# Оценка конкурентоспособности проектов АЭС на мировом рынке

Длительная стагнация ядерной энергетики, вызванная авариями на АЭС Три-Майл-Айленд (США, 1979 г.) и Чернобыльской (СССР, 1986 г.), завершилась в 2000 г., когда президент России на Саммите тысячелетия в ООН призвал объединить усилия стран в деле создания инновационных ядерно-энергетических технологий, чтобы обеспечить энергетическую безопасность, снизить риски ядерного распространения и решить проблему радиоактивных отходов.

В «Белой книге ядерной энергетики», опубликованной в России в 2001 г. [1], изложены принципы трансформации современной ядерной энергетики в крупномасштабную конкурентоспособную энерготехнологию. Содержащиеся в ней идеи легли в основу крупного международного проекта по инновационным ядерным реакторам и их топливным циклам INPRO (International Project on Innovation Nuclear Reactors and Fuel Cycles), развиваемого с марта 2001 г. под эгидой МАГАТЭ [2].

По инициативе США в январе 2000 г. стартовала программа Generation-IV («Поколение-4»), нацеленная на разработку нового поколения ядерно-энергетических систем — реакторов 4-го поколения и топливных циклов (от добычи урана до захоронения отходов), коммерциализация которых может начаться не позднее 2030 г. [2]. Эта программа вскоре была развита в полномасштабный международный проект GIF-IV (Generation-IV International Forum). Рядом стран было объявлено о широкомасштабном развитии ядерной энергетики. Появилось словосочетание «ядерный ренессанс».

В настоящее время в 30 странах эксплуатируются 440 ядерных реакторов общей электрической мощностью 376 ГВт. Только в США работают 104 реактора. АЭС вырабатывают почти 16% мировой электроэнергии (в 10 странах — от 40 до 80%). В ближайшие 15 лет могут вступить в строй до 150 ядерных блоков, из них от 40 до 80 — в Азии, причем 15 реакторов уже строятся. При этом доля ядерной энергетики в мировом энергобалансе может повыситься до 30%. По оценкам экспертов, объем рынка ядерной энергетики к 2025 г. может достичь 100–300 млрд долл. В связи с этим возникает конкуренция между странами — производителями ядерных реакторов. Перед компаниями, занимающимися сооружением АЭС, стоит задача — обеспечить полное соответствие современных АЭС международным требованиям к безопасности ядерных реакторов. Сегодня требования таковы: вероятность аварий с разрушением активной зоны на новых станциях не должна быть более 1 раза в 100 тыс. лет на 1 реактор (вероятность $10^{-5}$ 1/реактор·год), а вероятность крупных аварий с выбросами радиоактивности за пределы АЭС не должна превышать 1 раза в 1 млн лет на реактор ($10^{-6}$ 1/реактор·год).

На рынке ядерной энергетики в настоящее время фигурирует около 10 современных проек-

**Артемова Наталья Андреевна** — ведущий специалист отдела конъюнктуры коммерческого управления ЗАО «Атомстройэкспорт», аспирант НИЯУ МИФИ.
**Харитонов Владимир Витальевич** — директор Экономико-аналитического института Национального исследовательского ядерного университета «МИФИ», д-р физ.-мат. наук, профессор.

тов реакторов новейших поколений «3» и «3+» [1, 2]. Возникает необходимость оценки конкурентоспособности проектов реакторов для их строительства в разных странах. Поиску аналитического решения данной задачи и посвящена настоящая статья. Далее рассматриваются существующие подходы к оценке конкурентоспособности энерготехнологий.

## Рекомендации UNIDO по оценке эффективности инвестиционных проектов

Согласно международной методологии UNIDO, для сравнения различных проектов, предназначенных для получения дохода (продукта), чаще всего используются три критерия [3, 4]: чистый дисконтированный доход (*ЧДД*, или в оригинале *Net Present Value, NPV*); внутренняя норма доходности (*ВНД*, или *Internal Rate of Return, IRR*); дисконтированный период окупаемости (*Discounted Payback Period, DPB*).

*Чистый дисконтированный доход* (накопленный дисконтированный эффект, прибыль) — приведенная стоимость будущих денежных потоков инвестиционного проекта (нарастающим итогом) за вычетом инвестиций, рассчитанная путем суммирования ежегодных доходов и расходов с учетом дисконтирования:

$$NPV = \sum_{t=T}^{T_L} \frac{R_t - C_t}{(1+d)^{t-T_B}}, \qquad (1)$$

где $R_t$ — поток предполагаемых доходов (руб., или долл., или др.) в году $t$;
$C_t$ — поток издержек инвестирования (предполагаемых затрат, руб. или долл.) за год $t$;
$d$ — ставка дисконтирования (дисконтирование — определение текущей стоимости будущих денег); обычно в расчетах применяют $d = 0 - 10\%$;
$T_B$ — дата дисконтирования (дата проведения расчетов, год); обычно это начало проекта, $t = 1$;
$T_L$ — окончание экономического срока службы (горизонт планирования), год.

Вклад в *NPV* отдаленных от настоящего момента расходов и доходов вследствие дисконтирования относительно меньше. Величина ставки дисконтирования относится к числу дискутируемых параметров. В работах [4, 5] развивается идея о взаимосвязи ставки дисконтирования с моральным износом оборудования и, следовательно, с темпами научно-технического прогресса, обеспечивающего компенсацию морального износа.

**В 2000 г. рядом стран было объявлено о широкомасштабном развитии ядерной энергетики. Появилось словосочетание «ядерный ренессанс».**

Схематично результирующий денежный поток как функция времени для некоторого проекта показан на *рис. 1*. При прочих равных условиях предпочтительными являются инвестиции с наибольшим чистым дисконтированным доходом. При положительном значении *NPV* считается, что данное вложение капитала является эффективным.

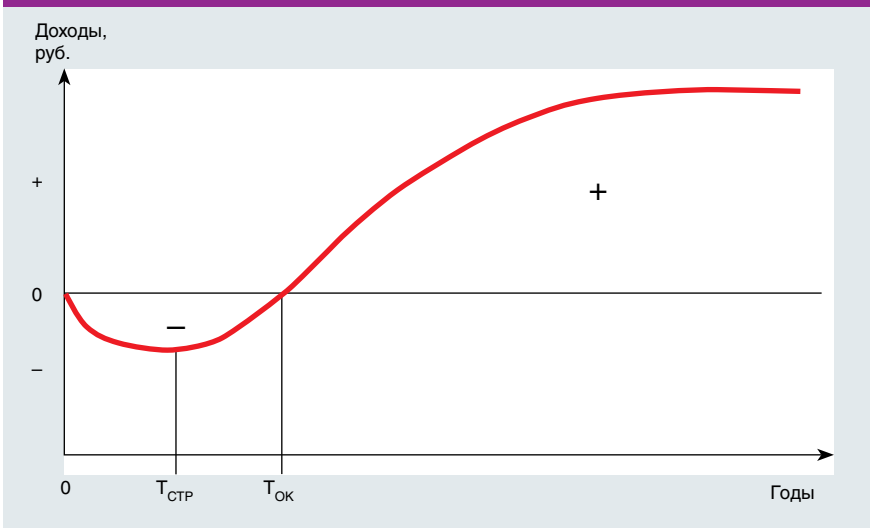
*Внутренняя норма доходности (IRR)* — это такая ставка дисконтирования, при которой суммарный чистый дисконтированный доход от осуществляемых инвестиций равен суммарной приведенной стоимости этих инвестиций. Другими словами, при $d = IRR$ величина $NPV = 0$. Внутренняя норма доходности определяет максимальную стоимость привлекаемого капитала, при которой инвестиционный проект остается выгодным. Значение *IRR* можно определить из следующего уравнения:

$$\sum_{t=T_B}^{T_L} \frac{R_t - C_t}{(1+IRR)^{t-T_B}} = 0. \qquad (2)$$

При дисконте $d > IRR$ эффект проекта отрицателен ($NPV < 0$), при меньших ставках дисконтирования эффект положителен. Иначе говоря, инвестиционные проекты, у которых $IRR > d$, имеют положительный чистый дисконтированный доход. При расчете показателя *IRR* предполагается полная капитализация всех получаемых доходов. Это означает, что все генерируемые денежные средства

**Рисунок 1**

**Динамика чистого дисконтированного дохода**



(например, при работе АЭС) направляются на покрытие текущих платежей либо реинвестируются с доходностью, равной *IRR*. Считается, что чем больше положительная разница *IRR — d*, тем устойчивее данный проект.

*Дисконтированный период окупаемости (Discounted Payback, Period DPB)* — время, требуемое для покрытия инвестиций за счет чистого денежного потока, генерируемого инвестициями. Этот критерий определяется последовательным расчетом *NPV* для каждого периода проекта. Точка, в которой *NPV* станет положительным, будет являться точкой окупаемости. Период окупаемости капиталовложений *T* определяется уравнением:

$$\sum_{t=T_B}^{T}(R_t - C_t) = 0, \qquad (3)$$

где $T_B$ — дата, с которой следуют затраты. В соответствии с этим критерием наилучшими являются инвестиции, которые имеют короткий период возврата.

По мнению авторов работы [6], критерии UNIDO являются критериями коммерческой эффективности, т.е. отражают интерес инвестора, направленный на достижение максимальной прибыли в наиболее короткие сроки. В качестве наиболее естественной альтернативы техническому проекту частный инвестор обычно рассматривает вложения своих средств в банк под определенный процент. Именно из этих соображений он обычно устанавливает норму дисконтирования.

## Методика МАГАТЭ оценки приведенной стоимости электроэнергии АЭС

Данный метод рекомендован МАГАТЭ для выбора поставщика при анализе различных предложений по строительству АЭС и изложен в Техническом докладе МАГАТЭ [7]. Приведенная стоимость электроэнергии (*Levelized Discounted Electricity Generation Costs, LDEGC*) $C_{lev}$ — это тариф (евро/кВт·ч), который следует взыскивать за каждую единицу электроэнергии, чтобы полностью возместить расходы, возникающие на всем жизненном цикле АЭС, с учетом временной стоимости денег. По существу эта методика конкретизирует методологию UNIDO применительно к электроэнергетической установке, но ориентируется на интересы потребителя электроэнергии. Приведенная стоимость электроэнергии $C_{lev}$ рассчитывается из следующих условий: сумма дисконтированных доходов от продажи электроэнергии равна сумме дисконтированных расходов на строительство и эксплуатацию АЭС. Иначе говоря:

$$\sum_{t=T_0}^{T_E}\frac{C_{lev}E_t}{(1+d)^{t-T_B}} = \sum_{t=T_B}^{T_E}\frac{C_t}{(1+d)^{t-T_B}}, \qquad (4)$$

где $C_t$ — затраты в текущем году *t* (евро);
$E_t$ — электроэнергия, произведенная за год *t* (кВт·ч);
*d* — ставка дисконтирования;
$T_B$ — дата, на которую проводится дисконтирование;
$T_0$ — дата начала коммерческой выработки электроэнергии;
$T_E$ — дата окончания вывода из эксплуатации.

Электроэнергию, произведенную за год *t*, обычно выражают через установленную электрическую мощность реактора $W_E$ и коэффициент использования установленной мощности $КИУМ_t$: $E_t = 8760W_E \cdot КИУМ_t$. Здесь 8760 — полное число часов в году.

Приведенную стоимость электроэнергии принято определять в виде трех слагаемых, соответствующих трем основным компонентам затрат $C_t$:
- общие инвестиции и связанные с ними расходы (*Investment*);
- затраты на ядерный топливный цикл (*Fuel*);
- эксплуатационные затраты и затраты на техническое обслуживание (*O&M*).

С другой стороны, около трети стоимости современных АЭС составляет сооружение различных

систем безопасности. В период эксплуатации АЭС необходимо учесть в *O&M* ряд затрат, которые не учитываются в других видах производства электроэнергии:

- затраты по выводу АЭС из эксплуатации;
- затраты по хранению отработавшего ядерного топлива и обращению с ним.

В общем виде приведенную стоимость электроэнергии $C_{lev}$ можно выразить суммой трех слагаемых:

$$C_{lev} = \frac{PW(Investment) + PW(O\&M)}{PW(Energy)} + \frac{PW(Fuel)}{PW(Energy)}, \quad (5)$$

где *PW* — приведенные значения величин, указанных в скобках;

$PW(Energy) = \sum_{t=T_0}^{T_E} \frac{E_t}{(1+d)^{t-T_B}}$ — электроэнергия, вырабатываемая за весь период эксплуатации (все величины с учетом дисконта). Предпочтителен тот проект, для которого значение $C_{lev}$ минимально.

Критерий МАГАТЭ, определяемый как тариф безубыточности, в отличие от критериев UNIDO оценивает общественную эффективность проекта, т.к. ориентирован на потребителя, заинтересованного в снижении тарифа на электроэнергию.

## Конкурентоспособность энерготехнологий в условиях экономической динамики

Рассмотренные выше методики можно назвать статическими, поскольку они позволяют оценить (сравнить) различные проекты в данный момент времени без учета необходимых темпов развития энергетики и естественного выбытия мощностей. Так, если задан темп роста производства электроэнергии в стране (с учетом роста потребности в ней), приоритетными могут стать энерготехнологии, требующие в условиях ограниченных ресурсов минимума капитальных затрат и сроков окупаемости [4, 5].

Еще один важный экономический эффект, не учитываемый вышеприведенными методами, связан с «эффектом замещения топлива». Сравниваемые проекты энергетических технологий часто бывают альтернативными, т.е. выбор одного из них исключает реализацию другого. Пусть, например, из двух проектов электрогенерации — АЭС и ТЭС на газе — выбран проект АЭС. В этом случае ядерное топливо замещает газ и у собственника (государства) высвобождается масса газа, который может быть продан по другой цене, например, на экспорт. В этих условиях прибыль собственника складывается из чистого дисконтированного дохода проекта АЭС и дохода от продажи газа, обладающего ценностью невозобновляемого минерального сырья [6].

**В ближайшие 15 лет доля ядерной энергетики в мировом энергобалансе может повыситься до 30 процентов.**

В контексте принятия решений важную роль играет фактор неопределенности исходной информации и переменных экономической задачи, что неизбежно приводит как к экономическим рискам, так и к рискам принятия ошибочных решений при выборе альтернативных проектов и программ. Вышеприведенные методики не предоставляют способов оценки рисков. В НИЯУ МИФИ разрабатываются методики расчета вышеприведенных критериев методом Монте-Карло с учетом статистического разброса исходной информации.

*Методика ЦНИИАТОМИНФОРМ.* В работе [6] обстоятельно изложена новая методика оценки экономической эффективности энерготехнологий и сопутствующих прогнозированию развития энергетики экономических рисков. Авторы претендуют на разработку системной модели развития ядерной энергетики Energy-Invest, включающей три блока программ. Программа Interval-Invest предназначена для оценки экономических рисков и эффективности проектов при неточности технико-экономических прогнозов и неопределенности исходных данных. В программе используются экономические критерии, приведенные выше (1–5), с учетом неопределенностей исходных данных по интервально-вероятностному подходу. Программа Comparison-Invest позволяет сравнивать разные проекты на всем их жизненном цикле при разных финансовых схемах вложений и затрат. Программа Program-Invest предназначена для проведения многовариантных расчетов по обоснованию инвестиционной программы развития ядерной энергетики с учетом замещения углеводородного топлива. Там же (гл. 10) приведены результаты вариантных расчетов и программ конкурентного развития ядерной энергетики в сравнении с тепловой энергетикой.

Авторы [6] считают наиболее привлекательной концепцию устойчивого развития, ориентированную на интересы нынешнего и будущих поколений, что отражено в методологиях проекта МАГАТЭ INPRO и программы GIF-IV [2]. В настоящее время эта концепция находится на начальной стадии трансформации из исследовательской в практическую.

## Расчеты показателей экономической эффективности проектов АЭС

Для сравнения экономических параметров реакторов разного типа

была написана программа в среде Microsoft Excel, позволяющая производить оценку конкурентоспособности АЭС как на основе методик UNIDO, так и на основе приведенной стоимости электроэнергии (МАГАТЭ). Выбор и оценка исходных данных является одной из наиболее важных задач данного расчета.

**Вероятность аварий с разрушением активной зоны на новых АЭС не должна быть более 1 раза в 100 тыс. лет на реактор.**

Оценка конкурентоспособности проектов строительства АЭС была рассмотрена на примере Вьетнама — одного из государств Азии, планирующих развитие ядерной энергетики. После принятия во Вьетнаме закона о ядерной энергии, вступившего в силу 1 января 2009 г., ряд стран подписали с Вьетнамом договор о ядерном взаимодействии. Среди компаний, заявивших о своем желании участвовать в тендере на строительство АЭС, высокотехнологичные транснациональные компании AREVA (Франция), Westinghouse-Toshiba (США–Япония), General Electric (США), KEPCO (Южная Корея), «Атомстройэкспорт» (Россия). Разрабатываемые этими компаниями реакторы имеют технико-экономические характеристики, приведенные в *табл. 1*.

Реактор AP-1000 (Westinghouse *A*dvanced *P*assive) электрической мощностью 1000–1150 МВт относится к классу реакторов новейшего поколения «3+» с водой под давлением, как и отечественные «водо-водяные реакторы» ВВЭР-1200. Для снижения капитальных затрат реактор AP-1000 сделан двухпетлевым (два парогенератора на реактор), тогда как отечественные реакторы — четырехпетлевые (4 парогенератора на реактор). Трехпетлевой реактор CPR-1000 (*C*hinese *P*ressurized *R*eactor), разработанный в Китае на основе модернизации ранее построенного в КНР французского реактора с водой под давлением, относят к поколению «2+».

Южная Корея предлагает проект мощного реактора APR-1400 (*A*dvanced *P*ressurised *R*eactor), ставший эволюционным развитием их реактора OPR-1000 и модели CE System 80+, которую фирма Westinghouse не выпустила в продажу. Разработчики APR-1400 утверждают, что реактор отвечает современным требованиям безопасности, в частности может выдержать землетрясение силой 7 баллов по шкале Рихтера. Тем не менее некоторые западные компании относят этот реактор к поколению «2+», поскольку у корейского реактора APR-1400 отсутствует двойная защитная оболочка и нет ловушки расплава (на случай аварийного расплавления активной зоны). Именно такие реакторы будут экспортироваться в Объединенные Арабские Эмираты, где APR-1400 выиграл тендер в соревновании с европейским реактором EPR, который представляла компания AREVA.

Наконец, кипящий реактор SWR-1000, он же KERENA, электрической мощностью до 1200 МВт, разработанный партнерами из Франции, Германии, Швейцарии, Нидерландов, Финляндии и относящийся к поколению «3+». Декларируется, что блоки с KERENA, благодаря их простоте, можно будет строить за два года.

Российские проекты отличаются наличием ранее нигде не встречавшихся инновационных технологий: это вышеупомянутая ловушка расплава активной зоны реактора на случай запроектной аварии; полностью цифровая система контроля и управления, включая системы безопасности АЭС; двойная защитная оболочка над зданием реактора; главные циркуляционные насосы на водяной смазке; не имеющий аналогов комплекс диагностики состояния основного оборудования и металла АЭС, способность энергоблока АЭС работать в режиме суточного регулирования нагрузки и многое другое [13].

Как следует из *табл. 1* и *рис. 2*, капитальные затраты на строительство одного реактора в Азиатском регионе варьируют примерно от 1,5 до 2,9 млрд евро, а сроки строительства — от 5 до 6 лет. Рекордные сроки строительства реализованы в Японии — 3 года.

Объясняясь в середине января 2010 г. перед французскими парламентариями в связи с поражением на тендере в ОАЭ, руководитель французской группы AREVA Анн Ловержон отметила, что реакторный рынок в будущем разделится на две части: первая — высокотехнологичные и с высокой безопасностью реакторы для развитых стран, вторая — менее безопасные реакторы для развивающихся государств. Наиболее строгие требования по безопасности реакторов приняты в США и Европе. В Европе построить корейский реактор, по ее мнению, будет невозможно. Если во Франции свой проигрыш на тендере предпочитают объяснять «повышенной безопасностью» реактора EPR, сделавшей его слишком дорогим для третьего мира, то за океаном и в ОАЭ этот факт объясняют тем, что залогом успеха корейцев стала их способность строить надежные реакторные блоки строго в срок [14].

**Таблица 1**

**Данные по проектам АЭС в пересчете на 1 блок [8–12]**

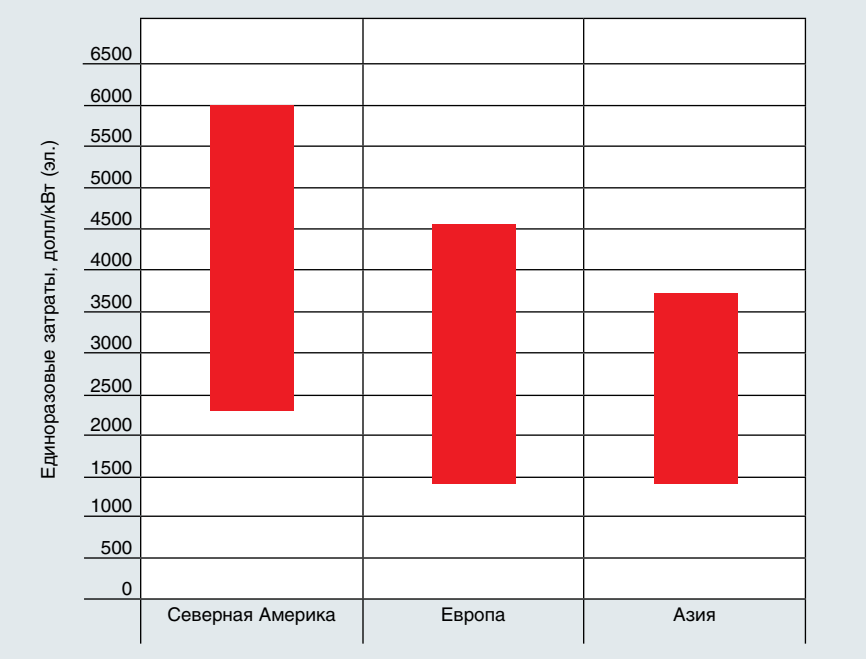
| Параметр / Тип реактора | Реакторы с водой под давлением | | | | | Кипящий реактор |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | CPR-1000 | AP-1000 | OPR-1000 | ВВЭР-1000 | ВВЭР-1200 | SWR-1000 |
| Электрическая мощность (нетто), МВт | 1000 | 1100 | 950 | 1000 | 1120 | 1250 |
| Капитальные затраты, млн евро/кВт | 1487 | 2897 | 2238 | 2425 | 2165 | 1610 |
| Сроки строительства, мес. | 72 | 59 | 60 | 72 | 70 | 69 |
| Распределение кап. затрат по годам строительства, % | 10/15/20/ 25/20/10 | 10/15/20/ 35/20 | 10/15/20/ 35/20 | 10/15/20/ 25/20/10 | 10/15/20/ 25/20/10 | 10/15/20/ 25/20/10 |
| Коммерческий срок эксплуатации, лет | 40 | 40 | 30 | 40 | 40 | 40 |
| Затраты на эксплуатацию и обслуживание, млн евро/год | 51 | 71 | 68 | 64 | 67 | 82 |
| Потребность в уране: | | | | | | |
| первая загрузка, т | 128 | 93,6 | 75,8 | 70,9 | 83 | 137 |
| ежегодная, т | 20,8 | 26,8 | 22,5 | 20,7 | 19,7 | 24,7 |
| Обогащение топлива: | | | | | | |
| первая загрузка, % | 4,45 | 4,8 | 4,58 | 3,93 | 4,79 | 3,54 |
| стационарная перегрузка, % | 2,4 | 3,4 | 2,77 | 3,2 | 2,8 | 2,47 |
| КИУМ, % | 78 | 88 | 83 | 86 | 87 | 85 |
| Затраты на декомиссию (снятие с эксплуатации), млн евро | 360 | 396 | 342 | 360 | 403 | 588 |

Расчет затрат на топливо производился исходя из ежегодной потребности в обогащенном уране с учетом цен на закупку природного урана ($U_3O_8$), его конверсии, обогащения, фабрикации ТВЭЛов и тепловыделяющих сборок (ТВС), а также транспортировки, переработки и захоронения ОЯТ (*табл. 2*). Промежуточное хранение топлива на станции (до и после загрузки в активную зону) учитывается в расходах на эксплуатацию и обслуживание.

Ключевыми факторами для начала реализации проекта сооружения АЭС являются поиск инвестора и разработка стратегии финансирования. В данной работе рассматриваются типичные варианты с государственным кредитованием поставщиком части капитальных затрат или на условиях частно-государственного партнерства в государстве-заказчике (*табл. 3*). Государство-заказчик со своей стороны обеспечивает предоставление займов под проект и привлечение акционерного капитала, отводит землю под строительство, гарантирует в той или иной форме сбыт электроэнергии. Ставка дисконтирования в расчетах принята равной 10%.

**Рисунок 2**

**Минимальные и максимальные оценки капитальных затрат для новых ядерных реакторов по регионам на 2007–2008 гг., по данным МАГАТЭ**




В качестве максимального тарифа на электроэнергию была выбрана величина 56 евро/МВт·ч (5,6 евроцента на 1 кВт·ч), установленная как средняя оптовая цена на электроэнергию во Вьетнаме. Как следует из *рис. 3*, приведенная нами рассчитанная стоимость электроэнергии во всех рассмотренных вариантах не превышает 56 евро/МВт·ч и на-

ходится в диапазоне 36–51 евро/МВт·ч. Основными конкурентами российских проектов являются проекты SWR-1000 и CPR-1000. Типичная структура трех составляющих стоимости электроэнергии, приведенная на *рис. 4*, показывает, что около 63% дает капитальная составляющая, 17% — топливная и 20% — эксплуатационная.

Из сравнения структуры приведенной стоимости разных проектов можно сделать выводы о преимуществах той или иной реакторной технологии (*рис. 5*). Так, основным конкурентным преимуществом проекта SWR-1000 является небольшая топливная составляющая и невысокие капитальные затраты (в расчете на единицу генерируемой мощности), что обусловлено сравнительно большой мощностью блока, а недостатком — высокие затраты на эксплуатацию и обслуживание. Низкая конкурентоспособность американского проекта AP-1000 обусловлена возросшими в последнее время капитальными затратами на его строительство, а также большой топливной составляющей, связанной с высоким обогащением используемого топлива.

Наиболее эффективная технология использования топлива среди рассмотренных проектов применяется в российских реакторах. Так, в проекте ВВЭР-1200 топливная составляющая более чем в 1,3 раза ниже, чем у американского проекта AP-1000.

Результаты расчетов чистого дисконтированного дохода (*NPV*, *рис. 6*) и дисконтированного периода окупаемости (*DPB*, *рис. 7*) для проектов из *табл. 1* показывают:

1. Поскольку доход АЭС напрямую зависит от ее энерговыработки, что при прочих равных условиях дает преимущество мощным проектам, проект CPR-1000 (более выгодный с точки зрения стоимости электроэнергии) проигрывает по NPV более мощному ВВЭР-1200 в двух вариантах финансирования. По той же причине при частном финансировании (вариант 1) проекты AP-1000 и ВВЭР-1000 имеют отрицательный *NPV* и становятся экономически нецелесообразными несмотря на непревышение заданного тарифа на электроэнергию. В остальных рассмотренных вариантах все проекты строительства АЭС при тарифе на электроэнергию 56 евро/МВт·ч являются экономически выгодными.

2. Основным конкурентом российских проектов по срокам окупаемости является кипящий реактор SWR-1000, значение *DPB* которого во всех вариантах расчетов меньше, чем у российских проектов. Лидерство SWR-1000 по этому критерию обусловлено низкими капитальными затратами и меньшим сроком строительства. Проект AP-1000 во всех вариантах расчетов является наи-

**Таблица 2**

**Цены на производство топлива и обращение с ОЯТ**

| Показатель | Цена, евро/кг | Временной лаг, лет | Потери, % |
|---|---|---|---|
| Природный уран | 92 | 1 | 0 |
| Конверсия | 7,9 | 0,92 | 0,5 |
| Обогащение | 126* | 0,75 | 0,1 |
| Фабрикация | 260 | 0,5 | 1 |
| Утилизация | 990 | 5** | – |

** Цена в евро/EPP (евро на единицу работы разделения).*
*** После выгрузки из АЗ.*

**Таблица 3**

**Варианты финансирования проекта строительства АЭС**

| Показатель | Вариант 1 | Вариант 2 | Вариант 3 |
|---|---|---|---|
| Государственный кредит поставщика, % | 0 | 50 | 70 |
| Номинальная ставка кредитования, % | | 7 | |
| Срок погашения кредита, лет | | 15 | |
| Тип погашения кредита | | Равными платежами | |
| Льготный период, лет | | 0,5 | |
| Период начисления процентов, мес. | | 6 | |
| Период выплат по основной сумме, мес. | | 6 | |
| Капитализация процентов в период строительства, % | | 50 | |
| Период выплат по процентам в ходе строительства, мес. | | 6 | |
| Акционерный капитал, % | 50 | 25 | 15 |
| Выплата процентов на капитал, % | | 12 | |
| Начало выплат | | Начало эксплуатации | |
| Заемные средства, % | 50 | 25 + %* | 15 + %* |
| Номинальная ставка кредитования, % | | 8 | |
| Срок погашения кредита, лет | | 10 | |
| Тип погашения кредита | | Равными платежами | |
| Льготный период, лет | | 0,5 | |
| Период начисления процентов, мес. | | 6 | |
| Период выплат по основной сумме, мес. | | 6 | |
| Капитализация процентов в период строительства, % | | 100 | |

** Выплата процентов на обслуживание государственного кредита.*

**Рисунок 3**

**Приведенная стоимость электроэнергии при проектном сроке коммерческой эксплуатации реакторов разного типа по трем схемам финансирования, представленным в табл. 3**

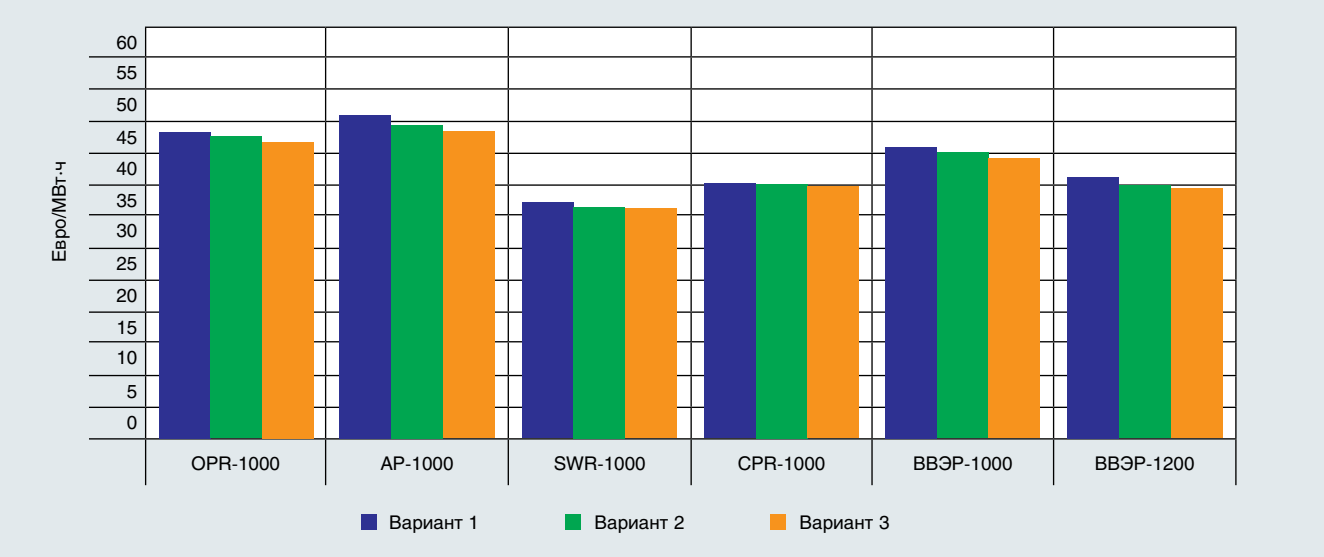
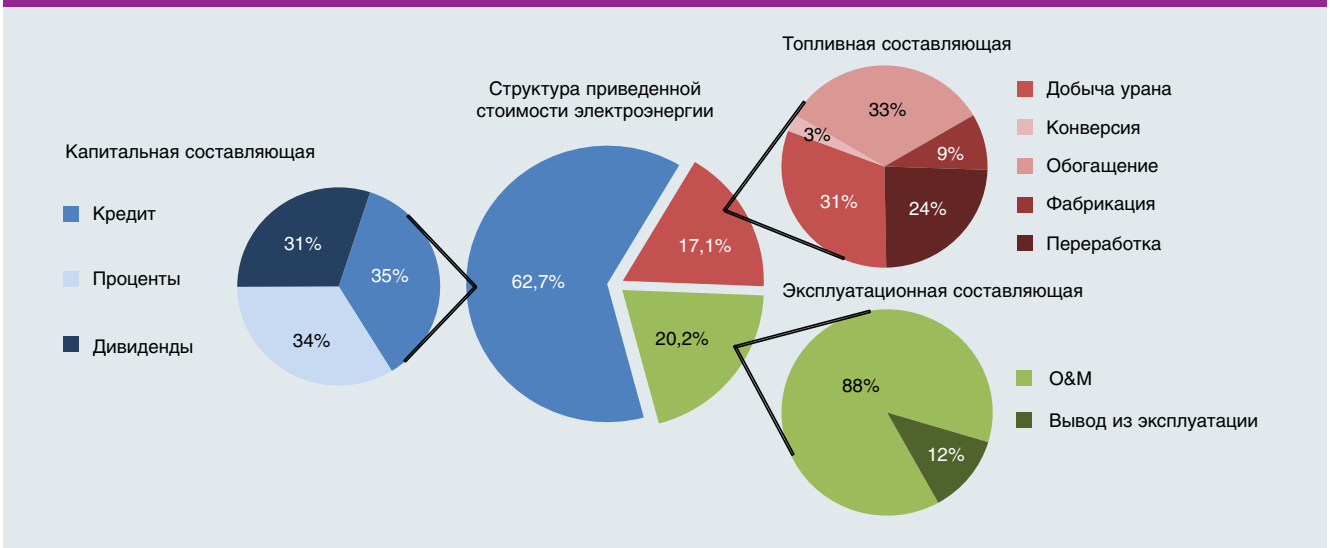



**Рисунок 4**

**Структура приведенной стоимости электроэнергии, вырабатываемой на АЭС с реактором АР-1000 при финансировании строительства по варианту 2**




менее эффективным из-за высоких удельных капитальных затрат.

Полученные нами оценки стоимости электроэнергии близки к данным Агентства по ядерной энергии (Nuclear Energy Agency, NEA) (*рис. 8*), которое проводило сравнение разных энерготехнологий (угольной, газовой, ядерной).

Итак, сформулируем выводы.

1. В работе рассмотрены существующие подходы и критерии конкурентоспособности реакторов различного дизайна для строительства АЭС. Критерии UNIDO являются критериями коммерческой эффективности, т.е. отражают интерес инвестора, направленный на достижение максимальной прибыли в наиболее короткие сроки. Критерий МАГАТЭ, определяемый как тариф безубыточности производства электроэнергии, в отличие от критериев UNIDO оценивает общественную эффективность проекта, т.к. ориентирован на потребителя, заинтересованного в снижении тарифа на электроэнергию.

2. Рассмотренные выше методики можно назвать статическими,

поскольку они позволяют оценить (сравнить) различные проекты в данный момент времени без учета необходимых темпов развития энергетики, естественного выбытия мощностей и энергетических ресурсов. Еще один важный экономический эффект, не учитываемый вышеприведенными методами, связан с эффектом замещения топлива. Сравниваемые проекты вновь вводимых энергетических технологий (угольной, газовой, ядерной) часто бывают альтернативными, т.е. выбор одного из них исключает реализацию другого и тем самым обеспечивает экономию другого энергоресурса, который может быть направлен на иные народно-хозяйственные цели с большим экономическим эффектом.

**Рисунок 5**

**Структура приведенной стоимости электроэнергии АЭС с реакторами разных типов, евро/МВт·ч**

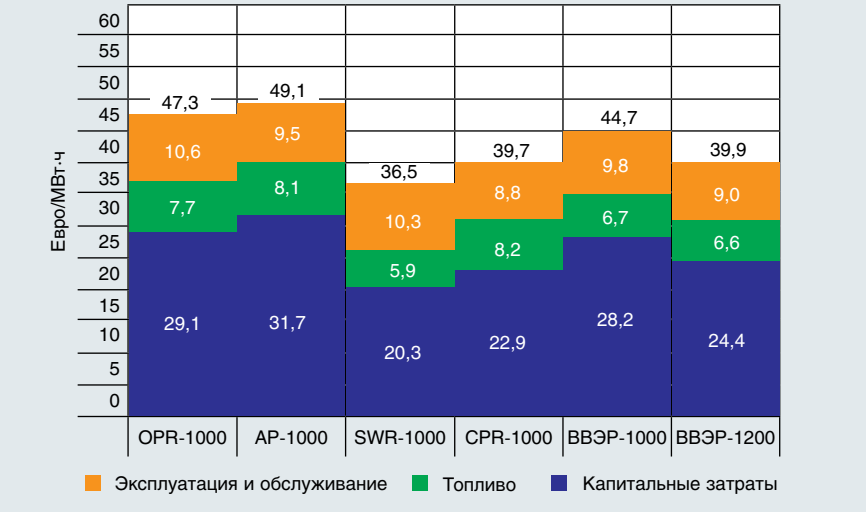



**Рисунок 6**

**Чистый дисконтированный доход NPV проектов АЭС с реакторами разных типов**

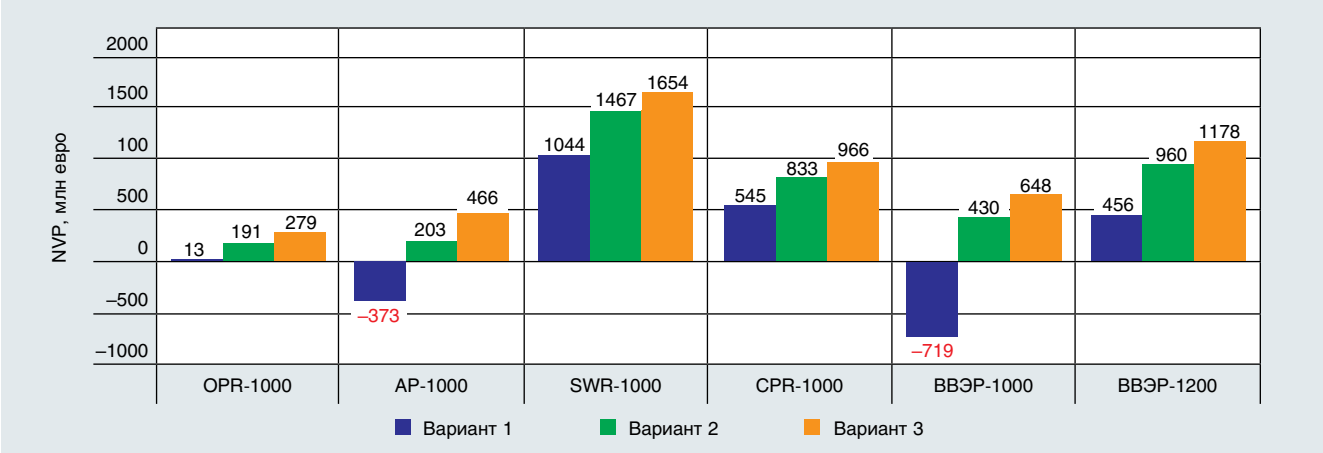



**Рисунок 7**

**Дисконтированный срок окупаемости DPB проектов АЭС**

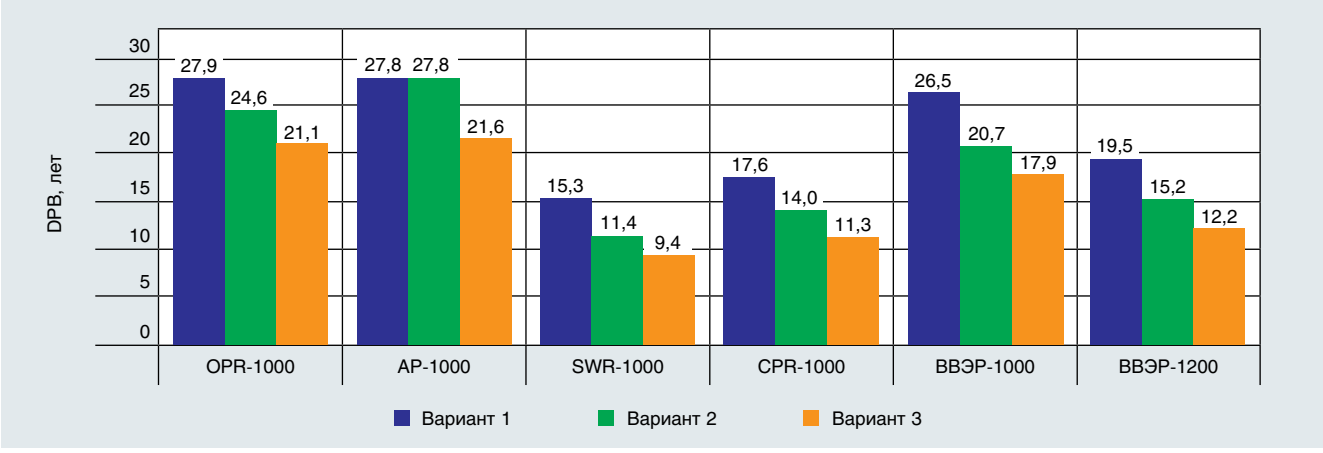
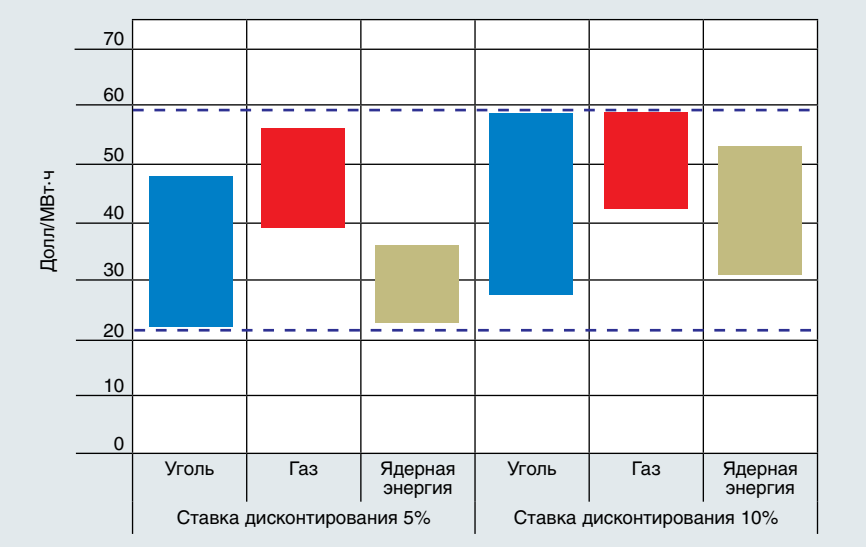


**Рисунок 8**

**Диапазон стоимости электроэнергии (долл/МВт·ч) для разных энерготехнологий (угольной, газовой и ядерной) при ставках дисконтирования 5% и 10%, по данным NEA [15]**




В ряде отечественных организаций, включая НИЯУ МИФИ, данные эффекты, а также экономические риски включаются в методики оценки конкурентоспособности реакторов разного дизайна.

3. В этой работе приведены оценки критериев конкурентоспособности по методикам UNIDO и МАГАТЭ шести проектов ядерных реакторов, претендующих на реализацию во Вьетнаме при трех вариантах финансирования строительства АЭС. Во всех случаях выполняется установленное вьетнамскими властями условие непревышения максимального тарифа приведенной стоимости электроэнергии. При частном финансировании проекты АР-1000 и ВВЭР-1000 являются экономически нецелесообразными. Основными конкурентами российских проектов строительства АЭС во Вьетнаме являются европейский кипящий реактор SWR-1000 и китайский проект реактора с водой под давлением CPR-1000.

ПЭС 10084/31.03.2010

**Расчет потребности в уране и работе разделения изотопов урана**

Количество природного урана, необходимое для производства ядерного топлива, находится по формуле:

$$M_{пр} = M_{топл}\frac{X_{топл} - X_{отвал}}{X_{пр} - X_{отвал}},$$

где $M_{пр}$ — необходимая масса природного урана;

$M_{топл}$ — масса производимого топлива;

$X_{топл}$ — среднее обогащение топлива;

$X_{отвал}$ — обогащение отвала (в работе принято 0,3%);

$X_{пр}$ — обогащение природного урана (в работе принято 0,71%).

Количество работ разделения, необходимых для производства топлива заданного обогащения, находится по формуле [2]:

$$F = M_{топл}V_{топл} + M_{отвал}V_{отвал} - M_{пр}V_{пр},$$

где $F$ — количество единиц работы разделения (*EPP*);

$M_i$ — массы соответствующих бинарных изотопных смесей;

$V_i$ — потенциал разделения, зависящий только от изотопного состава смеси, который равен:

$$V_i = 2X_i \ln\left(\frac{X_i}{1 - X_i}\right).$$

Для каждой производственной стадии учитываются ее временные лаги и процент безвозвратных потерь. К моменту закупки топлива стоимости всех стадий складываются.

**Литература**

1. Белая книга ядерной энергетики / Под общ. ред. проф. Е.О. Адамова. М.: Изд-во ГУП НИКИЭТ, 2001. 270 с.

2. Харитонов В.В. Энергетика. Технико-экономические основы: Учеб. пособие. М.: МИФИ, 2007. 344 с.

3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. 2-я ред. / Министерство экономики РФ, Министерство финансов РФ, ГК по строительству, архитектуре и жилищной политике. Рук. авт. коллектива: В.В. Коссов, В.Н. Лифшиц, А.Г. Шахназаров. М.: Экономика, 2000. 421 с.

4. Экономика ядерной энергетики. Конспект лекций. Учеб. пособие / Под ред. проф. В.В. Харитонова. М.: МИФИ, 2004. 280 с.

5. Кархов А.Н. Проблемы оценки инвестиционных проектов АЭС. Экономическая динамика и инновационное развитие. М.: Изд-во ИНП, 2007. 44 с.

6. Рачков В.И., Тюрин А.В., Усанов В.И., Вощинин А.П. Эффективность ядерной энерготехнологии: системные критерии и направления развития. М.: ЦНИИАТОМИНФОРМ, 2008. 228 с.

7. Economic Evaluation of Bids for Nuclear Power Plants. Technical Reports, Series № 396, IAEA, Vienna, 2000. (Серия технических отчетов № 396. Экономическая оценка тендерных предложений в отношении атомных электростанций. МАГАТЭ, Вена, 2000.)

8. Nuclear Technology Review 2008. IAEA, Vienna, 2008, GC(52)/INF/3.

9. Nuclear Technology Review 2009. IAEA, Vienna, 2009, GC(53)/INF/3.

10. International Energy Outlook, 2009, EIA.

11. SWR-1000. The Boiling Water Reactor with a New Safety Concept, Framatome, 2002.

12. AP-1000 Design Control Document, NRC, 2004.

13. Конъюнктура рынка, 2009. www.atomstroyexport.ru/

14. http://www.atomic-energy.ru/node/8366.

15. Nuclear Energy Outlook 2008. OECD 2008. NEA № 6348.