000	2050 R	2000	%	2050L	%L	2050H	%H	2000	2050L	2050H			
Папуа - Новая Гвинея	5	11	1.5	15	319	1397	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Гана	19	40	5.5	55	284	1369	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Берег Слоновой Кости	16	32	3.6	36	222	1103	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Камерун	15	32	3.4	34	227	1044	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Кения	31	55	4.4	44	145	801	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Бирма	48	69	4.5	45	94	656	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Сенегал	9	23	1.2	12	130	541	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Нигерия	114	279	14.8	148	130	530	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Бангладеш	137	265	12.5	125	91	473	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Танзания	35	83	2.6	26	75	316	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Йемен	18	102	3.0	30	162	291	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Судан	31	64	1.8	18	59	288	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Непал	23	52	1.4	14	62	273	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Конго	51	204	4.6	46	90	225	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Ангола	13	53	1.1	11	84	208	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Уганда	23	102	1.3	13	56	129	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Эфиопия	63	186	1.5	15	24	81	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	4.7 %	-	-
Всего*	4614	7395	4224	21315	916	2882	91	2 %	2690	13 %	5347	25 %	10	307	610	2.3 %	7.0 %	8.5 %

Примечания: * Для всех развивающихся стран в таблицах А2.1b, с и d. См. также примечания к табл. А-2.1a

Таблица А-2.1е. Перспективная оценка потребления электроэнергии (бывший Советский Союз) в 2000 г. и 2050 г.

Страна	Общая численность населения, млн чел.		Общее потребление электроэнергии, млрд. кВт-час		Потребление на душу населения, кВт-час		Производство электроэнергии на АЭС, млрд. кВт-час						Экв. электрическая мощность АЭС, ГВт			% / год ТЕС	% / год L	% / год H
	2000	2050	2000	2050 R	2000	2050 R	2000	%	2050L	%L	2050H	%H	2000	2050L	2050H			
<i>бывшего Советского Союза S</i>																		
Россия	145	104	767.1	904	5272	8671	115	15 %	271	30 %	452	50 %	13	31	52	0.3 %	1.7 %	2.8 %
Украина	50	30	151.7	120	3061	4000	65	43 %	60	50 %	72	60 %	7	7	8	-0.5 %	-0.2 %	0.2 %
Словакия	5	5	25.2	36	4668	7678	12	48 %	22	60 %	25	70 %	1	2	3	0.7 %	1.2 %	1.5 %
Чешская Республика	10	8	54.7	74	5325	8758	10	19 %	22	30 %	30	40 %	1	3	3	0.6 %	1.5 %	2.1 %
Литва	4	3	6.9	12	1866	4000	5	77 %	10	80 %	10	85 %	1	1	1	1.1 %	1.2 %	1.3 %
Словения	2	2	10.6	13	5342	8786	4	35 %	7	50 %	8	60 %	0	1	1	0.5 %	1.2 %	1.6 %
Армения	4	3	4.9	13	1291	4000	2	32 %	5	40 %	6	50 %	0	1	1	1.9 %	2.4 %	2.8 %
Эстония	1	1	5.4	5	3848	6329	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	-0.2 %	-	-
Таджикистан	6	10	12.5	39	2060	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	2.3 %	-	-
Казахстан	16	15	48.3	61	2989	4000	0	0 %	6	10 %	12	20 %	0	1	1	0.5 %	-	-
Узбекистан	25	41	41.9	162	1684	4000	0	0 %	16	10 %	32	20 %	0	2	4	2.7 %	-	-
Молдова	4	4	3.7	14	851	4000	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0	0	0	2.8 %	-	-
Киргизстан	5	8	9.8	30	1995	4000	0	0 %	3	10 %	6	20 %	0	0	1	2.3 %	-	-
Беларусь	10	8	26.8	33	2679	4000	0	0 %	3	10 %	7	20 %	0	0	1	0.4 %	-	-
Грузия	5	3	7.9	13	1499	4000	0	0 %	1	10 %	3	20 %	0	0	0	1.0 %	-	-
Туркменистан	5	8	7.7	34	1627	4000	0	0 %	3	10 %	7	20 %	0	0	1	3.0 %	-	-
Азербайджан	8	9	16.7	36	2075	4000	0	0 %	4	10 %	7	20 %	0	0	1	1.5 %	-	-
Всего	306	261	1202	1598	3925	6118	213	18 %	433	27 %	677	42 %	24	49	77	0.6 %	1.4 %	2.3 %
ИТОГО	5844	8666	13636	38723	2333	4468	2230	16 %	8321	21 %	14094	36 %	255	95	1609	2.1 %	2.7 %	3.8 %

См. примечания к табл. А-2.1а. В табл. включен ряд стран из бывшего социалистического лагеря (прим.ред.перевода).

Приложение к Главе 4 – Расчеты топливного цикла

ОТКРЫТЫЙ (ОДНОКРАТНЫЙ) УРАНОВЫЙ ТОПЛИВНЫЙ ЦИКЛ В ТЕПЛОВЫХ РЕАКТОРАХ

Большая часть мирового производства электроэнергии АЭС вырабатывается в открытом топливном цикле с использованием обогащенного урана в легководных реакторах (LWR). Схема топливного цикла представлена на рис. А-4.1. Необходимо отметить, что значения массы и обогащения на схеме А-4.1 даны для выгорания 33 ГВт·сут/т т.м., т.е. средней глубины выгорания для реакторов США около двух десятилетий назад. Ниже в тексте настоящего раздела авторами используется показатель в 50 ГВт·сут/т т.м., т.е. текущий показатель выгорания реакторов США типа PWR.

Схема на рис. А-4.1 может быть значительно упрощена объединением всех начальных, завершающих операций без учета потерь (обычно – порядка 0,5% на любой рассматриваемой стадии). Хвосты обогащения также не представляют особого интереса, поскольку, хотя и полученные в значительном объеме, являются низкоактивными отходами, обращение с которыми является легким. Рис. А-4.2 в упрощенном виде представляет открытый топливный цикл легководного реактора с выгоранием 50 ГВт·сут/т т.м. и КИУМ 90%. Хвосты обогащения, являющиеся низкоактивными отходами (произведенные в большом объеме), здесь не учитываются. Величины массы, указанные на рис. А-4.2, получены в результате расчета, представленного ниже. Необходимо отметить, что схема на рисунке А-4.2 и последующие расчеты относятся к реакторам PWR (для простоты расчета авторы присваивают характеристики PWR всем реакторам LWR. Принципиальное отличие реакторов кипящего типа BWR – более низкое обогащение топлива на первоначальном этапе и более низкое значение выгорания, что немного снижает потребление природного урана и незначительно повышает массу отработавшего топлива).

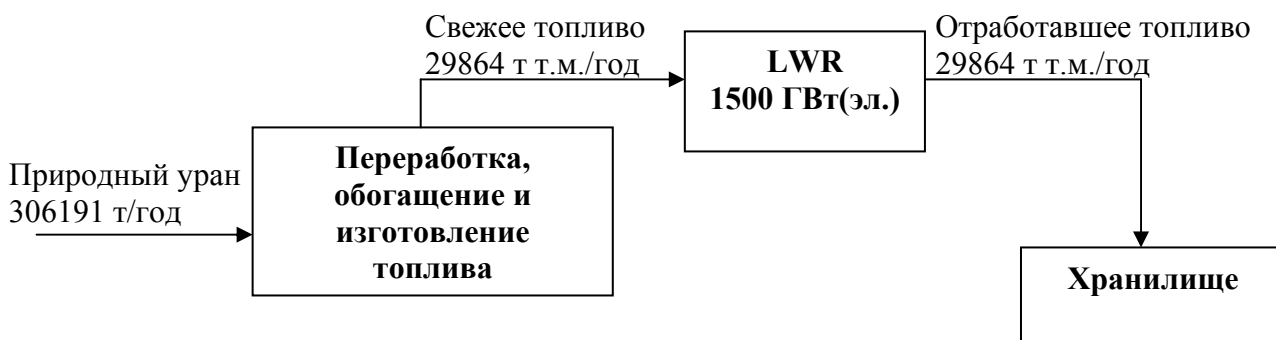


Рис. А-4.1. Открытый (однократный) топливный цикл (упрощенная схема)
т.м. – тяжелый металл

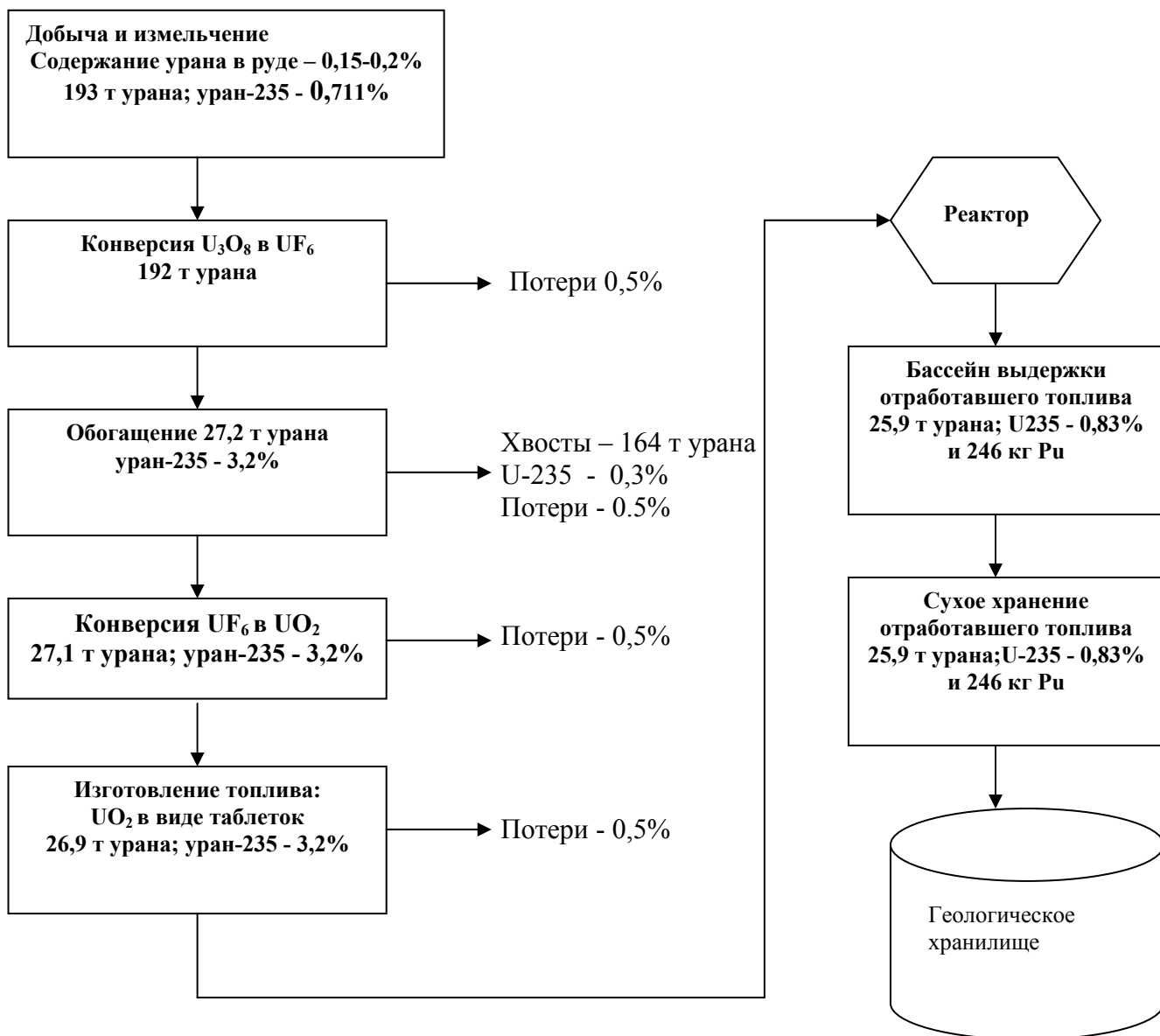


Рисунок А-4.2. Открытый топливный цикл

Источник: Приложение С к работе «Ядерные отходы» Нормана Расмуссена (MIT) и Аллена Кроффа (ORNL), Национальный научно-исследовательский совет, стр. 135 (1996 г.).

Количество энергии, полученной на единицу массы топлива¹, называется выгоранием топлива и измеряется в ГВт·сут/т т.м.². Глубина выгорания зависит от конструкции реактора и схемы управления топливом. Глубина выгорания в американских реакторах PWR может достигать порядка 50 ГВт·сут/т т.м.. Данное значение используется при расчетах, представленных в настоящем разделе. Масса топлива, которая должна ежегодно загружаться в реакторы, рассчитывается по следующей формуле:

$$M = \frac{Q}{B_d} \quad (1)$$

где:

M – масса ежегодно загружаемого топлива (т т.м./год);

Q – годовая выработка тепловой энергии (ГВт·сут/год);

B_d – выгорание при разгрузке (ГВт·сут/т т.м.)

Годовая выработка тепловой энергии рассчитывается по следующей формуле:

$$Q = \frac{P_e \cdot CF \cdot 365}{\eta_{th}} \quad (2)$$

где:

P_e – установленная электрическая мощность (ГВт(эл.);

CF – КИУМ;

η_{th} – тепловой К.П.Д. (ГВт(эл.)/ГВт(тепл.)).

Используя уравнения (1) и (2), получаем:

$$M = \frac{P_e \cdot CF \cdot 365}{\eta_{th} \cdot B_d} \quad (3)$$

КИУМ атомных электростанций США достигает порядка 90%, а тепловой к.п.д. АЭС с легководными реакторами – порядка 33%. Таким образом, используя уравнение (3), при установленной мощности 1500 ГВт(эл.), получаем, что масса ежегодно загружаемого в реакторы топлива равна 29864 т т.м.

Масса природного урана, необходимая для производства топлива, может быть рассчитана с учетом процесса обогащения (переменная x означает обогащение):

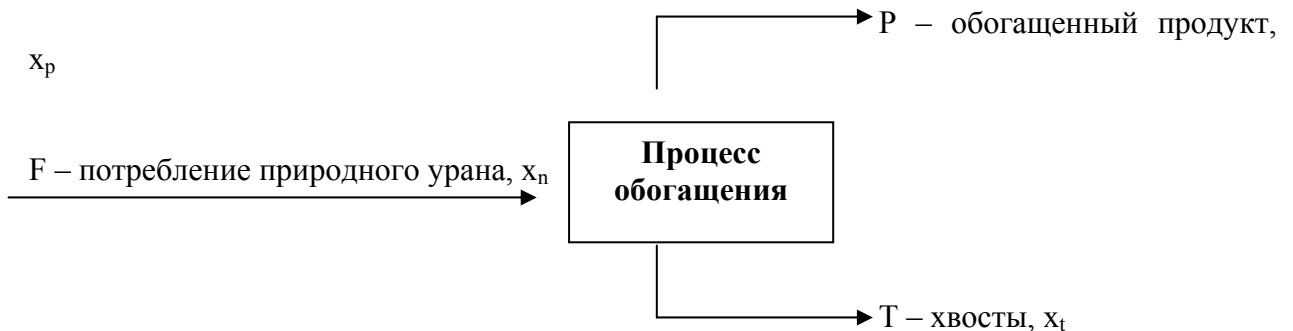


Рис. А-4.3. Процесс обогащения

Обогащение природного урана – $x_n = 0,711\%$, а объем хвостов обогащения оценивается как $x_t = 0,30\%$. Из сохранения массы урана-235 в процессе обогащения:

$$\frac{F}{P} = \frac{X_p - X_t}{X_n - X_t} \quad (4)$$

Таким образом, для данной массы обогащенного урана (P) масса необходимого объема урана (F) зависит от обогащения x_p . Для реакторов PWR возможна оценка необходимого обогащения для данного выгорания с использованием следующего соотношения⁴ (может быть использовано для обогащения в диапазоне до 20%):

$$x_p = 0,41201 + 0,11508 \cdot \left(\frac{n+1}{2n} \cdot B_d\right) + 0,00023937 \cdot \left(\frac{n+1}{2n} \cdot B_d\right)^2 \quad (5)$$

где n – число партий топлива, т.е. часть активной зоны, подвергаемая перегрузке за цикл, равна $1/n$.

Число партий топлива выбирается в соответствии со схемой перегрузок топлива, принятой эксплуатирующей организацией. В США, в среднем, этот показатель обычно равен 3. Используя уравнение (5) при $n = 3$ и $Bd = 50$ ГВт·сут/т т.м., получаем обогащение урана-235, равное $x_p = 4,51\%$. Используя уравнение (4), получаем $F/P = 10,25$, и таким образом масса требуемого природного урана составляет 306191 т/год для необходимого объема 29864 т т.м./год обогащенного урана для загрузки реакторов мощностью 1500 ГВт(эл.).

Состав отработавшего топлива реакторов можно грубо разделить на 4 составляющих: 1) уран; 2) плутоний; 3) продукты деления (ПД); 4) младшие актиниды (МА). Отработавшее топливо при выгорании 50 ГВт·сут/т т.м. имеет следующий состав: 93,4% урана (при обогащении урана-235 в 1,1%), 5,15% продуктов деления, 1,33% плутония и 0,12% младших актинидов⁵.

Поскольку масса ежегодно выгружаемого отработавшего топлива равна 29864 т⁶, общий объем данных материалов, ежегодно выгружаемых из реакторов установленной мощностью 1500 ГВт(эл.), составляет: 27893 т урана, 1538 т продуктов деления, 397 т плутония и 36 т младших актинидов (см. табл. А-4.1).

Таблица А-4.1

Масса отработавших топливных материалов – открытый топливный цикл (1500 ГВт(эл.) при КИУМ 90%)

Материал	Выгорание	
	50 ГВт·сут/т т.м.	100 ГВт·сут/т т.м.
Отработавшее топливо, т т.м./год	29864	14932
Состав отработавшего топлива:		
Уран	93,4 % (27893 т/год)	87,43 % (13055 т/год)
ПД	5,15 % (1538 т/год)	10,30 % (1538 т/год)
Плутоний	1,33 % (397 т/год)	1,97 % (294 т/год)
МА	0,12 % (36 т/год)	0,3096 (45 т/год)

ВЫСОКОЕ ВЫГОРАНИЕ

При увеличении выгорания до 100 ГВт·сут/т т.м. масса топлива, загружаемого и выгружаемого ежегодно, снижается в 2 раза до 14932 т т.м./год. В соответствии с уравнением (5) величина необходимого обогащения составляет 9,15%, что дает величину потребления природного урана 321447 т/год для существующей типичной схемы, предусматривающей 3 партии топлива. Данная величина на 15% выше показателя реального выгорания. При принятии в этом случае схемы топливного режима, предусматривающего 5 партий топлива, необходимое обогащение составит 8,18%, что дает величину потребления природного урана 286231 т/год (на 8% ниже существующего значения выгорания).

Важно учесть, что брутто-объем продуктов деления, полученных при производстве определенного количества электроэнергии, не зависит от выгорания топлива, поскольку производительность энергии деления всегда составляет 1000 ГВт·сут/т т.м._{деления}. Таким образом, в случае высокого выгорания топлива необходимо осуществлять процесс деления того же количества материала, и будет выработано то же количество продуктов

деления, но продукты деления будут сконцентрированы в меньшей массе топлива. Отработавшее топливо при выгорании 100 ГВт·сут/т т.м. имеет следующий состав: 87,43% урана (при обогащении урана-235 в 1,66%), 10,30% продуктов деления, 1,97% плутония и 0,30% младших актинидов⁷. Общий объем материала, ежегодно выгружаемого из реакторов, составляет: 13055 т урана, 1538 т продуктов деления, 294 т плутония и 45 т младших актинидов (см. Табл. А-4.1). Отметим, что объем ежегодно выгружаемого плутония ниже, чем для выгорания 50 ГВт·сут/т т.м.

ТОПЛИВНЫЙ ЦИКЛ С ОДНОСТУПЕНЧАТОЙ РЕГЕНЕРАЦИЕЙ ПЛУТОНИЯ В ТЕПЛОВЫХ РЕАКТОРАХ

Плутоний, присутствующий в отработавшем топливе, может быть регенерирован и использован в качестве делящегося материала в новом ядерном топливе. Рециркулируемый плутоний смешивается с природным или обедненным ураном для получения МОХ-топлива (смешанное оксидное топливо), обычно состоящего на 7% из PuO_2 и на 93% - из UO_2 . На рис. А-4.4 представлен топливный цикл, где для производства МОХ-топлива рециркулируется все отработавшее UOX-топливо (но не МОХ-топливо). Величины, указанные на рис. А-4.4, получены расчетным путем, описанным ниже.

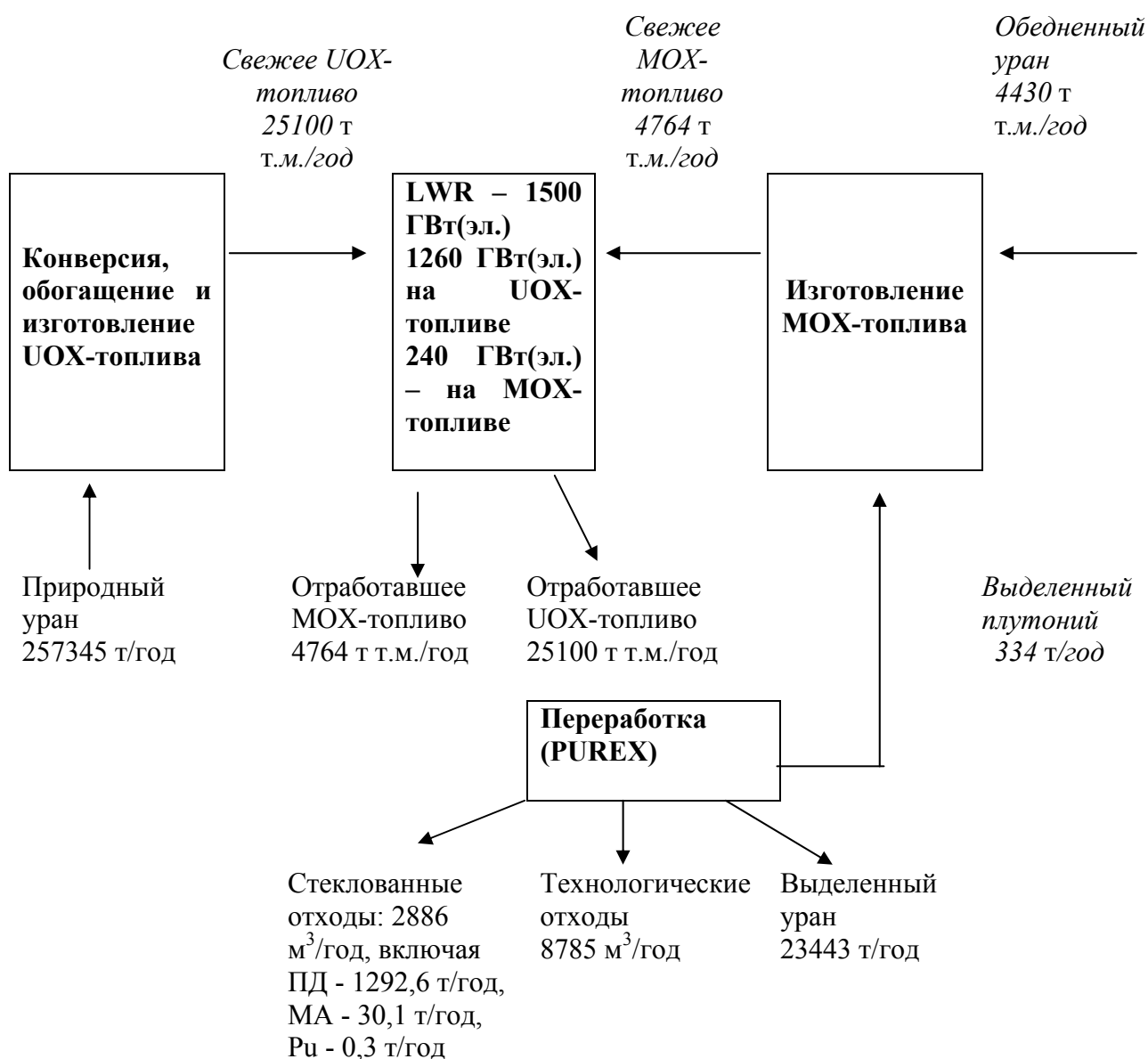


Рисунок А-4.4. Одноступенчатый рецикл плутония – реакторы электрической мощностью 1500 ГВт

Рассматриваемые реакторы LWR используют как UOX-топливо, так и МОХ-топливо. По проекту, отдельный реактор может использовать только UOX-топливо или смесь UOX-

топлива и МОХ-топлива. На практике современные реакторы, использующие UOX- и МОХ-топливо, загружаются в соотношении 2:1 UOX- и МОХ топлива.

Для упрощения, мы предполагаем, что выгорание МОХ-топлива равно выгоранию UOX-топлива, т.е. 50 ГВт·сут/т т.м.⁹. Мы также должны предположить, что тепловой к.п.д. всех электростанций – 33%, а КИУМ – 90%. В случае повторной переработки всего отработавшего UOX-топлива и регенерации всего плутония, содержащегося в нем для получения МОХ-топлива, доля мощности реактора от использования МОХ-топлива может быть определена следующим образом:

Используем уравнение (3) для определения массы ежегодно выгружаемого отработавшего UOX-топлива.

$$\text{Масса отработавшего UOX-топлива} = \frac{(P_e)_{UOX} \cdot 0,9 \cdot 365}{0,33 \cdot 5,0} \text{ [т т.м./Год]}$$

Учитывая, что содержание плутония в отработавшем UOX-топливе 1,33% и предполагая, что 99,9% этого плутония может быть регенерировано на установке PUREX (соответственно, 0,1% плутония теряется при повторной переработке):

$$\text{Плутоний, рециклированный из отработавшего UOX-топлива} = \frac{(P_e)_{UOX} \cdot 0,9 \cdot 365}{0,33 \cdot 5,0} \cdot 0,0133 \cdot 0,999 \text{ [т Pu/Год]}$$

Масса ежегодно необходимого МОХ-топлива также определяется с использованием уравнения (3):

$$\text{Масса МОХ-топлива} = \frac{(P_e)_{MOX} \cdot 0,9 \cdot 365}{0,33 \cdot 5,0} \cdot \text{[т т.м./Год]}$$

Поскольку МОХ-топливо имеет первоначальное содержание плутония 7%¹⁰, то

$$\text{Pu, необходимый для МОХ-топлива} = \frac{(P_e)_{MOX} \cdot 0,9 \cdot 365}{0,33 \cdot 5,0} \cdot 0,07 \text{ [т Pu/Год]}$$

Если необходимо, чтобы объем плутония, регенерированного из отработавшего UOX-топлива, был равен объему плутония, необходимого для производства МОХ-топлива, получаем:

$$\frac{(P_e)_{UOX}}{(P_e)_{MOX}} = \frac{0,07}{0,0133 \cdot 0,999} = 5,27$$

Необходимо учесть, что в настоящее время наиболее часто используется значение 7 для данного соотношения. Причина в том, что наиболее часто используемым содержанием плутония в отработавшем топливе является 1% (это – хорошее приближение для UOX-топлива, облученного до выгорания, равного 30 – 40 ГВт·сут/т т.м.).

Зная отношение UOX-топливо/МОХ-топливо и используя уравнения (3) – (5), находим значения массовых расходов (рис. А-4.4) в виде: для общей мощности 1500 ГВт(эл.) и при отношении UOX-топливо/МОХ-топливо, равном 5,27, имеем 1260 ГВт(эл.) на основе

UOX-топлива и 240 ГВт(эл.) на основе MOX-топлива. Используя уравнение (3), получаем расход 25100 т т.м./год для UOX-топлива и 4764 т т.м./год – для MOX-топлива. Используя уравнение (4), получаем: масса природного урана, необходимого для изготовления UOX-топлива, равна 257345 т/год.

Отработавшее UOX-топливо направляется на переработку. При переработке на установке PUREX мы предполагаем, что все продукты деления, все младшие актиниды и 0,1% плутония, присутствующего в отработавшем UOX-топливе, выделены и включены в боросиликатное стекло. Объем боросиликатного стекла – 0,115 м³ на тонну переработанного топлива. Далее, в результате данного процесса получают радиоактивные технологические отходы в объеме 0,35 м³ на тонну переработанного топлива¹¹. Вновь предполагая, что отработавшее UOX-топливо содержит 93,4% урана, 5,15% продуктов деления, 1,33% плутония и 0,12% актинидов, получаем, что боросиликатное стекло содержит 1292,6 т/год продуктов деления, 30,1 т/год младших актинидов и 0,3 т/год плутония. Количество выделенного урана – 23443 т/год и 334 мт/год выделенного плутония может быть использовано для изготовления MOX-топлива. Поскольку общая масса MOX-топлива равна 4764 т т.м./год, потребность в обедненном уране составляет 4430 т/год.

При облучении в реакторе¹² общее содержание плутония в MOX-топливе сокращается примерно на 30%; поскольку содержание плутония в свежем топливе составляет 7%, содержание его в отработавшем топливе – примерно 4,9%. Как видно из рис. А-4.4, каждый год из реакторов выгружается 4764 т MOX-топлива; таким образом, общий объем выгруженного плутония составляет порядка 233 т/год, что демонстрирует 40%-ное снижение в сравнении с однократным циклом (напомним, что масса плутония, выгружаемого при однократном цикле, составила 397 т/год). Действительно, несмотря на то, что отработавшее MOX-топливо имеет более высокое содержание плутония, нежели отработавшее UOX-топливо (4,9% против 1,23%), масса выгружаемого отработавшего MOX-топлива намного меньше, а общий объем плутония в отработавшем топливе – ниже. Кроме того, выгружаемый плутоний в отработавшем MOX-топливе имеет ухудшенный изотопный состав (т.е. больше плутония-238 и плутония-240) и, соответственно, менее пригоден для производства оружия. Тем не менее, поскольку PUREX-технология предусматривает производство выделенного плутония, в целом, MOX-цикл менее желателен с точки зрения устойчивости к распространению ядерных материалов.

Отметим, что в этом случае потребление природного урана будет лишь на примерно 15% ниже, чем потребление в случае однократного цикла. Соответственно, вариант с MOX-топливом лишь в незначительной степени влияет на совершенствование использования урановых ресурсов. Данный показатель мог бы быть улучшен, если бы уран, выделенный в результате применения PUREX-технологии, был рециклирован и повторно обогащен с целью производства нового топлива. На сегодняшний день выделенный уран не регенерируется, поскольку его изотопный состав усложнит операции на заводах по обогащению (например, в значительном объеме присутствует уран-236), а также по причине дешевизны урановой руды. При повышении цен на урановую руду или снижении затрат на обогащение, повторное обогащение выделенного урана с целью производства UOX-топлива может стать довольно привлекательным решением вопроса. Однако сегодня выделенный уран лишь складывается для возможного использования в будущем. Альтернатива - многоступенчатая регенерация, которая может дополнительно сократить потребление урана, но не является достаточно привлекательным решением в сегодняшних условиях.

Наконец, отметим, что при реализации сценария с установленной электрической мощностью 1500 ГВт, ежегодно будет необходима повторная переработка порядка 25100 т т.м. отработавшего топлива. Производительность перерабатывающей установки La Hague (компания SOGEMA) – 1700 т т.м./год. Таким образом, данный сценарий требует около 15 перерабатывающих установок, подобных этой. Таблица А-4.2 содержит данные по расходу отработавшего топлива для случая рассмотренного цикла одноступенчатой регенерации плутония.

Таблица А-4.2

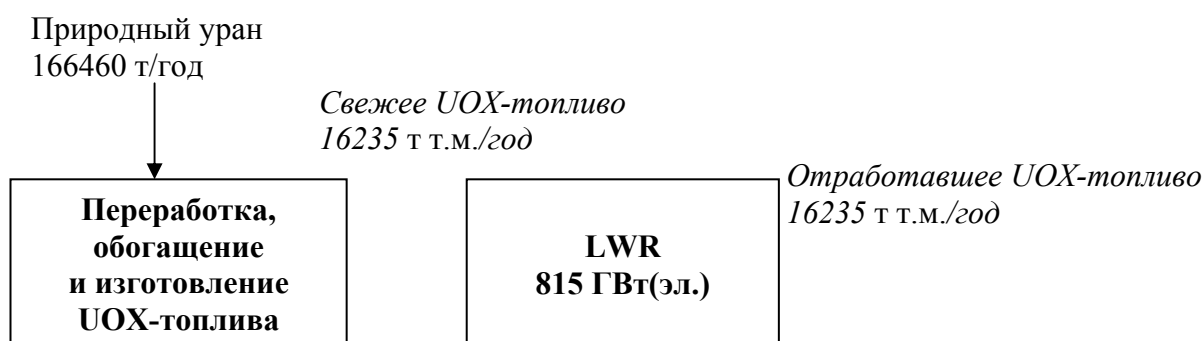
Расход материалов отработавшего топлива – Однократная регенерация плутония (1500 ГВт(эл.) при КИУМ 90%)

Повторно переработанное UOX-топливо	25100 т т.м./год
Выделенный уран	23443 т/год
Боросиликатное стекло	
ПД	12926 т/год
МА	30,1 т/год
Плутоний	0,3 т/год
Отработавшее MOX-топливо (т т.м./год)	4764 т/год
Плутоний (4,9%)	233 т/год

СБАЛАНСИРОВАННЫЙ ТОПЛИВНЫЙ ЦИКЛ БЫСТРЫХ И ТЕПЛОВЫХ РЕАКТОРОВ

Основная цель регенерации отработавшего топлива в рамках MOX-топливного цикла – извлечь делящийся плутоний и использовать его в производстве энергии. Однако в случае использования быстрых реакторов¹³ (БР), весь плутоний и младшие актиниды могут быть регенерированы, включены в новое топливо и подвергнуты делению в условиях быстрого нейтронного потока. В этом случае использование урановых ресурсов намного более эффективно, а радиотоксичность отработавшего ядерного топлива – значительно снижена. На рис. А-4.5 представлен топливный цикл, в котором задействованы как БР, так и LWR (необходимо отметить: мы предполагаем пирометаллургическую переработку всего отработавшего топлива, включая отработавшее топливо LWR):

Масса топлива, ежегодно загружаемого в LWR и БР, определяется уравнением (3). Для БР берем следующие значения: выгорание – 120 ГВт-сут/т т.м., тепловой к.п.д. – 40%, и КИУМ – 90%. Предполагается, что в составе тяжелого металла топлива для БР – 75% урана и 25% трансурановых элементов (плутоний и младшие актиниды). Если мы предполагаем, что БР используются для сжигания радиоактивных отходов, т.е. содержание трансурановых элементов при облучении в топливе сокращается на 20%¹⁴, отношение мощности БР к мощности LWR может быть определено следующим образом:



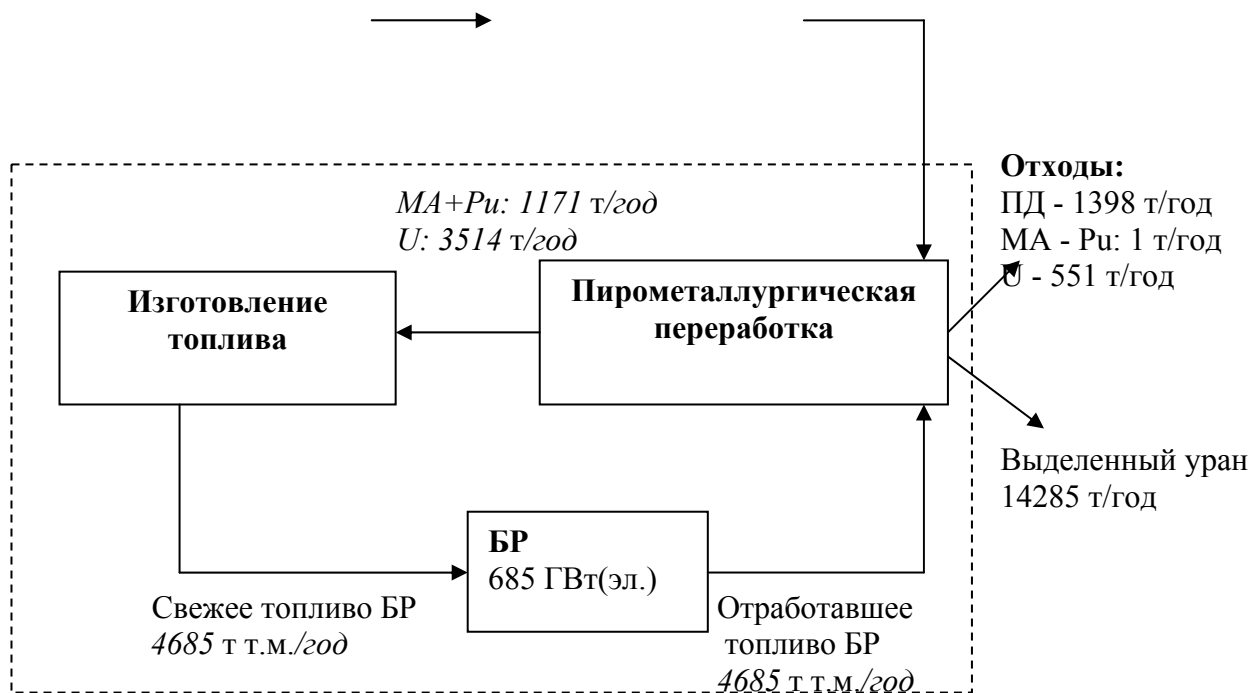


Рис. А-4.5. Сбалансированный топливный цикл на БР/LWR – парк реакторов мощностью 1500 ГВт(эл.)

Годовая масса топлива БР определяется уравнением (3):

$$\text{Масса топлива БР} = \frac{(Pe)_{FR} \cdot 0,9 \cdot 365}{0,4 \cdot 120} \text{ [т т.м./год]}$$

Масса плутония и младших актинидов, используемых при изготовления топлива БР, равна (напомним, что топливо БР содержит 25% трансурановых элементов):

$$\text{Pu + MA, необходимые для БР} = \frac{(Pe)_{FR} \cdot 0,9 \cdot 365}{0,4 \cdot 120} \cdot 0,25 \text{ [т Pu+MA/год]}$$

Поскольку, как мы предположили, содержание трансурановых элементов в топливе при облучении должно снизиться на 20%, имеем:

$$\text{Pu + MA из отработавшего топлива БР} = \frac{(Pe)_{FR} \cdot 0,9 \cdot 365}{0,4 \cdot 120} \cdot 0,25 \cdot (1-0,2) \text{ [т Pu+MA/год]}$$

Для определения массы отработавшего УОХ-топлива используется уравнение (3):

$$\text{Масса отработавшего УОХ-топлива} = \frac{(Pe)_{UOX} \cdot 0,9 \cdot 365}{0,33 \cdot 50}$$

Поскольку отработавшее УОХ-топливо содержит 1,33% плутония и 0,12% младших актинидов, годовая масса плутония и младших актинидов равна:

$$Pu + MA \text{ из отработавшего UOX-топлива} = \frac{(P_e)_{UOX} \cdot 0,9 \cdot 365}{0,33 \cdot 50} \cdot 0,0145 \text{ [т Pu+MA/год]}$$

Предполагая, что 99,9% плутония и актинидов могут быть регенерированы в результате пирометаллургической переработки, получаем:

$$Pu + MA \text{ для топлива БР} = 0,999 \left[\frac{Pu + MA \text{ из отработавшего топлива БР}}{\text{отработавшего топлива БР}} \right] + \left[\frac{Pu + MA \text{ из UOX - топлива}}{\text{отработавшего UOX - топлива}} \right]$$

Из выражения выше находим соотношение установленной электрической мощности БР и LWR:

$$\frac{(P_e)_{FR}}{(P_e)_{UOX}} = \frac{0,0145 \cdot 0,4 \cdot 120}{0,25 \cdot 0,33 \cdot 50 \cdot (1/0,999 - (1 - 0,2))} = 0,84$$

Таким образом, если общая мощность достигает 1500 ГВт(эл.), мощность БР может быть принята как 685 ГВт(эл.), а мощность LWR – как 815 ГВт(эл.). Используя уравнение (3), получаем: масса топлива, необходимого для LWR и БР, равна 16235 т т.м./год и 4685 т т.м./год, соответственно. Используя уравнение (4), получаем: объем природного урана, необходимого для производства UOX-топлива, составляет 166469 т/год, приблизительно на 60% меньше объема природного урана в открытом цикле.

Отметим, что соотношение мощность БР/мощность LWR зависит от допущений, принятых относительно состава топлива БР: если доля трансурановых элементов в топливе БР, полученного из повторно переработанного UOX-топлива, меньше 20%, доля LWR в общей мощности будет тоже меньше. Далее, если бы общее содержание трансурановых элементов было менее 25%, мощность LWR в этом случае была бы меньше.

При полной регенерации актинидов весь объем отходов, полученных в результате пирометаллургической переработки, содержит продукты деления (отходы также содержат 0,1% актинидов, образующихся в отходах процесса переработки). Количество продуктов деления, вырабатываемых в течение данного года на БР, можем получить, предполагая, что в результате деления на БР, в среднем, образуется 1000 ГВт·сут/т т.м. деления. Соответственно, используя уравнение (2) для расчета годовой выработки тепловой энергии, Q (ГВт·сут), путем деления на 1000 ГВт·сут/т т.м. деления, получаем годовой объем продуктов деления:

$$FR_{FR} = \frac{685 \cdot 0,9 \cdot 365}{0,4 \cdot 1000} = 562 \text{ [т ПД/год]}.$$

При реализации данного топливного цикла повторно переработанное топливо LWR (16235 т/год) на 5,15% состоит из продуктов деления, что соответствует 836 т/год, и дает общий выход продуктов деления, равный 1398 т/год.

Производство топлива для БР (4685 т т.м./год), при допущении о содержании в его составе 25% трансурановых элементов и 75% урана, требует 1171 т трансурановых элементов и 3514 т урана. При допущении 0,1% потерь трансурановых элементов при переработке,

объем трансураниевых элементов для пирометаллургической переработки должен составлять 1172 т (1 т данного количества уйдет в отходы).

Объем выделенного урана рассчитывается следующим образом: общая масса отработавшего топлива БР – 4685 т т.м./год. Отработавшее топливо содержит 563 т продуктов деления и 80% исходных из 1171 т трансураниевых элементов, или 937 т. Остальная масса или 3185 т - это уран. Отработавшее УОХ-топливо (16235 т т.м./год) содержит 93,4% урана (см. табл. А-4.1) или 15164 т. Поэтому общий выход урана при пиропроцессе 18349 т. По причине технологических ограничений, связанных с пирометаллургической переработкой, 3% данного объема или 551 т, приходится на отходы. Поскольку только 3513 т необходимо для производства топлива БР, объем выделенного урана составляет 14285 т/год. В табл. А-4.3 приведены данные о расходах материалов в отработавшем топливе для рассматриваемого сбалансированного топливного цикла БР/ LWR.

Таблица А-4.3

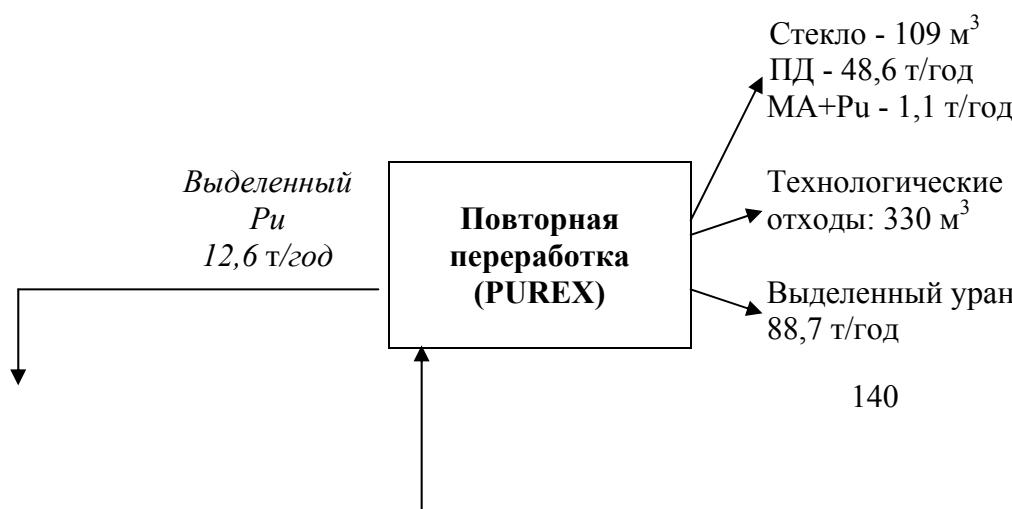
Расход материалов отработавшего топлива – сбалансированный цикл БР/LWR (1500 ГВт(эл.) при КИУМ 90%)

Переработанное УОХ-топливо	16235 т т.м./год
Переработанное топливо для БР	4685 т т.м./год
Выделенный уран	14285 т/год
Отходы пирометаллургической переработки:	
ПД	1398 т/год
Актиниды (Pu+MA)	1 т/год
Уран	551 т/год

Существующая ситуация: открытый однократный цикл с частичной регенерацией плутония

Простые модели, разработанные на сегодняшний день для оценки расхода материалов в рамках различных топливных циклов, могут быть применены и к существующим АЭС мира. Разумеется, это даст лишь приблизительную оценку реальных привлекаемых объемов, поскольку модели в значительной степени упрощены.

По состоянию на 2002 г., установленная мощность АЭС мира (на тепловых реакторах) составляет порядка 352 ГВт(эл.). Для простоты мы предполагаем, что все эти реакторы LWR, и применяем аналогичные допущения, что и раньше, в отношении выгорания (50 ГВт·сут/т т.м.), КИУМ (90%) и теплового к.п.д. (33%). На сегодняшний день МОХ-топливо составляет порядка 2,5% от суммарного мирового производства ядерного топлива¹⁵; таким образом, мы предполагаем, что 9 ГВт(эл.) установленной мощности производится из МОХ-топлива.



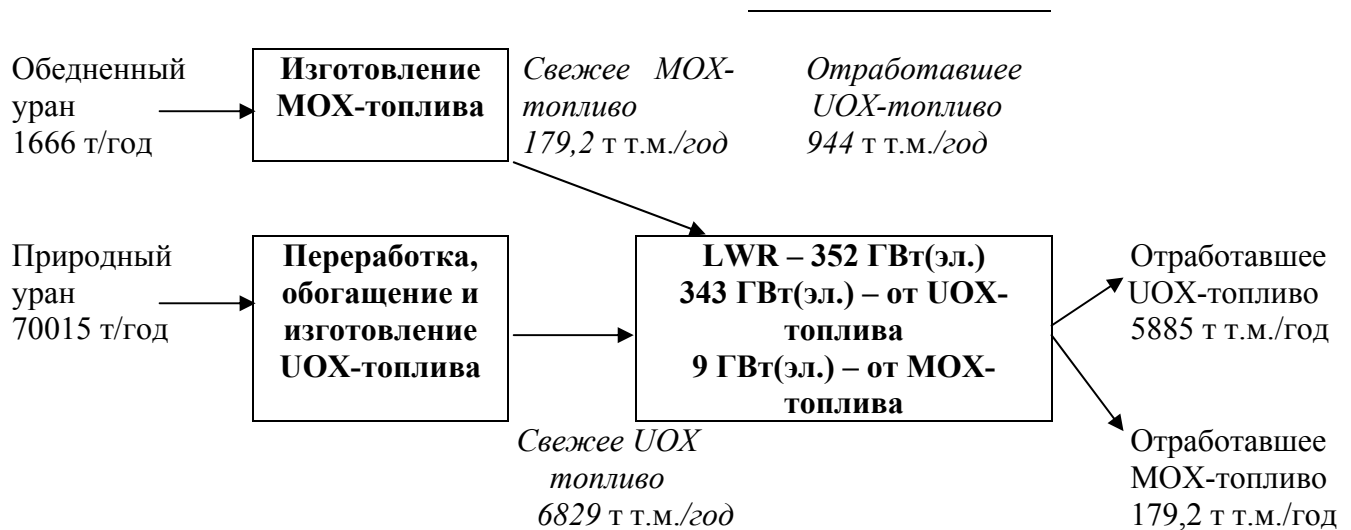


Рис. А-4.6. Открытый цикл с частичной регенерацией плутония – 352 ГВт(эл.)

Значения массовых расходов, указанные на рис. А-4.6, рассчитаны с помощью уравнений (3) – (5); напомним, что отработавшее UOX-топливо содержит 93,4% урана, 5,15% ПД, 1,33% Pu и 0.12% МА и что содержание плутония в MOX-топливе – 7%. Итоговые значения массовых расходов отработавшего топлива для данного топливного цикла приведены в табл. А-4.4.

Таблица А-4.4

Расход материалов отработавшего топлива – существующий парк АЭС мира (LWR с открытым топливным циклом и регенерацией некоторой части плутония, 352 ГВт(эл.) при КИУМ 90%)

Отработавшее UOX-топливо	5 885 т т.м./год
Pu (1,33%)	78 т/год
Отработавшее MOX-топливо	1792 т т.м./год
Pu (4,9%)	9 т/год
Повторно переработанное UOX-топливо	944 т т.м./год
Выделенный уран	881,7 т/год
Боросиликатное стекло:	
ПД	48,6 т/год
Pu+МА	1,1 т/год

Интересно рассмотреть, как АЭС и их топливные циклы используют MOX-топливо для выработки этих 9 ГВт(эл.). По состоянию на сегодняшний день, станции работают или исключительно на UOX-топливе (назовем их UOX-станции), или на смеси UOX- и MOX-топлива (назовем их MOX-станции). В то время как США и Азия, в основном, используют UOX-станции, Европа и Россия сочетают использование обоих этих типов. Далее, на сегодняшний день 1/3 активной зоны MOX-станций загружена MOX-топливом, а 2/3 – UOX-топливом. Соответственно, общая мощность таких станций составляет 27 ГВт(эл.) (хотя, конечно, лишь 9 ГВт(эл.) приходится на MOX-топливо). На рис. А-4.7 представлен современный топливный цикл, где отдельно представлены UOX- и MOX-станции.

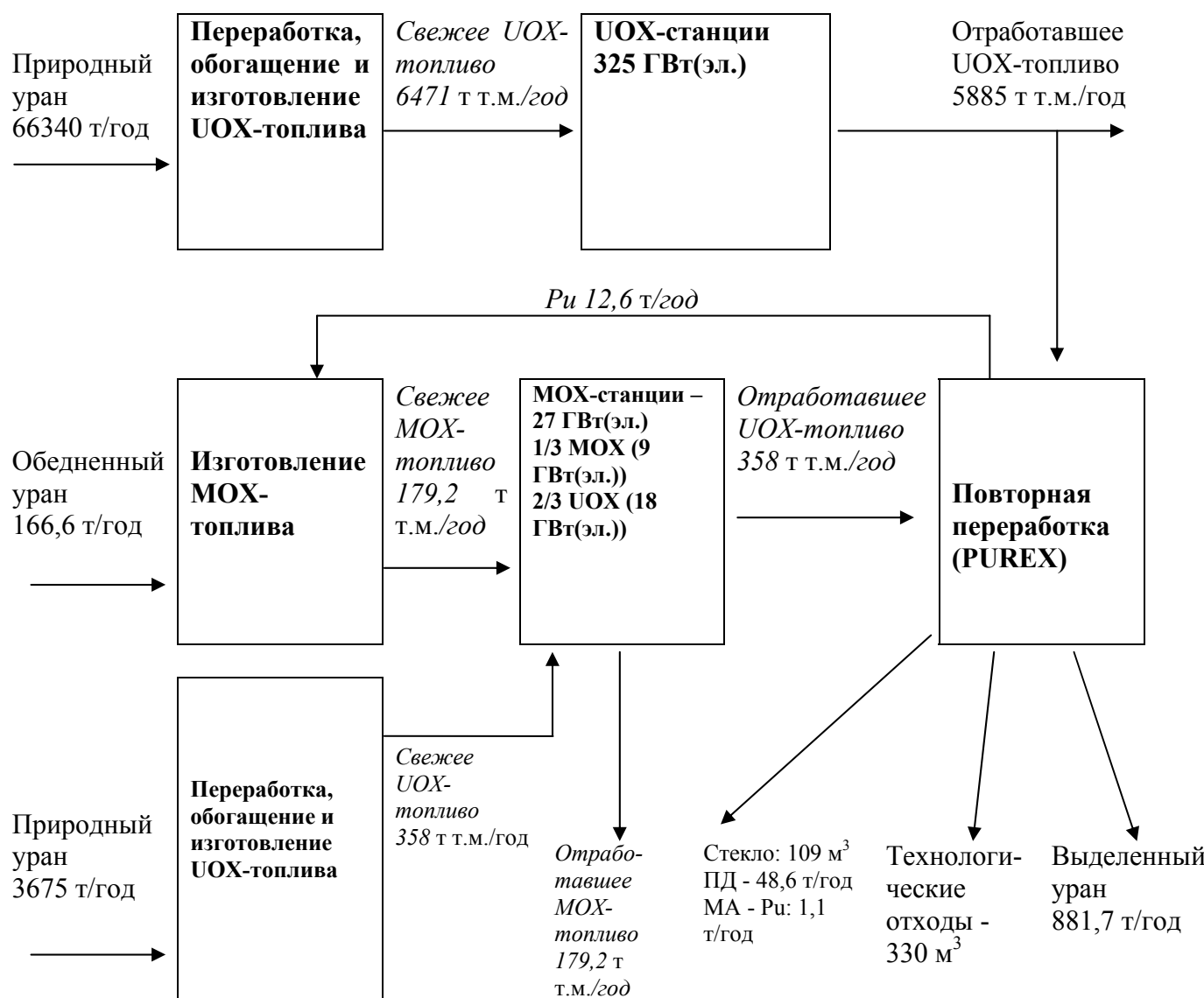


Рисунок А-4.7. Открытый топливный цикл с частичной регенерацией плутония – 352 ГВт(эл.)

Общий объем потребления UOX-топлива (6829 т/год) распределяется между UOX- и MOX-станциями в соответствии с долей, приходящейся на UOX-топливо. Таким образом, для UOX-станций необходимо 325/343 этого количества, или 6471 т т.м./год. Соответственно, потребление UOX-топлива на MOX-станциях составляет 358 т т.м./год. Для производства достаточного количества плутония, необходимого для изготовления MOX-топлива, всего необходимо 944 т т.м./год отработанного UOX-топлива. То есть при регенерации всего переработанного UOX-топлива MOX-станций (358 т т.м./год), необходима также переработка 586 т т.м./год отработанного топлива с UOX-станций.

В табл. А-4.5 приведены данные по потребности в уране и объему отходов в зависимости от типа станции.

Таблица А-4.5

Потребление урана и объем отходов в зависимости от типа АЭС – существующие реакторы мощностью 352 ГВт(эл.)

АЭС,	Природный уран,	Выгружаемые	Выгружаемый Pu,
------	-----------------	-------------	-----------------

электрическая мощность	т/год	высокоактивные отходы, т/год	т/год
УОХ-станции 325 ГВт	66 340	Отработавшее УОХ-топливо - 6471	Выведено в отработавшем УОХ-топливе - 86,1
МОХ-станции 27 ГВт	3 675	Отработавшее МОХ-топливо - 179,2 Стекло - 109 м ³ (48,6 ПД, 1,1 МА+Pu) Технологические отходы - 330 м ³	Потреблено для изготовления МОХ-топлива - 12,6 Выведено в отработавшем МОХ-топливе - 8,8

Отметим, что все отходы повторной переработки относятся к МОХ-станциям, даже в случае значительной доли повторно переработанного топлива с УОХ-станций. Причина этого - в отсутствии необходимости в операциях по повторной переработке для станций, не относящихся к типу МОХ-станций. Отметим также, что объем отработавшего топлива с УОХ-станций, указанный в таблице (6471 т т.м./год), - это суммарный выгруженный объем (т.е. включая отработавшее топливо для будущей повторной переработки). Таким образом, для того, чтобы получить объем отработавшего УОХ-топлива, предназначенного для хранения, из этого значения необходимо вычесть объем отработавшего топлива с УОХ-станций для повторной переработки (586 т/год).

Наконец, показатели из табл. А-4.5 могут быть нормированы на 1 ГВт(эл.) путем деления значений в первом и втором рядах на 325 ГВт(эл.) и 27 ГВт(эл.), соответственно. В результате получаем картину потребления урана и объема отходов для АЭС мощностью в 1 ГВт(эл.).

Потребление урана и объем отходов в зависимости от типа АЭС – нормированыны ГВт(эл.)

АЭС, электрическая мощность	Природный уран, т/год	Выгружаемые высокоактивные отходы, т/год	Выгружаемый Pu, т/год
УОХ-станции на ГВт	204	Отработавшее УОХ- топливо: 19,9	Выгружено в отработавшем УОХ- топливе - 265
МОХ-станции на ГВт	136 (=2/3·204)	Отработавшее МОХ- топливо - 6,6 (=1/3·19,9) Стекло: 4,0 м ³ (1,8 ПД, 0,04 МА+Pu) Технологические отходы - 12,2 м ³	Потреблено для изготовления МОХ- топлива - 467 Выгружено в отработавшем МОХ- топливе - 327

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Массой ядерного топлива называется масса тяжелых металлов, присутствующих в топливе. Например, для топлива, состоящего из оксида урана (UO₂) с циркониевой оболочкой, массой соответствующего количества топлива будет являться только масса урана, содержащегося в данном топливе. Масса кислорода и оболочки не учитывается.
2. ГВт·сут/т т.м. – гигаватт·сут на метрическую тонну исходного тяжелого металла; авторы всегда относят к исходной массе тяжелого металла топлива, поскольку при облучении топлива атомы тяжелого металла делятся, и, соответственно, их масса уменьшается во времени.
3. Это – годовое суммарное количество топлива, загружаемого в реакторы. Сегодня стандартная продолжительность реального цикла на реакторах США типа PWR составляет 18 мес.
4. Zhiwen Xu, «Design Strategies for Optimizing High Burnup Fuel in Pressurized Water Reactors». Докторская диссертация, MIT, январь, 2003 г. См. уравнение 2.8.
5. Zhiwen Xu, «Design Strategies for Optimizing High Burnup Fuel in Pressurized Water Reactors». Докторская диссертация, MIT, январь, 2003 г. См. подробное описание результатов (MCODE).
6. Разумеется, мы пренебрегаем уменьшением массы топлива в результате преобразования массы в энергию при прохождении процесса деления, например, в данном случае – потерей 1,4 т.
7. Zhiwen Xu, «Design Strategies for Optimizing High Burnup Fuel in Pressurized Water Reactors». Докторская диссертация, MIT, январь, 2003 г. См. подробное описание результатов (MCODE).
8. Топливный цикл, рассматриваемый нами в данном разделе, - это не цикл возврата наработанного плутония в установку-производитель. Цикл возврата наработанного плутония предусматривает повторную переработку всего отработавшего топлива, включая отработавшее МОХ-топливо, с целью извлечения плутония. По состоянию на 2002 г., ни одна из стран, использующих плутониевый цикл, не подвергает повторной переработке отработавшее МОХ-топливо, в частности, по причине ухудшенного изотопного состава плутония из отработавшего МОХ-топлива. Однако в будущем последующая регенерация плутония, возможно, осуществляться будет.
9. На сегодняшний день глубина выгорания МОХ-топлива LWR после облучения обычно не превышает 50 ГВт сут/т т.м.; как показывает опыт, в будущем показатель будет равен показателю для УОХ-топлива.
10. Мы предполагаем, что плутоний смешивается с обедненным ураном-238; примесь природного урана или урана из отработавшего топлива может дать некоторое количество урана-235 и незначительно снизить потребность в плутонии.
11. COGEMA, V.Barre «State of the Art in Nuclear Fuel Reprocessing », SAFEWASTE 2000. October октябрь, 2000. Значения даны для 2000 г. (взято из таблицы 3).
12. OECD/NEA: «Plutonium Fuel – An Assessment», 1989. См. Таблицу 12 В.

13. Вопрос о том, какой реактор (тепловой или быстрый) предпочтителен для сжигания актинидов, пока остается нерешенным. При этом необходимо отметить теоретическую возможность полной регенерации актинидов в тепловом спектре.
14. Данные значения (25% для содержания МА+плутоний и 20% для сложной фракции) относятся к БР. Например, см. таблицу V (LWR Spent-Fuel Feed) в работе R.N.Hill, D.C.Wade, J.R.Liaw, E.K.Fujita «Physics Studies of Weapons Plutonium Disposition in the Integral Fast Reactor Closed Fuel Cycle», Nuclear Science and Engineering, v.121, p.17-31 (1995).
15. World Nuclear Association: «Mixed Oxide Fuel», February 2002. ([HTTP://WWW.WORLD-NUCLEAR.ORG/INFO/INF29.HTM](http://www.world-nuclear.org/info/inf29.htm)). Согласно данным указанной статьи, производство МОХ-топлива в 2000 г. достигло 190 т т.м.

Приложение к Главе 5 – Экономический анализ

ПРИЛОЖЕНИЕ 5.А - РАСЧЕТ ПРИВЕДЕННОЙ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Действительная приведенная стоимость производства электроэнергии используется для оценки экономической конкурентоспособности альтернативных технологий генерирования электроэнергии.¹ Действительная приведенная проектная стоимость эквивалентна цене электроэнергии в долларах с постоянной покупательной способностью («действительной» цене), которой было бы достаточно, чтобы покрыть все эксплуатационные расходы, ссудный процент и выплаты по основному погашению заимствования на проект, а также налоги и обеспечить инвесторам приемлемые дивиденды в течение всего экономического срока жизни проекта. Такая действительная приведенная стоимость альтернативных технологий генерирования электроэнергии с одинаковыми эксплуатационными характеристиками (например, коэффициентами использования установленной мощности) служит в качестве показателя, используемого для определения наиболее экономичного варианта.

Действительная приведенная проектная стоимость может быть определена с использованием расчёта окупаемости капиталовложений по дисконтированным затратам; методика, применяемая в такой модели, описана ниже. Доходы и затраты прогнозируются в течение срока жизни проекта и дисконтируются по ставкам, достаточным для покрытия ссудного процента и выплат по основному погашению заемного капитала, а также минимальной ставки доходности (стоимости акционерного капитала), требуемой акционерами.

Для вычисления значений приведенной стоимости альтернативных технологий генерирования электроэнергии часто используется альтернативный метод, основанный на традиционных расчетах требований по регулируемому доходу электроэнергетических компаний. Такой подход связан с двумя проблемами. Во-первых, этот подход не обеспечивает правильного учета инфляции и приводит к значениям приведенной нарицательной стоимости, которые не могут быть просто сопоставлены для технологий с различной капиталоемкостью. Во-вторых, он предполагает особую структуру амортизационных отчислений, что, будучи совместимым со способом осуществления регулируемых инвестиций, несовместимо с условиями коммерческого инвестирования, которые характерны для США, Западной Европы и растущего числа других стран.

Модель табличных расчетов, используемая для расчета значений действительной приведенной стоимости для электростанций на ядерном топливе, угле и природном газе, описана в последующих разделах. Переменные, используемые в тексте настоящего приложения, определены в таблице А-5.А.1. Движение денежных средств первоначально рассчитывается в номинальных долларах для правильного расчета налогов с дохода и затем приводится к постоянным действительным ценам с использованием предполагаемого общего уровня инфляции (3% в приведенных ниже примерах).

Переменные параметры модели

C_o Стоимость станции без учета процентов на капитал (долл./кВт(эл.))	HR Удельный расход тепла (Б.Т.Е./кВт·ч)
T_c Продолжительность строительства (годы)	C_{Fuel} Удельные затраты на топливо (долл./млн Б.Т.Е.)
C_{TOT} Суммарная стоимость строительства (долл./кВт(эл.))	C_{Waste} Отчисления на ядерные отходы (0,1 цент/кВт×ч)
D/V Доля заемного капитала в первоначальных капиталовложениях	C_{OMf} Фиксированные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (долл./кВт(эл.)/год)
E/V Доля акционерного капитала в первоначальных капиталовложениях	C_{OMv} Переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (0,1 цент /кВт·ч)
r_D Номинальная стоимость заемного капитала	C_{Incr} Приростные капитальные затраты (долл./кВт(эл.)/год)
r_E Номинальная стоимость акционерного капитала	C_{Decom} Затраты на снятие с эксплуатации (млн долл.)
N Срок службы электростанции (годы)	τ_{Carbon} Налог на выбросы углерода (долл./т С)
L Мощность-нетто электростанции (МВт(эл.))	I_{Carbon} Насыщенность топлива углеродом (кг С/млн Б.Т.Е.)
Φ Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ)	R_n Доходность в период n
p_n Номинальная цена электроэнергии в период n	I_n Процентные платежи в период n
τ Предельная ставка суммарного налога с доходов корпорации	$C_{n,op}$ Суммарные эксплуатационные расходы в период n

КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Электростанции до начала производства электроэнергии требуют значительных капиталовложений. Модель движения денежных средств базируется на стоимости электростанции без учета процентной ставки, C_0 , задаваемой в долл./кВт(эл.) на начало года (2002 г.) в течение периода строительства T_C с учетом дополнительного периода после окончания строительства для завершения лицензирования и испытаний. Все инвестиционные расходы условно учитываются на начало года, в течение которого они производятся, а все доходы и эксплуатационные затраты, по предположению, приходятся на конец соответствующего года. В модели может быть использован ряд распределений затрат на строительство, включая равномерное распределение, а также распределение, в котором в середине строительства имеется ряд пиков, характеризуемое синусоидальной функцией. Годовые капитальные затраты для атомной электростанции (АЭС), составляющие 2000 долл./кВт(эл.) в ценах базового года (2002 г.), и для электростанции с газотурбинной установкой комбинированного цикла (ЭС с ГТУ), составляющие 500 долл./кВт(эл.), представлены в таблице А-5.А.2.

Таблица А-5.А.2

**Представительные инвестиционные затраты на строительство
(в номинальных долларах, долл./кВт(эл))**

ЭС	Год строительства					Общие затраты (в сме- шанных ценах)	СТОИМОСТЬ БЕЗ УЧЕТА ПРОЦЕНТОВ (долл. 2002 г.)	СУММАР- НАЯ СТО- ИМОСТЬ, (долл. 2002 г.)
	-5	-4	-3	-2	-1			
АЭС	165	444	566	471	185	1831	2000	2557
ЭС с ГТУ	0	0	0	236	243	478	500	549

Примечания: АЭС: 5-летний период строительства, синусоидальное распределение, $i = 3\%$

ЭС с ГТУ: 3-летний период строительства, равномерное распределение, $i = 1\%$

Следует отметить, что совокупная стоимость электростанции без учета процентов указана в долларах с постоянной покупательной способностью на год начала производства (долл. 2002 г.), и поэтому инвестиционные затраты в каждом году дефлятируются на доллары текущего года (номинальные). Это объясняет, почему общие затраты в номинальных долларах численно меньше, чем стоимость электростанции без учета процентов на капитал.

$$X_n = F_n C_0 (1 + i)^n$$

где X_n - затраты в год n ($n = 0$ в 2002 г., $n < 0$ во время строительства), F_n – доля стоимости электростанции без учета процентов, приходящаяся на год n , а i - уровень общей инфляции. Для финансирования строительства по проекту принимаются долговые обязательства и привлекаются акционеры с определенными требованиями. Заемный и акционерный капитал каждый по себе имеют предполагаемую норму окупаемости, а заемный капитал имеет установленный срок выплаты. Проценты по долгу и условный процент на акционерный капитал прибавляются к стоимости без учета процентов для определения суммарной стоимости строительства

$$C_{\text{ТОТ}} = \sum_{n < 0} X_j (1 + r_{\text{eff}})^{-n} \quad r_{\text{eff}} = \frac{D}{V} r_D + \frac{E}{V} r_E$$

с применением фактической процентной нормы $r(\text{eff})$. Суммарная стоимость строительства не представляет собой истинных денежных средств, но является мерой стоимости строительства, характеризующей стоимость денег с учётом дохода будущего периода. Суммарные стоимости в таблице А-5.А.2 соответствуют соотношению заемного

и акционерного капитала 50/50, $r_D = 8\%$, $r_E = 15\%$ для АЭС ($r_{eff} = 11,5\%$) и соотношению 60/40, $r_D = 8\%$, $r_E = 12\%$ для случая ЭС с ГТУ ($r_{eff} = 9,6\%$).

АМОРТИЗАЦИЯ МАТЕРИАЛЬНЫХ АКТИВОВ

После ввода в эксплуатацию происходит амортизация станции в соответствии с установленным амортизационным регламентом. Подход к определению амортизации важен для расчета ежегодных налоговых обязательств, поскольку амортизация материальных активов представляет статью затрат, исключаемую из суммы, подлежащей обложению подоходным налогом. В базовом варианте модели используется ускоренная амортизация, основанная на нормативах системы модифицированного ускоренного списания затрат (Modified Accelerated Cost Recovery System - MACRS), предполагающей 15-летний срок амортизации. В качестве базовых амортизируемых активов используются общие капитальные затраты (исключая ссудный процент и повышение стоимости капитала) за время строительства. Базовые амортизируемые активы основаны на номинальных, а не реальных затратах. Так, например, если базовая годовая стоимость строительства без учета процентов составляет 2000 долл./кВт(эл.), а инфляция - 3% в год, то базовые амортизируемые активы будут меньше, чем стоимость без учета процентов в ценах базового года; это отражает то обстоятельство, что действительные затраты будут сделаны в течение предшествующих лет при более низких номинальных ценах.

ДОХОДЫ

Единственным источником дохода от электростанции является продажа электроэнергии. Цена электроэнергии в 2002 г. определяется методом последовательных приближений с тем, чтобы была обеспечена требуемая норма прибыли инвесторов. Эта цена, p , эквивалентна приведенной стоимости станции. Для того, чтобы получить действительную приведенную стоимость, цена электроэнергии увеличивается в соответствии с темпом общей инфляции.

Годовой доход представляет собой произведение количества производимой электроэнергии на ее цену. Годовое производство электроэнергии определяется мощностью-нетто станции и коэффициентом использования установленной мощности.

$$Q = \frac{L}{10^3} \cdot \Phi \cdot 8,760 \frac{\text{ч}}{\text{год}} \quad (\text{ГВт}\cdot\text{ч} / \text{год})$$

$$R_n = Q p_n \quad p_n = p_0 (1 + i)^n$$

где мощность-нетто, L , приведена в МВт(эл.). Станция электрической мощностью 1000 МВт с годовым коэффициентом использования установленной мощности 85% производит 7446 ГВт·ч электроэнергии в год.

ЗАТРАТЫ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Затраты на эксплуатацию имеют место в течение всего периода эксплуатации станции и включают расходы на топливо, расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание и фондовые отчисления на снятие с эксплуатации. Налоги на выбросы углерода и приростные капитальные затраты также рассматриваются как затраты на эксплуатацию. (Включение приростных капитальных затрат в затраты на эксплуатацию вместо прибавления их к базовым амортизируемым активам является упрощением во избежание необходимости задания дополнительных амортизационных регламентов. Поскольку предполагается, что такие затраты имеют место каждый год, обусловленная этим ошибка невелика.) Затраты на эксплуатацию, не связанные с расходами на топливо, могут быть подразделены на фиксированную и переменную стоимостные составляющие, и обычно

предполагается, что они нарастают с темпом инфляции, хотя в некоторых случаях используется действительная скорость их роста. Это особенно полезно в случае ЭС с ГТУ, где рост цен на природный газ оказывает большое влияние на приведенную стоимость выработки электроэнергии. В таблице А-5.А.3 приведен перечень затрат на эксплуатацию для станции вместе с определяющими их арифметическими выражениями.

Таблица А-5.А.3

Затраты на эксплуатацию

ЗАТРАТЫ	ЗНАЧЕНИЕ В ГОД n (МЛН ДОЛЛ.)	Обозначение
Топливо	$\frac{C_{fuel}}{10^6} \cdot HR \cdot Q \cdot (1+e)^n$	$C_{n, fuel}$
Отчисления в фонд радиоактивных отходов ^а	$\frac{C_{waste}}{10^3} \cdot Q \cdot (1+i)^n$	$C_{n, waste}$
Фиксированные расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание	$C_{omf} \cdot \frac{L}{10^6} \cdot (1+e_{om})^n$	$C_{n, omf}$
Переменные расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание	$\frac{C_{omv}}{10^6} \cdot Q \cdot (1+e_{om})^n$	$C_{n, omv}$
Снятие с эксплуатации ^{а, б}	$C_{Decom} \cdot (1+i)^N \cdot SFF_0$	$C_{n, decom}$
Приростные капитальные затраты	$C_{incr} \cdot \frac{L}{10^3} \cdot (1+i)^n$	$C_{n, incr}$
Налог на выбросы углерода	$\frac{\tau_{Carbon}}{10^9} \cdot I_{Carbon} \cdot HR \cdot Q \cdot (1+i)^n$	$C_{n, carbon}$

Примечание: а – Только для АЭС; б – SFF_0 – коэффициент амортизационного фонда для N лет при устойчивой ставке

Суммарные затраты на эксплуатацию составляют:

$$C_{n, op} + C_{n, fuel} + C_{n, waste} + C_{n, omf} + C_{n, omv} + C_{n, decom} \text{ млн. долл.}$$

Суммарные затраты на эксплуатацию $C_{n, op}$, приростные капитальные затраты и налоги на выбросы углерода вычитаются из доходов до расчета налогообложения. Две другие корректировки сделаны в отношении налогооблагаемого дохода. Как амортизация материальных активов D_n , так и выплаты кредиторам по процентам I_n , рассматриваются в качестве не подлежащих налогообложению затрат, что снижает доход, облагаемый налогами. Налогообложение T_n представляет собой просто произведение налогооблагаемого дохода и предельной ставки суммарного налога с доходов корпорации, τ , которая в базовых вариантах предполагается равной 38%.²

$$T_n = \tau [R_n - C_{n, op} - C_{n, incr} - C_{n, carbon} - D_n - I_n]$$

В модели предусмотрена возможность использования налоговой скидки на эксплуатацию недр с тем, чтобы смоделировать совместно с налогом на выбросы углерода государственную политику по ограничению выбросов CO_2 .

НОРМЫ ПРИБЫЛИ

Решением модели является постоянная действительная цена электроэнергии, достаточная для того, чтобы обеспечить достаточную норму прибыли как на заемный капитал, так и для акционеров.³ Проценты по долгу накапливаются во время строительства и выплачиваются вместе с основной суммой равными годовыми платежами в течение

установленного периода возврата долга. Держатели акций вкладывают средства в период строительства и получают прибыль за вычетом налогов и долговых обязательств в период эксплуатации станции. Чистый доход в течение жизненного цикла проекта таков, что дисконтированная норма прибыли (internal rate of return - IRR) денежных средств держателей акций уравнивается с требуемой номинальной нормой: 15% для базового варианта АЭС и 12% для вариантов ЭС на ископаемом топливе. Модель включает ограничение в отношении того, что выплаты по принятым долговым обязательствам производятся каждый год полностью (для проекта не допускается отказ от долговых обязательств). Предположим, например, что решением модели является постоянная действительная цена на электроэнергию, которая соответствует норме прибыли, требуемой акционерами. В большинстве случаев таким решением считалась бы приведенная стоимость электроэнергии. Однако, если результирующего дохода от эксплуатации (доход за вычетом затрат на эксплуатацию) недостаточно для покрытия долговых обязательств в любом году, цена электроэнергии повышается, пока не смогут быть произведены все долговые выплаты. Если ограничение по погашению долга выдерживается, то реализованная рентабельность акционерного капитала превысит принятую минимальную требуемую доходность.

Таблица А-5.А.4

Исходные параметры базового варианта

Параметр	АЭС	ЭС НА УГЛЕ	ЭС С ГТУ НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ
Уровень инфляции, %	3	3	3%
Учетная ставка, %	8	8	8%
Ожидаемая доходность для акционера, %	15	12	12%
Доля заемного капитала, %	50	60	60%
Ставка налогообложения, %	38	38	38%
Срок возврата заемного капитала, лет	10	10	10 лет
Полезная мощность, МВт(эл.)	1000	1000	1000 МВт(эл.)
Коэффициент использования установленной мощности	85	85	85%
Срок службы станции, лет	40	40	40 лет
Удельный расход тепла, Б.Т.Е./кВт·ч	10400	9300	7200
Стоимость без учета процентов, долл./кВт(эл.)	2000	1300	500
Продолжительность строительства, лет	5	4	2
Период после строительства	-	-	-
Амортизационный регламент, лет	ускоренный, 15	ускоренный, 15	ускоренный, 15
Затраты на снятие с эксплуатации, млн долл.	350	-	-
Приростные капитальные затраты, долл./кВт(эл.)/год	20	15	6
Удельные затраты на топливо, Б.Т.Е.	0,47	1,20	3,50
Действительный рост стоимости топлива, %	0,5	0,5	1,5
Сбор на ядерные отходы, цент/кВт·ч	0,1	-	-
Фиксированные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание, долл./кВт(эл.)/год	63	23	16
Переменные затраты на эксплуатацию и	0,047	0,338	0,052

техническое обслуживание, цент /кВт·ч			
Действительный темп роста расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание, %	1,0	1,0	1,0
Насыщенность топлива углеродом, кг С/млн Б.Т.Е.	-	25,8	14,5
Налог на выбросы углерода	-	-	-

Примечание. Составлено по данным общедоступной информации, включая отчеты Управления по информации в энергетике (США).

Поскольку целью расчета приведенной стоимости является сравнение альтернативных технологий выработки электроэнергии, производство электроэнергии по сопоставляемым технологиям должно осуществляться в течение эквивалентных периодов времени. Для сохранения базового уровня для сравнения не допускается останов станций раньше того момента, когда затраты на эксплуатацию превысят доходы, как в случае повышения цен на природный газ. В результате таких ситуаций движение денежных средств в проекте не отражает предполагаемые коммерческие решения. Тем не менее, для сравнения перспективных вариантов электроснабжения более целесообразно учитывать влияние высоких цен на природный газ в потерянные годы, чем исключать это влияние путем эксплуатации станции в течение более короткого времени, чем ее проектный срок службы. В этом случае станция по-прежнему должна выполнять все долговые обязательства и обеспечивать минимальный уровень доходности по капиталовложениям для инвесторов.

Таблица А-5.А.5

Финансовые показатели базового варианта АЭС (в номинальных долларах)

Показатель	Годы							
	1	2	3	5	10	20	30	40
Цена электроэнергии, цент/кВт·ч	6,91	7,12	7,33	7,78	9,02	12,12	16,28	21,88
Доход, млн долл.	515	530	546	579	672	903	1,213	1631
Затраты на эксплуатацию, млн долл.:								
– затраты на топливо	38	39	40	43	51	73	103	145
– сбор на ядерные отходы	8	8	8	9	10	13	18	24
– фиксированные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	66	68	71	77	94	139	206	306
– переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	4	4	4	4	5	8	11	17
– затраты на снятие с эксплуатации	9	9	9	9	9	9	9	9
– приростные капитальные затраты	21	21	22	23	27	36	49	65

Продолжение табл. А-5.А.5

Доход от эксплуатации	370	381	391	414	475	625	817	1063
Амортизационные отчисления	92	174	157	127	108	0	0	0
Уплата процентов	92	86	79	64	13	0	0	0
Погашение основного долга	80	86	93	108	159	0	0	0
Доход, облагаемый налогами	186	121	156	223	354	625	817	1063
Уплата налога с дохода	71	46	59	85	135	237	310	404
Чистая прибыль	127	163	160	157	169	387	506	659

Финансовые показатели базового варианта ЭС с ГТУ (в номинальных долларах)

Показатель	Годы							
	1	2	3	5	10	20	30	40
Цена электроэнергии, цент/кВт·ч	4,25	4,38	4,51	4,78	5,54	7,45	10,01	13,45
Доход, млн долл.	317	326	336	356	413	555	746	1003
Затраты на эксплуатацию, млн долл.:								
- затраты на топливо	196	205	215	234	293	457	712	1111
- сбор на ядерные отходы	—	—	—	—	—	—	—	—
- фиксированные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	16	17	18	19	23	34	51	76
- переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	4	4	4	5	6	9	13	19
- затраты на снятие с эксплуатации	—	—	—	—	—	—	—	—
- приростные капитальные затраты	6	6	7	7	8	11	15	20
Доход от эксплуатации	94	93	93	91	83	45	-45 ^a	-223 ^a
Амортизационные отчисления	24	45	41	33	28	0	0	0
Уплата процентов	26	24	22	18	4	0	0	0
Погашение основного долга	22	24	26	30	44	0	0	0
Доход, облагаемый налогами	44	24	30	40	51	45	0	0
Уплата налога с дохода	17	9	11	15	20	17	0	0
Чистая прибыль	29	36	33	28	16	28	-45 ^a	-223 ^a

Примечание: а – В целях сравнения вариантов энергоснабжения эксплуатация станции не прекращается, когда затраты на эксплуатацию превышают доход.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5.В - ЗАТРАТЫ НА СТРОИТЕЛЬСТВО АЭС

Настоящий раздел содержит обобщение имеющейся информации по затратам на строительство АЭС. Эта информация включает оценки затрат на строительство из правительственных и промышленных источников, действительные стоимостные данные по опыту строительства АЭС за рубежом в последние годы и некоторые последние сведения о современной рыночной стоимости АЭС. Эти данные носят до некоторой степени отрывочный характер, но могут оказаться полезными при определении того, сколько стоит строительство АЭС в настоящее время, каков прогноз этой стоимости на будущее и какое значение стоимости сделает атомную энергетику жизнеспособной на конкурентном рынке производства электроэнергии. В цитированных источниках стоимостные показатели представлены в разнообразном формате (затраты без учета процентов, общие затраты на строительство, приведенные затраты) и, как правило, приводятся в том виде, который использован в данном источнике.

Прогнозные оценки затрат на строительство***Управление по информации в энергетике (EIA) — Ежегодный энергетический обзор 2003 г.***⁴

Стоимостные характеристики и выходные показатели АЭС в этом ежегодном обзоре энергетики основаны на текущих аналитических оценках правительственных и промышленных организаций. Проанализированы два варианта стоимостных характеристик, базовый вариант и вариант перспективной АЭС, где затраты без учета

процентов приведены в соответствие с целевыми показателями, одобренными департаментом атомной энергетики Министерства энергетики США.

В базовом варианте затраты на строительство без учета процентов прогнозируются в размере 2044 долл./кВт(эл.) в 2010 г. и 1906 долл./кВт(эл.) в 2025 г. в долларах 2001 г. Предположение о снижении затрат на строительство со временем базируется на представительной кривой накопления технического опыта. Указанные затраты без учета процентов включают 10% на непредвиденные расходы по проекту и 10% на учет технологического оптимизма в применении к первым четырем энергоблокам, отражающий тенденцию к недооценке затрат для первого в серии энергоблока. В отчете указан 5-летний период подготовки к строительству. Прогнозируемые затраты без учета процентов для перспективного варианта АЭС составляют 1535 долл./кВт(эл.) в 2010 г. со снижением до 1228 долл./кВт(эл.) к 2025 г. (в долларах 2001 г.). Перспективный вариант не включает коэффициент учета технологического оптимизма.

Исследование плана развития атомной энергетики к 2010 г. [DOE-NE — 2010 Roadmap Study] ⁵

Экономический анализ в исследовании плана развития атомной энергетики к 2010 г. использует параметрический подход к определению капитальных затрат для АЭС, но устанавливает, что затраты на проектно-конструкторские работы, поставки и строительство варьируются от 800 до 1400 долл./кВт(эл.) С прибавлением 20% на затраты владельца АЭС и учет непредвиденных расходов по проекту приблизительный диапазон затрат без учета процентов составляет 1000-1600 долл./кВт(эл.) в долларах 2000 г. Предполагается, что строительство будет длиться 42 мес, а время между окончанием строительства и промышленной эксплуатацией составит 6 мес.

В дополнение к параметрическому анализу, в исследовании плана развития атомной энергетики к 2010 г. была проведена оценка восьми перспективных АЭС в качестве кандидатных проектов для ближнесрочного развертывания. Стоимостные оценки для новых проектов были представлены разработчиками с разной степенью достоверности и детализации. Краткая сводка соответствующей информации по этим восьми проектам приведена в таблице А-5.В.1.

Таблица А-5.В.1

КОМПАНИЯ, ПРОЕКТ	СТОИМОСТЬ БЕЗ УЧЕТА ПРОЦЕНТОВ	ДРУГАЯ ИНФОРМАЦИЯ
GE ABWR	1400-1600 долл./кВт(эл.)	Продолжительность строительства 48 мес (Япония); реальный опыт строительства
GE ESBWR	Ниже, чем у ABWR	Целевой коэффициент готовности 92%; конструкция упрощена для снижения стоимости
Framatome SWR-1000	1150–1270 долл./кВт(эл.) для FOAK ^а ; снижение на 15-20% для NOAK ^б	В стоимость не включены затраты на сооружение градирни; продолжительность строительства 48 мес; коэффициент готовности 91%
Westinghouse AP600	2175 долл./кВт(эл.) для FOAK; 1657 долл./кВт(эл.) для NOAK	5 лет от размещения заказа до промышленной эксплуатации
Westinghouse AP1000	1365 долл./кВт(эл.) для FOAK; 1040 долл./кВт(эл.) для NOAK	Стоимость предполагает использование сдвоенных энергоблоков, включает затраты владельца и непредвиденные расходы
Westinghouse IRIS	687-1224 долл./кВт(эл.) для FOAK; 746-1343 долл./кВт(эл.) для NOAK	Коэффициент готовности станции мощностью 100-300 МВт(эл.) – 85-99%
Модульный реактор с насыпной активной зоной	1250 долл./кВт(эл.) для NOAK	Энергоблоки мощностью 110 МВт
General Atomics GT-MHR	1122 долл./кВт(эл.); снижение на 25% для NOAK	Стоимость включает непредвиденные расходы и затраты владельца

Примечание: а - FOAK (first-of-a-kind) – головной образец серии,
б - NOAK (Nth-of-a-kind) – последующие образцы серии

Агентство по атомной энергии/Международное энергетическое агентство (NEA/IEA) — Прогнозируемые затраты на производство электроэнергии⁶

Оценки затрат на строительство электростанций и затрат на эксплуатацию, имеющиеся в отчете NEA/IEA, составлены по данным стран ОЭСР и основаны на сочетании проектных оценок, анализа докладов и промышленного опыта. Авторы расчленяют представленные стоимостные показатели на составные части и перекомпилируют их с использованием общепринятых допущений и двух реальных значений учетной ставки - 5 и 10%. Ни одна страна не включает в свои итоговые результаты одни и те же статьи расходов, что затрудняет проведение сравнений между странами, а все стоимостные показатели пересчитываются в доллары США с использованием валютного курса при расчёте наличными. Стоимостные оценки приведены для США и всех стран ОЭСР (см. таблицу А-5.В.2.). Затраты на замкнутый топливный цикл в диапазон оценок не включены.

Стоимостные показатели, приведенные в отчете NEA/IEA , идентичны данным отчета NEA «Атомная энергетика в ОЭСР», опубликованном в 2001 г.

Таблица А-5.В.2

ПАРАМЕТР	США	ОЭСР
Базовый год для расчета затрат	1996	1996
Коэффициент использования установленной мощности	75%	75%
Стоимость ^а без учета процентов	1585 долл./кВт(эл.)	1585-2369 долл./кВт(эл.)
Стоимость без учета процентов (в долл.2002 г.)	1831 долл./кВт(эл.)	1831-2737 долл./кВт(эл.)
Общие затраты на строительство (в долл. 2002 г.)	2139 долл./кВт(эл.)	2139-3101 долл./кВт(эл.)
Продолжительность строительства	4 года	4-9 лет

Примечание: а – включает затраты владельца и коэффициент учета непредвиденных расходов

Финляндия

Парламент Финляндии в мае 2002 г. одобрил строительство электроэнергетической компанией Teollisuuden Voima Oy (TVO) новой АЭС, основываясь частично на экономическом анализе вариантов производства электроэнергии, выполненном Ристо Тарианне [Risto Tarjanne] из Технологического университета в Лаппеенранте, Финляндия ⁷. Пятый ядерный энергоблок рассматривается как наилучший альтернативный вариант производства электроэнергии, позволяющий ограничить импорт российского природного газа, обеспечить выполнение Финляндией условий Киотского Протокола и гарантировать дешевую электроэнергию для финской промышленности. Важно отметить, что компания TVO является бесприбыльной организацией, поставляющей электроэнергию акционерам из промышленности по стоимости, определяемой фактически долгосрочным соглашением о покупке энергии и которая может быть недоступна для владельцев станции в конкурентных условиях.

Экономический анализ, на который опирается решение о строительстве пятого ядерного реактора, сравнивает экономические показатели новой АЭС с ЭС на пылевидном угле, газотурбинной ЭС комбинированного цикла и ЭС, работающей на торфе. Низкие затраты на строительство АЭС и эксплуатационные расходы, высокие эксплуатационные показатели и реальная 5%-ная учетная ставка обусловили то, что АЭС признана наилучшим вариантом. В исследовании были приняты начальные капитальные затраты в размере 1749 евро/кВт(эл.), включая проценты на капитал в период строительства, и продолжительность строительства 5 лет. При обменном курсе 1,0 евро/долл. в пересчете на доллар 2002 г. общие затраты на строительство, используемые в этом анализе, составляют приблизительно 1830 долл./кВт(эл.), включая затраты без учета процентов около 1600 долл./кВт(эл.) ⁸

Обзор энергетики Великобритании

В обзоре эксплуатационных показателей и инновационных блоков в энергетике Великобритании [UK Performance and Innovation Unit's Energy Review] затраты на строительство АЭС анализируются путем оценки расчетных данных компаний British Energy и BNFL.⁹ Затраты на строительство АЭС Sizewell B, завершённое в 1994 г., составили 3000 ф.ст./кВт(эл.) в ценах 2000 г. (5000 долл. США/кВт(эл.) по текущему обменному курсу), включая затраты на головной блок (FOAK) (2250 ф.ст./кВт(эл.)

исключая затраты на FOAK, или 3700 долл. США /кВт(эл.) по текущему обменному курсу) при суммарной стоимости производства энергии около 6 пенс/кВт×ч, или 9,6 цент США /кВт×ч по текущему обменному курсу (исключая затраты на FOAK). Промышленными компаниями (British Energy и BNFL) в настоящее время прогнозируется, что АЭС с реактором AP1000 фирмы Westinghouse может производить электроэнергию при стоимости 2,2-3,0 пенс/кВт×ч, или от 3,3 - 4,8 цент США /кВт×ч без учета затрат на FOAK. Затраты на строительство, заложенные в этих оценках, были сочтены коммерческой конфиденциальной информацией и в отчет не включались. Отчет PIU сообщает, что затраты на строительство, предоставленные промышленными компаниями, превосходят лучшие последние оценки, полученные из стран ОЭСР¹⁰, и что оценки эксплуатационной готовности были подозрительно высокими. Предполагаемая анализом PIU стоимость производства электроэнергии на АЭС находится в диапазоне от 3 до 4 пенс/кВт×ч (или от 4,8 до 6,4 цент США /кВт×ч), что соответствует суммарным затратам на строительство примерно 1400-1700 ф.ст./кВт(эл.) в ценах 2000 г., или около 2300-2900 долл./кВт(эл.) по текущему обменному курсу.

ПОСЛЕДНИЕ РЫНОЧНЫЕ ОЦЕНКИ СТОИМОСТИ АЭС

Продажа АЭС Seabrook – 2002 г.

В 2002 г. 88,2% собственности АЭС Seabrook (1024 МВт(эл.)) в результате конкурсных торгов перешло к компании Florida Power & Light. Продажная цена составила 749,1 млн долл. за работающий энергоблок (730 долл./кВт(эл.)) плюс 25,6 млн долл. за оборудование не завершенного строительством блока и 61,9 млн долл. за ядерное топливо. Сделка не предусматривала какого-либо соглашения по продаже энергии. Компания FP&L получит текущее сальдо целевого фонда на снятие с эксплуатации, оцениваемое в 232,7 млн долл. Лицензия NRC на эксплуатацию АЭС Seabrook истекает в октябре 2026 г., допуская более чем 20-летний срок ее службы с возможностью продления лицензии на 20 лет. Это означает, что рыночная стоимость полностью лицензированной и работающей АЭС с хорошими эксплуатационными показателями составляет меньше половины самых оптимистических оценок стоимости сооружения новой АЭС и всего лишь примерно на 30% больше, чем стоимость ЭС с ГТУ комбинированного цикла, построенных в Новой Англии в этот период времени. Это, в свою очередь, означает, что коммерческие инвесторы, вкладывающие средства в АЭС, считают, что либо (а) будущие эксплуатационные затраты гораздо выше, чем предполагается в инженерно-технических оценках стоимости, либо (б) промышленные риски, связанные даже с лицензированной и работающей станцией, настолько высоки, что на будущие денежные поступления начисляется крайне высокая стоимость капитала, либо (в) действуют оба эти фактора. Сравнительный анализ других последних продаж АЭС приводит к весьма схожим выводам. Рыночная стоимость АЭС значительно ниже затрат на их замещение, и этот результат несовместим с коммерческими капиталовложениями в новые АЭС.

Повторный ввод в эксплуатацию блока 1 АЭС Browns Ferry – компания TVA

В мае 2002 г. Совет директоров компании TVA утвердил план повторного ввода в эксплуатацию блока 1 АЭС Browns Ferry, бездействовавшего с 1985 г. Это решение было основано на повышении в последнее время эксплуатационных характеристик и снижении эксплуатационных расходов на энергоблоках компании TVA, а также на переоценке затрат на повторный запуск блока в сторону их снижения. Этот анализ был частью Энергетической концепции до 2020 г. плана интеграции ресурсов компании TVA, согласно которому в 1995 г. было рекомендовано перенести решение по блоку 1 АЭС Browns Ferry до тех пор, пока по эксплуатационным характеристикам и затратам не будет собрано больше данных. Блок 1 АЭС Browns Ferry располагает лицензией NRC на

эксплуатацию со сроком действия до 2013 г., однако компания TVA при восстановлении блока планирует подать заявку на 20-летнее продление лицензии.

Новый анализ устанавливает, что повторный запуск блока 1 АЭС Browns Ferry будет стоить от 1,56 до 1,72 млрд долл. в долларах 2002 г. и займет 5 лет.¹¹ Это соответствует капитальным затратам без учета процентов около 1280 долл./кВт(эл.) В отчете компании TVA за 2002 г. указано, что приведенная стоимость проекта будет меньше, чем стоимость альтернативной ЭС с комбинированной ГТУ на природном газе, исходя из данных отчета по исследованию стоимостных показателей, устанавливающего приведенную стоимость такой ЭС в размере 51 долл./МВт×ч.¹²

Решающими факторами, которые делают АЭС конкурентоспособной в этом случае, являются (а) затраты, необходимые для модернизации существующей станции, которая уже располагает значительными капитальными сооружениями на своей территории и (б) предполагаемая компанией TVA низкая стоимость капитала. Повторный запуск будет полностью финансироваться из заемного капитала, компания TVA имеет возможность занять денежные средства по невысокой цене, и компания не платит федеральных налогов на прибыль или на муниципальную собственность, а также налог с оборота.¹³ При сочетании низкой стоимости капитала и приобретенного в последнее время опыта эксплуатации с высокими показателями и низкими эксплуатационными затратами АЭС представлять собой будет, по-видимому, недорогую альтернативу.

СТРОИТЕЛЬСТВО АЭС ЗА РУБЕЖОМ В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ

Несколько стран активно строят АЭС с использованием новых проектов АЭС и современных технологий их строительства, отличительной особенностью которых является снижение затрат. К сожалению, реальные стоимостные данные для этих проектов трудно получить. В этом разделе рассматриваются проектные затраты на станции, недавно введенные в эксплуатацию в Японии и Южной Корее, что должно обеспечить некоторое представление относительно того, какое снижение прогнозируемых затрат может быть реализовано.

Важно отметить наличие определенных трудностей при сравнении затрат по проектам для строительства в разных странах. Различия в относительной стоимости местных ресурсов и технологий производства строительных работ, правительственном регулировании, производительности труда, а также то обстоятельство, что большая доля затрат на АЭС зависит от местных трудовых и строительных ресурсов, не являющихся свободно обращающимися между странами, обуславливают то, что сравнение затрат по проектам строительства в различных странах следует производить с большой осторожностью. Курсы обмена валют могут не точно отражать относительную стоимость товаров и услуг, которые не участвуют в международной торговле и подвержены быстрым колебаниям, что делает неясными действительные затраты.¹⁴ Альтернативным подходом к сравнению в международном масштабе является использование паритетов покупательной способности (ППС), которые согласовывают разницу в уровнях цен между странами и тем самым способствуют уравниванию покупательной способности различных валют. Ниже японские и южнокорейские данные по затратам на строительство интерпретируются с использованием ППС, собранных ОЭСР и Евростатом для больших привлечений фиксированного капитала, включая строительство, оборудование и технику.¹⁵ Значения ППС определяются каждые три года на основе цен представительных товаров, услуг и проектов, предоставленных странами-участниками. Использование ППС для сравнения в международном масштабе проектов строительства не решает всех региональных

различий, но в общем случае представляется более последовательным и может быть более точным, чем использование одних только текущих валютных курсов.

Строительство АЭС в Японии

Япония является одной из немногих стран, активно строящих АЭС в настоящее время.

Приведенные ниже в таблице затраты на строительство последних по времени АЭС электроэнергетических компаний Tohoku и Kyusyu подобраны для этого отчета японским экспертом по данным общедоступной информации.

Таблица А-5.В.3

Владелец	Наименование станции, (реактор)	Электрическая мощность, МВт	Дата ввода в промышленную эксплуатацию	Общие затраты на проект, 10 ⁹ иен	Эквивалентная стоимость в валюте США ^а , долл./кВт(эл.)
Tohoku Electric	Onagawa-3 (BWR)	825	январь 2002 г.	314	2409
Kyusyu Electric	Genkai-3 (PWR)	1180	март 1994 г.	399	2818
	Genkai-4 (PWR)	1180	июль 1997 г.	324	2288

Примечание: Составлено по данным общедоступной информации Центром Массачусетского технологического института по исследованиям в области энергетической и экологической политики; а – при ППС, равном 158 иен/долл. США

Далее приведены последние данные по блокам BWR, построенным для компании Tokeo Electric Power Company (TEPCO) на принадлежащей ей АЭС Kashiwazaki-Kariwa. Блоки 3 и 4 по проекту BWR мощностью 1000 МВт(эл.) были завершены соответственно в 1993 и 1994 гг. Для целей нашего исследования наибольший интерес представляют блоки 6 и 7 по проекту ABWR мощностью 1356 МВт(эл.) компании GE, которые были завершены в 1996 и 1997 гг. Приблизительные затраты на строительство взяты из различных источников, данные которых сравнительно мало отличаются друг от друга: ежегодные отчеты компании TEPCO, доступные для общего ознакомления сведения о затратах компании TEPCO на реактор и данные, полученные непосредственно от компании TEPCO.

Данные, содержащиеся в ежегодных отчетах компании TEPCO, были проанализированы следующим образом. Приростные капитальные затраты оценивались исходя из среднего увеличения номинальной стоимости ядерных активов в те годы, когда к базовым активам не прибавлялись реакторы. Результатом такого легко реализуемого подхода были приростные капитальные затраты того же порядка, что и текущие данные для США. Вычитание приростных капитальных затрат из ежегодного увеличения ядерных активов дало оценку затрат на строительство для каждой станции в год начала строительства. Оценка затрат на строительство может быть искажена несколькими факторами, но в рамках проводимого исследования их можно рассматривать как незначительные. Оценка банковского процента в Японии в период строительства является низкой, и поэтому то обстоятельство, капитализирован ли этот процент и включен ли он в активы баланса или нет, окажет лишь незначительное влияние. Инфляция не учитывалась, поскольку в Японии в этот период она также была низкой. Из ежегодных отчетов получены затраты на строительство в размере 320-340 млрд иен на каждый из блоков 3 и 4 и 400-420 млрд иен

на каждый из блоков 6 и 7. Исходя из ППС в 158 иен/долл. США¹⁶, затраты на строительство для блоков ABWR были эквивалентны 1800-2000 долл. США/кВт(эл.)

Компания ТЕРСО на своем веб-сайте приводит округленные значения затрат на строительство каждого блока. Представленные приблизительные затраты составляют 325 млрд иен для блока 3 АЭС Kashiwazaki-Kariwa (КК), 334 млрд иен для блока КК 4, 418 млрд иен для КК 6 и 367 млрд иен для КК 7. Эти оценки близки к показателям, полученным из ежегодных отчетов, за исключением блока КК 7 с показателем 1710 долл./кВт(эл.), при использовании того же значения ППС, как указано выше. Данные, подготовленные для этого отчета японским экспертом на основе общедоступной информации, подтверждают эти оценки: 433 млрд иен для КК 6 (2020 долл./кВт(эл.)) и 384 млрд иен для КК 7 (1790 долл./кВт(эл.))

Строительство АЭС в Корее

Южная Корея располагает 18 работающими ядерными реакторами; еще два реактора запланированы для включения в сеть в 2004/2005 г. Последними по времени реакторами на блоках АЭС Yonggwang 5 и 6 являются PWR мощностью 1000 МВт(эл.) на основе проекта корейской стандартизированной АЭС (Korean Standard Nuclear Power Plant - KSNP), использующего реактор System 80 компании Combustion Engineering. АЭС Yonggwang принадлежит компании Korea Hydro & Nuclear Power – дочернему филиалу компании Korea Electric Power (KEPCO) и эксплуатируется ею. Компания является государственным монопольным объединением, которое находится в процессе приватизации принадлежащей ей сферы производства энергии. Строительство финансировалось из заемного капитала.

Строительство этих двух реакторов стоит, по оценкам, 3,91 трлн. корейских вон в ценах 2002 г.¹⁷ Исходя из ППС 867 вон/долл. США, стоимость блока без учета процентов эквивалентна примерно 1800 долл./кВт(эл.), а суммарная стоимость строительства – примерно 2300 долл./кВт(эл.) При попытке использования этих стоимостных показателей применительно к строительству в других странах мира следует соблюдать осторожность, поскольку проблемы международных сравнений, указанные выше, становятся еще более существенными, когда рассматриваются развивающиеся страны.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5.С - ЗАТРАТЫ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ АЭС

В общем случае затраты на эксплуатацию АЭС полагаются более предсказуемыми, чем для ЭС на ископаемом топливе, вследствие сравнительно стабильных цен на топливо. В этом приложении представлены некоторые оценки затрат на эксплуатацию за прошедшее время и прогнозы будущих затрат для АЭС. Основное внимание сосредоточено на затратах на эксплуатацию без топливной составляющей, т.е. затратах на эксплуатацию и техническое обслуживание. В некоторых источниках приводятся эксплуатационные затраты без учета топливной составляющей, в то время как другие включают ее в эксплуатационные затраты. В целях сравнения можно предположить, что затраты на ядерное топливо находятся в диапазоне 0,5-0,6 цент/кВт×ч.

Эксплуатационные показатели АЭС за последнее время показывают, что затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание, *не связанные с топливом*, составляют в среднем от 1,2 до 1,8 цент/кВт×ч. Для наилучших станций затраты составляют менее 0,8 цент/кВт×ч, в то время как для наихудших превышают 2,5 цент/кВт×ч. Прогнозы затрат на будущее располагаются в нижней части этого диапазона и даже ниже его; по некоторым прогнозам затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание снижаются даже до 0,5 цент/кВт×ч

Управление по информации в энергетике (EIA) в своем «Ежегодном отчете по электроэнергетике»¹⁹ приводит средние затраты на эксплуатацию по основным акционерным электроэнергетическим компаниям США. В последнем отчете сообщается о средних затратах на эксплуатацию за период 1990-2001 гг. на основе документов по форме 1 «Ежегодный отчет основных электроэнергетических компаний, владельцев лицензий и других организаций» (FERC Form 1), подаваемых электроэнергетическими компаниями в Федеральную комиссию по энергетическому регулированию (FERC). Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание АЭС без топливной составляющей, приведенные к долларам 2002 г., составили в среднем 1,8 цент/кВт×ч для периода 1990-2001 гг. и в течение последних пяти лет ежегодно снижались. В течение пятилетнего периода, закончившегося в 2001 г., затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание АЭС без топливной составляющей в среднем равны 1,6 цент/кВт×ч, а с 2000 г. их среднее значение упало до 1,4 цент/кВт×ч. Для сравнения, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание паротурбинных ЭС, исключая затраты на топливо, составили в течение 12-летнего периода 0,6 цент/кВт×ч.

Таблица А-5.С.1

Затраты на эксплуатацию АЭС (0,1 цент/кВт×ч), 1990-2001 гг.

Показатель	Годы			(среднее значение 1990-2001 гг.)	(среднее значение 1997-2001 гг.)
	1999 г.	2000 г.	2001 г.		
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание, не связанные с топливом	14,1	13,3	13,3	15,3	14,9
- в долларах 2002 г.	15,2	14,0	13,6	18,1	16,1
Затраты на топливо	5,2	5,0	4,7	5,7	5,1
Общие затраты на эксплуатацию	19,2	18,3	18,0	21,0	20,0

Источник: EIA, Electric Power Annual 2001

EIA — ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ НА АЭС

В отчете Управления по информации в энергетике «Анализ затрат на эксплуатацию АЭС, 1995 г.»²⁰ приведена более подробная информация по затратам на эксплуатацию АЭС, хотя анализ ограничен данными до 1994 г. В этом отчете, как и в «Ежегодном отчете по энергетике», собраны данные электроэнергетических компаний по документам FERC Form 1 и проанализированы тенденции изменения затрат на эксплуатацию. Между 1974 и 1984 гг. реальные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание без учета топливной составляющей, возрастали ежегодно на 12%, и в качестве основного фактора, вызвавшего рост затрат, названы повышенные регламентирующие меры. За последние пять лет отслеживаемого периода (1989-1993 гг.) затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание возрастали каждый год менее чем на 1%, составив в 1993 г. 96 долл./кВт (что эквивалентно 1,3 цент/кВт×ч при коэффициенте использования установленной мощности 85%).

В отчете 1995 г. представлен ряд интересных статистических данных по затратам на эксплуатацию АЭС. Во-первых, в отчете приведены затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание для отдельных станций за последние четыре года. Исходя из этих данных можно сделать вывод, что эти затраты для лучшего оператора АЭС более чем наполовину (на 56%) меньше, чем затраты, усредненные в целом по всем станциям. Затраты для квартиля минимальных затрат на 20% ниже средних, для квартиля

максимальных затрат на 16% выше среднего уровня и на 86% выше среднего значения для наихудшего оператора АЭС.

Во-вторых, регрессионный анализ показал, что старение станции, регламентирующая деятельность NRC и нормативные стимулы по улучшению эксплуатационных характеристик составили три наиболее важных фактора, определяющих изменение затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание во времени.²¹ По оценкам, 67% представленных затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание связано с трудовыми затратами, а остальные 33% составляют расходы на поставки материалов и оборудования для технического обслуживания.

В-третьих, что наиболее важно для оценки общей стоимости выработки энергии на АЭС, в отчете приведен перечень составляющих затрат, которые не включены в представленные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание. В число таких составляющих входят страховые взносы на возмещение имущественного ущерба, ущерба третьей стороне и затраты на замещение энергооборудования в случае аварии. Кроме того, не включаются сборы NRC за осуществление регламентирующих функций, некоторые налоги с заработной платы и доплаты к заработной плате, оговоренные в коллективном договоре, поскольку они представляются в целом для электроэнергетической компании. По оценкам исследования, выполненного Ок-Риджской национальной лабораторией, представляемые данные по затратам на эксплуатацию и техническое обслуживание занижают действительные затраты на величину до 30%.²²

ИНСТИТУТ АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ (NEI)

Институт атомной энергии (США) представляет 3-трехлетнюю сводку средних затрат на эксплуатацию АЭС США на основе данных Института энергетической статистики (Utility Data Institute) и Группы ценовой политики электроэнергетических компаний (Electric Utility Cost Group).²³ В таблице показаны взаимосогласованные данные по снижению затрат по всем станциям. Усредненные по всем станциям затраты на эксплуатацию в течение 1998-2000 гг. составили 1,7 цент/кВт·ч, включая затраты на топливо. Вместе с тем, в квартиле минимальной стоимости общие затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание достигали примерно 1,3 цент/кВт·ч, а во втором квартиле минимальной стоимости - 1,5 цент/кВт·ч.

Таблица А-5.С.2

Трехлетняя сводка средних затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание для АЭС США (цент/кВт·ч)

Годы	1-й квартиль	2-й квартиль	3-й квартиль	4-й квартиль
1996-1998 гг.	1,43	1,69	2,04	3,88
1997-1999 гг.	1,33	1,58	1,84	2,80
1998-2000 гг.	1,27	1,50	1,73	2,46

ПРОГНОЗНЫЕ ОЦЕНКИ ЗАТРАТ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ

По самым последним прогнозам Управления по информации в энергетике (EIA), фиксированные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание АЭС составляют 58 долл./кВт, а переменные – 0,043 цент/кВт·ч.²⁴ В предположении среднего коэффициента использования установленной мощности, равного 85%, это эквивалентно 0,8 цент/кВт·ч (исключая топливо). Экономический анализ, проведенный Министерством энергетики США в исследовании плана развития атомной энергетики до 2010 г., еще более снижает эксплуатационные затраты, прогнозируя затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание без топливной составляющей около 0,5 цент/кВт·ч для

станций, развертываемых в ближнесрочной перспективе.²⁵ Этот отчет указывает, что такие данные соответствуют наилучшим показателям работающих в настоящее время станций. Компания TVA также в своей оценке предполагаемого повторного ввода в эксплуатацию блока 1 АЭС Browns Ferry на основе опыта эксплуатации других своих ядерных блоков прогнозирует расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание ниже 0,8 цент/кВт·ч. Эти прогнозные оценки значительно ниже действительных значений затрат на эксплуатацию, полученных на основе описанного выше опыта за последние годы.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5.D - ЗАТРАТЫ НА ПЕРЕРАБОТКУ ТОПЛИВА

Отработавшее UOX-топливо (UOX-ОЯТ) обычно содержит немногим больше 1% Pu. Посредством переработки (PUREX-процесс) возможно извлечь этот плутоний и использовать его для изготовления MOX-топлива для применения в легководных реакторах. Однако из-за высокой стоимости переработки и изготовления MOX-топлива стоимость захоронения в хранилище должна быть весьма высокой, чтобы вариант MOX-топлива стал экономически конкурентоспособным в сравнении с открытым, однократным UOX-циклом. Это заключение обосновывается следующим анализом.

Модель стоимости топливного цикла — Простое выражение для стоимости топливного цикла выглядит следующим образом:

$$FCC = \sum_i M_i \cdot C_i + \sum M_i \cdot C_i \cdot \phi \cdot \Delta T_i \quad [\$]$$

где:

FCC = стоимость топливного цикла (долл.),

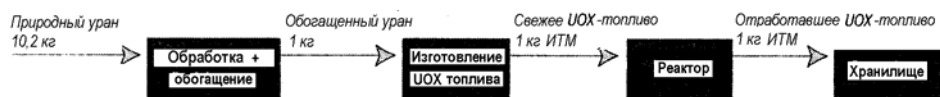
M_i = масса, переработанная на стадии i (кг или кг ЕРР),

C_i = удельная стоимость на стадии i (долл./кг или долл./кг ЕРР),

ϕ = коэффициент текущих расходов (год⁻¹),

ΔT_i = время запаздывания между капиталовложениями на стадии i и серединой периода облучения топлива (годы)²⁶.

UOX-цикл — Однократный UOX-цикл представлен ниже (для 1 кг ИТМ²⁷ топлива, ИТМ-исходный тяжелый металл):



Допущения:

- Содержание изотопа U^{235} в природном U: 0.711%,
- Анализ концевой фракции обогащения: 0.3%,
- Обогащение свежего топлива: 4.5%,
- Потери не учитываются,
- Выгорание: 50 МВт·сут/кг ТМ,
- Коэффициент использования установленной мощности: 0.9,
- Тепловой к.п.д.: 0.33.

Работа разделения на единицу обогащенного продукта может быть получена как:²⁸

$$\frac{\text{кг ЕРР}}{\text{кг продукта}} = (2x_p - 1) \cdot \ln \left(\frac{x_p}{1 - x_p} \right) + \frac{x_p - x_{nat}}{x_{nat} - x_t} \cdot (2x_t - 1) \cdot \ln \left(\frac{x_t}{1 - x_t} \right) - \frac{x_p - x_t}{x_{nat} - x_t} \cdot (2x_{nat} - 1) \cdot \ln \left(\frac{x_{nat}}{1 - x_{nat}} \right)$$

где:

x_p = обогащение продукта,

x_{nat} = природное обогащение,

x_t = выход концевой фракции.

Используя представленные выше значения для x_p , x_{nat} и x_t , получаем 6,23 кг ЕРР/кг продукта.²⁹

Теперь может быть рассчитана стоимость топливного цикла (для 1 кг исходного тяжелого металла, ИТМ в свежем UOX топливе):

Таблица А-5.Д.1

Стоимость однократного UOX топливного цикла

Стадия топливного цикла	M_i	C_i	ΔT_i (годы)	Прямые затраты $M_i \times C_i$ (долл.)	Текущие расходы $M_i \times C_i \times \phi \times \Delta T_i$ (долл.)
Закупка руды	10,2 кг	30 долл./ кг	4,25	307	130
Переработка руды	10,2 кг	8 долл./ кг	4,25	82	35
Обогащение ЕРР	6,23 кг	100 долл./ кг ЕРР	3,25	623	202
Изготовление топлива	1 кг ИТМ	275 долл./ кг ИТМ	2,75	275	76
Хранение и захоронение отходов	1 кг ИТМ	400 долл./ кг ИТМ ^{30, а}	-2,25	400	-90
			Итого	1686	353
			Всего		2040

Примечание: а – Предположено, что стоимость хранения и захоронения отходов должна быть выплачена по завершении облучения, даже если удельная стоимость, представляющая 0,1 цент/(кВт(эл.)·ч) при выплате электроэнергетическими компаниями в период облучения, составляет 400 долл./кг ИТМ.

Эти расчеты основаны на следующих допущениях:

- Период облучения топлива: 4,5 года,
- Время подготовки:
 - 2 года для закупки руды,
 - 2 года для переработки,
 - 1 год для обогащения,
 - 0,5 года для изготовления топлива
- Коэффициент текущих расходов: $\phi = 0,1$ за год.

Таким образом, указанная стоимость составляет 2040 долл./кг ИТМ. Стоимость топливного цикла в цент/(кВт(эл.)·ч) может быть получена следующим образом:

$$\frac{\text{кг ИТМ}}{0 \text{ МВт} \times \text{сут}} \cdot \frac{1 \text{ МВт}}{1000 \text{ кВт}} \cdot \frac{1 \text{ сут}}{24 \text{ ч}} \cdot \frac{1 \text{ кВт}}{0,33 \text{ кВт-эл.}} = 5,15 \cdot 10^{-3} \frac{\text{долл.}}{\text{кВт} \times \text{ч-эл.}}$$

Следовательно, стоимость топливного цикла составляет 0,515 цент/кВт(эл.)·ч.

МОХ-цикл — МОХ-цикл может быть представлен следующим образом (для 1 кг ИТМ в топливе):



Допущения:

- Содержание Pu в UOX-ОЯТ: 1.33%;
- Содержание Pu в свежем MOX-топливе: 7%;
- Потери не учитываются,
- Выгорание: 50 МВт×сут/кг ИТМ,
- Коэффициент использования установленной мощности: 0.9,
- Тепловой к.п.д.: 0.33.

Теперь может быть рассчитана стоимость топливного цикла (для 1 кг ИТМ в свежем MOX-топливе):

Таблица А-5.Д.2

Стоимость MOX топливного цикла с однократным повторным использованием

Стадия топливного цикла	M_i , кг ИТМ	C_i , долл./кг ИТМ	ΔT_i , годы	ПРЯМЫЕ ЗАТРАТЫ, $M_i \times C_i$, долл.	Текущие расходы, $M_i \times C_i \times \phi \times \Delta T_i$, долл.
Поставка UOX-ОЯТ	5,26	-400	4,25	-2105	-895
Переработка	5,26	1000	4,25	5263	2237
Хранение и захоронение высокоактивных отходов (ВАО)	5,26	300	3,25	1579	513
Изготовление MOX-топлива	1	1500	3,25	1500	488
Хранение и захоронение MOX-топлива	1	400	2,25	400	-90
			Итого	6637	2253
			Всего	8890	

Допущения:

- Период облучения топлива: 4,5 года,
- Время подготовки:
 - 2 года для приемки UOX-ОЯТ,
 - 2 года для переработки,
 - 1 год для хранения ВАО от переработки,
 - 1 год для изготовления MOX-топлива.
- Затраты на приобретение обедненного урана не учитываются.
- В анализ не включены ни стоимость хранения выделенного урана, ни потенциальная ценность выделенного уранового материала. В современных условиях выделенный уран не используется для изготовления топлива, поскольку природный уран более дешев. Выделенный уран просто сохраняется для возможного использования в будущем. Поскольку стоимость хранения выделенного урана вследствие низкой его радиоактивности весьма умеренна, эта величина в настоящем анализе не учтена.
- Предполагается, что стоимость хранения и захоронения ВАО на 25% ниже, чем стоимость хранения и захоронения ОЯТ. ВАО содержат большую часть продуктов деления (включая Sr-90 и Cs-137) и все младшие актиниды, присутствующие в переработанном ОЯТ, поэтому не ожидается, что требования к хранению и

захоронению должны быть значительно изменены по сравнению с ОЯТ. Однако, поскольку ВАО имеют меньший объем и крайне малое содержание плутония, можно ожидать некоторой экономии.

- Предполагается, что стоимость хранения и захоронения МОХ-ОЯТ такая же, как и УОХ-ОЯТ. Действительно, МОХ-ОЯТ вследствие ухудшенного изотопного состава содержащегося в нем плутония не перерабатывается. Исходя из этого, предполагается, что ответственность за его хранение и захоронение сравнима с УОХ-ОЯТ.
- • $\phi = 0,1$ за год.

Следовательно, стоимость топливного цикла составляет 8890 долл./кг ТМ, или 2,24 цент/кВт(эл.)×ч. Это примерно в 4,5 раза больше, чем для открытого УОХ-цикла в условиях США.

Дополнительные затраты на МОХ–топливо по сравнению с УОХ–топливом отразятся на увеличении стоимости электроэнергии пропорционально соотношению МОХ– и УОХ–топлив на всех станциях. Согласно этому прирост стоимости электроэнергии на всех станциях будет:

$$0,515 \text{ цент/кВт(эл.)} \times \text{ч} (1260/1500) + 2,24 \text{ цент/кВт(эл.)} \times \text{ч} (240/1500) = 0,791 \text{ цент/кВт(эл.)} \times \text{ч}$$

или смешанное увеличение стоимости электроэнергии составит 0,28 цент/кВт(эл.)×ч в МОХ/УОХ–цикле по сравнению с однократным УОХ-циклом.³¹

УСЛОВИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ВАРИАНТА С МОХ-ТОПЛИВОМ

Важно установить, при каких условиях МОХ-топливный цикл станет конкурентоспособным по стоимости с однократным УОХ-циклом. Рассматриваются следующие составляющие стоимости: (1) стоимость природного урана, (2) стоимость переработки, (3) стоимость изготовления МОХ-топлива и (4) затраты на хранение и захоронение радиоактивных отходов. В таблице А-5.D.3 для каждого из четырех стоимостных параметров представлено значение, при котором стоимость топливного цикла для обоих вариантов уравнивается (равновесное значение).

Равновесные значения

Составляющая стоимости	Исходное значение	Требуемое значение	Отношение требуемого значения к исходному
Природный уран	30 долл./кг урана	560 долл./кг урана	19
Переработка руды	1000 долл./кг ИТМ	90 долл./кг ИТМ	0,09
Изготовление МОХ-топлива	1500 долл./кг ИТМ	отсутствует	-
Хранение и захоронение отходов	400 долл./кг ИТМ (ОЯТ)	1130 долл./кг ИТМ	2,8
	300 долл./кг ИТМ (ВАО)	100 долл./кг ИТМ	0,33

Маловероятно, чтобы в ближайшем будущем стоимость природного урана достигла таких высоких значений. Стоимость переработки, вероятно, никогда не упадет до требуемого значения 90 долл./кг ТМ. Что касается хранения и захоронения отходов, то вряд ли следует ожидать, что эта стоимость будет в 11 раз выше для УОХ– и МОХ–ОЯТ, чем для ВАО от переработки; действительно, хотя объем ВАО значительно меньше, они все же содержат большинство продуктов деления и все младшие актиниды из ОЯТ. Исходя из этого, тепловые нагрузки от ВАО и ОЯТ в течение первых нескольких сотен лет должны быть сравнимы. Из таблицы А-5.Д.2 также видно, что даже в предположении, что хранение и захоронение ВАО могут производиться при нулевой стоимости, общая стоимость МОХ варианта все же составляет 6798 долл./кг ИТМ (в результате вычитания стоимости захоронения ВАО, 1579 долл. + 513 долл., из суммарной стоимости 8890 долл.). Это эквивалентно 1,72 цент/кВт(эл.)×ч, что более чем в 3 раза больше стоимости однократного цикла. Следует отметить, что исходные значения, выбранные для оценки затрат на хранение и захоронение отходов, не являются абсолютным эталоном: между различными странами существуют значительные отличия, поскольку эти затраты зависят от того, насколько трудной для решения представляется проблема захоронения ядерных отходов. Для некоторых стран стоимость захоронения отходов может быть значительно выше, чем используемые в настоящем случае базовые значения.

Наконец, рассматривается влияние одномоментного изменения в принятых допущениях относительно затрат на закупку руды, переработку, изготовление МОХ-топлива, а также хранение и захоронение отходов. Результатом такого анализа являются следующие скорректированные допущения, при которых стоимость топливного цикла одинакова для обоих вариантов:

Равновесные значения (составляющие стоимости скорректированы одномоментно)

Составляющая стоимости	Единица измерения	Исходное значение	Требуемое значение
Закупка руды	долл./кг	30	50
Переработка	долл./кг ИТМ	1000	600
Изготовление МОХ-топлива	долл./кг ИТМ	1500	1100
Хранение и захоронение:			
– ОЯТ	долл./кг ИТМ	400	600
– ВАО	долл./кг ИТМ	300	100
Стоимость топливного цикла (оба варианта)		0,63 цент./ кВт(эл.)×ч	

Таблица А-5.Д.4 показывает, что равная стоимость топливного цикла для обоих вариантов достигается путем корректировки ряда допущений по стоимости в пользу повторного использования плутония. Хотя требуемая цена закупки руды высока, а стоимости переработки, изготовления МОХ-топлива, хранения и захоронения ВАО могут быть охарактеризованы как оптимистические, эти значения попадают в диапазон неопределенности, установленный другими исследованиями по стоимости топливного цикла (см. таблицу А-5.Д.6).

СРАВНЕНИЕ С ДРУГИМИ ОЦЕНКАМИ

Существует ряд исследований по экономике переработки ядерного топлива, имеющих значительные различия в принятых допущениях. Наиболее обстоятельное исследование проведено Агентством по атомной энергии ОЭСР (OECD/NEA) .³² В этом исследовании выполнена тщательная оценка стоимости однократного цикла и цикла с повторным использованием плутония и сделан вывод, что стоимость однократного варианта примерно на 15% ниже (исходя из допущений, представленных в таблице А-5.Д.5). Таким образом, выводы ОЭСР значительно отличаются от представленного выше результата, где было сделано заключение, что стоимость однократного цикла меньше в 4 раза.

Между методологией, использованной в исследовании ОЭСР, и упрощенной моделью стоимости топливного цикла, используемой в настоящем приложении, имеется несколько различий. Модель ОЭСР более подробна, а методология учета текущих расходов более сложна. Кроме того, в ряде случаев используются различные допущения в отношении операций топливных циклов. Например, учитывается стоимость облученного урана, извлеченного при переработке, в предположении, что он используется для изготовления топлива. Несмотря на такие различия, допущения, касающиеся удельных затрат, остаются доминирующим фактором, влияющим на стоимостные показатели топливного цикла. В исследовании ОЭСР используются значения стоимости, которые в существенно большей степени благоприятствуют варианту с переработкой топлива. На самом деле, использование допущений ОЭСР в нашей модели приводит к примерно равной стоимости для обоих вариантов топливного цикла, как это показано в таблице А-5.Д.5.

Стоимость топливного цикла с использованием оценок ОЭСР

Составляющая стоимости	Оценка ОЭСР
Закупка руды	50 долл./кг
Переработка руды	8 долл./кг ИТМ
Обогащение	110 долл./кг ЕРР
Изготовление UOX-топлива	275 долл./кг ИТМ
Хранение и захоронение ОЯТ	570 долл./кг ИТМ
Переработка ОЯТ	620 долл./кг ИТМ
Хранение и захоронение ВАО	60 долл./кг ИТМ
Изготовление MOX-топлива	1100 долл./кг ИТМ
Стоимость топливного цикла	
Однократный:	0,643 цент/ кВт(эл.)×ч
Вариант с MOX- топливом:	0,680 цент/ кВт(эл.)×ч

Таблица А-5.Д.5 показывает, что удельные стоимости в оценке ОЭСР для различных по замыканию цикла операций значительно отличаются от тех, которые приняты в таблицах А-5.Д.1 и А-5.Д.2. Таких различий можно ожидать, поскольку исследования по стоимости топливного цикла, как правило, демонстрируют крайне большие неопределенности в оценках. Действительно, в открытых публикациях имеется небольшое количество данных по стоимости операций по переработке и повторному использованию, а захоронение ОЯТ или ВАО не производится нигде в мире, поэтому затраты, связанные с этими операциями, не могут быть точно определены. Кроме того, такие оценки трудно сделать по нескольким причинам. Во-первых, проектные оценки затрат на операции такого рода вообще неопределенны. Во-вторых, поскольку установки топливного цикла являются сооружениями, связанными с большими капитальными затратами, допущения относительно капитальных затрат имеют крайне важное значение.³³ В-третьих, оценки стоимости в расчете на единицу произведенного продукта зависят от допущений в части как производительности установки, так и распределения фиксированных затрат на строительство и оборудование в расчете на единицу продукции. Наконец, затраты на окончательное захоронение как ОЯТ, так и ВАО не установлены. Любые оценки по различиям в стоимости захоронения ВАО и ОЯТ заслуживают мало доверия.

Несколько других исследований содержат оценки удельной стоимости для операций различных топливных циклов. Скорректированные оценки приводятся в последнем исследовании OECD/NEA по перспективным топливным циклам.³⁴ Диапазон таких оценок предлагается в докладе Аналитической группы по топливному циклу АЭС 4-го поколения (Gen-IV Fuel Cycle Crosscut Group).³⁵ Феттер, Бунн и Холдрен [Fetter, Bunn, and Holdren] представили анализ экономических аспектов переработки в сопоставлении с непосредственным захоронением ОЯТ.³⁶ Наконец, исследование Национального научно-исследовательского совета США по ядерным отходам³⁷ содержит приложение по экономике повторного использования. Следует отметить, что удельные стоимости, представленные в этих исследованиях, в неявном виде содержат три вида затрат: прямые затраты на производимые работы, амортизационные отчисления, которые зависят от предполагаемого коэффициента окупаемости капиталовложений, и амортизационные отчисления на «незавершенные работы», т.е. на время задержки при движении материалов в системе (например, если для сохранения потока материалов в установке регенерации требуются двух- или трехлетние запасы плутония, то это влияет на стоимость переработки). В таблице А-5.Д.6 включены «наилучшие предположения» относительно

значения этих параметров; при этом следует в самых сильных из возможных выражениях подчеркнуть огромную неопределенность в этих цифрах, как это можно видеть из различий в оценках, сделанных в различных исследованиях.

Таблица А-5.Д.6

Сравнение стоимости производственных этапов для однократного цикла и цикла с повторным использованием

Составляющая стоимости	Единица измерения	Ориентировочная стоимость (нижняя оценка – номинальное значение – верхняя оценка)			
		OECD/NEA ³⁴ (2002 г.)	DQEGEN-IV ³⁵	Fetter, Bunn, Holdren ³⁶	Наилучшие предположения настоящей работы
Закупка руды	долл./кг	20-30-40	20-30-80	33	30
Переработка руды	долл./кг	3-5-7	3-5-8	4-6-8	8
Обогащение	долл./кг ЕРР	50-80-110	50-80-120	50-100-150	100
Изготовление УОХ-топлива	долл./кг ИТМ	200-250-300	200-250-350	150-250 350	275
Хранение и захоронение ОЯТ	долл./кг ИТМ	410-530-650	210-410-640	0-150-300 (больше, чем для ВАО)	400
Переработка УОХ-топлива	долл./кг ИТМ	700-800-900	500-800-1100	500-1000-1600	1000
Переработка МОХ-топлива	долл./кг ИТМ	700-800-900	500-800-1100	—	—
Хранение и захоронение ВАО	долл./кг ИТМ	63-72-81	80-200-310	0-150-300 (меньше, чем для ОЯТ)	300
Изготовление МОХ-топлива	долл./кг ИТМ	900-1100-1300	600-1100-1750	700-1500-2300	1500

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Упрощенная модель стоимости топливного цикла показывает, что при использовании ориентировочных затрат применительно к условиям США МОХ-вариант примерно в 4 раза дороже однократного УОХ-варианта. Можно показать, что повторное использование в реакторах на тепловых нейтронах конкурентоспособно по сравнению с однократным вариантом только в том случае, если цена урана высока и если в отношении стоимости переработки, изготовления МОХ-топлива и захоронения ВАО сделаны оптимистические допущения.

Часто выдвигается тезис о том, что удаление отходов высокого уровня активности от переработки ядерного топлива будет менее дорогим, чем непосредственное удаление ОЯТ. Но на сегодняшний день любые оценки такой экономии малодостоверны, особенно если учитывать захоронение трансурановых отходов, связанных с работой установок для повторного использования в реакторах на тепловых нейтронах. Кроме того, наша стоимостная модель показывает, что даже если бы стоимость удаления высокоактивных отходов от переработки равнялась нулю, основной вывод о том, что переработка неэкономична, не претерпел бы изменения.

Следует отметить, что приращение стоимости, связанное с переработкой и повторным использованием в реакторах на тепловых нейтронах, невелико в сравнении с общей

стоимостью производства электроэнергии на АЭС. Кроме того, неопределенность любых оценок затрат на топливный цикл крайне велика.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5.Е - ЦЕНА И ДОСТУПНОСТЬ УРАНА

РЕСУРСЫ И ЗАПАСЫ УРАНА

Наиболее авторитетным источником для оценок ресурсов урана является «Красная книга» ОЭСР/МАГАТЭ³⁸. Цифры из ее последнего издания приведены в таблице А-5.Е.1.

Таблица А-5.Е.1

Запасы и ресурсы урана по оценке ОЭСР (млн т, по состоянию на январь 2001 г.)

Разведанные запасы урана по цене			Прогнозные ресурсы урана по цене	
<40 долл./кг U	40-80 долл./кг U	80-130 долл./кг U	<130 долл./кг U	Не определена
2,1	1,0	0,8	6,8	5,5
Суммарные ресурсы урана 16,2				

Термин «запасы» относится к известным условным ресурсам, которые могут быть извлечены с использованием существующей технологии в современных экономических условиях при различной стоимости извлечения. Например, согласно таблице А-5.Е.1, запасы, извлекаемые при стоимости 40 долл./кг U, насчитывают около 2 млн т урана, чего хватит на 30 лет при современных темпах потребления³⁹. Однако запасы составляют лишь малую долю базы суммарных ресурсов урана, которая также включает известные месторождения, которые экономически нецелесообразно разрабатывать при существующих ценах или о существовании которых высказываются предположения с различной степенью неопределенности исходя из их расположения вблизи хорошо разведанных месторождений либо из подобия неисследованных геологических формаций другим, разведанным и продуктивным структурам. С ростом цен на уран неэкономичные в настоящее время ресурсы станут экономичными для разработки, и горнодобывающие компании получат стимул к установлению границ ресурсов, не нанесённых в настоящее время на карту. В результате будут созданы новые запасы, которые могут быть использованы для снабжения топливом возрастающей установленной мощности АЭС.

Количественный пример увеличения запасов, которые могут быть созданы в результате повышения цен, приведен Центром информации по урану в Австралии: удвоение цен на уран – которые постоянно снижались с конца 1970-х гг., см. рисунок А-5.Е.1 – при существующем уровне контрактов может, как ожидается, обеспечить десятикратное увеличение оцененных ресурсов.⁴⁰ Термин «оцененные ресурсы» в этом контексте относится к запасам, извлекаемым при затратах 80 долл./кг U, что, согласно таблице А-5.Е.1, составляет около 3 млн т урана. Таким образом, удвоение цен на уран с 30 до 60 долл./кг U могло бы, по оценкам, увеличить эти запасы до примерно 30 млн т урана. Это можно сопоставить с требованиями следующего сценария роста установленной мощности АЭС до 1500 ГВт(эл.) к середине столетия: установленная мощность АЭС возрастает линейно от 350 ГВт(эл.) в настоящее время до 1500 ГВт(эл.) спустя 50 лет, и по истечении этого периода роста более не строится никаких новых АЭС, а существующие АЭС дорабатывают свой ресурс. Суммарное производство электроэнергии в период роста составляет 41625 ГВт(эл.)×год (в предположении коэффициента использования установленной мощности 0,9), что требует 9,5 млн т урана (в предположении, что потребление урана составляет 226,5 т/ГВт(эл.)×год). Затем установленная мощность АЭС начинает сокращаться: у новейших АЭС впереди еще 50 лет работы, но энергоблоки,

построенные в начале периода роста, должны быть сняты с эксплуатации. В предположении, что средний остаточный ресурс для всех станций равен 25 годам, суммарное производство электроэнергии на АЭС в период сокращения установленной мощности составит 33750 ГВт(эл.)×год, что потребует 7,5 млн т урана. Таким образом, общее потребление урана в этом сценарии составит 17 млн т урана. Запасов в 30 млн т урана, имеющихся при удвоении цены на уран, более чем достаточно для обеспечения этого сценария.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ В ВЫСОКО- И НИЗКОКАЧЕСТВЕННЫХ РУДАХ

Увеличение запасов в результате повышения цен на уран может происходить как из высоко-, так и низкокачественных руд. К первым из них относятся месторождения, которые разведаны начиная с конца 1960-х гг. в Австралии и Канаде, где типичная концентрация руд превышает 10%. К этому типу относится крупнейший в мире урановый рудник Мак-Артур Ривер (McArthur River) в провинции Саскачеван, Канада, с рудой самого высокого качества. Оценки запасов урана в этом месторождении возросли в 2001 г. более чем на 50%,⁴¹ и можно ожидать дальнейшего увеличения запасов в результате последующей разведки этого месторождения и других залежей, привязанные к несогласному залеганию горных пород. Однако при существующих на сегодняшний день ценах на уран маловероятно, чтобы вслед за таким выявлением запасов последовало увеличение добычи. Действительно, по мнению Бернарда Мишеля [Bernard Michel], бывшего главного специалиста компании Cameco Corp., разрабатывающей рудник Мак-Артур Ривер, существующая на данный момент низкая цена на уран является «неустойчивой».⁴²

Большинство континентальных запасов урана образованы большим количеством низкокачественных руд. Например, запасы урана в фосфатных месторождениях, которые, как правило, содержат уран в количестве от 0,001 до 0,3 %, составляют, как считается, 22 млн т урана. По предположениям статьи 1980 г. в журнале Scientific American⁴³, распределение запасов урана в зависимости от качества руды таково, что в области, представляющей в настоящее время коммерческий интерес, снижение качества руды в 10 раз увеличивает количество доступного урана в 300 раз. Аналогичным образом, при снижении качества руды в 2 раза запасы урана возрастают в 5 раз.

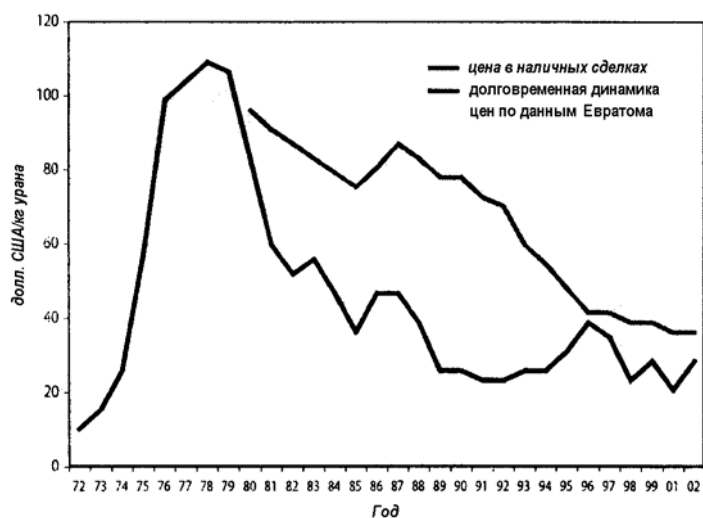


Рисунок А-5.Е.1. Цены на уран, 1972-2001 гг.

ПОВЫШЕНИЕ ЦЕН НА УРАН И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА АЭС

Таблица А-5.Е.2 показывает, что повышение цены на урановую руду с 30 до 60 долл./кг соответствует повышению цены руды на 0,11 цент/кВт·ч. Это соответствует умеренному увеличению стоимости производимой на АЭС электроэнергии на 2,2%.

Таблица А-5.Е.2

Доля стоимости урановой руды в стоимости электроэнергии

Цена руды, долл./кг	Цена руды, 0,1 цент/кВт·ч			% себестоимости электроэнергии
	Прямые затраты ^а	Текущие расходы ^б	Итого	
30	0,78	0,33	1,11	2,2
50	1,29	0,55	1,84	3,7
60	1,55	0,66	2,21	4,4
100	2,59	1,10	3,68	7,4
130	3,36	1,43	4,79	9,6
200	5,17	2,20	7,37	14,7

Примечание: а – При потреблении урана легководными реакторами LWR 226,5 кг/МВт(эл.)·год; б – При времени на подготовку 4,25 года и коэффициенте текущих расходов 0.1; в – При себестоимости электроэнергии 5 цент/кВт·ч

Кроме того, даже если цены на уран растут по мере истощения наиболее привлекательных месторождений, существуют реальные причины ожидать, что цена не взлетит до чрезмерно высокого уровня. Данные предшествующего периода показывают, что в течение прошлого столетия достижения в выявлении запасов и технологиях добычи обеспечили возможность разрабатывать ресурсы пониженного качества или другие менее привлекательные ресурсы при постоянных или даже снижающихся затратах, исчисляемых в долларах с постоянной покупательной способностью. Геологическая разведка США⁴⁴ (USGS) публикует данные, показывающие, что индекс сводных цен по добыче руды в США падал в течение XX века даже при значительном возрастании потребления

минералов (см. рисунок А-5.Е.2). По мнению USGS, технологические достижения более чем достаточны для того, чтобы преодолеть трудности в поставках. USGS приводит также впечатляющие данные по уровню цен и производства четырех продуктов общепромышленного применения в течение XX века (см таблицу А-5.Е.3).

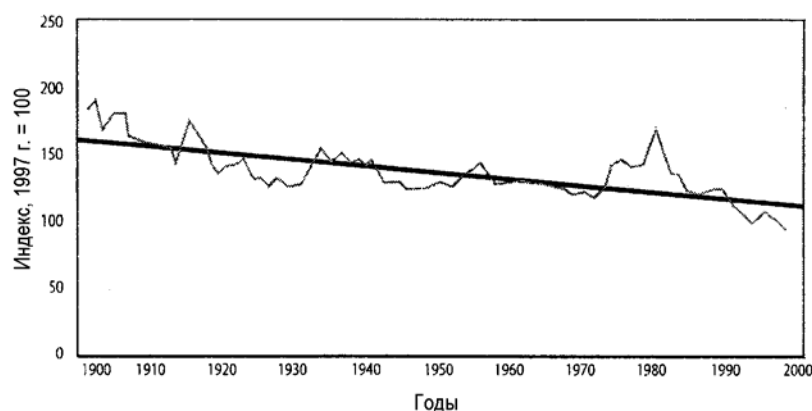


Рисунок А-5.Е.2

Индекс сводных цен по 12 отдельным минеральным продуктам с 1900 по 1998 гг. в долларах 1997 г. Выбранные минеральные продукты включают пять металлов (медь, золото, железная руда, свинец и цинк) и семь промышленных минеральных продуктов (цемент, глина, щебень, известняк, фосфориты, соль и гравийно-песчаная смесь).

Хотя уран отличается от других добываемых ресурсов вследствие исключительной важности для национальной безопасности, мы не считаем, что это обстоятельство изменяет основополагающий ход развития, в соответствии с которым более высокие цены не только приводят к развертыванию деятельности по разведке месторождений, но также создают стимул к введению новшеств, которые способствуют технологическому прогрессу и формируют тенденцию к снижению цен.

Таблица А-5.Е.3

Мировое производство и цены на четыре продукта общепромышленного применения в XX веке

Продукт	Период	Рост производства, %	Снижение цены в долларах с постоянной покупательной способностью, %
Алюминий	1900-1998	3250	89,7
Медь	1900-1998	2465	75,0
Поташ	1919-1998	3770	93,9
Сера	1907-1998	6000	89,4

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Термин «действительный» подразумевает, что все денежные потоки выражены в долларах с постоянной покупательной способностью, что учитывает влияние общей инфляции в течение жизненного цикла проекта. При этом, однако, сами денежные потоки должны быть сначала рассчитаны с использованием номинального доллара (включая инфляцию) с тем, чтобы правильно рассчитать обязательства по подоходному налогу, поскольку амортизация, указываемая в налоговых декларациях, базируется на номинальных затратах на строительство, а номинальные выплаты процентов являются затратами, вычитаемыми из суммы налогооблагаемого дохода.
2. Доход, облагаемый налогами, может быть снижен за счет разрешения перенести чистые убытки при эксплуатации на более поздний срок, наиболее вероятно, на первые годы эксплуатации, когда значительны как процентные выплаты, так и налоговые скидки на амортизацию.

3. Модель может быть легко приспособлена для того, чтобы учитывать рост действительных цен на электроэнергию во времени с постоянным градиентом, но это до некоторой степени усложняет сравнение альтернативных технологий.
4. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2003 With Projections to 2025*, DOE/EIA-0383 (2003), January 2003.
5. U.S. Department of Energy Office of Nuclear Energy, Science and Technology, *A Roadmap to Deploy New Nuclear Power Plants in the United States by 2010*, October, 2001.
6. Nuclear Energy Agency / International Energy Agency, *Projected Costs of Generating Electricity*, Update 1998.
7. Tarjanne, Risto and Rissanen, Sauti, *Nuclear Power: Least-Cost Option for Baseload Electricity in Finland*, The Uranium Institute 25th Annual Symposium, 2000.
8. Обменный курс евро (EUR) и долларов США (USD) в последние два года колебался в диапазоне от 0,85 до 1,18 EUR / USD. Для наших целей принято центральное значение 1 EUR / USD.
9. UK Performance and Innovation Unit, *The Economics of Nuclear Power PIU Energy Review Working Paper*, 2001.
10. International Energy Agency, *Nuclear Power in the OECD*, 2001.
11. Tennessee Valley Authority, *Final Supplemental Environmental Impact Statement for Browns Ferry Nuclear Plant Operating License Renewal*, March 2002.
12. Williams Capital Group Equity Research, July 2001.
13. Закон о TVA требует, чтобы TVA выплачивала компенсации правительству и муниципальным управлениям в размере, эквивалентном налоговым платежам.
14. В случае Южной Кореи обменный курс между корейскими вонами (KRW) и долларами США (USD) в период сооружения последних АЭС колебался в диапазоне от 800 до 1800 KRW / USD.
15. OECD, *Purchasing Power Parities and Real Expenditures: 1999 Benchmark Year*, 2002.
16. Обменный курс валют по состоянию на 28 мая 2003 г. составлял 119 иен / долл. США.
17. Сведения о затратах на строительство энергоблоков 5 и 6 АЭС Yonggwang были получены при личных контактах с проф. Сун Хеунг Чангом [Soon Heung Chang] из Корейского института перспективных научно-технологических исследований [Korea Advanced Institute of Science and Technology - KAIST].
18. Обменный курс валют по состоянию на 28 мая 2003 г. составлял 1200 вон / долл. США.
19. Energy Information Administration, *Electric Power Annual 2001*, DOE/EIA-0348 (01), March 2003.
20. Energy Information Administration, *An Analysis of Nuclear Power Plant Operating Costs: A 1995 Update*, SR/OIAF/95-01, April 1995.
21. Energy Information Administration (EIA), 1995.
22. Ibid.
23. Статистические данные NEI были взяты из ежегодного брифинга NEI для финансовых кругов, февраль 2002 г. [February 2002 NEI Annual Briefing for the Financial Community, "Nuclear Energy 2002: Solid Value... Significant Upside"]
24. Energy Information Administration, *Assumptions for the Annual Energy Outlook 2003*, DOE/EIA-0554 (2003), January 2003.
25. U.S. Department of Energy Office of Nuclear Energy, Science and Technology, *A Roadmap to Deploy New Nuclear Power Plants in the United States by 2010*, October, 2001.
26. Следует отметить, что T_i может изменяться в зависимости от стратегии обращения с ядерным топливом.
27. Единица, используемая для измерения массы ядерного топлива «килограмм исходного тяжелого металла» и обозначаемая как «кг ИТМ». Мы всегда ссылаемся на исходную массу тяжелого металла в топливе, поскольку атомы тяжелого металла подвергаются делению по мере облучения топлива, и, следовательно, их масса со временем уменьшается.
28. См., например, Tsoufanidis and Cochran. "The Nuclear Fuel Cycle" ANS, 1999, p. 62.
29. В качестве альтернативы для аппроксимации требуемой ЕРР может быть использовано простое линейное соотношение. Для анализа концевой фракции 0.3% имеет место следующее выражение:

$$\frac{\text{кг ЕРР}}{\text{кг продукта}} = 2.07 \cdot x_p - 3.23$$
 Используя те же значения, которые указаны выше для x_p , x_{nat} и x_t , получаем 6,09 кг ЕРР / кг продукта.
30. Это значение соответствует сбору 0,1 цент на киловатт×ч электроэнергии, производимой на АЭС, который выплачивается Министерству энергетики США каждой электроэнергетической компанией, эксплуатирующей АЭС:

$$\frac{0.001 \text{ долл.}}{\text{кВт-эл} \times \text{ч}} \cdot \frac{0.33 \text{ кВт-эл} \times \text{ч}}{1 \text{ кВт} \times \text{ч}} \cdot \frac{24 \text{ ч}}{1 \text{ сут}} \cdot \frac{1000 \text{ кВт}}{1 \text{ МВт}} \cdot \frac{50 \text{ МВт} \times \text{сут}}{1 \text{ кг ИТМ}} \approx 400 \frac{\text{долл.}}{\text{кг ИТМ}}$$
31. Мы выражаем благодарность Мэтту Бунну [Matt Bunn] за напоминание о влиянии повышенной стоимости MOX–топлива на смешанную стоимость электроэнергии.
32. OECD/NEA "The Economics of the nuclear fuel cycle," 1994.

33. Например, согласно оценкам исследования NRC (сноска 7), приведенная стоимость переработки топлива для установки производительностью 900 т тяжелого металла (ТМ) в год варьируется у различных владельцев-операторов следующим образом: у правительства – 800 долл./кг ТМ, электроэнергетических компаний – 1300 долл./кг ТМ на частных предприятиях – 2000 долл./кг ТМ.
34. OECD/NEA, "Accelerator-driven Systems and Fast Reactors in Advanced Nuclear Fuel Cycles". 2002.
35. DOE, "Generation 4 Roadmap - Report of the Fuel Cycle Crosscut Group". 2001
36. Fetter, Bunn, Holdren. "The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel", 1999
37. "Nuclear Waste - Technologies for separations and transmutation," Committee on Separation Technology and Transmutation systems, National Research Council, National Academy of Sciences, Appendix J, 1 996
38. OECD/NEA & IAEA, "Uranium 2001: Resources, Production, and Demand", 2002
39. Водо-водяные реакторы современной конструкции потребляют приблизительно 226,5 т урана / ГВт(эл.) производимой за год электроэнергии, поэтому потребность современного парка АЭС установленной мощностью 350 ГВт(эл.) при коэффициенте использования установленной мощности 90% составляет приблизительно 70000 т в год.
40. Uranium Information Center, "Nuclear Electricity ", 6th edition, Chapter 3 (2000). Доступно на веб-сайте <http://www.uic.com.au/ne3.htm>.
41. См. www.cameco.com/investor/news_releases/2001-jan-25.html.
42. R. Martin. "Nuclear Rock", Time Magazine, Feb. 16th, 2003.
43. K.S. Deffeyes and I.D. MacGregor, "World Uranium Resources", Scientific American, Vol. 242, No.1, Jan. 1980.
44. David Wilburn, Thomas Goonan, Donald Bleiwas, Eric Rodenburg, "Technological Advancement - A Factor in Increasing Resource Use", U.S. Geological Survey, 2001.

Приложение к Главе 7 – Обращение с отходами

ПРИЛОЖЕНИЕ 7.A – МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОГРАММЫ ПО ОБРАЩЕНИЮ С ВЫСОКОАКТИВНЫМИ ОТХОДАМИ

Размещение герметичных контейнеров с отходами в шахтных структурах («хранилище РАО в геологических формациях») на глубине сотен метров под землей рассматривается большинством стран, имеющих программы в области атомной энергетики, – и всеми крупнейшими странами – в качестве предпочтительного технического подхода к разрешению вопроса окончательного захоронения высокоактивных отходов. До сих пор ни одна страна не имеет действующего хранилища высокоактивных отходов; при реализации своих программ все страны сталкиваются с определенными трудностями. Общественность и политические силы многих стран оказывают сильное сопротивление строительству предложенных установок по хранению ядерных отходов, а также перевозке ядерных отходов автомобильным и железнодорожным транспортом. Опросы общественного мнения выявили сильнейшие скептические настроения во всем мире в отношении технической выполнимости безопасного хранения ядерных отходов, остающихся опасными в течение длительного времени. Большая часть населения не считает необходимым строительство новых атомных электростанций, пока не будет решен вопрос утилизации отходов. Соответствующее законодательство ряда крупных ядерных держав практически замедляет и даже препятствует получению лицензии новыми атомными электростанциями при отсутствии явного прогресса в разрешении вопроса захоронения отходов. В других странах, принявших решение по полному сворачиванию атомной энергетики, проблема ядерных отходов выдвинута в качестве одной из причин принятия такого решения.

Несмотря на то, что захоронение в геологических формациях объявлено в качестве основной технической стратегии практически во всех странах, налицо важнейшие различия планирования странами реализации такой стратегии. Ни в одной из стран не отмечен достаточно быстрый процесс разработки проекта хранилища, однако некоторые страны стремятся ускорить данный процесс, насколько позволяют внутренние политические и институциональные ограничения, в то время как другими принят более «неспешный» подход. На данный момент лишь две страны, Соединенные Штаты и Финляндия, точно определили места для строительства своих хранилищ.

США, Канада и Финляндия входят в группу стран, планирующих прямое захоронение своего отработанного ядерного топлива. Вторая группа стран, в числе которых – Великобритания и Франция, осуществляет повторную переработку отработанного топлива и произведет захоронение остеклованных высокоактивных отходов, полученных в результате операций по повторной переработке. Третья группа осуществляет временное хранение отработанного топлива в централизованных установках хранения и откладывает решение вопроса повторной переработки на более поздний срок. Отдельные страны, в числе которых Япония и Россия, наложили запрет на непосредственное захоронение отработанного топлива. Вопрос преимуществ непосредственного захоронения отработанного топлива перед захоронением повторно переработанного топлива вызвал длительные дебаты. В основную часть настоящего отчета авторы включили соответствующие комментарии по данному вопросу.

Также налицо ряд серьезных технических отличий национальных программ по захоронению отходов, среди которых: (1) предполагаемая вмещающая порода, т.е. геологическая среда, в которой будет располагаться хранилище; (2) геохимическое окружение; (3) относительная уверенность в надежности инженерно-технических и

естественных барьеров, препятствующих выходу радионуклидов; (4) теплотехнический расчет установки, в том числе, - возраст отходов в момент размещения.

Краткое описание международных программ и планов по захоронению высокоактивных отходов дано в таблице А-7.А.1.

Таблица А-7.А.1.

Планируемое захоронение высокоактивных отходов в ведущих ядерных державах

Страна	Ответственность за руководство	Предпочтительная/выбранная геологическая среда	Ближайший прогнозируемый срок открытия хранилища	Состояние вопроса
Соединенные Штаты	Министерство энергетики	Вулканический туф	2010 г.	Выбрана площадка (Юкка Маунтин, Невада); подана заявка на получение разрешения на строительство
Финляндия	Энергетические компании (Posiva Oy)	Кристаллическая коренная подстилающая порода	2020 г.	Выбрана площадка Олкилуото – решение ратифицировано Парламентом в мае 2001 г.
Швеция	Энергетические компании (SKB)	Кристаллическая порода	2020 г.	Поиск подходящей площадки
Швейцария	Объединение энергетических компаний (Nagra)	Кристаллическая порода или глинозем	2020 г. или позже	Поиск подходящей площадки
Франция	Общественный надзорный орган (ANDRA)	Гранит или глинозем	2020 г. или позже	Разработка концепции хранения
Канада	Crown Corp. (AECL)	Гранит	2025 г. или позже	Анализ концепции хранения
Япония	Национальное агентство (NUMO)	Решение не принято	2030 г.	Поиск подходящей площадки
Великобритания	В стадии рассмотрения	Решение не принято	После 2040 г.	Решение отложено до 2040 г.
Германия	Федеральная подрядная компания (DBE)	Пласт соли	Не определен	Мораторий на разработку хранилища на период 3-10 лет

ПРИЛОЖЕНИЕ 7.В. – ВЫПОЛНИМОСТЬ ЗАХОРОНЕНИЯ В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФОРМАЦИЯХ

Концепция захоронения высокоактивных отходов в глубоких геологических формациях широко обсуждалась в рамках многих национальных и международных исследовательских программ в течение нескольких десятилетий. Несмотря на то, что практический опыт строительства и эксплуатации хранилищ высокоактивных отходов в геологических формациях все еще, в основном, ограничивается несколькими опытными установками, сегодня, как с научной, так и с технической точки зрения, можно с высокой долей уверенности говорить о способности такого хранилища к надежной изоляции РАО (недопущению влияния на биосферу) на весь период, в течение которого отходы представляют значительную опасность. Эта точка зрения была высказана и обоснована в рамках нескольких недавних национальных и международных оценок [1-4]. Она основана на следующем: (1) понимание процессов и событий, которые могут привести к выходу радионуклидов из хранилища в биосферу; (2) математические модели, позволяющие количественную оценку долгосрочного влияния хранилищ на окружающую среду; и (3) исследования природных аналогов, обосновывающие модели, и их экстраполяция на чрезвычайно длительные периоды времени, необходимые для изоляции отходов. Рассмотрение природных аналогов также обеспечивает учет всех ключевых процессов, важных при моделировании поведения геологических систем в течение длительных временных периодов [5].

Хранилище РАО в геологических образованиях должно обеспечивать защиту при любом вероятном сценарии событий, приводящих к выходу радионуклидов в биосферу и получению населением опасно высоких доз радиоактивного облучения. Необходимо рассмотрение различных возможностей, включая риск вулканической деятельности и вероятность вмешательства человека в работу хранилища, как случайное, так и намеренное. Из всех возможных сценариев выхода в биосферу один из них, а именно: попадание грунтовых вод в хранилище, коррозия контейнеров с РАО, выщелачивание радионуклидов в грунтовые воды и миграция загрязненных грунтовых вод в места, где грунтовые воды могут быть использованы в качестве питьевой воды или для сельскохозяйственных целей, - требует наиболее пристального внимания.

Несмотря на то, что в деталях национальные программы не совпадают, базовый подход к проекту хранилища в каждом случае основывается на стратегии многобарьерной изоляции, представляющей собой комбинирование соответствующих видов геологических, гидрологических, геохимических сред и системы инженерно-технических барьеров, которая использует преимущества основных свойств вмещающей породы. Оптимальный выбор геологической среды обеспечит и улучшит функционирование системы инженерно-технических барьеров при осуществлении защиты от значительных пертурбаций, таких, как тектоническая деятельность и колебания химического состава грунтовых вод в результате оледенения или иных климатических изменений [1].

Проект, предложенный для строительства финского хранилища в гранитной породе в Олкилуото, демонстрирует именно такой системный подход [6]. Финский проект, основанный на более ранней концепции KBS-3, которая была разработана для шведской программы утилизации ядерных отходов, предусматривает непосредственное захоронение отработанных топливных сборок, помещенных в медно-железные контейнеры с уплотненной бентонитовой засыпкой, в вертикальных выработках в кристаллической коренной подстилающей породе на глубине порядка 500 метров (см. рис. А-7.В.1 и А-7.В.2). Контейнер состоит из массивного чугунного вкладыша диаметром 1 м, окруженного

медным кожухом 5-сантиметровой толщины (см. рис. А-7.В.3). Медный кожух служит в качестве первого изолирующего барьера. Объем хранения отходов в каждом контейнере рассчитан таким образом, чтобы температура на поверхности контейнера не превышала 100⁰С (температурный пик наблюдается через 10-20 лет после закрытия хранилища). Учитывая восстановительные свойства химической среды материнской породы Олкилуото, прогнозируется крайне медленное появление коррозии меди, сдерживающее выход радионуклидов из контейнеров в течение сотен тысяч лет¹. Уплотненная бентонитовая засыпка выемки обеспечивает низкую проницаемость благодаря усиленно сорбирующему буферному слою, обеспечивающему дополнительное сдерживание выхода большей части радионуклидов во вмещающую породу. Бентонитовые поры имеют малый размер, достаточный для эффективной блокировки миграции любых образующихся коллоидов. Содержание минеральных веществ в бентонитовой засыпке подбирается с таким расчетом, чтобы обеспечить ускоренное восстановление раскислительных условий в непосредственной близости от контейнера сразу после размещения². Чугунный вкладыш в контейнере обеспечивает поддержание раскислительной среды внутри контейнера даже в случае просачивания грунтовых вод сквозь медный кожух³. Согласно данному проекту основной функцией гранитной материнской породы является обеспечение химически и физически устойчивой среды, что, таким образом, повышает способность инженерно-технических барьеров из меди и бентонита к выполнению предназначенных функций.

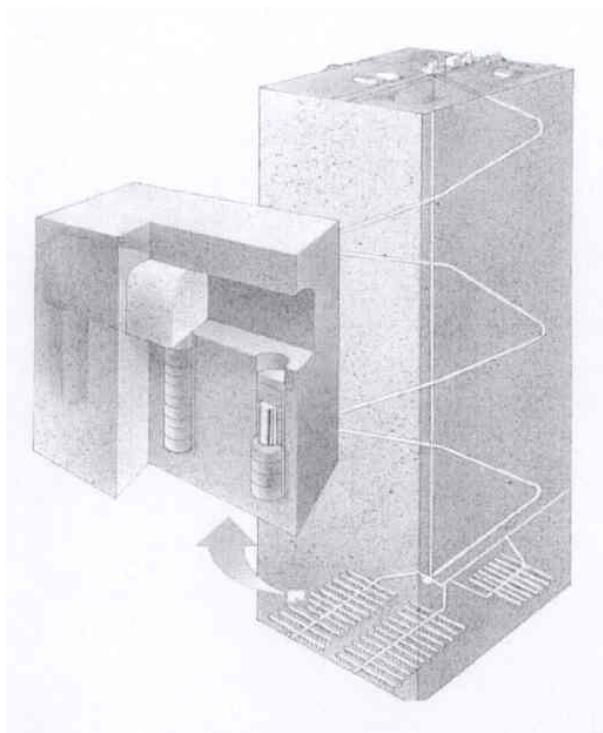
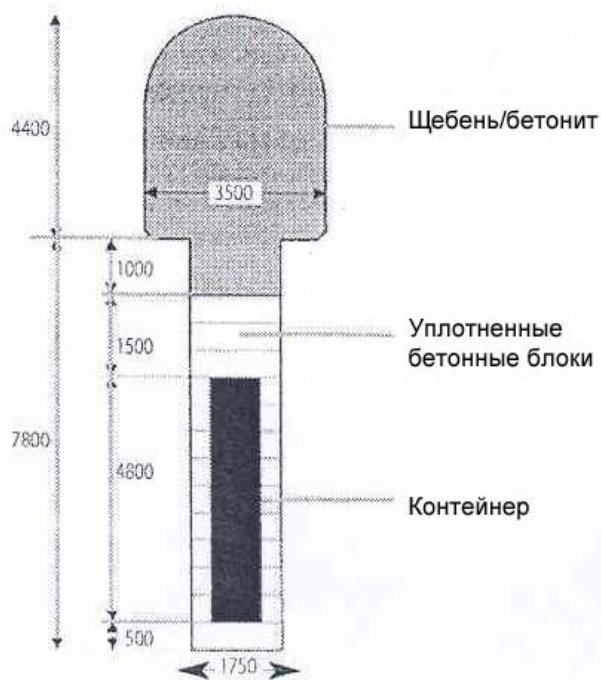


Рисунок А-7.В.1. Концепция хранилища KBS-3



(взято из "ТИЛА-99", размеры даны в мм)

Рисунок А-7.В.2. Выемка для размещения контейнера с РАО в хранилище Олкилуото



Рисунок А-7.В.3. Опытный контейнер (вмещает 12 ТВС реактора ВВР АЭС «Олкилуото»)

Все процессы, способные привести к выходу радионуклидов в окружающую среду отдаленных зон (коррозия меди, растворение отходов, миграция радионуклидов через глинозем), были подвергнуты тщательному изучению с учетом предполагаемых условий хранения, и понимание таких процессов подкреплено исследованиями природных аналогов [8, 9]. Это, в свою очередь, позволило разработать достоверные модели, описывающие функционирование системы инженерно-технических барьеров.

Концепция хранилища, предложенная США для площадки «Юкка Маунтин» в Неваде, предлагает строительство уникального хранилища, не похожего на остальные современные хранилища РАО: оно расположено над зеркалом грунтовых вод в ненасыщенной зоне, т.е. поры и разломы породы лишь частично заполнены водой [11].

Присутствие воздуха, захваченного порами и разломами породы, и наличие потока воздуха в системах разломов будут обеспечивать окислительную среду вокруг упаковок с отходами. В последние годы основной проект хранилища «Юкка Маунтин» дорабатывался с целью обеспечить более высокую надежность инженерно-технических барьеров в целях общей изоляции радионуклидов. Согласно имеющемуся на сегодняшний день проекту (см. рис. А-7.В.4) барьеры представлены собственно упаковками с РАО, цилиндрическими контейнерами из нержавеющей стали длиной 5 м, каждый из которых содержит от 20 до 40 отработанных топливных сборок и заключен в корпус 2-х сантиметровой толщины из коррозионно-стойкого сплава 22 (сплав на основе никеля), а также имеет «капельную защиту»: чехол 1,5-сантиметровой толщины из коррозионно-стойкого титана, предназначенный для отвода воды, просачивающейся в хранилище, с тем, чтобы не допустить контакта воды с контейнерами РАО.

Согласно одному из вариантов проекта вода будет удерживаться от контакта с упаковками путем поддержания температуры на поверхности упаковок выше 100°C , как минимум, в течение первых 1000 лет. Были предложены и другие системы инженерно-технических барьеров, использующие преимущество условий ненасыщенной зоны и создающие области, отводящие поток грунтовых вод вблизи отходов [12, 13], или управляющие водно-химическим режимом в непосредственной близости от отходов [15].

В случае реализации имеющихся планов хранилища на площадках «Юкка Маунтин» и «Олкилуото» будут введены в строй, приблизительно, к середине столетия. Ожидается, что опыт, накопленный в связи с эксплуатацией более ранних полномасштабных хранилищ РАО, будет иметь значительное влияние на будущее отношение общественности к вопросу выполнимости захоронения высокоактивных отходов. Независимо от того, пройдет ли ввод в эксплуатацию и сама эксплуатация таких установок без трудностей, или, что менее желательно, от этой идеи откажутся совсем, разработки будут иметь важное влияние не только на сами установки, но также и отношение общественности к будущим работам по выбору площадок в других местах.

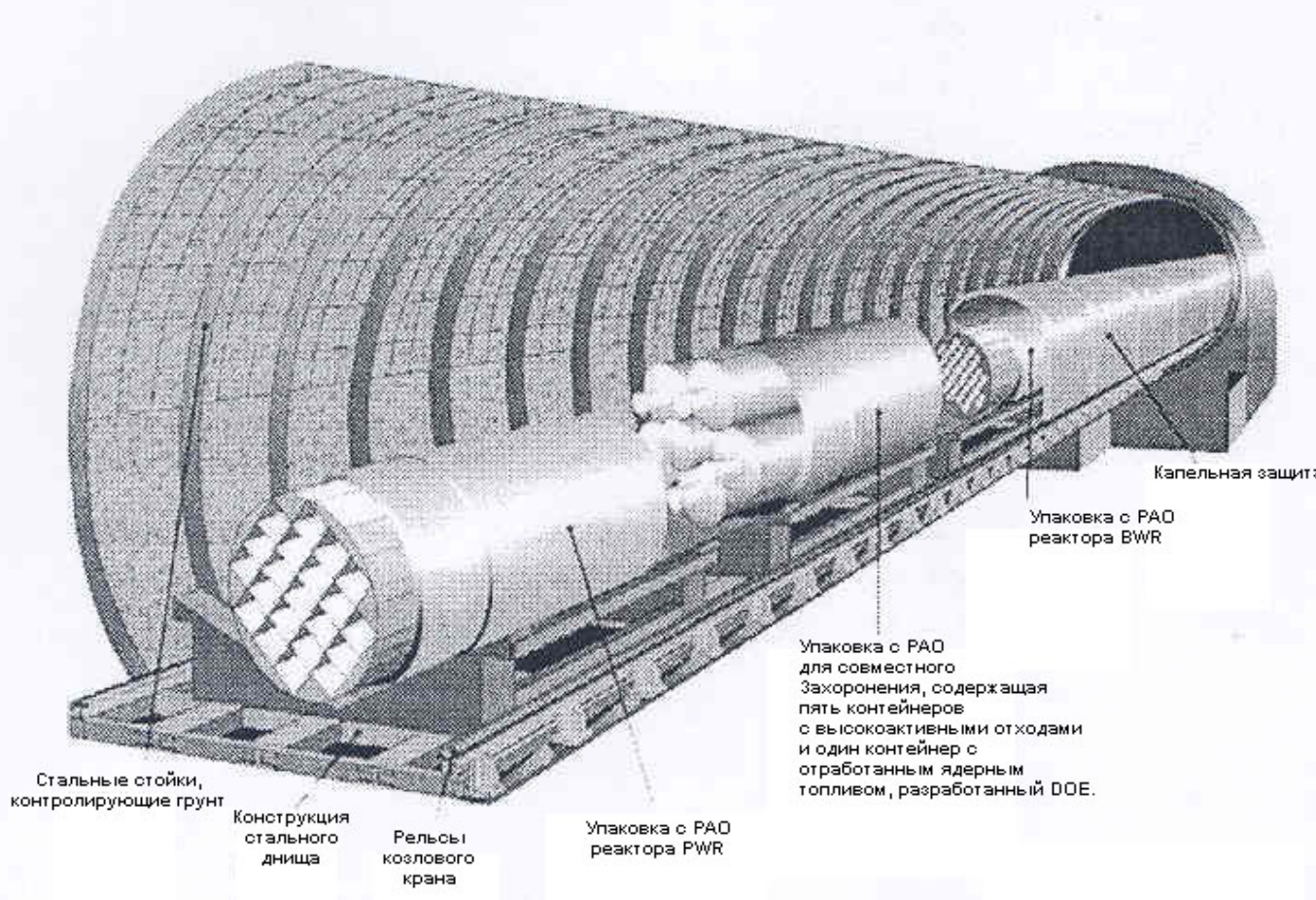


Рисунок выполнен без соблюдения масштаба

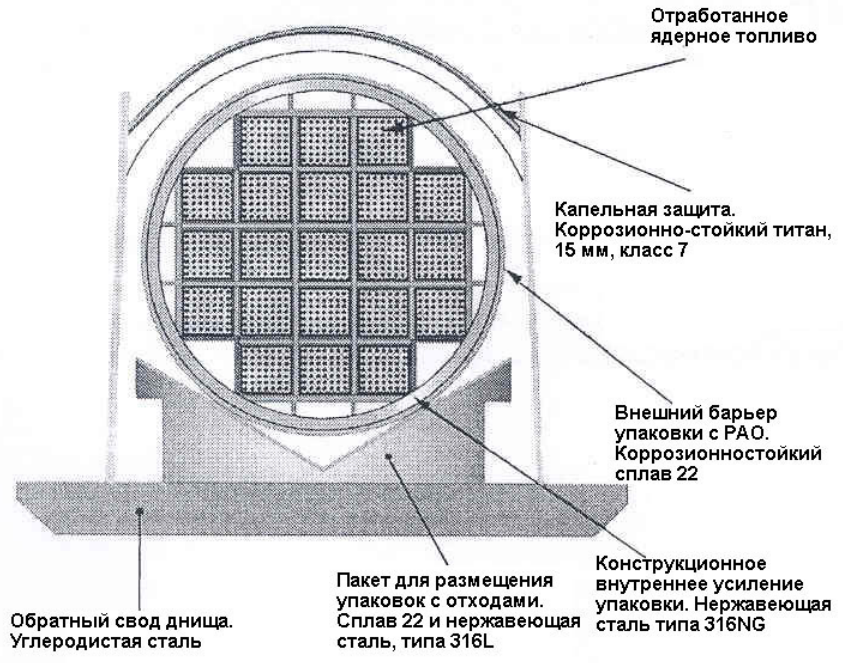


Рисунок выполнен без соблюдения масштаба

Рисунок А-7.В.4. Искусственные барьеры хранилища «Юкка Маунтин»

ПРИЛОЖЕНИЕ 7.С. – РАДИОАКТИВНОСТЬ, ТЕПЛОТА РАДИОАКТИВНОГО РАСПАДА И СПАД РАДИОТОКСИЧНОСТИ ОТРАБОТАННОГО ТОПЛИВА

Рисунки с 7.1 по 7.3 основного текста соответственно описывают процессы радиоактивности, теплоты радиоактивного распада и спада радиотоксичности отработанного топлива реакторов PWR при выгорании, равном 50 МВт·сут/кг тяжелого металла. Схемы были построены на основании данных, полученных г-ном Живеном Ксу в процессе его работы над кандидатской диссертацией в MIT [17].

Радиотоксичность – основной фактор риска при хранении отработанного топлива в геологических формациях; определяется как общий объем воды, необходимый для снижения концентрации радионуклидов, содержащихся в 1 метрической тонне отработанного топлива, до их максимально допустимых концентраций, при этом максимально допустимая концентрация, в свою очередь, определяется как концентрация, позволяющая забор воды из источника индивидуумом. Таким образом,

$$\text{радиотоксичность во время } t = \sum_i^{\text{все радионуклиды}} \left(\frac{\lambda_i N_i(t)}{MPC_i^{\text{water}}} \right),$$

где $\lambda_i N_i(t)$ – количество радиоизотопов i , присутствующих в 1 метрической тонне отходов во время t (в Бк/т), и MPC_i – максимально допустимая концентрация изотопа i в воде (в Бк/м³).

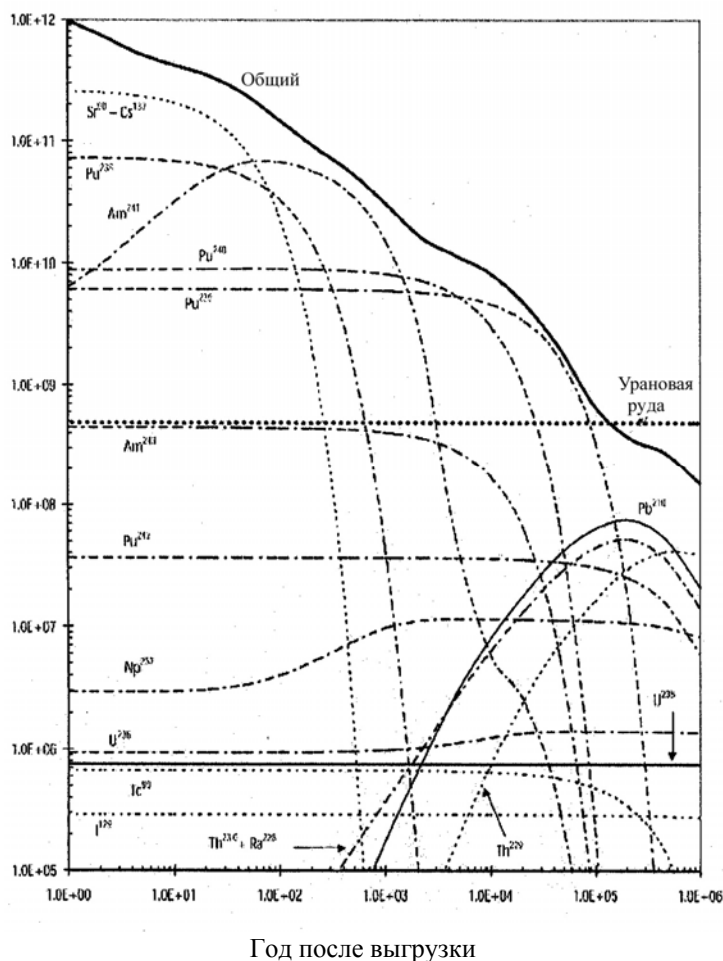
Расчет максимально допустимой концентрации каждого радионуклида основан на допущении о том, что взрослый человек потребляет воду, содержащую радионуклиды, при постоянной норме, равной 2 литрам в день, в течение одного года. Предел концентрации определен исходя из требования того, что фиксированная эффективная эквивалентная доза, полученная индивидуумом при использовании данного источника, не должна превысить 50 миллибэр. Расчет пределов произведен с использованием коэффициентов дозы перорального поступления радионуклидов для взрослых лиц, опубликованных Международной комиссией по радиологической защите [18].

Пример для стронция-90: коэффициент дозы перорального поступления стронция-90 согласно МКРЗ-72 = $2,8 \times 10^{-8}$ Зв/Бк. Таким образом, общее допустимое годовое поступление при фиксированной эффективной эквивалентной дозе в 5×10^{-4} Зв (или 50 бэр) равно: $5 \times 10^{-4} / (2,8 \times 10^{-8}) = 1,786 \times 10^4$ Бк/год. Следовательно, максимально допустимая концентрация стронция-90 составит всего

$$\frac{1,786 \times 10^4 \text{ (Бк/год)}}{0,002 \text{ (м}^3\text{/сут)} \times 365 \text{ (сут/год)}} = 2,45 \times 10^4 \text{ Бк/м}^3$$

Схема спада радиотоксичности отработанного топлива приведена на рис. А-7.С.1. Для сравнения приведена радиотоксичность «эквивалентного» количества природной урановой руды, т.е. количества урановой руды, которое необходимо выработать для получения метрической тонны отработанного топлива. Согласно схеме после ~150000 лет отработанное топливо станет не более опасным, чем материнская руда при условии, что проект хранилища высокоактивных РАО предусматривает изоляцию отработанного топлива в течение этого периода времени. Разумеется, подобные сравнения не учитывают различные факторы риска, связанные с воздействием окружающей среды на данные материалы.

Вода, м³



Основные параметры: отработавшее топливо реактора PWR; выгорание 50 МВт-сут/кг ТМ; начальное обогащение 4,5%

Рис. А-7.С.1. Профили спада радиотоксичного отработавшего топлива реактора PWR (м^3 воды/т топлива)

Урановые руды (и прочие опасные природные материалы) залегают произвольно, часто – в проницаемых слоях, и в избытке присутствуют в грунтовых водах. Высокоактивные отходы, напротив, будут захоронены на глубине в несколько сотен метров в местах, характеризующихся геологической устойчивостью, низким залеганием грунтовых вод и удаленностью от населенных пунктов. С другой стороны, хранилище высокоактивных отходов – это искусственное сооружение, чьи шахты и скважины имеют выход в биосферу. Более того, как было отмечено выше, присутствие тепловыделяющих материалов может нарушить гидрогеологическую среду и ускорить процесс коррозии контейнеров с РАО. Все эти факторы – и многие другие – необходимо учесть при оценке реального риска, связанного с хранением отходов. Говоря коротко, несмотря на частое использование в качестве показателя радиологического риска, связанного с РАО, индекс радиотоксичности не всегда несет практическую пользу.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7.D – ЗАХОРОНЕНИЕ В ГЛУБОКИХ СКВАЖИНАХ

Альтернатива строительству хранилищ в геологических выработках – размещение контейнеров с отходами в глубоких скважинах, пробуренных в устойчивой кристаллической породе на глубину в несколько километров [1, 19-24]. Как известно, на

такой глубине располагаются обширные области чрезвычайно устойчивой кристаллической коренной породы, не испытывавшей воздействия тектонической, вулканической и сейсмической деятельности на протяжении миллиардов лет. Более того, на такой глубине химическая среда характеризуется наличием сильных восстановительных свойств: в случае присутствия какого-либо количества грунтовой воды, скорее всего, она будет чрезвычайно соленой. Предпочтительными площадками бурения скважин для хранения отходов являются тектонически-устойчивые области кратонов и интрузии изверженных горных пород в регионах, для которых не характерно образование крупных разрывов или сбросов и которые обеспечивают относительно легкий доступ с поверхности (т.е. верхний слой осадочной породы, в идеале, не должен превышать 1 километра в глубину).

В результате детальных исследований шведскими специалистами концепции хранения в скважинах больших глубин, проведенных около 15 лет назад, было выдвинуто предложение по глубинному бурению скважины диаметром 80 сантиметров, в которой будут размещены контейнеры длиной 4,4 метра и диаметром 50 сантиметров, разделенные прослойками из уплотненного бентонита [19]. Если каждый контейнер будет содержать стержни двух топливных сборок корпусного водо-водяного реактора, скважина глубиной 4 километра (где последние 2 километра будут заполнены контейнерами с РАО) в течение 10-15 лет сможет хранить отработанное топливо реактора типа PWR мощностью 1000 МВт. Другими словами, для хранения отработанного топлива, произведенного за время эксплуатации подобного реактора, может потребоваться 3-4 подобных скважины. По расчетам шведских специалистов, для размещения прогнозируемого объема отходов 11 атомных электростанций Швеции потребуется порядка 35 скважин.

Концепция размещения в скважинах большой глубины была одной из нескольких рассматриваемых схем захоронения высокоактивных отходов до того, как в 1980-е гг. в США и других странах хранение в геологических образованиях было признано наиболее предпочтительной стратегией⁴. С тех пор концепция не привлекала к себе особого внимания и не разрабатывалась в достаточном объеме, однако за это время имел место значительный прогресс в области соответствующих технологий. Бурение скважин на глубину в несколько километров, такое редкое в 1970-е и 1980-е гг., сегодня является рутинной процедурой в области нефтегазовой промышленности; серьезные технологические достижения в области промысловой геофизики позволяют более точное установление характеристик геофизических и геохимических параметров на глубине.

Результаты первичной проверки позволяют предположить: значительные области Земли могут иметь геологию, подходящую для формирования скважин глубинного хранения РАО⁵. На рис. А-7.D.1 показано глобальное распределение кристаллической коренной породы, выходящей на поверхность. В реальности кристаллическая порода, залегающая на глубине в диапазоне 2 км от поверхности, обеспечивает адекватный доступ, необходимый для глубинного бурения.



Рисунок А-7.D.1. Распределение кристаллической коренной породы, выходящей на поверхность (Подготовлено Грантом Хайкеном, Лос-Аламосская научная лаборатория, отдел изучения Земли и окружающей среды)

Подходящая подстилающая коренная порода также обнаружена под ложем морей. По этой причине данная концепция может представлять особый интерес для таких густонаселенных стран, как Япония, Корея и Тайвань. Поскольку большинство энергетических реакторов этих стран (и большей части других стран) расположено на побережье или недалеко от него, появляется возможность строительства искусственных прибрежных островов, с которых будет производиться бурение ложа моря. Такие острова смогут также служить в качестве пунктов промежуточного хранения отработанного топлива, что решает вопрос наземной транспортировки и хранения отходов.

Большая степень приемлемости геологических характеристик для реализации концепции глубоких скважин формирует возможность создания рассредоточенных площадок захоронения РАО, уменьшая, таким образом, необходимость транспортировки отработанного топлива. Совместное расположение скважин, по крайней мере, для некоторых площадок АЭС, можно охарактеризовать как технически выполнимое. Как альтернатива, скважины могут быть консолидированы на территории централизованного пункта. Например, зона скважины, занимающая площадь в 14 км², приблизительно равная площади подземного основания установки для хранения РАО «Юкка Маунтин», может вместить объем, превышающий объем хранения отработанного топлива указанной установки⁶.

ПРИМЕЧАНИЯ

* Расчеты радиотоксичности, представленные в Приложении 7.C, были выполнены д-ром Бреттом Мэттингли, который также предоставил ценную исследовательскую поддержку при подготовке настоящего Приложения.

1. В Швеции, Финляндии и Канаде был выполнен ряд моделирующих изысканий, связанных с процессом коррозии медных контейнеров с учетом предполагаемых условий хранения. Результатом каждого изыскания стала количественная оценка прогнозируемого срока службы медного контейнера, который превысил один миллион лет [7]. Результаты исследований природных аналогов также показывают, что в подобных условиях элементарная медь корродирует крайне медленно и с прогнозируемой скоростью [8].

2. В процессе выполнения операций по размещению отходов, во вмещающую породу в непосредственной близости от контейнеров вводится свободный кислород. Окисление пирита бентонитовой

засыпки обеспечивает компенсацию восстановительных свойств вмещающей породы в течение (максимум) нескольких сотен лет. Во время этой фазы окисления, как ожидается, коррозии будет подвергнуто не более 25 мм медного чехла. В восстановительных условиях коррозия меди происходит в результате разрушения, вызванного воздействием сульфидов. Объем растворенных концентраций сульфидов будет ограничен балансом сульфидных примесей в бетоните. Скорость корродирования меди в восстановительных условиях значительно ниже, нежели скорость корродирования в условиях окисления [6, 7].

3. Восстановительные свойства вмещающей породы значительно подавляют растворение и миграцию актинидов в грунтовых водах. Растворимость долгоживущего изотопа делящегося Тс-99 также значительно понижается в восстановительных условиях [14, 16].

4. Другими вариантами, рассматривавшимися на тот момент, были: захоронение в наземных установках, веземное хранение, захоронение в ледниковом щите и глубинное захоронение в осадочном слое под ложем океана. Из всех перечисленных вариантов только вариант глубинного захоронения под ложем океана привлек внимание в дальнейшем.

5. Грант Хайкен, научная лаборатория в Лос-Аламосе, отдел изучения Земли и окружающей среды; личные контакты 15 ноября 2002 г.

6. Предположим, например, что места под буровые скважины расположены на площадке размером 2 x 2 км, с расстоянием между ними в 0,5 км. Предположим также, что в каждом из отмеченных мест были пробурены десять скважин, каждая глубиной 5 км, где последние 3 км каждой скважины заполнены контейнерами с РАО. Если каждый контейнер имеет в длину 5 метров и вмещает 1 сборку реактора типа PWR, что эквивалентно ~0,5 т отработанного топлива, общий объем хранения отработанного топлива в скважине составит порядка 75 000 метрических тонн, что немного превышает проектный предел объема хранения на установке «Юкка Маунтин». Объем хранения может быть дополнительно увеличен за счет увеличения числа скважин на буровую площадку, увеличения активной глубины каждой скважины и увеличения плотности размещения отработанных топливных стержней в каждом контейнере путем разборкиборок. Если количественные показатели каждого из указанных параметров будут увеличены вдвое, общий объем хранения в скважинах превысит объем хранения установки «Юкка...» в 8 раз.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. International Atomic Energy Agency, “Scientific and Technical Basis for Geological Disposal of Radioactive Wastes”, IAEA Technical Report No.413, Vienna, February 2003.

Приложение к Главе 9 – Общественное мнение

ОТНОШЕНИЕ ЕВРОПЕЙЦЕВ К АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Согласно нашему прогнозу в рамках сценария глобального роста, наибольшим количеством ядерных реакторов будет располагать США, оставив позади Европу и Японию. Рядом европейских стран подписано соглашение о свертывании или сокращении деятельности в области атомной энергетики по политическим причинам.

В европейских странах отмечается широкий разброс мнений относительно объектов атомной энергетики (“European and Energy Matters., 1997”, EUROBAROMETER 46.0, Directorate General for Energy, European Commission, Febr., 1997). В числе прочего, данное исследование выявляет следующие интересные тенденции:

«Что касается отдельных стран, население Финляндии, Великобритании и Швеции рассматривает развитие атомной энергетики как целесообразное. По сравнению с данными 1993 г. в Бельгии и Италии наблюдается значительное снижение количества респондентов, рассматривающих развитие атомной энергетики как целесообразное.

Социально-демографическими группами, согласными с такой целесообразностью, являются:

- представители населения, получившие образование к 20 годам и позже, а также
- представители населения, сочувствующие «правым».

Кроме того, зафиксировано значительное различие (8 баллов) между ответами мужчин и женщин, рассматривающих развитие атомной энергетики как целесообразное.

Странами, чье население, по большей части, считает, что развитие атомной энергетики сопряжено с неприемлемым риском, являются Австрия, Греция, Дания и Ирландия.

В Дании, Западной Германии, Греции, Испании, Ирландии, Италии, Люксембурге и Великобритании зафиксировано значительное процентное увеличение количества участников опроса. Во Франции зафиксирован заметный спад.

Социально-демографические группы, представители которых чаще других указывают на неприемлемость риска, связанного с развитием атомной энергетики, включают в себя людей, имеющих «левые» политические предпочтения, а также студентов.

Французы, голландцы и шведы фиксируют высокий процент респондентов, заявляющих о нежелательности как развития, так и запрещения атомной энергетики».

Наш анализ результатов исследований, проведенных в США, выявляет более слабую корреляцию между демографией и отношением к атомной энергетике, явно выраженную в данных «Евробарометра» (Eurobarometer). Действительно, как только мы начинаем контролировать восприятие технологий, всякие корреляции исчезают. Скорее всего, это верно и для Европы: на формирование мнений влияет экономика, загрязнение окружающей среды и разрешение проблемы отходов¹. Проведение подобного исследования в Европе и других странах важно для понимания природы того или иного отношения общественности к атомной энергетике и альтернативным источникам энергии.

Обсуждение коренных причин формирования мнения французов относительно атомной энергетики: см.
<http://www.pbs.org/wgbh/pages/frontline/shows/reaction/readings/french.html#attributes>.

ИССЛЕДОВАНИЕ MIT В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

Статистические методы получения выборок. Для участия в исследовании в области энергетики сетью «Knowledge Networks» была осуществлена произвольная выборка в 1800 человек (из списка сети); 1358 ответили на вопросы опроса. Возраст респондентов опроса – 18 лет и старше; медианный возраст респондентов – около 45 лет. Средний участник имеет доход от 40 000 до 50 000 долларов. Тридцать один процент имеет высшее образование; 28 процентов закончили колледж; 24 процента имеют степень бакалавра и выше. Три четверти респондентов представляют «белое» население; 62 процента состоят в браке; 52 процента являются женщинами.

Формулировки вопросов, касающихся будущего развития энергетики, и распределение ответов:

Вопрос 11: Для того, чтобы удовлетворить потребность страны в электроэнергии в последующие 25 лет, необходимо построить новые электростанции. Уже сегодня компании и правительственные институты должны начать планирование соответствующей деятельности. За счет чего мы должны компенсировать эту потребность?

Распределение ответов (все группы):

Топливо	Не использовать	Значительно снизить	Немного снизить	Оставить без изменений	Немного увеличить	Значительно увеличить
Уголь	4,8 %	23,3	29,9	25,0	10,7	6,0
Гидроэлектростанции	1,4	3,8	11,2	31,1	34,2	18,0
Газ	1,3	6,3	24,1	37,2	22,7	8,1
АЭС	9,2	19,2	18,6	24,6	18,3	9,8
Нефть	3,4	19,7	33,6	30,2	9,5	3,2
Солнечная энергия	1,4	2,3	4,9	13,6	27,0	50,4
Ветер	1,6	2,5	4,7	13,9	24,4	52,6

Вопрос 8: Как вы думаете, насколько дорогостояще производство электроэнергии с использованием указанных источников?

1. *Очень дорого*
2. *Достаточно дорого*
3. *Умеренно дорого*
4. *Достаточно дешево*
5. *Очень дешево*

Распределение ответов (все группы):

Источник энергии	Дорого		Умеренное дорого	Недорого		Средний балл
	Дорого – очень (1)	Достаточно (2)	Умеренно дорого (3)	Недорого – достаточно (4)	Очень (5)	
Уголь	13,4 %	24,5 %	35,1 %	21,4 %	5,6 %	2,8
Ядерное топливо	38,8	33,0	19,3	7,4	2,0	2,0
Природный газ	11,8	32,8	42,5	11,5	1,3	2,6
Нефть	25,2	42,1	26,7	5,3	0,7	2,1
Гидроэлектростанции	9,9	24,5	34,7	22,4	8,9	3,0
Солнечная энергия	9,9	19,4	22,7	28,1	19,9	3,3
Ветер	4,5	11,6	19,3	31,1	33,5	3,8

Вопрос 7: Некоторые способы производства электроэнергии могут иметь негативное влияние на окружающую среду нашей планеты, поскольку вызывают загрязнение воздуха, загрязнение воды, а их отходы являются токсичными веществами. Как вы думаете, насколько вреден каждый из указанных источников (высокие баллы соответствуют меньшему вреду)?

Распределение ответов (все группы):

	Очень	Умеренно	В определенной степени	Незначительно	Не вреден	Средний балл
Уголь	32,9 %	31,7 %	24,2 %	9,0 %	2,3 %	2,2
Ядерное топливо	45,1	22,5	17,3	10,4	4,7	2,1
Природный газ	6,9	18,0	35,0	29,4	10,8	3,2
Нефть	23,4	37,1	28,0	8,6	2,8	2,3
Гидроэлектростанции	6,0	12,0	19,0	29,2	33,8	3,7
Солнечная энергия	2,7	3,1	8,9	14,0	71,2	4,5
Ветер	1,7	2,9	6,9	12,8	75,8	4,6

Вопрос 9: В Соединенных Штатах находится порядка 100 атомных электростанций. Как вы думаете, насколько высока вероятность серьезной аварии на АЭС в ближайшие 10 лет?

Почти уверен	18,9%
Высокая вероятность	23,0
Незначительная вероятность	31,9
Не уверен	23,6
Не произойдет совсем	2,3

Вопрос 10: Согласны ли вы со следующим утверждением: «Безопасное хранение РАО возможно в течение многих лет»?

Совершенно согласен	5,9%
Согласен	30,3
Не согласен	39,7
Совершенно не согласен	23,9

РЕГРЕССИВНЫЙ АНАЛИЗ, ОБЪЯСНЯЮЩИЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В БУДУЩЕМ

Для каждого вида топлива вопрос 11 является зависимой переменной. Для всех видов топлива вопросы 7 и 8 используются для количественной оценки субъективно оцениваемого вреда.

Таблица А-9.2. Соотношение между субъективно оцениваемым вредом и субъективно оцениваемой стоимостью; использование в будущем при отсутствии изменения прочих факторов

В будущем увеличить/снизить использование ...

	Угля	Гидроэлектростанций	Газа	АЭС	Нефти	Солнечной энергии	Энергии ветра
Субъективно оцениваемый вред (нижняя граница):							
Уголь	+0,38**	-0,03	-0,09	-0,06	+0,07	-0,13**	-0,13**
Гидроэлектростанции	-0,09	+0,32	-0,13**	-0,04	-0,05	-0,02	+0,01
Газ	+0,03	-0,13**	+0,30**	-0,08*	-0,00	-0,06	-0,05
АЭС	-0,07	-0,05	-0,9**	+0,35**	-0,14**	-0,02	-0,00
Нефть	-0,06	-0,16**	+0,06	-0,00	+0,29**	-0,13**	-0,12**
Солнечная энергия	-0,10*	+0,02	-0,10*	-0,01	-0,22**	+0,30**	+0,12**
Ветер	-0,10*	-0,01	-0,03	-0,11*	-0,14**	+0,10*	+0,27
Субъективно оцениваемая стоимость (нижняя граница):							
Уголь	+0,09**	-0,04	-0,01	+0,06	+0,01	-0,04	-0,06*
Гидроэлектростанции	-0,05	+0,15**	-0,10**	-0,06	-0,12**	+0,07**	+0,11**
Газ	-0,07	+0,02	+0,15**	-0,12**	+0,00	0,01	+0,01
АЭС	+0,03	-0,05	+0,01	+0,14**	-0,01	-0,06*	-0,08**
Нефть	-0,05	+0,04	-0,01	-0,00	+0,06*	-0,02	-0,01
Солнечная энергия	-0,02	-0,10**	+0,02	+0,01	-0,03	+0,10**	+0,02
Ветер	+0,05	+0,06	-0,01	+0,00	+0,08*	-0,12**	-0,05
Авария на АЭС «Ньюк»							
	+0,01	+0,03	+0,05**	-0,22**	-0,00	+0,08**	+0,05
Безопасность отходов АЭС «Ньюк»							
	-0,01	-0,05*	+0,00	+0,18**	+0,01	-0,06**	-0,08**
Глобальное потепление							
	-0,03	-0,02	+0,00	-0,02	+0,05	+0,00	+0,01
Коэффициент соответствия							
	0,49	0,53	0,57	0,55	0,47	0,49	0,46

* Статистически значимо при $p < 0.5$

** Статистически значимо при $p < 0.1$

В заключение необходимо привести выводы, сделанные по результатам исследования:

- Общественность правильно воспринимает относительные затраты и преимущества атомной энергетики в сравнении с прочими источниками энергии.
- Общественность все еще связывает производство электроэнергии на АЭС с углеводородными выбросами и глобальным потеплением.
- Возможно, дополнительной информации будет недостаточно для того, чтобы изменить отношение общественности к атомной энергетике.

ПРИМЕЧАНИЕ

1. Обсуждение коренных причин формирования мнения французов относительно атомной энергетики: см. <http://www.pbs.org/wgbh/pages/frontline/shows/reaction/readings/french.html#attributes>.