И.Н. Бекман

ЯДЕРНАЯ ИНДУСТРИЯ

Спецкурс.

Лекция 35. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЯДЕРНОЙ ИНДУСТРИИ

Оглавление

1. Особенности экономики ЯТЭК 1
2. Урановое топливо для энергетических ядерных реакторов 3
3. Урановый рынок.....9
4. Атомная энергетика 14
5. МОКС-топливо и реакторы 4-го поколения 28

Экономика существует ради человека, и эффективное её функционирование повышает уровень его жизни. Уровень жизни как мера эффективности развития зависит от эффективной работы различных производств, в частности, ядерной индустрии (ЯИ),

В данной лекции мы рассмотрим экономику ЯИ, под которой будем понимать науку об оптимальном пути развития, оптимальном устройстве и оптимальном функционировании системы ядерного топливно-энергетического комплекса (ЯТЭК). Конечно ЯТЭК — лишь небольшая часть ЯИ, но рассмотреть экономику наработки оружейных нуклидов и ядерных зарядов, производства радионуклидов и меченых соединений на их основе, источников излучений, радиометрического оборудования, средств безопасности и т.п. в одной лекции невозможно (местами и опасно). Поэтому мы ограничимся экономикой энергетической части ЯИ.

1. Особенности экономики ЯТЭК

ЯТЭК — сложная дорогостоящая система звеньев народного хозяйства. Его можно разделить на три большие подсистемы: 1) ядерная энергетика; 2) топливная промышленность; 3) ядерное машиностроение.

Предприятия — технологические (естественные) монополии (изотопное обогащение урана, изготовление топливных элементов и сборок для ядерных реакторов (военных или энергетических), радиохимическая переработка ОЯТ, ядерное машиностроение и т.д.) в рыночной экономике не окупаются: цена их продукции ниже цены окупаемости. Иначе потребители их продукции уменьшат спрос на потребляемую продукцию, что приведёт к недовыработке продукции на всех звеньях ЯТЭК. Если предприятия — технологические монополии — вынудить работать в режиме самоокупаемости, то это нанесёт существенный ущерб народному хозяйству, ибо этот режим не оптимален.

Технологические монополии, работая в оптимальном для народного хозяйства режиме несамоокупаемости, поддерживают высокий уровень спроса на свою продукцию у потребителей её. В этом случае потребители нарабатывают максимально возможную прибыль, такую, что при других режимах работы технологических монополий её не получить. Прибыль не является заслугой только потребителей — она распределяется между потребителями и технологическими монополиями пропорционально вкладу, обеспечивая всем одинаковую норму прибыли на капитал.

Среди предприятий ЯТЭК есть предприятия добычи и переработки урановых руд и изотопного обогащения урана, эффективное функционирование которых требует сверхприбыльной работы: оптимальные цены их продукции выше цен самоокупаемости. Предприятия, добывающие урановую руду, функционируют со сверхприбылью: рыночная цена их продукции — уранового концентрата — превышает цену окупаемости этих производств на величину "динамической ренты".

Динамическая рента — цена недобытого урана в замыкающем месторождении. Она возникает из ограниченности разрабатываемых месторождений. Каждый извлечённый из рудника килограмм урана приближает момент, когда придётся переходить к разработке более бедных или глубоко залегающих месторождений, и это обстоятельство отражается в цене данного килограмма. Другое поведение добычных предприятий наносит ущерб как им, так и ЯТЭК, и всему государству.

Дифференциальная рента *отражает дополнительный доход, получаемый на месторождениях с относительно небольшими издержками производства по сравнению с замыкающими месторождениями.* ***Замыкающее месторождение*** *— месторождение с наиболее высокими издержками производства, вводимое в производство с целью удовлетворения спроса на уран в заданный момент времени. Различают три вида дифференциальной ренты.* ***Горная рента*** *отражает разницу в затратах на добычу и возникает на стадии добычи.* ***Рента положения*** *отражает разницу в затратах на транспорт углеводородного сырья, реализуемого в заданной точке потребления.* ***Рента положения*** *возникает на стадии транспорта урановой руды, для одних и тех же месторождений она меняется в зависимости от локализации рынка потребления.* ***Рента качества*** *выражает экономические преимущества, обеспечиваемые за счет использования ресурсов, имеющих различную физико-химическую характеристику.*

Работа АЭС основана на принципе самоокупаемости: оптимальная цена её продукции равна цене самоокупаемости. АЭС — мелкое предприятие (несмотря на её большую мощность и стоимость). В энергосистеме много электростанций разных типов и ввод ещё одной слабо сказывается на цене электроэнергии. Рыночная цена её продукции определяется энергосистемой, т.е. равна цене электроэнергии замыкающей энергосистему в каждый момент времени электростанции. Цена электроэнергии замыкающей электростанции есть цена окупаемости, вычисленная для оптимального плана строительства и эксплуатации всей энергосистемы.

Ядерные станции теплоснабжения (ЯСТ) являются технологическими монополиями в регионе, в котором они снабжают теплом. Рыночная цена для них ниже цены самоокупаемости. Если они будут работать в условиях самоокупаемости, то народное хозяйство понесет существенный экономический ущерб.

Как известно, хозяйственные мероприятия бывают локальными и нелокальными. Локальное хозяйственное мероприятие называют "мелким" (небольшим) хозяйственным мероприятием. Локальность или нелокальность мероприятия нельзя определять величиной затрат или выгод. Например, строительство АЭС мощностью более миллиарда рублей — локальное мероприятие, т.к. продукция АЭС поступает в энергосистему мощностью в десятки и сотни ГВт и слабо влияет на баланс мощности и цену энергии. А для ЯСТ на порядок менее мощное и менее дорогое сооружение — полностью меняет систему цен на тепло в том районе или городе, в котором она строится. В связи с этим мелкие котельные закрываются, как нерентабельные. Крупные котельные меняют режим работы, становятся резервными. Таким образом, строительство ЯСТ — нелокальное мероприятие. Нелокальным мероприятием в ЯТЭК является строительство очередного предприятия в звеньях химпереработки облучённого топлива, изотопного обогащения урана, ядерного машиностроения и т.п.

ЯТЭК в рыночной экономике может функционировать и приносить прибыль только как единый комплекс, звенья производства которого работают в режимах, согласованных и увязанных не административно, а функционально по принципу рыночного равновесия в динамике. Цены рыночного равновесия на ядерное топливо не равны ценам окупаемости производств-переделов: для добывающих предприятий — они выше цен окупаемости на величину динамической ренты (такие предприятия должны работать со сверхприбылью); для предприятий — технологических монополий — они ниже цен окупаемости, такие предприятия не самоокупаются, поэтому верхний уровень управления должен им доплачивать за оптимальный для народного хозяйства режим работы. Не самоокупаются и технологические монополии. Для АЭС цена на

электроэнергию определяется энергосистемой, т.е. ценой электроэнергии замыкающей энергосистему в каждый момент времени электростанции. Цена электроэнергии замыкающей электростанции есть цена окупаемости, вычисленная для оптимального плана строительства и эксплуатации всей энергосистемы.

2. Урановое топливо для энергетических ядерных реакторов

Перспективы развития энергетики связаны в основном с двумя направлениями: строительством теплоэлектростанций (ТЭС) и атомных электростанций (АЭС). Удельные капиталовложения в сооружение АЭС в 1,5÷2,5 раза превышают удельные капиталовложения в сооружение ТЭС, что связано со спецификой использования ядерного топлива и крупными капитальными затратами на обеспечение необходимых мер по безопасности при эксплуатации и по защите окружающей среды. Однако при оценке эффективности капитальных вложений в ядерную энергетику приходится учитывать необходимые вложения в топливоснабжающую промышленность: для ядерной энергетики — в предприятия ядерно-топливного цикла (ЯТЦ), обеспечивающие добычу, обогащение, производство топлива, его переработку и удаление радиоактивных отходов, их временное хранение и захоронение; для теплоэнергетики — в предприятия по добыче, переработке и транспортированию органического топлива, включая создание транспортных средств, хранение и подготовку к сжиганию.

Известно, что в 1 т природного урана содержится 7,1 кг делящегося материала (^{235}U). Из остальной массы (~993 кг) в условиях реактора образуется новый делящийся материал — плутоний. При делении 1 г ядерного топлива (урана или плутония) выделяется ~0,95 МВт-сут, или 22 800 кВт-ч, или 19,6 млн. ккал (82 ГДж) тепловой энергии, что эквивалентно 2,8 т у. т. Возможная энерговыработка, получаемая с 1 т природного урана, в зависимости от типа реактора, организации топливного цикла и повторного использования регенерированного топлива (урана и плутония) колеблется в широких пределах: 4000÷600000 МВт-сут/т. В реакторах на тепловых нейтронах без рецикла плутония 1 т природного урана по тепловыделению эквивалентна 12000÷25000 т у. т. Повторное использование плутония в реакторах на тепловых нейтронах увеличивает энерговыработку в 1,5÷2,0 раза.

В урано-перерабатывающем комплексе 60% суммарных капитальных вложений приходится на разведку и добычу урановых руд, 40% падает на гидрометаллургический завод. Удельные капитальные вложения ниже для крупных предприятий, имеющих высокую производительность. Они выше для предприятий, перерабатывающих сложные руды, что вызывает необходимость в дополнительных сооружениях и оборудовании.

Затраты на урановом руднике распределяются следующим образом: на проходку ствола и выработок 50%, вентиляцию 15%, подземные и наземные сооружения и оборудование 30%,. насосы и энергоустройства 5%. В эксплуатационных расходах на руднике доля зарплаты составляет ~55%. Капитальные затраты на добычу и переработку урановых руд и получение природного урана равны ~50% от суммарных капиталовложений в предприятия, обеспечивающие топливоснабжение ядерной энергетики. Структура затрат при добыче руды до получения U_3O_8: эксплуатационные затраты на добычу руды 38÷44%; эксплуатационные затраты на гидрометаллургическую переработку руды и получение концентрата U_3O_8 32÷38%; амортизационные отчисления от капитальных вложений в рудодобывающее и гидрометаллургическое производство 24÷30%. Вложения в оборудование для транспортирования, дробления и измельчения руды составляют 30÷45% всех затрат.

Эксплуатационные затраты на добычу руды состоят из затрат на разведывательные и горно-подготовительные работы. ***Прямые затраты*** включают в себя заработную плату основного производственного и вспомогательного персонала с начислениями, оплату

расходуемых материалов и энергии, ***косвенные*** — административно-управленческие и некоторые другие затраты. Разведка и добыча руды — трудоёмкие процессы, поэтому удельный вес заработной платы в прямых затратах высок (30÷75%). Прямые затраты на разведку и добычу руды ≈50% эксплуатационных затрат рудодобывающего предприятия.

Удельные ***эксплуатационные затраты*** на добычу 1 т руды сильно различаются для разных рудников — при шахтной и открытой добыче. Они зависят от минерального состава руд и вмещающих их пород, от глубины залегания и мощности рудоносных пластов, от характера покрывающих пород и пр. При подземной добыче руд эксплуатационные затраты на разведку и горно-подготовительные работы составляют 17÷25%, а при открытой добыче из-за высокой выемки покрывающих пустых пород и связанных с этим транспортных операций 50÷70% суммарных затрат на добычу руды. В прямых эксплуатационных затратах на гидрометаллургическую переработку существенную долю составляют затраты на электроэнергию, тепло, воду и металл, расходуемые при дроблении и измельчении руды. Так, затраты только на энергию и воду составляют 5÷20% прямых затрат на переработку руды.

При кислотном выщелачивании урана затраты на кислоту, а при содовом — на кальцинированную соду, известь и едкий натр =50÷80% всех затрат на химические реагенты, которые составляют 30÷58% прямых эксплуатационных затрат гидрометаллургического завода. Кроме затрат на эти основные реагенты значительны затраты на окислители. Вклады, %, основных технологических операций в стоимости производства U_3O_8 на гидрометаллургическом заводе равны: подготовка руды к выщелачиванию — 11 выщелачивание — 36; отделение твердого от жидкого — 14; сорбция или экстракция — 24; осаждение химического концентрата — 6,2; обезвоживание, сушка — 3,3; сбор хвостов и их обезвреживание — 5,5. На подготовку руды к выщелачиванию, само выщелачивание и фильтрацию раствора приходится ~50% всех затрат на гидрометаллургическом заводе.

Экономический анализ показывает, что следует без промедления расходовать весь добытый уран: преждевременная разработка месторождения невыгодна, но и задержка с разработкой месторождения также вредна.

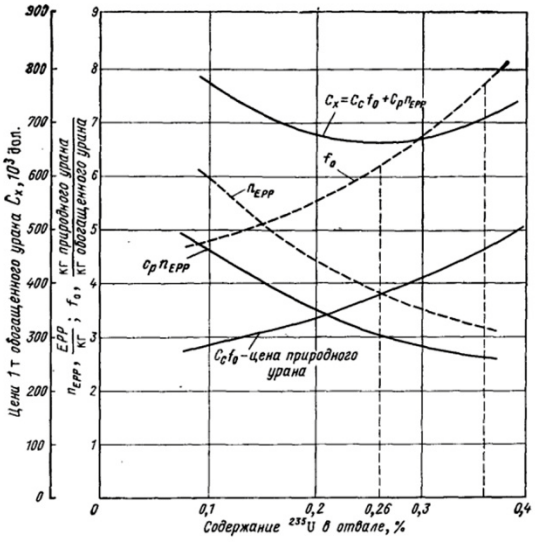
Потребность в рабочей силе и зарплата зависят от мощности гидрометаллургических заводов, их технического оснащения, применения укрупненного оборудования и средств механизации и автоматизации технологических процессов. Так, для переработки 400 т руды/сут требуется 89 чел., 1000 т/сут — 116 чел., 2000 т в сутки — 143 чел., 5000 т/сут — 185 чел., при этом производительность их труда равна соответственно 4,5; 8,6; 14,0 и 27,0 т/(чел-сут). В стоимости 1 кг U_3O_8 затраты на разведку и транспортирование руды и пустой породы составляют ~75%. Поэтому важнейшим направлением прогресса в уранодобывающей промышленности является удешевление процессов добычи урановой руды, например, путём расширения открытой добычи и подземного выщелачивания. Затраты на получение 1 кг U_3O_8 зависят от содержания в руде урана. При прочих равных условиях стоимость получаемого из руды природного урана тем выше, чем ниже среднее содержание урана в 1 т руды. Однако, если из очень бедных руд, например из фосфоритов, содержащих 0,009÷0,014% урана, одновременно извлекается и уран, и фосфор, то такая добыча рентабельна.

Показателями, определяющими стоимость урана, являются: содержание урана в рудах, условия их добычи из недр; содержание в рудах сопутствующих урану ценных и полезных компонентов, извлекаемых одновременно с ураном; коэффициенты извлечения урана и сопутствующих ему компонентов из руд; удельная трудоемкость, материало- и энергоемкость технологических процессов; удельные затраты, связанные с обеспечением защиты окружающей среды; эффективность использования основных средств при добыче и переработке урана; фондоотдача и рентабельность; себестоимость переработки 1 т руды и производства 1 кг U_3O_8, включая аффинаж.

Следует учитывать, что энергетики потребляют не природный уран, а обогащённый до 3÷5% по ^{235}U уран.

Цена обогащенного урана, идущего на изготовление ядерного топлива, определяется затратами на разделение изотопов урана и на оплату исходного сырья, поставляемого на разделительный завод в виде UF_6.

На обогащение или дообогащение может поступать не только природный, но и регенерированный уран, извлеченный из ОЯТ. Этот уран может содержать ^{235}U меньше или больше 0,711. При определении его цены учитываются все затраты по хранению, транспортировке, радиохимической регенерации, хранению радиоактивных отходов, а также по превращению регенерированного урана в гексафторид.



Затраты разделительного завода по производству обогащенного урана относят к выполненной работе разделения, выраженной в единицах работы разделения (ЕРР).

Рис. 1. Зависимость цены 1 т обогащённого до 3% урана от содержания ^{235}U в отвале (цена 1 кг природного топлива в виде UF_6 C_c=60 дол/кг, цена 1 ЕРР Cp=80 дол/ЕРР.

Единица разделения работы (ЕРР, *SWU)* *измеряется в килограммах. В ЕРР измеряется мощность обогатительной установки по повышению процента ^{235}U в топливе. Мощности установок составляют от 100 сот до 1000 тонн ЕРР в год. ЕРР - зависит от доли ^{235}U, которую хотят получить в обогащенном потоке, и от того, сколько ^{235}U из исходного вещества остаётся в потоке, обеднённом данным изотопом. Чем меньше ^{235}U из исходного вещества следует оставить в обедненном уране, тем больше ЕРР необходимо для достижения желаемой степени обогащения. Количество ЕРР, обеспечиваемое обогатительной установкой, зависит от объема энергии, потребляемой этой установкой. Для газодиффузионных установок требуется от 2400 до 2500 кВ-ч электроэнергии на ЕРР, тогда как центрифужные установки потребляют только 50÷60 кВ-ч электроэнергии на ЕРР.*

Замечание. Для обогащения урана для атомной бомбы, сброшенной на Хиросиму (60 кг ВОУ), требуется 10,6÷13,1 т. природного урана и 11600÷13 700 ЕРР для обогащения. Однако для создания современного оружия необходимо меньше половины этого количества (~20 кг ВОУ).

Табл. 1: Затраты на получение 1 кг НОУ и 1 кг ВОУ.

Доля ^{235}U в обедненном потоке	Низкообогащенный уран		Высокообогащенный уран	
	Природный уран	Услуги по обогащению	Природный уран	Услуги по обогащению
0,3 %	8,2 кг	4,5 ЕРР	219 кг	193 ЕРР
0,2 %	6,7 кг	5,7 ЕРР	176 кг	228 ЕРР

Продукцию разделительных заводов измеряют в ЕРР, и на неё относят все затраты. Так определяют себестоимость и с учётом прибыли цену услуг по обогащению (руб/ЕРР). ЕРР утвердилась как единая международная единица измерения, принятая в разделительном производстве и при оценке стоимости обогащенного урана.

Цена 1 кг обогащенного урана C_x (с обогащением по ^{235}U x%), получаемого в виде гексафторида из природного урана, может быть рассчитана по уравнению (цена получаемого отвального урана принята равной нулю):

$$C_x = C_c f_0 + C_p n_{EPP} = C_c (x-y)/(c_0-y) + C_p n_{EPP}, \qquad (1)$$

где y - концентрация ^{235}U в обеднённом уране, C_c — оптовая цена 1 кг природного топлива в виде гексафторида; c_0 — содержание ^{235}U в уране, поступающем на установку по

разделению изотопов (питание), для природного урана c_0=0,71%; $f_0=(x-y)/(c_0-y)$ — коэффициент расхода природного урана (кг природного U_{c0}/кг обогащенного U_x), определяющий количество природного урана, необходимого для получения 1 кг обогащенного урана с концентрацией ^{235}U, равной x, при заданном содержании ^{235}U в отборе, отвале и питании, x, y, c_0, приводится без учёта потерь сырья в технологическом процессе; C_p= цена 1 ЕРР, установленная на основе стоимости затрат в разделительном производстве. Она отражает все затраты на производство обогащенного урана, как эксплуатационные, так и постоянные, а также прибыль; $n_{ЕРР}=\Delta/P$ — количество единиц разделительной работы, необходимой для получения 1 кг обогащенного урана при заданных значениях x и y. На рис. 1 приведена зависимость цены 1 т обогащенного (до 3%) урана от содержания ^{235}U в отвале. Видно, что при принятых в расчёте ценах оптимальное содержание в отвале ^{235}U=0,2÷0,3%.

В оптовую цену природного урана, поступающего на обогащение, входят все затраты производственного цикла: добыча из недр, извлечение из руд, очистка и получение товарного химического концентрата, а также последующие химико-металлургические переделы, включая получение чистых химических концентратов и превращение урана в UF_6, удовлетворяющий техническим требованиям на его поставку разделительному заводу. Сюда относят и все связанные с производством транспортно-складские, административно-хозяйственные затраты, а также начисления и прибыль, которая должна обеспечивать уровень рентабельности. Природный уран может быть поставлен в виде полуфабриката - U_3O_8, в виде UF_4 или в другой форме, поэтому в цену природного урана включают все затраты, связанные с очисткой, фторированием и получением готового кондиционного продукта - UF_6, с его затариванием в ёмкости и транспортированием на разделительный завод.

Цена обогащенного урана (при применении природного урана для питания разделительного завода):

$$C_x = C_c \frac{x-y}{c_0-y} + \left[(2x-1)\ln\frac{x}{1-x} + \frac{x-c_0}{c_0-y}(2y-1)\ln\frac{y}{1-y} - \frac{x-y}{c_0-y}(2c_0-1)\ln\frac{c_0}{1-c_o} \right] \quad (2)$$

По этой формуле можно найти такое значение y, которое отвечает требованию минимального значения C_x, т.е. наименьшей цене обогащенного урана при заданных C_c, C_p, x и c_0.

Зависимость оптимального содержания ^{235}U в отвале y_0 от отношения цены 1 кг природного урана C_c к цене C_p ЕРР имеет вид:

$$\frac{C_c}{C_p} = (1-2c_0)\ln\frac{y_0(1-c_0)}{(1-y_0)c_0} + \frac{(y-2y_0)(c_0-y_0)}{y_0(1-y_0)} \quad (3)$$

Оптимальное содержание ^{235}U в отвале разделительного завода монотонно уменьшается при увеличении отношения цены природного урана к цене ЕРР. При изменении C_c/C_p от 0,2 до 1,3 оптимальное содержание ^{235}U в отвале y_0 составляет 0,4÷0,2%. При удешевлении разделительной работы, например, при соотношении C_c/C_p>2, оптимальный отвал будет при y_0≤0,1%.

При оценке перспективности той или иной разновидности ядерного реактора на тепловых нейтронах нужно считаться с тем, что стоимости сильно и слабообогащённого урана постепенно сближаются. Эта тенденция связана с другой важной современной тенденцией — падением концентрации ^{235}U в отвальном уране.

Как уже неоднократно упоминалось, производство обогащённого по ^{235}U урана для АЭС с реакторами на тепловых нейтронах (обогащение 3÷5%) сопровождается непрерывным процессом накопления запасов обедненного урана в отвалах разделительных заводов. Если природный уран содержит 0,71% ^{235}U, то отвальный уран — 0,2÷0,4%. Например, для производства 1 кг 5%-ого обогащённого урана требуется 11,8 кг природного урана и остаётся 10,8 кг обеднённого урана содержащего 0,3% ^{235}U.

Цена 1 кг получаемого на разделительном заводе обедненного урана, идущего в отвал и поступающего на длительное хранение, не учитывается при определении цены 1 кг обогащенного урана. Считается, что она невелика, и ею можно пренебречь. В первом приближении цену отвального урана можно считать равной нулю (он будет иметь ценность только после внедрения в энергетику быстрых реакторов).

Замечание. Цена отвального урана не равна нулю, т.к. обедненный уран используется для производства контейнеров для перевозки и хранения γ-излучающих радионуклидов, для создания защитных барьеров вокруг захоронений радиоактивных отходов, для производства наконечников бронебойных снарядов и танковой брони. Однако в ядерной энергетике, базирующейся на тепловых реакторах, ценой обедненного крана обычно пренебрегают.

В современной энергетике отвальный уран (в виде UF_6) имеет скрытую стоимость: он состоит из воспроизводящего материала ^{238}U и содержит определенное количество ^{235}U, который может быть почти полностью когда-нибудь извлечен. Кроме того, он содержит много фтора (третью часть массы). Поэтому отвалы обедненного урана рассматриваются не только как ресурс воспроизводящего материала реакторов на быстрых нейтронах, но и как бедное (по сравнению с природным ураном) исходное сырье для получения урана с природной концентрацией ^{235}U (0,71%). Конечно, более глубокое извлечение ^{235}U из отвалов должно быть экономически оправдано и технически обеспечено. Тогда цена 1 кг обедненного урана определяется затратами на получение из него как исходного питающего сырья восстановленного природного урана.

Диффузионные заводы США работают при содержании ^{235}U в отвале 0,2% и 0,3% (в такой разделительной технологии 28% и 42% природного делящегося изотопа урана не извлекается, а остается в хвостах; такая ситуация в ядерной энергетике довольно долго была обусловлена высокой ценой за услуги по обогащению урана)). При удорожании природного урана и наличии дешёвых разделительных мощностей можно довести содержание ^{235}U в отвале до 0,1÷0,2%. Разработчики лазерного метода разделения изотопов урана рассчитывают на почти полное (до 0,03%) извлечение ^{235}U из отвалов.

Пример. При обогащении урана для теплового реактора в обогащенном потоке обычно содержится 3,6% ^{235}U, а в обедненном потоке 0,2÷0,3% ^{235}U. Для выработки одного килограмма такого НОУ потребуется 8 кг природного урана и 4,5 ЕРР, если допустимая доля ^{235}U в обедненном урановом потоке составляет 0,3%. Если в обедненном потоке останется 0,2% ^{233}U, тогда потребуется 6,7 кг природного урана, 5,7 ЕРР для обогащения. Для получения одного килограмма высокообогащенного урана (90% ^{235}U), потребуется 193 ЕРР и 219 кг природного урана при условии, что в обедненном уране останется 0,3% ^{235}U. Если доля ^{235}U в обедненном уране составит 0,2%, потребуется 228 ЕРР и 176 кг природного урана.

При росте цены на природный уран наступает момент, когда выгодно использовать отвальный уран для нужд собственного производства. Этот уран, ранее накопленный на складах, вновь вовлекается в процесс разделения, экономя уран с рудников.

Не следует оценивать отвальный уран только как исходное сырье для получения восстановленного природного урана. Отвальный уран, накапливаемый на разделительных заводах, является очищенным от примесей продуктом, содержащим ^{238}U. Это готовый материал для изготовления топлива для реакторов на быстрых нейтронах и наработки плутония. Его не надо извлекать из недр, он лежит на складах. Очевидно, что по мере развития реакторов на быстрых нейтронах отвалы разделительных заводов будут переоценены. В их цене отразятся и затраты на длительное хранение.

Уменьшение содержания ^{235}U в отвальном уране — резерв снижения потребностей в природном уране. Его можно достигнуть путем совершенствования промышленной технологии обогащения урана, позволяющей снизить цену за разделительную работу. Получаемая экономия равна снижению расхода урана при рецикле регенерированного урана из ОЯТ. Заметим, что при y=0,1% в отвалах ещё будет оставаться 14% ^{235}U.

Рост цены природного урана и совершенствование технологии разделения изотопов позволяет ожидать, что проблема утилизации отвального урана может быть решена без участия бридерных реакторов - самим разделительным производством.

Топливо на АЭС поступает упакованным в ТВЭЛы и ТВС.

Затраты на изготовление ТВЭЛов в общей стоимости ТВЭЛов могут составлять значительную долю. Эта доля тем выше, чем ниже цены на обогащённый уран, т. е. чем дешевле природный уран, меньше цена 1 ЕРР, меньше обогащение, а, следовательно, и необходимая работа разделения. Затраты на изготовление ТВЭЛов из природного и отвального урана могут превосходить стоимость содержащегося в ТВЭЛах топлива. Поэтому важно иметь с каждого килограмма топлива, заложенного в ТВЭЛ, более высокую энергоотдачу (большую глубину выгорания). Затраты на изготовление ТВЭЛов относят к 1 кг урана, загруженного в ТВЭЛы. Эти затраты зависят от конструкции ТВЭЛов и ТВС, материала оболочек и топливной композиции сердечника ТВЭЛа, от масштабов производства и от инженерно-технического оснащения всех технологических процессов, включая контрольные операции.

Затраты на изготовление ТВЭЛов определяются типом реактора и конструкцией ТВЭЛов и могут быть сопоставлены лишь для ТВЭЛов, близких по конструкции и топливной композиции. Наиболее широко используются ТВЭЛы с сердечниками из слабообогащённого UO_2 в тонкостенных трубах-оболочках из циркониевых сплавов или нержавеющей стали.

Структура затрат в производстве 1 т металлического циркония выглядит так: сырье 6÷7%, основные и вспомогательные материалы 32 %, энергозатраты 18÷20%, заработная плата 10÷12%. остальное (34÷29%) — накладные расходы. В энергозатратах основная доля падает на потребляемую электроэнергию для электролиза циркония (удельный расход составляет ~ 40000 кВт-ч/т. Доля затрат на материалы оболочек (трубки, заглушки) в общих затратах на изготовление ТВЭЛов значительна и составляет ~50%

Стоимость изготовления тонкостенных труб из циркониевых сплавов и нержавеющих сталей, применяемых для оболочек ТВЭЛов, характеризуют по составу, содержанию примесей и включений и допусками на геометрические размеры труб. Дороговизна обусловлена большим объёмом необходимого контроля и очень высокими требованиями к качеству поверхности. Строгие ограничения предъявляются к химическому составу, особенно к содержанию некоторых примесей, имеющих большие сечения захвата нейтронов, например B, Hf, Co и др. Стоимость изготовления 1 пог. м труб сильно зависит от их диаметра и толщины стенки. Все это влечёт за собой резкое удорожание труб из-за большой отбраковки и малого выхода годных изделий.

Затраты на конверсию UF_6 в порошок UO_2 с заданными свойствами по дисперсности и поверхностной активности, обеспечивающими получение в дальнейшем таблеток UO_2 необходимой плотности, имеют тенденцию к возрастанию с ростом обогащения. Например, при 4%-ном обогащении затраты на конверсию на ~50% выше, чем при 2%-ном. Затраты на изготовление таблеток из порошка UO_2 при прочих равных условиях тем выше, чем меньше их диаметр.

С учётом операций по снаряжению ТВЭЛов и контролю герметичности, а также сборки кассет и проверки изделия в сборе полная стоимость изготовления ТВЭЛов, отнесенная к 1 кг U, составляет 80 дол/кг U для ТВЭЛов в циркониевых оболочках и 50 дол/кг U для ТВЭЛов в оболочках из нержавеющей стали.

Затраты на изготовление ТВЭЛов разделяются на *постоянные,* не зависящие от объёма производства, и переменные, т. е. пропорциональные выпуску продукции. Постоянные затраты состоят из амортизационных отчислений и других затрат, прямо не связанных с объёмом производства. Переменные включают в себя затраты на материалы, реактивы, энергию и т. п., пропорциональные объёму выпуска. Для завода проектной мощностью 260 т/год при работе на полной загрузке постоянные затраты составляют ~40%. Стоимость изготовления ТВЭЛов существенно зависит от среднегодового

коэффициента использования мощности предприятия. Цена их монотонно уменьшается при увеличении суточной производительности завода. При снижении годовой загрузки в стоимости изготовления топлива увеличивается относительная доля постоянных затрат. Затраты на изготовление ТВЭЛов из UO_2 в оболочке из циркониевых сплавов или нержавеющей стали монотонно уменьшается при увеличении диаметра ТВЭЛа (цена оболочки из нержавеющей стали всегда меньше, чем из циркония).

3. Урановый рынок

АЭС приобретают топливо на урановом рынке (плутониевым топливом торговля пока не ведется).

Рынок урана по сравнению с рынками других металлов имеет ряд особенностей. Начать надо с того, что это не один рынок, а несколько.

Первый рынок — рынок природного урана (закись-окись природного урана, U_3O_8, "жёлтый кекс", концентрат, содержание ^{235}U 0,71%), вполне сформировавшийся. Основные игроки рынка добычи и реализации природного урана - Канада, Австралия, Южная Африка, Казахстан. Россия играет не слишком заметную роль.

Второй рынок — рынок услуг по обогащению природного урана (от 0,7 до 5% ^{235}U). На этом рынке всего 4 основных игрока - Россия, американская компания USEC, французская AREVA и англо-немецкая URNCO. Россия контролирует четверть этого рынка (экспорт топлива).

Третий рынок — фабрикация топлива, т.е. производство ТВЭЛов и ТВС. Здесь много национальных игроков. Россия контролирует 20% мирового рынка, к 2030 она собирается занять 45% мирового рынка услуг по поставке топлива для реакторов АЭС.

Рынок дизайна реакторов. Есть российский дизайн, есть дизайн американских компаний General Electric, Westinghouse и немецкой-французской Siemens-Framatom. Это системообразующий рынок, т.к. со строительством реакторов связаны колоссальный объём машиностроения, развитие сопутствующих технологий, фабрикация топлива.

Замечание1. Открытого мирового рынка урана не существует. Рынок урана, в отличие от рынка нефти, планируется на годы вперёд. Реактор не остановишь из-за того, что уран подорожал. Проекты по добыче урана планируются на годы вперёд — нельзя разворачивать производство урана в надежде на “будущий спрос” — сначала следует найти потребителя урана, согласовать стоимость обогащения, определить обогатительные мощности и лишь затем уже запускать проекты по добыче урана.

Замечание 2. Российская атомная отрасль покрывает свои потребности в природном уране за счёт внутреннего производства. Приаргунское производственное горно-химическое объединение поставляет весь добываемый уран «ТВЭЛу» по фиксированным ценам, значительно ниже мировых, причём добыча урана приносит компании убытки.

Принцип ценообразования на урановом рынке отличается от структуры ценообразования на нефть или цветные металлы, относящиеся к числу биржевых товаров. Покупатели и продавцы урана заключают долгосрочные двусторонние контракты, часто в рамках «внерыночных» процедур. При этом на первый план выходят не коммерческие показатели будущей сделки, а факторы гарантированности поставок на протяжении срока действия контракта, который может превышать 10÷15 лет.

Из-за структуры издержек АЭС (высокий капитал и низкие топливные затраты), спрос на урановое топливо намного более предсказуем, чем с любым другим минеральным продуктом. Как только реакторы построены, становится рентабельным для АЭС держать их на высоком уровне производительности и вносить корректировки для увеличения нагрузки и сокращения использования ископаемого топлива. Прогнозы спроса на уран зависят от действующих мощностей, независимо от экономических колебаний.

В отсутствии надежных биржевых ценовых индикаторов участники рынка пользуются ценовыми котировками на U_3O_8, публикуемыми рядом аналитических

компаний, таких, как американские *Ux Consulting* и *TradeTech*, которые выносят свои суждения на основе опросов покупателей и продавцов, а также другой рыночной информации. Таким образом, формируется независимый рынок природного урана – так называемый спот-рынок, т. е. рынок разовых продаж. Хотя спотовый рынок урана, на котором совершаются сделки на разовую поставку в течение 6÷12 месяцев, более открытый, он недостаточно репрезентативный, т. к. по спотовым контрактам удовлетворяется сравнительно небольшая часть спроса (10÷15%) конечных потребителей этого сырья для производства топлива АЭС.

В настоящее время урановый рынок претерпевает качественные изменения: уран значительно приблизился к классу биржевых товаров. Увеличение ликвидности и открытости рынка природного U_3O_8 связано с тем, что кроме поставщиков и конечных потребителей – энергокомпаний и традиционных трейдеров, заметно активизировались спекулятивные игроки, возросла частота сделок, началось создание урановых деривативов, учреждены электронные площадки торговли ураном. Эти процессы приближают развитость рынка природного урана к рынкам металлов, нефти и т.п. Ликвидность этого рынка ещё не достаточна для того, чтобы природный уран стал биржевым товаром, отсутствует единая торговая площадка, через которую проходил бы основной его поток урана, которая бы определяла цены на него.

Показателем инвестиционной привлекательности уранового рынка считается массовое появление специализированных фондовых индексов по ядерной тематике, число которых превышает 50. В 2007. Нью-Йоркская товарно-сырьевая биржа (*NYMEX*, крупнейшая в мире торговая площадка по операциям с сырьевыми фьючерсами) начала торговлю фьючерсными контрактами на уран (такие контракты страхуют операторов АЭС возможность застраховать себя от резкого изменения цен на уран).

Энергокомпании в значительной степени обеспечивают свои потребности в уране за счёт заключения среднесрочных и долгосрочных договоров с добывающими компаниями. Используется несколько механизмов установления договорных цен: установление базовой цены с последующей индексацией по инфляции, использование эталонных цен и ежегодные переговоры по ценам. В мировой торговле ураном 10÷15% уранового концентрата продаётся и покупается по ценам рынка разовых сделок (ценам спот), остальные же 85÷90% – по долгосрочным контрактным ценам.

Замечание. Уровень спотовых цен не является показателем рыночной стоимости урана, поскольку большая его часть реализуется путем закрытых сделок между поставщиками и конечным потребителем в рамках долгосрочных контрактов. Внутрироссийские цены никак не реагируют на мировые: российские компании (например, ППГХО поставляет весь добываемый уран своей материнской структуре по строго фиксированным ценам). Рынка урана в России нет.

Однако динамика спотовых цен влияет на уровень контрактных.

Рынок урана характеризуется достаточно высокой степенью монополизации: на семь ведущих уранодобывающих компаний приходилось 80% общемировой добычи. 54% мирового производства урана приходится на пять компаний (2011 г.): казахстанскую Казатомпром, НАК, (17%), французскую *AREVA* (16%), канадскую *CAMECA,* российское ОАО «Атомредметзолото», АРМЗ (13%) и британскую *Rio Tinto* (8%). По уровню обеспеченности сырьевой базы на первом месте находится австралийская компания BHP *Billiton* с запасами более 1,5 млн. тонн урана, владеющая крупнейшим разрабатываемым комплексным медно-золото-урановым месторождением Олимпик-Дам (*Olympic Dam*).

В конце XX века и в первые годы XXI века мировой урановый рынок оживился в связи с планами ряда стран по развитию ядерной энергетики. Начиная с 1991 г., потребление урана стало превышать его добычу, причём эта разница ежегодно достигает 30000 т. Так, в 2006 в мире добыто 40 тыс. тонн урана, что составляет ~60% от ежегодных потребностей ядерной отрасли (~68000 т). Дефицит природного урана компенсируется ураном из ранее накопленных вторичных источников.

Замечание. Вторичными источниками делящихся материалов для топлива АЭС являются: переработанный уран и плутоний из ОЯТ; повторно обогащенные хвосты обедненного урана, оружейный уран; гражданские запасы; оружейный плутоний в топливе МОКС. Главные коммерческие перерабатывающие заводы работают во Франции и Великобритании с мощностью ~4000 т ОЯТ. Продукция данных заводов повторно входит в топливный цикл и используется для изготовления свежих (МОКС) топливных элементов. 200 т МОКС используются каждый год, что эквивалентно 2000 тонн U_3O_8 от шахт. Оружейный уран (ВОУ) обогащён к намного более высоким уровням, чем энергетический уран. Оружейный уран – 97%-ый ^{235}U смешивают в отношении 1:25 с обедненным ураном (или 1:30 с природным ураном), для уменьшения содержания ^{235}U до 4% (НОУ). С 1999 по 2013 из 30 тонн оружейного урана ежегодно производили ~10600 т. урана для энергетических реакторов.

Рассмотрим теперь, как менялась цена на уран в XX и начале XXI века.

Цены на уран подвержены циклическим колебаниям: цикл продолжается ~8 лет. Так, если в начале 70-х годов прошлого столетия в связи с перспективами строительства новых АЭС спрос на уран был высок, то в начале 80-х после аварий на АЭС (1979 – США, 1986 – СССР), темпы строительства АЭС резко снизились, что привело к затовариванию рынка урана и к падению цен на уран. В 1996 цены выросли до уровня рентабельности, затем снова упали и начали повышаться только с конца 2003, активный рост достиг пика в 2007, после чего цены опять начали снижаться.

Основные события на рынке урана

1954 рост атомной энергетики, создание атомного флота – первый максимум;

1976 (нефтяной кризис);

1990 Россия начинает поставку на рынок большого количество урана, цена на него снижается до 5÷10$/фунт. Это вызвало резкое сокращение добычи урана (её уровень к 2007 составил ~60% от уровня 80-х годов);

1995 – небольшой пик – реакция рынка на предыдущее резкое падение, вызванное выбросом на рынок оружейного урана, приведшем к закрытию шахт и уменьшению добычи;

1996÷2004 – период без выраженного тренда со средним темпом изменения цены в 10÷20$/фунт (1 фунт ≈ 0,4536 кг);

2004 – начало роста цен (рывки до 17% в неделю) из-за исчерпания складских запасов, подорожания нефти и газа, активизации развития атомной энергетики. Если в 2003 они составляли 10 $/фунт, то в начале 2007 они достигли 125 $/фунт;

2007 - третий пик (рекорд в июне 2007 – 138$/фунт). Причиной рекордного роста цен стали новые программы по строительству ядерных реакторов в разных странах мира. Интерес к ядерной энергетике резко вырос на фоне бурного роста цен на энергоносители. Этим воспользовались инвесторы, не испытывавшие нужды в уране как таковом, но стремившиеся заработать на росте цен. Стабильный рост цен на уран спровоцировал пробуждение интереса к поискам и добыче урана. Значительно увеличилось число вновь зарегистрированных геологоразведочных и добывающих компаний; в 2007 оно превысило 500. Выброс на рынок урана от юниорских компаний вызвал начало падения цен на него. Рыночные спекулянты поспешили избавиться от своих запасов, опасаясь дальнейшего падения цен. В итоге предложение на спотовом рынке превысило спрос. Спрос сильно упал: высокая цена урана заставила потребителей – АЭС – отказаться от закупок сырья на спотовом рынке. Они предпочли расходовать имевшиеся запасы. Цены ускорили падение.

Замечание. Пик цен на уран состоялся на полтора года раньше нефтяного пика. Эксперты полагают, что скачки цен на энергоносители являются предвестниками экономических кризисов.

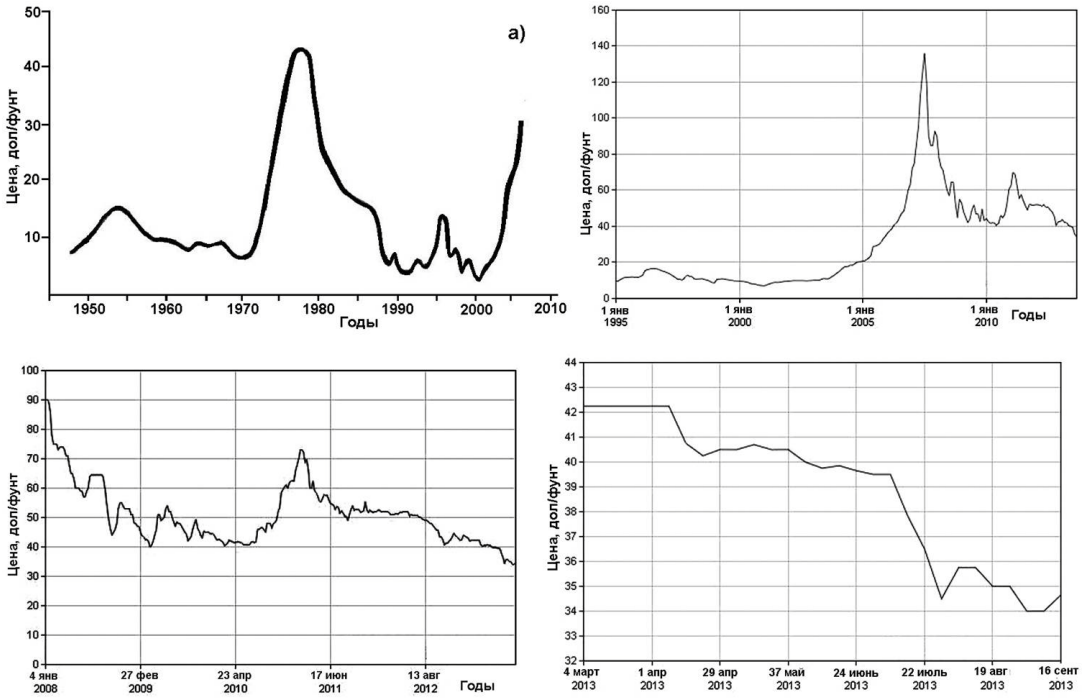


Рис. 2. Динамика цен на U_3O_8 (природное содержание ^{235}U 0,71%).

2008 - 2013 - период интенсивного волатильного снижения цены урана до уровня 40–50 $/фунт (землетрясение в Японии, остановка японских реакторов, приостановка реакторов в Великобритании и Германии, отказ от строительства АЭС многими странами; последствия мирового кризиса;

2008 (ноябрь) цена 50 $/фунт;

2011 После отсутствия активности на рынке в 2009 и медленного роста в 2010 начало 2011 стало благоприятным для рынка урана. Из-за ожидавшегося роста атомной энергетики в январе 2011 цены достигли 73 $/фунт. Основная причина такого роста – покупка Китаем больших объёмов урана для развивающейся атомной энергетики.

2012 (начало года) – небольшой пик, за ним – спад, как последствия Фокусимы.

2013 – сравнительно низкие и монотонного уменьшающиеся в течение года цены. 2.09.2013 цена U_3O_8 34 $/фунт, UF_6 – 100,45 $/кгU, конверсия 9 $/кгU и EPP 105 $/фунт.

Коротко остановимся на перспективах развития рынка урана.

Есть эксперты, которые ожидают, что бурное развитие атомной энергетики, увеличение спроса на уран, истощение складских запасов и окончание в 2013 договора ВОУ-НОУ приведут уже в 2020 к увеличению цены на уран в 4 раза.

Другие эксперты утверждают, что ничего подобного не произойдет. В стоимость поставляемого на АЭС уранового топлива, урановый концентрат (U_3O_8) вносит только 1/3, остальное – стоимость обогащения, производство ТВЭЛ и ТВС, затраты на их транспортировку. Поэтому цена природного топлива не сильно влияет на цену целевого продукта – топлива для АЭС. Кроме того, такие страны, как Россия, Франция, США и Китай не заинтересованы в увеличении цены на природный уран и предпримут все меры, чтобы эта цена не увеличивалась. Россия, находящаяся на 4-ом месте по добыче урана и на 2-ом по его извлекаемым запасам, и к тому же обладающая передовой технологией обогащения урана, обеспечена топливом для собственных АЭС более чем на 100 лет при любом темпе развития ядерной энергетики. Если Россия и будет покупать природный уран, то только для обогащения и перепродажи в другие страны. Высокие цены на природный уран ей ни к чему. Отказ от диффузионных методов разделения изотопов, переход на центрифужные и лазерные технологии, во-первых, позволили включить в топливный цикл руды с низким содержанием урана, которых много в России и переработка которых ранее была нерентабельна, а, во-вторых, привели к рентабельности переработки отвалов разделительных заводов (никакой уран добывать не надо, он уже

добыт, более того - он находится в форме UF_6, так что помимо урана можно еще производить ценный продукт - фтор). Ожидание, что окончание договора ВОУ-НОУ приведёт к уходу России с рынков США не оправдалось. Наоборот, роль России возросла, так что в ближайшем будущем 35÷40% АЭС США будет работать на российском топливе. Запасы оружейного урана России оказались также не столь сильно исчерпанными, как полагали – на договор ВОУ-НОУ потрачено менее трети запасов, часть оставшегося признана избыточной с военной точки зрения и будет потрачена на гражданскую продукцию. Конструкции реакторов совершенствуются, повышается эффективность их управления (реализованы более высокие коэффициенты использования мощностей). Многие АЭС увеличили начальное обогащение своего топлива (например, с 3.3% ^{235}U до >4.4%) и продлили время его пребывания в реакторе с целью достижения более высокой степени выгорания вплоть до содержания ^{235}U в нём 0.5% (вместо 1%). Из-за таких улучшений в 1970÷1990 потребление урана на кВт·ч в Европе сократилось на 25% и продолжает уменьшаться. Ожидающее внедрение реакторов поколения IV, переход на плутониевое топливо, внедрение в энергетику минорных актинидов приведёт к резкому падению спроса на уран и, возможно, к полному отказу от него. Возможно, потребность в природном уране сильно снизится и при внедрении в энергетику быстрых реакторов и реакторов на ториевом топливе. Темпы развития атомной энергетики не очевидны: то, что строятся АЭС вовсе не означает, что они войдут в эксплуатацию: многие страны отказываются от АЭС, другие их строят, но в существенно меньших количествах, чем собирались, третьи замораживают строительство или растягивают его на десятилетия. Одновременно началась эпоха закрытия старых АЭС (например, в течение ближайших 10 лет производство ядерной энергии в Великобритании резко упадет, сокращая долю атомной энергии с 25% от общего объема потребляемой энергии до 10%).

Поэтому многие эксперты полагают, что в ближайшие годы цена на природный уран будет падать (добыча урана уменьшится, многие горнорудные предприятия будут закрыты, U_3O_8 на рынок будет поступать меньше (особенно после истощения казахстанских месторождений)), затем в течение десятилетия цена на уран будет колебаться на постоянном довольно низком уровне с последующим небольшим возрастающим трендом (и то, если ядерная энергетика будет ориентироваться на устаревшие тепловые реакторы). Пессимисты ожидают, что в середине нашего века никакой потребности в природном уране в энергетике не будет, и его станут расходовать лишь на изготовление белой краски и контейнеров.

Интересна история проникновения российского урана на рынки США.

Урановое топливо (диоксид урана, обогащённый по ^{235}U на 3÷5%, поставляемый на рубеже веков Россией на АЭС США, изготовлен не из недавно добытого из рудников природного урана с последующим обогащением, а из оружейного урана (обогащение 96%), разбавленного до необходимой концентрации отвальным ураном. Поставки обогащенного урана велись в рамках соглашения «Мегатонны в Мегаватты» (проект ВОУ-НОУ), подписанному Россией и США в 1993 г. По нему Россия поставляла до 2013 для американских АЭС низкообогащенный уран (НОУ, 4,4%^{235}U), полученный при «разбавлении» отвальным ураном 500 т. высокообогащенного урана (ВОУ) из демонтированных боеголовок. Эти поставки удовлетворяли четверть потребности в топливе американских АЭС и эквивалентны 153000 т природного урана.

Замечание. В 500 тоннах оружейного 90% обогащенного урана содержится 450 тонн ^{235}U. Этого количества достаточно для изготовления 10 тысяч тонн урана топливного качества с обогащением в 4,5%. В цену 1 кг U топливного качества входит стоимость добычи естественного урана в количестве необходимом для производства 1 кг топливного U с обогащением 4,5%, стоимость переработки этого количества в UF_6, и стоимость работы по обогащению. Концентрация урана ^{235}U в хвостах =0,2%. Для производства 1 кг топливного U с обогащением в 4,5% необходимо изначально иметь 8,6 кг естественного U. Его цена на мировом рынке ~40$/ кг. Стоимость конверсии урана в UF_6 ~8$/кг. Следовательно, для получения исходного продукта, из которого

путём обогащения можно получить один кг топливного урана, необходимо затратить 413$. Обогатительный процесс потребует 7,6 ЕРР общей стоимостью 836$(7,6x110$/ЕРР). Цена 1 кг топливного урана на мировом рынке ~1250$, и общая стоимость сделки ~12,5 $10^9$$.

Соглашение ВОУ-НОУ позволило России выйти на мировой урановый рынок без его разрушения. Дело в том, что в настоящее время урановый рынок испытывает насыщение – предложение превышает спрос. Объясняется это наличием больших мощностей по производству урана, которые были созданы двадцать лет назад в расчёте на бурный рост ядерной энергетики. Однако значительного роста мощностей не произошло и следствием этого явилось насыщение рынка и снижение цен на естественный уран. В этих условиях любой неконтролируемый выброс избытков урана на рынок приведёт к обвалу цен. Естественно, такое развитие не отвечает интересам всех продавцов урана, включая Россию. Соглашение с США позволило обойти эту трудность.

Соглашение ВОУ-НОУ, которое появилось по политическим соображениям для облегчения разоружения России, постепенно переросло в бизнес. В 2009 «Техснабэкспорт» (предприятие «Росатома») имело долю на американском рынке ~23%, а подписав ряд долгосрочных контрактов с компанией *Fuelco* о поставках урана на сумму 1 млрд $ рассчитывает расширить свою долю до 30%.

Замечание 1. В середине 90-х в США началось антидемпинговое расследование, связанное с поставками дешевого российского сырья. Здесь на 25 покупателей урана для АЭС приходилось только два поставщика: *USEC* (*US Enrichment Co*) и *Converdyn*, которые были недовольны ролью России на американском урановом рынке. Минторг США ввёл жёсткие ограничения: сверх установленной квоты антидемпинговая пошлина составила 112%. Долгие годы «Техснабэкспорт» был связан этой квотой и условием торговли через американского посредника, но боролся с ограничениями. В 2007 американский суд признал, что Минторг не имел права проводить антидемпинговое расследование. Суд удалось убедить, что поставка урана — это не поставка товара, а оказание услуги. Было подготовлено российско-американское соглашение о сотрудничестве в области мирного атома. В нём закреплялось право «Техснабэкспорта» продавать уран американским потребителям напрямую без посредников. Американское урановое лобби попыталось добиться отмены соглашения, которое лишало *USEC* статуса эксклюзивного агента по закупкам российского урана. Однако «Техснабэкспорт» ответил ещё большим давлением, и российский уран победил американский протекционизм. Теперь у России есть право поставлять уран напрямую американским потребителям. После 2020 отменяются ограничения на объём поставок. В 2011÷2013 гг. он повышается с 16 до 41 т, а в 2014÷2020-х составит 485–514 т.

Замечание 2. На цену урана в ближайшем будущем окажет влияние судьба оружейного плутония. США и Россия согласились избавиться каждый от 34 т военного плутония к 2014. Большая часть из него будет использована в качестве сырья для заводов МОКС-топлива. Ожидается, что ~1500 т этого топлива сгорит в энергетических реакторах.

4. Атомная энергетика

В настоящее время атомная энергетика все ещё на пути роста, но медленного роста.

В 1970-х разработчики реакторов получали до десяти заказов в год. Это позволяло им обеспечивать эффективные производственные линии для изготовления основных компонентов, а также создавать опытные команды конструкторов и инженеров. В течение последних 25 лет у создателей реакторов почти не было заказов, и их собственные производственные линии были закрыты, а команды квалифицированных специалистов сокращены. За последние 25 лет компания *Westinghouse* получила лишь один заказ, а реактор для Финляндии стал первым за 15 лет заказом, полученным французской *Areva*.

Небольшое число заказов на новые атомные установки вызвано целым комплексом причин, включая сопротивление общественности строительству новых АЭС и наличие избыточной ёмкости энергоблоков на многих потенциальных рынках. Однако невысокие экономические показатели результатов работы многих существующих установок также являлись важным фактором. Сейчас ситуация ухудшена развитием конкуренции на рынке

электроэнергии, на котором выигрывают энергопроизводящие технологии, для которых характерны низкие капитальные затраты, возможность быстрого строительства и гарантированные эксплуатационные качества, – то, чем не могут похвастаться современные атомные реакторы.

Большинство предприятий намерено продолжать эксплуатацию имеющихся АЭС как можно дольше. Тем не менее, они не выказывают желания строить новые электростанции без ценовых и рыночных гарантий и субсидий. Это можно объяснить разницей между эксплуатационными расходами, которые относительно низки, и общими затратами, включая возврат средств на строительство АЭС, сумма которых гораздо выше. Как только атомная установка построена, с экономической точки зрения имеет смысл эксплуатировать её, даже если общие расходы на производство энергии с учётом стоимости строительства выше, чем аналогичные показатели для альтернативных энергопроизводящих технологий.

Существует несколько факторов, влияющих на стоимость электроэнергии, произведенной на АЭС. Две трети стоимости произведенной энергии составляют фиксированные расходы (то, что будет потрачено вне зависимости от того, будет АЭС работать или нет), а остальное приходится на производственные затраты. Основная часть фиксированных расходов приходится на выплату процентов по ссудам и возврату капитала, однако здесь также учитывается стоимость вывода АЭС из эксплуатации. К основным производственным затратам относятся эксплуатационные расходы, стоимость обслуживания и затраты на ремонт, исключая расходы на топливо.

Замечание. Инфляция в 2,5% повышает стоимость на 13% в течение 5 лет.

Ядерная энергетика чрезвычайно капиталоёмка. Ее характеризует самая большая по сравнению с другими видами электроэнергетики доля стоимости строительства в общих расходах, и вопрос об экономической жизнеспособности сектора – это практически вопрос о том, сколько стоит построить АЭС. Окупаемость инвестиционных проектов в ядерной энергетике зависит от общей стоимости, сроков строительства, условий финансирования. Инвестиционные проекты в этой области требуют огромных вложений, и сегодня не могут быть реализованы без той или иной формы государственной поддержки. На свободном рынке электроэнергии предприятия не будут строить АЭС, если не будет государственных субсидий и правительство не гарантирует покрытие издержек.

Субсидии и гарантии могут потребоваться в тех областях, которые не контролируются владельцем. Поскольку затраты на строительство новой АЭС значительны и риск перерасхода средств велик, то правительству придётся установить фиксированный максимум затрат, которые должен будет выплатить частный инвестор. Существует риск того, что производительность окажется ниже прогнозируемой. Надёжность в значительной степени находится под контролем владельца и часто разработчики не уверены в своей способности взять на себя риск недостатка надёжности. Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание находятся под контролем владельцев, и они могут быть готовы нести этот риск. Покупка топлива не относится к рискованной деятельности. Запасы урана можно накапливать, и риск увеличения затрат на приобретение топлива можно преодолеть. Однако, вопрос относительно затрат на ликвидацию ОЯТ является спорным, и владельцы ЯЭУ будут добиваться установления лимита на расходы по утилизации топлива. Сложно прогнозировать расходы на вывод из эксплуатации, но очевидно, что в будущем они вырастут. Отчисления средств на вывод из эксплуатации в отдельный фонд - удобный вариант; при этом частные разработчики, возможно, потребуют определения некоего максимума для своих взносов.

При оценке стоимости АЭС важными исходными предположениями являются стоимость строительства, производительность, эксплуатационные затраты и стоимость капитала/учётная ставка. Считается, что расходы на строительство должны быть равны 1000$/кВт, чтобы ядерное производство могло конкурировать с газовыми установками

цикла (для которых затраты на строительство примерно ≈500$/кВт). Наметившееся снижение стоимости природного газа понижает конкурентоспособность АЭС.

Настоящую цену строительства АЭС узнать трудно. Цены даёт национальное правительство, у которого есть причины показать атомную энергетику в хорошем свете. Компании отказываются раскрывать данные, ссылаясь на коммерческую тайну, а опубликованные данные не всегда реалистичны. Стоимость строительства АЭС часто определяется экспертным путём, и оценки довольно сильно отличаются друг от друга.

В структуре капиталовложений в промышленную площадку АЭС обычно представляются три группы затрат: 1) на строительные работы; 2) на монтажные работы; 3) на приобретение оборудования. В общих капитальных вложениях на долю реакторного цеха приходится до 47% всех затрат на АЭС, на долю турбинного — до 40%. Затраты на все остальные функциональные подразделения АЭС составляют ~13%, в том числе на электроцех 1,2÷1,3%, химцех 4,8÷5%, ремонтный цех 0,5÷0,6%, вспомогательные службы 1,4÷1,5%, гидроцех (водоснабжение) 1÷1,2%, административно-хозяйственные службы 0,2÷0,4%. Большие затраты требуются на приобретение тепломеханического, электротехнического и приборного оборудования широкой номенклатуры, они составляют 40÷45% суммарных затрат на все оборудование АЭС. Кроме того, значительная часть оборудования АЭС поставляется промышленностью с высокими требованиями к качеству исполнения, с применением дорогостоящих материалов. Все это удорожает оборудование, поставляемое на АЭС по сравнению с оборудованием, для ТЭС, работающих на органическом топливе.

Строящиеся сейчас тепловые реакторы 3-го поколения обладают рядом преимуществ, призванных улучшить эксплуатационные затраты. К ним относятся:

• Стандартизированная конструкция для каждого типа с целью облегчить лицензирование, снизить капитальные издержки и сократить сроки строительства;

• Более простой и компактный дизайн, благодаря которому они должны быть легче в управлении и меньше подвержены эксплуатационным нарушениям;

• Более высокая работоспособность и больший срок эксплуатации – обычно 60 лет;

• Пониженная вероятность аварий с расплавлением активной зоны;

• Минимальное воздействие на окружающую среду;

• Более глубокое выгорание ядерного топлива с целью снижения расхода топлива и количества отходов;

• Наличие поглощающих стержней с целью продления срока действия ядерного топлива.

Эти реакторы дороже своих предшественников, и будет ли стоимость производства электроэнергии на подобных реакторах ниже, чем на старых, большой вопрос.

Капитальные затраты на строительство АЭС непрерывно возрастают. Причинами являются: длительные сроки строительства, ведущие к высоким размерам платежей за кредит в период строительства; увеличение шкалы надбавок; быстрый рост дополнительных расходов, существенный рост трудовых затрат, в том числе при проектных работах; введение новых ужесточенных норм и правил по технике безопасности, противоаварийных мер, усложнение проектов АЭС после аварий; рост процентных начислений на капитал в связи с удлинением срока строительства; существенные различия в проектах и условиях строительства в местах размещения АЭС; рост потребностей в бетоне, конструкционных материалах, кабелях; сооружение в основном одноблочных вместо многоблочных АЭС; сужение рынка оборудования из-за уменьшения числа заказов после аварий в Чернобыле и Фокусиме и роста цен на нём.

Реальная стоимость строительства обычно превышает сметную стоимость.

Амортизационные отчисления составляют большую часть себестоимости электроэнергии, произведенной на АЭС. Поэтому затраты на строительство АЭС являются наиболее решающим элементом в определении стоимости атомной электроэнергии. Обычно указываемая стоимость строительства включает стоимость первой загрузки топлива, но не включает проценты по кредитам, взятым в процессе

строительства. Для того, чтобы сделать возможным сравнение реакторов с разными производственными мощностями, затраты обычно рассчитываются как стоимость на киловатт установленной мощности.

Замечание. Стоимость строительства АЭС в России (~5 млрд/ГВт долларов США за два энергоблока типа ВВЭР-1200) соответствует стоимости строительства в западных странах, имеющих ядерную энергетику, и значительно превышает стоимость строительства в Китае. Строительство производится за счёт собственных средств Госкорпорации "Росатом", а также за счет средств федерального бюджета, передаваемых госкорпорации в качестве имущественного взноса на развитие атомного энергопромышленного комплекса. В 2009 среднегодовая цена продажи электрической энергии АЭС на рынке на сутки вперед составила 614 рублей за МВт/ч (при установленном тарифе на электрическую энергию 165,09 руб. за МВт/ч), в результате чего концерн получил 25608 млн рублей (854 млн $) дополнительной выручки (или 15%).

Реакторы некоторых моделей можно купить «под ключ», т.е. за обговоренную цену, и разработчик гарантирует, что эта стоимость не возрастет выше обговоренного уровня. Условия строительства «под ключ» возможны, если разработчик уверен, что он сможет контролировать все составляющие общей стоимости строительства. Газоэлектростанции и газотурбинные установки замкнутого цикла часто строятся "под ключ", поскольку их собирают на заводе под контролем разработчика, а объём работ на стройплощадке мал. Но в атомной энергетике разработчики редко предлагают строительство установки на таких условиях. Дело в том, что если какая-нибудь авария приведёт к тому, что контролирующим органом будет издано распоряжение об обязательном изменении конструкции, то разработчик понесёт дополнительные расходы. Во избежание этих проблем разработчики стремятся получить все разрешительные документы до начала строительства, а также по возможности максимально доработать конструкцию до начала строительства.

Поскольку ядерные проекты имеют огромный временной горизонт, инвесторы должны быть готовы к изменению отношения к отрасли, что может вести к изменению стандартов и к соответствующим издержкам.

Срок строительства АЭС важен, поскольку он определяет момент, когда проект начинает генерировать положительный денежный поток. Увеличение сроков строительства по сравнению с запланированными не ведет к прямому увеличению затрат, хотя и будет влиять на повышение процентов по кредитам во время строительства и часто является признаком наличия трудностей на стадии строительства, таких как конструкторские недоработки, проблемы управления на стройплощадке или сложности с закупками, которые отразятся на стоимости строительства. В условиях конкуренции на рынке энергопроизводства длительные проектные сроки строительства рассматриваются как недостаток, т.к. увеличивают вероятность того, что изменившиеся обстоятельства сделают инвестиции невыгодными ещё до того, как строительство завершится. Считается, что сдвиг строительства на 1 год приводит к увеличению стоимости на 10%.

В первом приближении можно считать, что затраты на производство электроэнергии на АЭС распределяются следующим образом: 47% — капитальная составляющая; 30% — затраты на топливо; 23%—эксплуатационные расходы, в том числе ~10% — техническое обслуживание, включающее профилактику и текущий ремонт; 11,5%—текущие общестанционные расходы и 1,5%.— административные расходы.

При оценке технико-экономических показателей АЭС следует отдельно, рассматривать начальный период, связанный с выходом на проектную мощность, и стационарный режим использования топлива. В начальный переходный период себестоимость энергии, и другие показатели работы АЭС существенно отличаются от нормативных показателей установившегося режима эксплуатации.

Себестоимость энергии, произведенной на АЭС и отпущенной в сеть, включает в эксплуатационные затраты на топливо; на амортизацию, в том числе отчисления на реновацию и расходы на капитальный ремонт и модернизацию; на текущий ремонт,

обеспечивающий поддержание работоспособности всех средств производства (оборудования, систем управления и контроля и т. п.); на заработную плату эксплуатационного персонала, отчисления на социальное страхование, спецпитание; на общестанционные расходы (содержание административно-управленческого и хозяйственно-обслуживающего персонала, содержание сторожевой и пожарной охраны, транспортно-складские расходы, связь, химикаты и пр.). Водоподготовка и техническое водоснабжение тоже включаются в состав общестанционных расходов. Эти расходы на АЭС значительны, и их целесообразно включать в себестоимость отдельной статьей.

Расчёт себестоимости энергии выполняется по итогам годовой эксплуатации каждого блока и затем суммируется по всей станции. Лишь затраты на топливо зависят от количества выработанной энергии, и их можно считать переменными эксплуатационными затратами все остальные — постоянные эксплуатационные затраты.

Громадная калорийность ядерного топлива превращает ядерный реактор в топливный склад с запасом на многие годы. Замороженные в топливе средства оказывают заметное влияние на экономику АЭС.

При утверждении проектов на сооружение АЭС расход топлива и себестоимость энергии, в том числе топливная составляющая себестоимости, рассчитываются для варианта одноразового прохождения топлива через реактор. Определенность в затраты АЭС на топливо вносит и специфика ядерных реакторов, для которых загрузка ТВС активной зоны топливом определенного обогащения рассчитана с большой точностью. Заданы также глубина выгорания, эффективная и календарная кампании топлива, условия отвода тепла теплоносителем и др. Упрощению расчётов затрат на топливо и топливной составляющей себестоимости за определенный период времени при работе АЭС в базовом режиме способствуют такие факторы, как постоянство КПД станции, жесткая связь энерговыработки (тепла и электроэнергии) с выгоранием делящихся нуклидов, точно известная масса загруженного и выгруженного из активной зоны топлива.

Цена, которую платят за топливо российские АЭС, заметно ниже мировой.

Стоимость отработавших ТВС, выгруженных в бассейн выдержки, условно принимается равной нулю. Стоимость отвалов обедненного урана, полученного при обогащении природного урана, не учитывается из-за её относительно небольшой величины и неопределенности промышленного использования отвалов.

Приведём примерный расчёт затрат на топливо и определим топливную составляющую себестоимости электроэнергии применительно к современным реакторам.

Топливная составляющая себестоимости $C_{топ}$, рубл/(кВт.ч):

$$C_{топ}=И_{топ}/W, \qquad (4)$$

где $И_{топ}$ – годовые затраты на ядерное топливо; W – количество выработанной и переданной в энергосистему электроэнергии.

Для работы реактора тепловой мощностью, N_T, МВт, при среднегодовом коэффициенте нагрузки (КИУМ), φ, средней глубине выгорания (средней удельной энерговыработке), B, МВт/сут/т, годовой расход обогащённого урана

$$G_x = N_{T.} \cdot 365 \frac{\overline{\varphi}}{\overline{B}} \qquad (5)$$

Здесь B – удельная энерговыработка ядерного топлива - тепловая энергия, которая может быть выделена единицей массы ядерного топлива при данном изотопном составе за весь период использования в реакторе (измеряется или в МВт·сут/т или кВт·сут/т). Величина B – глубина выгорания топлива, выраженная в энергетических единицах.

Расход обогащённого урана и стоимость топлива, используемого на АЭС, обратно пропорциональны средней глубине выгорания: чем выше глубина выгорания топлива B, тем меньше топливные затраты. Требующееся в этом случае некоторое увеличение обогащения урана при наметившейся тенденции снижения цены разделительной работы даже при одновременном росте цены природного урана не сможет оказать существенного

влияния на стоимость усовершенствованного топлива, позволяющего получить высокие значения средней глубины выгорания.

Пример. Если для ВВЭР-1000 N_T = 3000 МВт, В=40 000 МВт/т/сут, КИУМ = 0,8, то годовой расход топлива ≈22 т. Эта оценка является минимальной, предполагающей достаточно высокую глубину выгорания топлива. Реальный ВВЭР-1000 производит не менее 33,5 тонны ОЯТ в год, аВВЭР-1200 - 26,7 т ОЯТ/год.

Оценки показывают, что ~50% затрат на топливо составляют затраты на обогащение урана, ~37% — оплата израсходованного на обогащение природного урана.

В западных странах услуги по конверсии, обогащению и фабрикации готового топлива продаются и покупаются на отдельных рынках общие издержки на топливо составляют 0,92 цента за кВт/ч.

Пример. Расчёт стоимости ядерного топлива, необходимого для производства 1 ГВт/год электроэнергии на легководных реакторах. Исходные данные: цена природного урана – 65$/фунт U_3O_8, стоимость конверсии – 12,5$/кг, обогащение – 155$ за 1 ЕРР, изготовление топлива – 460$/кг, обращение с отходами обогащения – 10$/кг, расходы на ОЯТ – 600$/кг ОЯТ. Тогда общие издержки на топливо =0,92 цент/кВт/ч.

Годовые издержки на топливо для АЭС подсчитываются произведением годового расхода ядерного топлива на сумму цены свежего топлива и стоимости хранения ОЯТ $И_T=(Ц_T+Ц_{XP})G$. Если считать, что $Ц_T+Ц_{XP}$=1300$/кг годовые издержки на топливо для реактора типа ВВЭР-1000 должны составлять примерно 28,5 млн $, или 0,4 цента за кВт/ч. (Некоторые эксперты полагают, что общие затраты топливного цикла в России составляют не менее 1,1 цента за кВт/ч).

Совершенствование технологии и ЯТЦ необходимо для снижения топливной составляющей себестоимости энергии и стоимости ядерного топлива. Это относится не только к дорогостоящим услугам по обогащению урана, но и ко всем технологическим переделам, транспортированию, хранению топлива и т. п. В затратах на топливо прямо отражаются такие показатели АЭС, как коэффициент полезного использования тепловой энергии, выработанной в реакторе, на преобразование в электрическую энергию, а также потребление полученной электроэнергии на собственные нужды АЭС, к которым в энергосистеме добавляются значительные потери электроэнергии и передающих и распределительных электросетях энергосистемы.

На АЭС стоимость загруженного в реактор топлива точно известна по оплаченным счетам и спецификациям ТВС завода-поставщика. Расчёты затрат АЭС на топливо и расчёты топливной составляющей себестоимости энергии на АЭС в значительной мере определяются чёткой системой учёта движения топлива (склад свежих ТВС, реактор, бассейн выдержки), правильной оценкой фактической энерговыработки каждой конкретной ТВС и остающегося ресурса на выгорание до выгрузки ТВС из реактора. Большую роль при этом играет контроль глубины выгорания каждой выгруженной из реактора сборки непосредственно в бассейне выдержки реакторного зала АЭС.

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии АЭС определяется как отношение затрат на топливо к количеству отпущенной в энергетическую сеть энергии. Стоимость передаваемого (отгружаемого в специальных контейнерах) ОЯТ после его выдержки в бассейне АЭС принимается равной нулю без каких-либо последующих расчётов с радиохимическим предприятием (условия незамкнутого топливного цикла).
Нормативная глубина выгорания топлива определяется техническими условиями на его изготовление и поставку заводом-изготовителем. Нормативная глубина выгорания и цена конкретной ТВС устанавливаются в зависимости от обогащения содержащегося в ней топлива и конкретных фактических условий эксплуатации. При этом учитывается, что 1 МВт-сут/кг U отвечает делению 1,075 кг ядер, т. е. при одном акте деления выделяется энергия 195 МэВ.

Нормативный расход свежих ТВС, затрачиваемых на производство электрической и тепловой энергии устанавливается исходя из нормативной глубины выгорания.

Стоимость непригодных к дальнейшему использованию ТВС, досрочно выгруженных из реактора и перемешённых в бассейн выдержки, переносится на отпущенную энергию за отчётный период. Стоимость топлива, остающегося в активной зоне к концу службы реактора, учитывается и авансом списывается путём включения этих будущих затрат в топливную составляющую равномерно в течение всего периода эксплуатации реактора.

При эксплуатации АЭС отбраковывают отдельные свежие ТВС в процессе их хранения, загрузки-перегрузки, а также при потере ими герметичности и т. п. Поэтому потребность АЭС в свежем топливе определяется с учётом некоторого резервирования.

Постоянные эксплуатационные затраты на АЭС, руб/год, складываются из суммы затрат, которые прямо не зависят от количества произведенной электроэнергии. Это затраты на амортизацию, текущий ремонт, заработную плату эксплуатационного персонала, общестанционные расходы. Амортизационные затраты наряду с затратами на топливо составляют наиболее значительную долю в эксплуатационных затратах АЭС. Амортизационные затраты складываются из отчислений на реновацию и на капитальный ремонт оборудования, зданий и сооружений АЭС. Нормы амортизационных отчислений рассчитываются в процентах к балансовой стоимости основных фондов.

Операционные расходы *– расходы, связанные с производством и реализацией продукции, за исключением амортизации основных средств, расходов на обслуживание заемных средств, расходов, связанных с арендой имущества, используемого для осуществления регулируемой деятельности, и расходов по оплате услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность. Затраты подразделяются на материальные расходы, куда включены все работы производственного характера, приобретение сырья и материалов и все издержки ядерного топливного цикла; расходы на оплату труда; амортизация имущества; расходы на НИОКР, страхование имущества; расходы на ремонт основных фондов; прочие расходы (отчисления для формирования резервов, арендные платежи, оплата услуг по охране имущества и т. д.).*

Табл. 2. Ядерный цикл в стоимости его услуг (ВВЭР-1000).

Вид расходов	% стоимости услуг
Уран	42
Конверсия	6
Обогащение	36
Фабрикация	16

Для ядерных паропроизводящих установок установлена общая норма отчислений 7 % из них на полное восстановление (реновацию) основных фондов 3,3%, на капитальный ремонт 4,4%. Нормы амортизационных отчислений на оборудование и приборы дозиметрического и теплотехнического контроля и автоматики более высокие: 14,8% в том числе на реновацию 6,6% и капитальный ремонт или замену 8,2 %. При проектировании для АЭС в целом принимается средневзвешенное значение коэффициента амортизационных отчислений 6,7%. Это значение меняется в пределах нескольких десятых процента для различных типов АЭС.

Основной вклад в себестоимость энергии вносят затраты на топливо и на амортизацию. Эго все — овеществленный прошлый труд. Живой труд при производстве энергии отражается не только по статье «заработная плата» эксплуатационного персонала, но и по другим статьям затрат, определяющим себестоимость. Затраты на амортизацию включают в себя капитальный ремонт, где одной из значительных статей расхода будет оплата ремонтного персонала; ещё в большей мере в затратах на текущий ремонт и эксплуатационное техническое обслуживание оборудования будут участвовать затраты на заработную плату ремонтных рабочих и обслуживающего персонала. Поэтому, оценивая себестоимость производимой энергии и производительность труда на АЭС, необходимо учитывать все затраты на ней живого труда, относящиеся к себестоимости энергии. Путь снижения этих затрат — повышение надежности, ресурса безотказной работы и ремонтопригодности оборудования, техническая оснащённость технологии ремонтных

работ, повышение квалификации персонала, рациональная организация работ по управлению и обслуживанию АЭС.

Рис. 3. Схема формирования себестоимости.

Замечание. Ядерная энергетика нуждается в высококвалифицированных работниках и, кроме того, является вредным производством с плохой репутацией. Нехватка кадров приводит к росту затрат на оплату труда.

Сложность капитального ремонта оборудования АЭС, загрязненного радиоактивными веществами или работающего в условиях радиоактивной среды (реакторный цех, спецводоочистка, спецвентиляция, хранилища радиоактивных отходов и т. п.), создают значительные трудности и удорожают ремонтные и наладочные работы. Это оборудование весьма капиталоемкое и с низким уровнем ремонтопригодности. Разработана специальная структура ремонтного цикла реактора и турбогенераторных агрегатов с нормами продолжительности работ. В процессе непрерывной эксплуатации АЭС возникает необходимость в текущем оперативном ремонте и техническом обслуживании оборудования, многочисленных теплогидравлических и электромеханических систем, щитов управления, приборов контроля и автоматики. В затраты на текущий ремонт включаются и содержание персонала, и расходы на запасные части, инструмент, материалы и т. п. Эти затраты трудно планировать по деталям. Поэтому в сметах принято считать затраты на текущий ремонт в процентах по отношению к амортизационным отчислениям (при установленном нормативе 15%). На капитальный ремонт отводится 30÷60% годовых амортизационных отчислений. Отчисления на капитальный ремонт связаны с недостаточной надежностью работы оборудования, возможным аварийным выходом его из строя или с недостатками в эксплуатации. Поэтому на АЭС стремятся к снижению затрат на капитальный ремонт за счёт улучшения качества ремонта, а также путём модернизации или замены ненадежного оборудования.

Затраты и составляющая себестоимости по содержанию эксплуатационного персонала АЭС связаны как с его численностью, так и среднегодовой зарплатой.

Замечание. Для эксплуатации на АЭС требуется пять комплектных смен в реакторном цехе, четыре смены в других непрерывно работающих основных цехах, три во вспомогательных цехах, одну-две в ремонтных подразделениях.

К общестанционным затратам относятся содержание дирекции АЭС, расходы на административно-хозяйственное обслуживание станции, пожарную и войсковую охрану, на склады, транспорт, связь, освещение, химические реактивы и т. п. До последнего времени к общестанционным относили затраты и на водоснабжение АЭС. Общестанционные затраты на АЭС, руб/год, можно исчислять в размере 0,2 суммы прочих постоянных затрат.

При достижении проектной глубины выгорания и исчерпании оперативного запаса реактивности активной зоны реактор ВВЭР останавливается на очередную перегрузку топлива. В практике эксплуатации блоков ВВЭР с периодической перегрузкой топлива в остановленном состоянии нередко имеет место продление работы реактора на сниженной тепловой мощности за счёт мощностного и температурного эффекта реактивности. Этот режим реактора называется работой на «выбеге реактивности».

В продлении эксплуатации реакторного блока энергосистема заинтересована, если при дефиците действующих мощностей можно на значительный период отсрочить остановку блока на перегрузку топлив. Работа ВВЭР-1000 при продлении кампании может обеспечить сверхнормативную глубину выгорания; за счёт отсутствия дополнительных затрат на топливо достигается некоторое снижение себестоимости электроэнергии, особенно в первый период продленной эксплуатации. Себестоимость энергии в процессе

снижения мощности возрастает из-за увеличения постоянной составляющей себестоимости (амортизация и др.). Аналогичное влияние оказывает и работа АЭС в режиме следования за нагрузкой, т. е. на переменной мощности.

Основу цены электрической и тепловой энергии составляет среднеотраслевая себестоимость их производства. Электростанции, ТЭЦ и котельные общего назначения сами не занимаются передачей, распределением и продажей потребителям произведенной ими электрической или тепловой энергии. Реализацией, распределением, сбытом и продажей выработанной энергии занимаются соответствующие территориальные энергообъединения. Энергопредприятия, в том числе и АЭС, поставляют выработанную у них энергию сбытовым организациям по установленной для них оптовой цене. Оптовая цена составляется из полной себестоимости С единицы продукции (1 кВт-ч, Дж), поставленной в сеть, и прибыли энергопредприятия $П_{пр}$ в установленном размере:

$$Ц^{опт}_{эпр}=С+П_{пр} \qquad (5)$$

Оценки отдельных статей расходов определяют уровень цены на отпускаемую электроэнергию, позволяющий типичной атомной электростанции существовать с нулевой прибылью.

Пример. Пусть АЭС с ВВЭР-1000 состоит из 2 энергоблоков с общей мощностью 2086 МВт. Стоимость строительства – 5 млрд $ (2,5х2), срок строительства – 8 лет, срок эксплуатации – 40 лет, КИУМ – 84%, годовое производство 15350 млн кВт/ч, ставка дисконтирования 4,5%. Сначала рассчитывается чистый денежный поток, необходимый для покрытия капитальных издержек, т. е. ежегодных доходов за вычетом текущих расходов. Денежный поток во время строительства равен суммарному дисконтированному денежному потоку в период эксплуатации станции. Необходимый годовой денежный поток равен прибыли после уплаты налога на прибыль плюс начисленной амортизации. При этом, должны покрываться текущие расходы, которые включают: 1) Расходы на оплату труда, т. е. заработная плата персонала плюс различные социальные отчисления. (Среднесписочная численность работников на 5-м и 6-м энергоблоках Балаковской АЭС – 1109 человек. Средняя заработная плата – 700 долларов. Социальные начисления на зарплату – 34%. 2) Общие расходы топливного цикла – 1,1 цента за кВт/ч). 3) Отчисления на выведение из эксплуатации – 7 млн долл. (1,3% от валовой выручки). 4) Отчисления на текущие и капитальные ремонты – 2% от проектной стоимости строительства. 5) Страховые премии – 15 млн долл. 6) Амортизационные отчисления – проектная стоимость, распределенная на 40 лет. 7) Налог на прибыль – 20% от бухгалтерской прибыли. Необходимый ежегодный чистый денежный поток *N*, генерируемый станцией, может быть найден из:

$$\sum_{i=1}^{40} \frac{N}{(1+r)^n} = I, \qquad (6)$$

где *I* – суммарный дисконтированный размер инвестиций, *r* – ставка дисконтирования.

Для определения необходимого тарифа н нужен общий положительный денежный поток, выручка от реализации продукции *B*. Его можно найти из условия

$$N=B-K-T=0{,}8(B-K)+0{,}2A \qquad (7)$$

где *K* – сумма всех реальных издержек (без амортизации), *A* – амортизация, *T* – налог на прибыль:

$$T = 0{,}2\ (B - K - A). \qquad (8)$$

Текущие расходы без амортизации ≈ 303 328,75 тыс. $, или 1,98 цента за кВт/ч. Для ставки дисконтирования 5% электроэнергия АЭС стоит 4,8 цента/кВт/ч, для 8% – 6,7, а для бесплатного капитала – 3,2, без НДС. Расходы на обращение с топливом составляют большую часть текущих расходов. Однако даже если предположить нулевые расходы топливного цикла, то АЭС безубыточна для тарифа в первом случае 3,67 цента, во втором 5,6 цента и в третьем 2,0 цента. В отпускном тарифе для конечного потребителя добавляются различные расходы на сеть и наценки поставщиков. Вместе это составляет 418,2 млн $, или 2,7 цента за кВт/ч (без НДС). Для газовой ТЭС цена электричества равна 2,14 цента за кВт/ч.

В России электричество АЭС стоит дороже потребителю, чем то, что вырабатывают газовые станции. При этом потребительский тариф далеко не покрывает настоящих издержек ядерной электроэнергетики. Дефицит покрывается за счет того, что

государство предоставляет отрасли практически бесплатный капитал, несёт непокрытые страховыми премиями атомные риски, в значительной степени участвует в прямом финансировании ядерного топливного цикла.

На каждой АЭС выполняется за год ~3000 регулярных проверок, ~40 специальных проверок, 4000 ремонтных работ, 1400 работ по поддержанию ремонтопригодности и 60 работ по частичной модификации оборудования. Большое внимание уделяется профилактическому техническому обслуживанию, особенно относящемуся к системе безопасности, а также разработке инструментов, контрольных приборов и другой оснастки, сокращающих трудоемкость и обеспечивающих высокое качество работ.

Особенность ядерных реакторов, как потребителей топлива, состоит в том, что они топливо воспроизводят. Стоимость выгружаемых из реактора ТВС может быть как меньше, так и больше стоимости загружаемых сборок. Поэтому связанный с топливом компонент приведенного дохода лишь с определенной степенью условности можно относить к разделу затрат. При расчёте топливного компонента затрат могут встречаться как положительные, так отрицательные слагаемые. В бридере отрицательные слагаемые перевешивают, и приведенные затраты на ядерное топливо отрицательны. В ядерных реакторах на тепловых нейтронах коэффициент воспроизводства не достигает единицы и приведенные затраты на ядерное топливо положительны. Ожидается, что при переработке больших количеств ОЯТ топлива и фабрикации плутониевого топлива, цена выгружаемых ТВС будет положительна для всех проектируемых ядерных реакторах при условии современного строительства заводов регенерации ОЯТ. Она остаётся положительной даже при менее эффективном использовании извлеченных из ТВЭЛов плутония и урана (после его дообогащения) в тепловых ядерных реакторах с задержкой в переработке 3÷5 лет.

В настоящее время система снабжения топливом АЭС с реакторами на тепловых нейтронах осуществляется по схеме одноразового использования, т. е. с разомкнутым топливным циклом. Отработавшие на АЭС тепловыделяющие сборки после 5-летней выдержки на АЭС загружаются в контейнеры и отправляются в хранилища при радиохимическом заводе как отходы, условно имеющие нулевую стоимость. Никаких расчётов АЭС с химическим заводом за отгруженное со станции ОЯТ не производится.

Цена ТВС, выгружаемых из реактора, зависит от планов их использования. Так как долгосрочные планы развития ядерной энергетики находятся в стадии формирования и т. к. на цену ядерного топлива влияют решения, относящиеся к достаточно отдаленному будущему, то элемент субъективизма в этой цене необычно высок. Цена плутония зависит от сроков массового ввода бридеров и сроков подготовки соответствующих топливоперерабатывающих производств, а они неясны. Если плутоний не будет использоваться в тепловых ядерных реакторах, а будет храниться в расчёте на использование в быстрых реакторах, и если сроки массового ввода бридеров сильно отодвинутся, цена отработанных ТВС, содержащих плутоний и ^{235}U, будет отрицательной.

Максимальная производительность установки определяет, какое количество киловатт-часов продаваемой энергии может произвести установка. Иногда реактор снижает свою производительность при больших сроках эксплуатации. В некоторых случаях внесение изменений после того, как установка была сдана в эксплуатацию, например, использование более мощной турбины или увеличение рабочей температуры, приводит к увеличению производительности ЯЭУ.

Стоимость капитала – важный компонент, который, вместе с затратами на строительство, является составной частью амортизационных отчислений. Действительная (без учёта инфляции) стоимость капитала изменяется в зависимости от страны и предприятия-заказчика, согласно показателям экономического риска, связанного с обстановкой в стране, и кредитоспособности компании. Кроме того, большое влияние оказывает и то, каким образом организован электроэнергетический сектор. Если он представляет собой регулируемую монополию, реальная стоимость капитала будет не выше 5÷8%, если же сектор организован по законам рыночной конкуренции, то стоимость

капитала составит >15%. Если самым значительным элементом стоимости электроэнергии, производимой на ЯЭУ, являются амортизационные отчисления, то увеличение коэффициента необходимой нормы прибыли более чем вдвое серьезно подорвет экономические показатели атомной энергетики.

Если в электроэнергетической отрасли существует монополия, предприятиям гарантируется полное возмещение издержек производства: сколько бы ни было потрачено средств, все они возвращаются за счёт потребителей. Это обеспечивает тем, кто предоставлял капитал, очень низкую степень риска инвестиций. Стоимость капитала варьируется в зависимости от страны и от того, государственной или частной является компания-заказчик (у государственных компаний обычно высокий кредитный рейтинг и, следовательно, стоимость капитала для них ниже, чем для коммерческой компании). Колебания составляли 5÷8%. На эффективном рынке электроэнергии риск инвестирования падает на производящую компанию, и этот риск отражается на стоимости капитала. Так, в 2002 в Великобритании 40% производственных мощностей находилось в руках финансово несостоятельных компаний, и компании и банки потеряли миллиарды фунтов стерлингов на инвестициях в АЭС, которые они строили или финансировали. При таких обстоятельствах действительная стоимость капитала, превышающая 15% барьер, кажется обоснованной. При уменьшении рисков, например, при наличии правительственных гарантий на рынок и цену, стоимость капитала снижается.

Для такой капиталоемкой технологии, какой является атомная энергетика, важен высокий коэффициент использования, чтобы значительные постоянные издержки (погашение долгов, выплата процентов и расходы на вывод из эксплуатации) были распределены между как можно большим количеством единиц продукции. Кроме того, АЭС не гибки в эксплуатации, и неразумно пускать в эксплуатацию и сворачивать установку или менять уровень производительности в большей степени, чем это необходимо. В результате, ЯЭУ работают в базовом режиме эксплуатации. Хорошим показателем надежности установки, а также того, насколько эффективно она вырабатывает продукцию, является коэффициент нагрузки, который рассчитывается как объем выработки за определенный период в процентном выражении от объема, который был бы выработан, если бы установка работала непрерывно на полную проектную мощность в течение рассматриваемого периода времени.

Разработчики утверждают, что атомные установки надежны, перерывы в их работе делаются только для проведения технического обслуживания и перезагрузки топлива, и коэффициент нагрузки составляет 85÷95%, но в реальности он не более 70%. Низкие коэффициенты нагрузки, из-за отказа оборудования и дополнительных расходов на обслуживание и ремонт, увеличивают себестоимость единицы продукции. В условиях рыночной экономики производитель атомной энергии, который обязался поставлять электроэнергию, но который не в состоянии выполнить свои обязательства будет вынужден приобрести недостающую энергию для своих потребителей по высокой цене.

Одной из характерных черт реакторов 3-го поколения является то, что срок их эксплуатации ~60 лет, в то время как обычно срок эксплуатации реакторов старых поколений не превышал 30 лет. В отношении технологии, в которой важную роль играют фиксированные издержки, увеличение срока службы в 2 раза может привести к уменьшению фиксированных издержек в расчёте на одну установку, т. к. будет больше времени для возмещения этих затрат. Однако на практике данное предположение не действует. Коммерческие займы должны быть возвращены в течение 15÷20 лет, и при расчёте окупаемости капиталовложений по дисконтированным затратам расходы и доходы на срок >10÷15 лет вперёд имеют небольшое значение. Существует тенденция по продлению срока эксплуатации существующих электростанций. Однако после возмещения капитальных затрат электроэнергия не станет дешевой. Для продления срока службы требуются значительные затраты, чтобы заменить изношенное оборудование и привести установку в соответствие с существующими стандартами безопасности.

Стоимость и техническое обеспечение вывода из эксплуатации АЭС после окончания срока службы сложно определить в силу недостатка опыта по выводу из эксплуатации промышленных установок, а также потому, что неизвестен размер затрат на ликвидацию отходов. Даже наличие схем, согласно которым необходимые средства будут найдены, как только потребуется, мало влияет на общие экономические показатели. Например, если от владельца потребуется спрогнозировать стоимость вывода установки из эксплуатации в самом начале её работы, это добавит лишь 10% к расходам на строительство. В последние 20 лет стоимость вывода станции из эксплуатации увеличилась относительно проектной в несколько раз.

Стоимость энергии, производимой ядерными реакторами, постоянно растёт. Это связано с тем, что отрасль воспринимается как опасная и вредная, что ведёт к повышению требований к безопасности. Техническая возможность улучшить безопасность станции требует повышать соответствующие стандарты, и трудно провести границу между большей безопасностью и ценой, которой она достигается. Если существуют меры, которые способны снизить уровень рисков аварий и заражений, но они не применяются по экономическим соображениям, то в случае действительных происшествий отрасли сложно объяснить обществу, почему эти меры не были использованы.

Замечание. При анализе чернобыльской аварии эксперты говорили о слишком большом упоре, который разработчики сделали на снижении издержек ценой снижения уровня защиты станции. Сейчас очевидно, что любые меры, которые могли предотвратить катастрофу, должны были быть применены, неважно какой ценой. Для советских же ядерщиков времен строительства АЭС риски аварии выглядели ничтожными, а стандарты безопасности – высокими.

Ответственность собственников установок ограничена международным соглашением до небольшой доли от предполагаемых расходов на случай крупного ядерного инцидента. Согласно условиям Венской конвенции лимит ответственности оператора ЯЭУ ограничен 700 млн. евро. Ограничение ответственности – существенный фактор развития атомной энергетики, но оно и крупная субсидия. Уровень расходов, вызванных, например, Чернобыльской аварией, которые исчисляются сотнями миллиардов долларов, означает, что сумма, необходимая для выплаты страховых премий, вряд ли будет в наличии, а если и будет, страховое обеспечение не будет надежным, поскольку крупная авария разорит страховые компании. Облигации, связанные с риском катастроф, могут дать возможность владельцам атомных установок обеспечить реальное покрытие финансовых затрат в случае аварии. Эти облигации – высокодоходные, обеспеченные страховкой денежные обязательства, содержащие условие выплаты процента и/или основной суммы, которая может быть утрачена в случае потерь, понесенных вследствие конкретно оговоренной катастрофы, например, землетрясения. Пока нет конкретных предложений, сложно определить, смогут ли эти меры обеспечить страховое обеспечения в случае ядерных аварий и как это повлияет на экономические показатели атомной энергетики.

Ущерб от аварий на объектах использования атомной энергии колоссален, причём как для самих объектов, так и для третьих лиц – их жизни, здоровья и собственности. Если бы указанные риски страховались в полной степени на рыночных принципах, величина премий была бы гораздо больше тех расходов на страхование, которые в настоящее время несёт отрасль. В области использования атомной энергии существует множество видов страхования, которые не страхуются в полном объёме. Это страхование различных видов ответственности, медицинское страхование, страхование самих ядерных объектов и их персонала. Кроме того, не страхуется ответственность перед зарубежными странами при трансграничных переносах радиоактивных веществ в результате возможных аварий на отечественных ядерных объектах, в том числе при перевозках радиоактивных веществ, ядерных материалов и отработавшего ядерного топлива. Окончательную ответственность по всему объёму незастрахованных рисков несёт государство.

В настоящее время ответственность собственников ядерных установок ограничена международными конвенциями, и в случае крупной аварии их расходы составят малую часть общих расходов, с ней связанных. Кроме того, последствия ядерных рисков могут проявиться через значительное время после нанесения ущерба, когда и организация ядерной энергетики, и страховая компания уже не смогут отвечать за этот ущерб.

Хотя лишь небольшая часть существующих рисков действительно страхуется, страховые премии за страхуемые риски слишком велики. Существует ряд факторов, которые способствуют удорожанию страхования атомных рисков в сравнении со схожими по величине технологическими рисками. 1) В данной сфере применяется абсолютная и исключительная ответственность страховщика, т. е. причиненный ущерб должен быть оплачен в любом случае, так как у страхователя нет права регресса. 2) Срок давности подачи исков и произведения выплат за возмещение ущерба, нанесенного в результате радиационного воздействия, велик как из-за секретности отрасли, так и из-за отложенных последствий аварий. 3) Традиционные подходы к расчёту страховых премий не работают из-за отсутствия статистики по тяжёлым авариям и больших страховых сумм.

В силу огромной величины страхуемых рисков и специфики работы с данными видами страхования профессионально работать на рынке могут лишь немногие компании, объединенные в пулы. В России такой пул был создан в 1998 из 20 страховых компаний. Только участники пула имеют право страховать ядерные риски.

Расходы по утилизации ОЯТ сложно оценить. Процесс переработки является дорогостоящим, и, если только производимый при этом плутоний не использовать с выгодой, не решает проблему утилизации отходов. В процессе переработки ОЯТ разбивается на разные составляющие, при этом его радиоактивность не снижается. Более того, в процессе переработки образуется большое количество отходов низкой и средней активности. Расходы на ВАО отходов оценить, так как долгосрочные хранилища ещё не построены или даже не вошли в стадию строительства.

Поскольку на сегодня не существует экономически и технологически целесообразного способа избавления от ОЯТ, оно подлежит длительному контролируемому хранению в ожидании решений, которые должны найти следующие поколения, т. е. в практическом смысле – вечно. Вечными являются и сопутствующие издержки – строительство и поддержание в рабочем состоянии временных хранилищ, страхование рисков и т. д. Безопасное хранение ОЯТ в хранилищах возможно в течение ограниченного времени (50 лет), и необходимо с ним что-то делать после этого. Сами хранилища имеют срок безопасного использования (100 лет), после чего их необходимо выводить из эксплуатации практически так же, как ядерные реакторы. Что делать с накопленным в хранилищах ОЯТ, пока тоже не ясно. Возможно, перехоранивать в новые, более вместительные хранилища. Расходы на обращение с ОЯТ включают капитальные расходы на строительство и демонтаж хранилищ, а также текущие расходы на обработку, транспортировку ОЯТ, поддержание режимов хранения, расходы на оплату труда персонала, страхование и т. д. Значительная часть текущих операционных расходов – условно-постоянные, не зависящие от объемов поступающего и хранящегося ОЯТ.

Капитальные расходы на строительство хранилища, а также на последующий вывод его из эксплуатации и строительство нового должны в явном виде присутствовать в тарифе, который АЭС уплачивают за обращение со своим отработавшим топливом. Поскольку принципиального решения проблемы ОЯТ и РАО не существует, связанные с этим издержки потенциально могут быть любыми, сколь угодно высокими. Эта неопределенность - препятствие для коммерческого развития ядерной электроэнергетики.

Замечание. Британские энергетические компании не могут строить новые станции без фиксации потолка платежей за хранение отходов, и лоббируют закон, по которому их расходы на обращение с РАО ограничиваются уровнем ≈1 млрд фунтов для отходов каждой новой станции (4 млрд фунт/год уходит на хранение старых РАО и расходы по выводу АЭС из эксплуатации). Если Великобритания введёт эту систему, она станет в один ряд с США, Францией и Россией, где

атомная генерирующая компания не несёт никаких расходов по обращению с РАО, кроме разовой фиксированной платы, за которую станция навсегда избавляется от ответственности за произведенное ею ОЯТ и РАО. Издержки американских АЭС относительно невелики: за транспортировку и временное хранение ОЯТ 60÷290 $/кг, за остеклование и хранение в геологическом хранилище 140÷670$/кг. Сюда следует приплюсовать расходы на страхование послереакторной части ядерного цикла (100$/кг за хранение), и поэтому тариф ≈600 $/кг РАО.

Схема, при которой разовый платёж за хранение ОЯТ и РАО должен покрывать крайне неопределенные издержки хранения на сотни лет вперед, – есть схема страховая, где страховщиком выступает государство. Такая конструкция финансирования обращения с ОЯТ и РАО благоприятна для атомной отрасли, но с точки зрения организации финансирования имеет явные черты пирамиды, где текущая деятельность инфраструктуры послереакторного обращения с ОЯТ и РАО покрывается за счёт оплаты нового ОЯТ и РАО. Это значит, что в случае ликвидации ядерной энергетики обращение с наработанным ОЯТ и РАО ляжет на плечи общества в целом.

Огромные капитальные издержки существуют не только на стадии строительства, но и при выводе из эксплуатации. Трудно представить себе другой вид промышленных активов, стоимость которого в определенный момент эксплуатации становится отрицательной, т.к. владение им сопряжено с отрицательными денежными потоками. Эта ситуация означает, что для рентабельности инвестиционного проекта в ядерной энергетике важно, чтобы актив прибыльно эксплуатировался весь проектный срок в несколько десятков лет. Вероятность же более раннего закрытия станции, чем спроектировано, вызванного самыми разными рисками – политическими, экономическими или технологическими, довольно велика. Все это делает строительство АЭС менее привлекательным по сравнению с аналогичными проектами по строительству электрогенерирующих мощностей другого типа.

Размер расходов на вывод из эксплуатации является дискуссионным, поскольку существует совсем мало реализованных на практике подобных проектов. В литературе используются грубые экспертные оценки вроде «25% от стоимости строительства».

Замечание. Росатом оценивает стоимость снятия с эксплуатации 4 реакторов ВВЭР-1000 Балаковской АЭС в 942,1 млн долларов, что выглядит заниженной оценкой. Эксперты МАГАТЭ оценивают стоимость вывода из эксплуатации от 250 до 500 млн $.

Финансирование вывода АЭС из эксплуатации организовано по-разному в разных странах. Обычно для этих целей создаётся специальный фонд, в котором в период эксплуатации аккумулируются предназначенные для этих целей отчисления из выручки. Подобный фонд может управляться по-разному – оставаться в управлении компании, в ведении которой находятся подлежащие декомиссии станции, или передаваться не зависимым от компании управляющим. Организация специального фонда вызвана необходимостью обеспечить финансирование издержек, которые отстоят от прямо связанных с ними прибылями на срок до 150 лет. Генерирующая компания, которая, несомненно, ответственна за эти издержки, может оказаться не в состоянии оплатить их в нужное время, и стоимость этих дорогостоящих работ ляжет на общество в целом.

Как уже отмечалось, стоимость электроэнергии АЭС выше стоимости ГЭС и газовых ТЭС (себестоимость ядерного электричества составляет 3,74 цента/кВт/ч, т. е. ядерная электроэнергетика дороже существующих альтернатив и не окупает себя при существующих тарифах). Однако существует потенциал для уменьшения этой цены:

1. АЭС можно строить быстрее (пример – Китй). Стандартизация, накопление опыта и т. д. могут привести к сокращению сроков до 5 лет, против нынешних 8. Сокращение срока строительства имеет тот же эффект, что и снижение ставки дисконтирования, т.к. сокращает время до начала положительных денежных потоков.
2. Стоимость обращения с отходами и ОЯТ может быть снижена за счёт более глубокого выгорания топлива. На снижение расходов могут повлиять также организационные

решения вроде отказа от замкнутого топливного цикла или, напротив, резкого улучшения экономических характеристик замкнутого цикла и переход на него.
3. Средний КИУМ по «Росэнергоатому» составляет < 80%, но для лучших станций он близок к 90%. Повышение КИУМ с 84% до 90% реалистично. Повышение КИУМ до 0,9 улучшает все показатели на 7%.
4. Для новых станций проектный срок увеличивается с 30 до 60 лет. При этом увеличивается период, в течение которого происходит накопление декомиссионного фонда; накопленные резервы инвестируются в течение более долгого времени; декомиссионные расходы относятся к более отдаленным периодам времени и их дисконтированная стоимость уменьшается.

Таким образом, современная атомная энергетика, использующая тепловые реакторы 2-го и 3-го поколений, работающие на урановом топливе в открытом топливном цикле, экономически нежизнеспособна и не способна развиваться на коммерческой основе, даже с государственными гарантиями, элиминирующими часть рыночных рисков. Рост издержек в ядерной энергетике происходит на фоне постоянно дешевеющих альтернативных (неядерных) типов энергетики, как традиционных, так и новых.

Дальнейшее развитие ядерной энергетики будет связано с внедрением новых типов реакторов, новых видов топлива, способов переработки ОЯТ и методов полного уничтожения экологически опасных радионуклидов.

5. МОКС-топливо и реакторы 4-го поколения

Необходимость утилизации оружейного плутония России и США стимулировала работы по созданию нового топлива для АЭС с тепловыми реакторами и основного топлива для будущих быстрых реакторов. Это топливо, представляет собой смесь оксидов урана и оружейного плутония - МОКС-топливо. Исчерпание запасов урана активизировало развитие производств по замкнутому ЯТЦ, включающему переработку ОЯТ, выделение плутония и включение его в МОКС-топливо. Сейчас МОКС-топливо на реакторном плутонии выпускают заводы Франции, Великобритании и Бельгии. Это топливо довольно широко используется в тепловых реакторах Франции, Великобритании, Германии и Японии. В США по французской технологии строится завод по производству МОКС-топлива на базе оружейного плутония (стоимость завода на площадке в Саванна-Ривер ≈$7,7 млрд., пуск - в 2019). В России предполагается производство МОКС-топлива на строящемся в Железногорске на Горно-химическом комбинате заводе РТ-2 (стоимость производства таблеточного МОКС-топлива ≈7 млрд рублей; топливо должно быть загружено в реактор БН-800 Белоярской АЭС в 2014).

Замечание. Стоимость изготовления российского МОКС при запланированных масштабах производства и существующих ценах на уран выше, чем у ТВС, содержащих обогащенный уран. Но с учётом перспектив использования в реакторах наработанного плутония вместо ^{235}U, технология смешанного уран-плутониевого топлива является выгодной.

Внедрение плутония в энергетику снизило потребности в природном уране (вместо добычи урана, можно использовать обеднённый (отвальный) уран), и удерживает цены на него на сравнительно низком уровне. В будущем возможно уменьшение потребности в разделении изотопов урана.

Замечание. В 2013 цены на металлический плутоний (0.99960 Pu/г; 94% ^{239}Pu) 1 г - $10,99 $5,84, га оксид плутония PuO_2 (87.79% Pu; 87% ^{239}Pu) 1 г - $5,84.

Цены на переработку зависят от многих факторов, таких, как тип топлива, его количество в партии, доставленной заказчиком на переработку, обогащение ураном и глубина выгорания, время выдержки на АЭС, количество накопленного плутония и его изотопный состав, амортизационные отчисления, долгосрочное содержание отходов в хранилищах, методы концентрирования и окончательного удаления отходов и пр. При

определении цен на химическую переработку стоимость невыгоревшего регенерированного урана и плутония, а также образовавшихся трансурановых элементов условно принимают равной нулю.

Замечание. В условиях России если принять цены на уран и работу разделения: $30 \le C_u \le 60$ \$/кг; $60 \le C_{рр} \le 120$ \$/кг, то при стоимости химической переработки топлива $C_{хим} > 733$ \$/кг использование МОКС в ВВЭР-1000 экономически нецелесообразно; при $C_{хим} < 584$ \$/кг использование МОКС выгодно; целесообразность использования МОКС при $584 \le C_{хим} \le 733$ \$/кг зависит от сочетания цен на уран и работу разделения. Поскольку в 2010 $C_{хим}$ составляла 520 \$/кг, то замыкание топливного цикла реакторов типа ВВЭР-1000 с использованием МОКС экономически целесообразно.

Французское исследование сравнительной стоимости открытого и замкнутого ядерного цикла показало, что усредненная за срок эксплуатации реактора стоимость замкнутого ЯТЦ =0,623 цент/кВт·ч, а для открытого - 0,546 цент/кВт·ч. Различие в 12% с учетом степени неопределенности исходных данных трактуется как несущественное. Аналогичное исследование в Германии, где реализуется вариант замкнутого ЯТЦ на основе реакторов LWR, а ОЯТ немецких АЭС перерабатывается на мощностях COGEMA (Франция) и BNFL (Великобритания) в соотношении 50% на 50%, причём выделенный плутоний в виде МОКС загружается в немецкие реакторы типа PWR и BWR, не дало предпочтения ни одному из вариантов.

Замечание. В 1995 был проведен анализ экономических проблем использования оружейного плутония по "однопроходному варианту". При этом рассматривали три способа утилизации плутония: в канальных реакторах (*CANDU*), в водоводяных корпусных реакторах (ВВЭР) и в быстрых реакторах (БН). Основное внимание было уделено экономике использования оружейного плутония, хотя результаты можно распространить и на плутоний энергетический. Цена МОКС определялась, исходя из стоимости Pu 5 \$/г и нулевой стоимости отвального U. Для плутониевого варианта ЯТЦ учитывали стоимость транспортировки "свежих" ТВС от завода-изготовителя до АЭС. Величина затрат на транспортировку плутониевых ТВС в несколько раз меньше стоимости перевозки ОЯТ. Результаты расчётов топливных затрат всех реакторов на типичном для них и альтернативном топливе показали, что при переходе от канальных реакторов с низким обогащением и выгоранием топлива к ВВЭР со средними топливными характеристиками, а затем к быстрым реакторам (БН) с повышенным обогащением и выгоранием, экономическая эффективность использования МОКС возрастает по сравнению с урановым топливом. Для ВВЭР-1000 нет экономических преимуществ плутониевого варианта топливного цикла по сравнению с урановым, даже при низких ценах на оружейный плутоний (ниже 5 \$/г). Это обусловлено малыми ценами на услуги по обогащению урана, которые предполагает центрифужная технология. Цена Pu 5 \$/г оказалась предельно допустимой для плутониевого варианта ВВЭР-1000, при увеличении этой цены реактор не может конкурировать по топливным затратам с урановым вариантом топливного цикла. Снижение затрат на услуги по обогащению до 20 \$/кг ЕРР приводит к стремлению к нулю предельно допустимой цены Pu Напротив, рост затрат на обогащение до 130 \$/кг ЕРР поднимет предельно допустимую для ВВЭР-1000 цену на Pu до 15 \$/г. Даже при низкой (нулевой) цене оружейного плутония переход *CANDU* с уранового на плутониевое топливо не выгоден, поскольку приводит к росту топливных затрат в 1,5 раза. Плутониевый вариант *CANDU* незначительно выигрывает у плутониевого варианта ВВЭР-1000. Для БН-800 использование плутониевого топлива вместо уранового даёт сильный экономический эффект: При нулевой цене плутония БН-800 выигрывает у *CANDU* или ВВЭР-1000 по топливным затратам почти в 3 раза! Реактор *CANDU*, напротив, при росте цены плутония начинает лидировать, обходя конкурирующие реакторы ВВЭР-1000 и БН-800 при цене Pu 5 и 10 \$/г соответственно. При назначении нулевой цены на оружейный плутоний, АЭС с реактором БН-800 на 15% дороже по капитальным затратам, чем АЭС с ВВЭР-1000.

Атомная станция с быстрым реактором будет конкурентоспособна по сравнению с АЭС, оснащенной тепловым реактором, если её капзатраты не превысят капитальные вложения в энергоблок с ВВЭР-1000 всего на 12%. При нулевой цене плутония или при снижении цены услуг по обогащению до 20 \$/кг ЕРР топливные затраты ВВЭР-1000 снижаются с 0,53 цент/кВт.ч для базовых вариантов до 0,42 и 0,44 цент/кВт.ч соответственно для плутониевого и уранового вариантов ЯТЦ. Доли капитальных,

топливных и эксплуатационных затрат АЭС изменятся так: 72, 18 и 10% соответственно. В этом случае АЭС с БН-800 сохранит конкурентоспособность при капзатратах, превышающих капвложения в энергоблок с ВВЭР-1000 не более, чем на 15%. Напротив, при повышении цен на плутоний до 15 $/г или на обогатительные услуги до 130 $/кг ЕРР быстрому реактору разрешается быть дороже теплового всего на 6%, иначе он потеряет конкурентоспособность. Цена плутония 25 $/г оказывается предельно допустимой для БН-800, при дальнейшем росте этой цены удельные капитальные затраты АЭС с быстрым натриевым реактором должны быть ниже капвложений в энергоблок с ВВЭР-1000.

В настоящее время разработаны 6 типов реакторов 4-го поколения (3 быстрых, 3 тепловых и 1 на нейтронах промежуточных энергий). Некоторые из них являются высокотемпературными, что позволяет нарабатывать водород. Закрытый топливный цикл для них предполагает, что переработка ОЯТ не будет сопровождаться выделением в чистом виде плутония и нептуния: делящиеся элементы в неразделённом виде (включая минорные актиниды) будут сжигаться в быстрых реакторах. Если в современном закрытом ЯТЦ ОЯТ сначала хранится при АЭС, а затем отправляется на большие расстояния на радиохимический завод, после чего произведённое из него новое топливо развозится на АЭС, то в согласно новой концепции создается площадка на которой находится тепловой реактор, ОЯТ которого поступает на радиохимический завод, расположенный вплотную к АЭС, а из него в виде нового плутонийсодержащего топлива - на быстрый реактор, находящийся на той же площадке. Никакой выдержки ОЯТ не предусмотрено - горячее топливо сразу поступает на завод, где происходит его переработка пирохимическими методами (отказ от водных методов резко уменьшает количество РАО). Переработка ОЯТ тепловых реакторов сильно упрощается, поскольку направлена только на отделение элементов - нейтронных ядов. Эта схема исключает стадии перевозок старого и нового топлив. Переработка ОЯТ быстрого реактора включает стадию трансмутации наиболее экологически опасных радионуклидов. В результате РАО можно захоранивать в дешёвых траншейных могильниках.

Реакторы 4-го поколения и пристанционные радиохимические заводы ещё не построены, и говорить об их экономической эффективности рано.