

КРИТЕРИИ ОКУПАЕМОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В ЯДЕРНУЮ ЭНЕРГЕТИКУ

В.В. Харитонов, Н.Н. Костерин

*Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
115409 Россия, Москва, Каширское шоссе, д. 31*

Р

Впервые получены аналитические взаимосвязи между критериями эффективности инвестиций (чистый дисконтированный доход NPV , приведенная стоимость электроэнергии $LCOE$, внутренняя норма доходности IRR , дисконтированный период окупаемости T_{OK} , приведенные затраты Z) и основными технико-экономическими параметрами реакторов (капитальные затраты K , эксплуатационные затраты Y , выручка R , периоды сооружения T_c и эксплуатации T_e АЭС), характеризующими прибыльность и конкурентоспособность АЭС на микроэкономическом уровне. В расчетах использована степенная функция дисконтирования денежных потоков. Показано, что совместный анализ всего комплекса критериев эффективности инвестиций (а не только $LCOE$, как это часто делается) позволит избежать противоречий в оценке прибыльности проекта АЭС и сформулировать оптимальные требования к технико-экономическим параметрам реакторов и условиям конкурентоспособности проектов АЭС на микроэкономическом уровне.

Полученные аналитические выражения позволяют решать не только традиционную «прямую задачу» – оценивать критерии эффективности по прогнозам капитальных и эксплуатационных затрат и потока прибыли, но и, что не менее важно, «обратную задачу» – исходя из желаемых величин критериев эффективности оценивать ограничения на капитальные и эксплуатационные затраты, т.е. выявлять «инвестиционные коридоры».

В связи с неопределенностью в долгосрочном прогнозировании денежных потоков при сооружении и эксплуатации АЭС, необходимом для оценки эффективности инвестиций, приводятся оценки инвестиционных рисков проекта АЭС методом Монте-Карло.

Ключевые слова: критерии эффективности инвестиций, ядерная энергетика, реактор, капитальные и эксплуатационные затраты, выручка, ставка дисконтирования, конкурентоспособность АЭС, метод Монте-Карло.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на глобальном олигополистическом рынке сооружений АЭС формируется жесткая конкуренция компаний, предлагающих проекты ядерных реакторов поколений «III» и «III+» [1 – 3]. Для оценки конкурентоспособности реакторов различного дизайна используют ряд критериев (индикаторов), которые удобно разделить на три уровня: микроуровень, мезоуровень и макроуровень [4, 5]. Однако первичным «ядром» системы индикаторов конкурентоспособности проекта АЭС является такой набор технико-экономических параметров реактора, который

© В.В. Харитонов, Н.Н. Костерин, 2017

обеспечивает инвестиционную привлекательность проекта, т.е. его гарантированную окупаемость или прибыльность (микроуровень).

После опубликования в 2000 г. рекомендаций МАГАТЭ [6] по экономической оценке тендерных предложений в отношении АЭС на основе «приведенной стоимости электроэнергии» на всем жизненном цикле электрогенерирующей установки *LCOE* (Levelized Cost of Electricity) в зарубежной и отечественной литературе величина *LCOE*, представляющая собой минимальную стоимость отпускаемой электроэнергии, становится основным критерием конкурентоспособности проектов различных электростанций [7 – 12]. Однако главным критерием прибыльности инвестиционного проекта служит так называемый «чистый дисконтированный доход» *NPV* (Net Present Value) [1, 13 – 18]. Из его математического определения вытекают другие вспомогательные критерии: приведенная стоимость электроэнергии *LCOE*, внутренняя норма доходности проекта (*IRR*) и дисконтированный период окупаемости инвестиций (T_{OK}). Акцент в ряде работ только на приведенной стоимости электроэнергии, являющейся действительно удобным параметром для сравнения различных электрогенерирующих установок, может привести к противоречию с критерием прибыльности проекта *NPV*. В ряде работ, например, [11, 12, 19, 20], при экономическом анализе проектов АЭС обсуждаются критерии *NPV*, *LCOE* и *IRR*, но их взаимовлияние не исследовано.

Поэтому целью работы является определение аналитической взаимосвязи между технико-экономическими параметрами ядерных реакторов и критериями эффективности инвестиций в АЭС, характеризующими конкурентоспособность (окупаемость) АЭС на микроэкономическом уровне. В связи с неопределенностью в долгосрочном прогнозировании денежных потоков при сооружении и эксплуатации АЭС, необходимом для оценки эффективности инвестиций, приводятся результаты оценки инвестиционных рисков проекта АЭС методом Монте-Карло.

ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД

Чистый дисконтированный доход *NPV* (руб.) – это приведенная к начальному моменту времени накопленная (суммированная) за время жизненного цикла T (лет) «чистая дисконтированная прибыль» [1, 6, 8, 13 – 16]. Учитывая, что ежегодные денежные затраты (оттоки) $C_t = K_t + Y_t$ (руб./год) делят для удобства анализа на две составляющие – *капитальные затраты* K_t и *эксплуатационные затраты* Y_t (например, как на рис. 1), общее выражение для *NPV* разбивается на две части с разными пределами суммирования:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{R_t - C_t}{(1+p)^t} = -\sum_{t=1}^{T_c} \frac{K_t}{(1+p)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{R_t - Y_t}{(1+p)^t}. \quad (1)$$

Здесь $R_t - C_t$ – чистая прибыль в году t , определяемая как разность между потоком ожидаемой ежегодной выручки (Revenue) R_t и потоком ожидаемых расходов (Costs) C_t . Каждая годовая разница ($R_t - C_t$) приводится к начальному моменту времени путем умножения на коэффициент приведения (коэффициент дисконтирования) $(1+p)^{-t}$. Величина p (1/год) – ставка (норма) дисконтирования. Она характеризует годовую доходность проекта аналогично доходности (проценту) банковского вклада (депозита) и должна превышать стоимость привлекаемого для инвестиций капитала. Существуют многочисленные рекомендации для выбора ставки дисконтирования с учетом инфляции, рисков инвестиций и других факторов, влияющих на доходность проекта [6, 8, 11, 12, 17, 18]. Для предварительных сравнительных оценок разных энергетических проектов за рубежом часто используют одинаковые ставки дискон-

тирования 3, 5 (или 7) и 10 %/год [9, 19, 18]. В формуле (1) видно, что капитальные затраты учитываются только во время строительства объекта в период времени длительностью T_C , т.е. от $t = 0$ до $t = T_C$ (см. рис.1), а эксплуатационные затраты Y_t и выручка R_t – только в процессе эксплуатации продолжительностью $T_Э$, т.е. с момента времени $t = T_C$ до $t = T \equiv T_C + T_Э$. Моментом приведения в формуле (1) является первый год проекта. В ряде работ за год приведения принимается первый год эксплуатации объекта. Результат расчета NPV от выбора года приведения не зависит.

Предпочтительными являются инвестиции с наибольшим положительным чистым дисконтированным доходом (неотрицательным), т.е. с накопленной прибылью. Иначе говоря, инвестиционные расходы на сооружение АЭС должны покрываться и окупаться за счет генерации и продажи электроэнергии. Следовательно, знак критерия NPV означает, что проект прибыльный ($NPV > 0$) или убыточный ($NPV < 0$) к концу его жизненного цикла. При $NPV = 0$ проект окупается только в момент окончания его жизненного цикла, который для АЭС может превышать 100 лет.

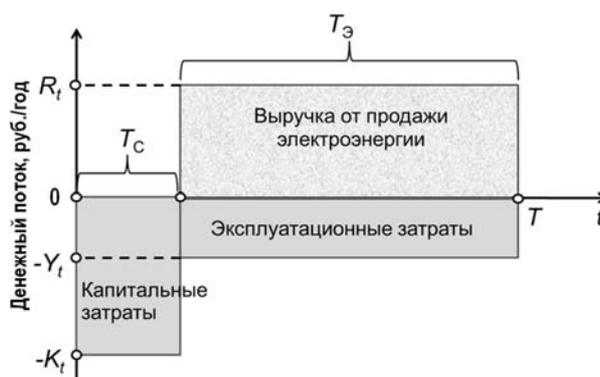


Рис.1. Базовая схема ожидаемых ежегодных денежных потоков инвестиционного проекта (сооружение и эксплуатация электростанции) на всем протяжении жизненного цикла длительностью T

Отметим, что критерий NPV предназначен только для определения условий прибыльности проекта. Распределение прибыли, генерируемой в процессе реализации инвестиционного проекта, – это совсем другая задача, которая здесь не рассматривается (см. [14, 15, 21, 22]).

Рассмотрим сначала идеальный (лучший) вариант проекта в приближении «быстро строим, когда $T_C \rightarrow 0$, и долго эксплуатируем, когда $T \approx T_Э \rightarrow \infty$ », дающий наглядные соотношения для критериев. Предположим для простоты, что ежегодные выручка и эксплуатационные затраты неизменны и соответственно равны $R_t = R$, $Y_t = Y$ (базовый вариант). Тогда в правой части (1) первая сумма есть полные капитальные затраты ($-K$), а вторая сумма представляет собой бесконечно убывающую геометрическую прогрессию со знаменателем прогрессии $q = (1+p)^{-1}$, сумма которой равна $(R - Y)/p$. В итоге при заданных технико-экономических параметрах реактора (K, Y, R) для NPV получаем наивысшее значение:

$$NPV \leq -K + (R - Y)/p. \quad (2)$$

В общем случае для определенных сроков строительства T_C (лет) и эксплуатации $T_Э$ (лет) АЭС из (1) вместо (2) получаем удобное для дальнейшего анализа выражение

$$NPV = -K \cdot f_K + (R - Y) \cdot f_Y / p \leq -K + (R - Y) / p, \quad (3)$$

где безразмерные коэффициенты $f_K \leq 1$ и $f_Y \leq 1$, учитывающие сроки сооружения и

эксплуатации АЭС, определяются формулами

$$f_K = \frac{1}{K} \sum_{t=1}^{T_C} \frac{K_t}{(1+p)^t}; \quad f_Y = \frac{p}{R-Y} \sum_{t=1}^{T_C} \frac{R_t - Y_t}{(1+p)^t}, \quad (4)$$

где R и Y – выручка и эксплуатационные затраты в первый год эксплуатации реактора. В частном случае, когда постоянны ежегодные затраты и выручка (как на рис.1), суммы в (4) представляют собой суммы геометрических прогрессий, так что коэффициенты принимают вид явных аналитических функций от сроков сооружения (T_C) и эксплуатации (T_3) АЭС и ставки дисконтирования денежных потоков (p):

$$f_K = \frac{1 - (1+p)^{-T_C}}{pT_C}; \quad f_Y = \frac{1 - (1+p)^{-T_3}}{(1+p)^{T_C}}. \quad (5)$$

Причем всегда $f_K > f_Y$, поэтому неравенство в (3) выполняется. В идеальном случае ($T_C \rightarrow 0$, $T_3 \rightarrow \infty$) имеем $f_K = f_Y = 1$ независимо от ставки дисконтирования. Например, если $T_C = 6$ лет, $T_3 = 60$ лет и $p = 10\%$ /год, то имеем $f_K = 0,726$ и $f_Y = 0,563$. При уменьшении ставки дисконтирования коэффициент f_K монотонно увеличивается, стремясь к единице, а коэффициент f_Y проходит через максимум и стремится к нулю при $p \rightarrow 0$ (как $\approx pT_3$).

Численный пример. Пусть реактор мощностью 1000 МВт может выработать за год 7 млрд. кВт·ч электроэнергии при коэффициенте использования установленной мощности КИУМ = 0,8. Продавая электроэнергию по цене 50 \$/(МВт·ч), АЭС получит годовую выручку $R = 350$ млн. \$/год. При эксплуатационных затратах $Y = 150$ млн. \$/год и ставке дисконтирования $p = 10\%$ /год проект АЭС с таким реактором будет прибыльным при капитальных затратах менее $K < 2$ млрд. \$ в идеальном случае.

Если реактор сооружается $T_C = 6$ лет и эксплуатируется $T_3 = 60$ лет, то, согласно (3) и (5), при $p = 10\%$ /год проект будет прибыльным при $K < 1,4$ млрд. \$ ($f_K = 0,726$ и $f_Y = 0,563$). Если реактор стоит 5 млрд. \$, то прибыльность достигается только при очень дешевых кредитах $p < 3\%$ /год ($f_K = 0,903$ и $f_Y = 0,695$). Как видно, увеличение сроков строительства АЭС существенно ухудшает эффективность инвестиций (даже без учета штрафов, процентов и т.п.).

Итак, главный критерий эффективности инвестиций NPV , определяемый выражениями (1) – (3), должен быть положительным (больше нуля) с целью обеспечения прибыльности инвестиционного проекта. Насколько больше нуля? Найти ответ на этот вопрос помогают вспомогательные и более удобные критерии эффективности, вытекающие из определения NPV : дисконтированный период окупаемости T_{OK} , приведенная стоимость электроэнергии $LCOE$ и внутренняя норма доходности IRR (Internal Rate of Return). Рассмотрим взаимосвязи этих критериев с NPV , ставкой дисконтирования и технико-экономическими параметрами реакторов (K, Y, R, T_C, T_3).

ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ПЕРИОД ОКУПАЕМОСТИ

Данный критерий определяется последовательным расчетом $NPV(t)$ как функции времени (длительности жизненного цикла T). Как показано на рис. 2, к моменту окончания сооружения АЭС ($T = T_C$) величина NPV достигает наибольшего отрицательного значения вследствие понесенных капитальных затрат. Затем с ростом времени $T > T_C$ отрицательная величина NPV уменьшается благодаря прекращению капитальных вложений и поступлению доходов от продажи продукции, и в момент времени T_{OK} кривая $NPV(T)$ проходит через ноль. Это является моментом (точкой) окупаемости проекта. Дальнейшее увеличение длительности жизненного цикла проекта (эксплуатации электростанции) приводит к росту положительной величины NPV , достигающей наибольшего значения к окончанию эксплуатации АЭС.

Наилучшим является инвестиционный проект с наименьшим периодом окупаемости (периодом возврата инвестиций). В общем случае для численного расчета T_{OK} достаточно во втором слагаемом выражений (1) или (4) верхний предел суммирования T заменить на T_{OK} и приравнять NPV нулю.

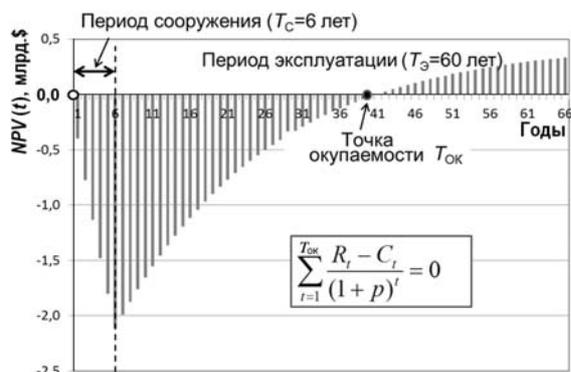


Рис. 2. Пример зависимости чистого дисконтированного дохода инвестиционного проекта NPV от длительности жизненного цикла T (лет)

В частном случае, когда постоянны ежегодные затраты и выручка (см. рис. 1), используя соотношения (3) и (4), получаем явную взаимосвязь периода окупаемости $\Theta = T_{OK} - T_C$ проекта с технико-экономическими параметрами реактора и с величиной NPV в виде

$$\Theta = \frac{-\ln\left(1 - K \frac{(1+p)^{T_C} - 1}{(R-Y)T_C}\right)}{\ln(1+p)}, \quad \frac{NPV}{K \cdot f_K} = \frac{1 - (1+p)^{-T_3}}{1 - (1+p)^{-\Theta}} - 1. \quad (6)$$

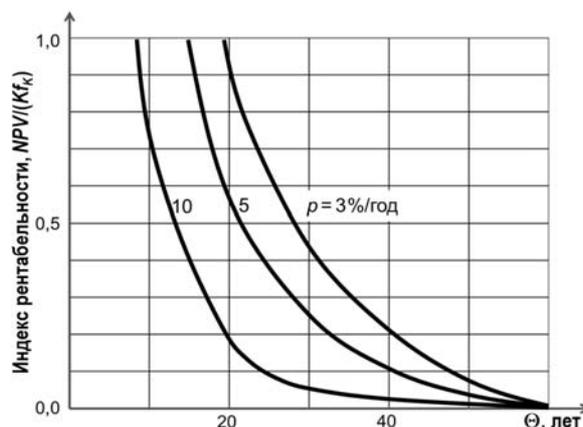


Рис.3. Зависимость индекса прибыльности инвестиционного проекта $NPV/(Kf_K)$ от периода окупаемости Θ (от начала эксплуатации, лет) и ставки дисконтирования p при длительности эксплуатации АЭС $T_3 = 60$ лет. Расчет по (6)

Задавая целевое значение периода окупаемости (отсчитываемого от начала эксплуатации реактора) $\Theta = T_{OK} - T_C$, можно из (6) получить необходимую для этого величину $NPV > 0$. Отношение $NPV/(Kf_K)$ называют приведенным индексом прибыльности проекта. Согласно выражению (6), при $NPV = 0$ проект окупается в момент завершения его жизненного цикла $\Theta = T_3$. С уменьшением желаемого периода окупаемости ($\Theta < T_3$) величина требуемого NPV возрастает (рис. 3). Например, чтобы период окупаемости не превышал $\Theta = 15$ лет после начала эксплуатации (длитель-

ность которой $T_3 = 60$ лет, а период сооружения реактора $T_c = 6$ лет), величина NPV должна быть больше $0,43K$ (с учетом $f_k \approx 0,726$) при $p = 10\%/год$, а при $p = 3\%/год$ требуемая величина NPV возрастает в 3,4 раза до $NPV > 1,46K$ (с учетом $f_k \approx 0,903$).

При больших капитальных затратах столь высокие значения NPV могут быть не реализованы из-за ограничений на выручку от продажи электроэнергии. Такова «цена» за желаемое сокращение срока окупаемости проекта.

ВНУТРЕННЯЯ НОРМА ДОХОДНОСТИ IRR

Как следует из выражений (1) – (3), величина NPV существенно снижается с ростом ставки дисконтирования. *Максимально возможная ставка дисконтирования, при которой $NPV = 0$ в конце жизненного цикла, называется внутренней нормой доходности IRR*, т.е. при $p = IRR$ имеем $NPV = 0$ и $T_{OK} = T_c + T_3$. Важно подчеркнуть, что для безубыточности проекта ставка дисконтирования может варьироваться в пределах от нуля до IRR . Величина IRR важна также для оценки верхнего уровня процентной ставки привлеченных финансовых ресурсов (кредита). Соответственно, чем выше IRR , тем больше возможностей найти необходимое количество инвестиционных ресурсов на рынке. *Чем больше величина IRR и разность $(IRR - p)$, тем более положительным оказывается NPV и тем устойчивее проект (меньше риски).*

В общем случае определить величину IRR можно итерационно численным расчетом. В частном случае, когда постоянны ежегодные затраты и выручка (см. рис.1), существует аналитическая связь между внутренней нормой доходности и технико-экономическими параметрами реактора, которую находим с помощью (3) и (5), заменяя в последней формуле p на IRR :

$$IRR \cdot f_k(IRR) / f_Y(IRR) = (R - Y) / K. \quad (7)$$

В идеальном случае «быстро строим и долго эксплуатируем», когда $f_k/f_Y \gg 1$, получаем из (7) или непосредственно из (2)

$$IRR \leq (R - Y) / K; \quad NPV / K = IRR / p - 1. \quad (8)$$

Как видно, внутренняя норма доходности IRR линейно увеличивается с ростом разности $(R - Y)$ между выручкой и эксплуатационными издержками (т.е. с ростом годовой прибыли) и гиперболически уменьшается с ростом капитальных затрат K . Например, для АЭС при $K = 2,5$ млрд. \$, $Y = 150$ млн. \$/год и $R = 400$ млн. \$/год получаем $IRR = 0,1 \text{ год}^{-1}$ (10%/год). Если блок АЭС стоит $K = 5$ млрд. \$, то при прочих равных условиях $IRR \leq 5\%/год$, что требует более дешевых кредитов, недоступных в отечественных банках.

Явную аналитическую зависимость NPV от IRR и длительностей сооружения T_c и эксплуатации T_3 АЭС можно получить в случае, когда постоянны ежегодные затраты и выручка (см. рис.1) с помощью выражений (3) и (5). В итоге имеем

$$\frac{NPV}{K \cdot f_k} = \frac{(1 + IRR)^{T_c} - 1}{1 - (1 + IRR)^{-T_3}} \cdot \frac{1 - (1 + p)^{-T_3}}{(1 + p)^{T_c} - 1} - 1. \quad (9)$$

При заданной величине IRR , определяемой отношением $(R - Y) / K$, в общем случае требуются более высокие значения NPV по сравнению с идеальным случаем.

ПРИВЕДЕННАЯ СТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Входящую в выражение для NPV годовую выручку R от продажи электроэнергии можно представить в виде произведения годовой производительности электростанции E (кВт·ч/год) на цену C единицы проданной (отпущенной) продукции

(руб/(кВт·ч)): $R = E \cdot \text{Ц}$. Очевидно, что чем меньше отпускная цена, тем меньше выручка и NPV . Минимально возможная цена продукции, при которой $NPV = 0$, и проект окупается в конце его жизненного цикла, называется приведенной стоимостью единицы продукции или приведенной себестоимостью (в нашем случае $\min \text{Ц} \equiv LCOE$). *Предпочтителен тот проект, для которого приведенная (дисконтированная) стоимость электроэнергии минимальна и ниже рыночной стоимости.* Согласно (3), имеем

$$LCOE = (p_{\text{эф}}K + Y)/E \geq (pK + Y)/E; \quad NPV = Z \cdot (\text{Ц}/LCOE - 1). \quad (10)$$

Здесь $p_{\text{эф}} = p \cdot f_K / f_Y \geq p$ – эффективная «норма амортизации капитальных затрат»; $Z = Kf_K + (Y/p)f_Y$ – полные приведенные затраты за весь период жизненного цикла; безразмерные коэффициенты f_K и f_Y определяются выражениями (4) или (5). Отметим, что приведенные затраты Z широко используются для сравнения проектов с одинаковым типом продуктов, например, различных электростанций. *Предпочтительным считается проект с минимальными приведенными затратами*, что обеспечивает наибольшую величину NPV и наименьшую величину приведенной стоимости электроэнергии при прочих равных условиях.

Из последнего выражения в (10) следует, что величина NPV определяется двумя параметрами: полными приведенными затратами Z и превышением отпускной цены Ц над $LCOE$ (т.е. «маржой») (рис. 4). Величина $LCOE$ должна быть меньше существующего в данном регионе тарифа на электроэнергию Ц . В противном случае проект АЭС (или ТЭС, или СЭС и др.) убыточен. Из определения $LCOE$ следует, что проекты с высокими капитальными затратами, характерными для АЭС, могут быть успешными (иметь наименьшую $LCOE$) при малых ставках дисконтирования (малых pK), т.е. при дешевых кредитах.

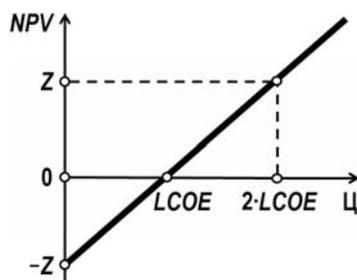


Рис. 4. Зависимость чистого дисконтированного дохода инвестиционного проекта NPV (руб.) от цены отпускаемой электроэнергии Ц (руб./кВт·ч). $LCOE$ – приведенная стоимость электроэнергии (10)

Например, пусть $E = 7$ млрд. кВт·ч/год, $Y = 0,15$ млрд. \$/год и $K = 3$ млрд. \$. Если реактор сооружается $T_C = 6$ лет и эксплуатируется $T_Э = 60$ лет, то при $p = 5\%$ /год коэффициенты $f_K = 0,846$ и $f_Y = 0,706$, что дает $p_{\text{эф}} \approx 6\%$ /год, $Z \approx 4,65$ млрд. \$ и $LCOE \approx 47$ \$/(МВт·ч) (примерно на 9% дороже, чем в идеальном случае). При отпускной цене на электричество $\text{Ц} = 55$ \$/(МВт·ч) величина IRR составит всего около 6,5%/год, период окупаемости $\Theta \approx 26$ лет и $NPV \approx 0,78$ млрд. \$. В рассмотренном примере внутренняя норма доходности проекта едва превышает ставку дисконтирования, что делает проект весьма рискованным.

РИСКИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

Точность оценок критериев эффективности инвестиций зависит от точности прогнозирования денежных потоков K_t , Y_t и R_t на всех стадиях жизненного цикла электростанции. Задавая некоторый диапазон возможных значений технико-экономических параметров реактора и условий его эксплуатации (табл. 1), можно методом Монте-Карло

оценить дисперсию критериев эффективности инвестиций в АЭС относительно базовых значений (рис. 5, табл. 2), т.е. риски проекта. В качестве примера рассмотрен гипотетический проект одноблочной АЭС с параметрами, приведенными в табл. 1. Вероятностное распределение величины каждого из исходных восьми параметров принято в виде широко распространенного PERT β -распределения, описанного, например, в [1]. Диапазон изменения каждого из восьми параметров для примера задан произвольно, но из области реальных значений.

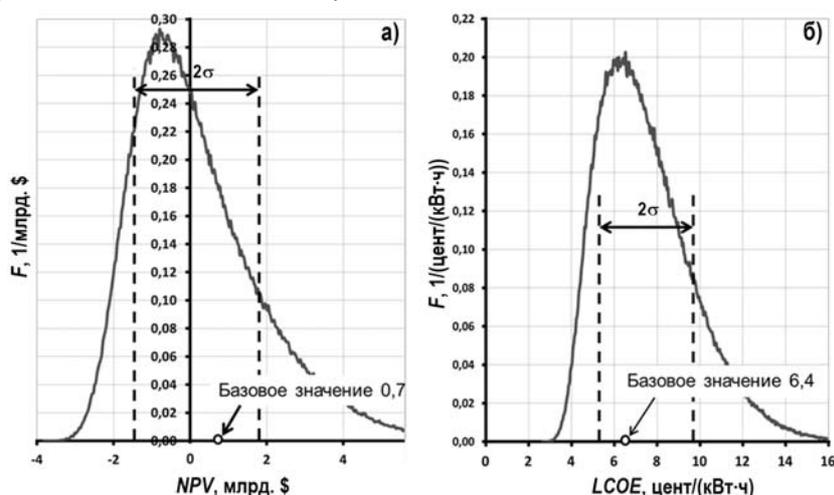


Рис. 5. Вероятностные распределения чистого дисконтированного дохода (NPV , млрд. \$) и приведенной стоимости электроэнергии ($LCOE$, цент/(кВт·ч)) инвестиционного проекта одноблочной АЭС с параметрами из табл.1. Расчет по формулам (3), (5) и (10) методом Монте-Карло. Буквой σ обозначено среднеквадратичное отклонение. Базовое значение критерия из табл. 2

Таблица 1

Исходные данные для анализа рисков инвестиционного проекта одноблочной АЭС

№ п/п	Параметр	Базовое значение	Нижняя граница	Верхняя граница
1	Установленная мощность реактора (электрическая), МВт	1170		
2	КИУМ	0,88	0,60	0,93
3	Годовая выработка электроэнергии E , млрд.кВт·ч/год	9	6,1	9,5
4	Капитальные затраты K , млрд. \$	5	3	7
5	Эксплуатационные затраты Y , млн. \$/год	150	100	200
6	Срок строительства энергоблока T_c , лет	6	4	10
7	Срок эксплуатации энергоблока $T_{э}$, лет	60	30	75
8	Ставка дисконтирования r , %/год	7	3	15
9	Отпускная цена электроэнергии C , \$/(МВт·ч)	72	45	85
10	Годовая выручка $R = EC$, млн. \$/год	650	277	810

Выполнено более 1 млн. численных экспериментов (сценариев проекта) методом Монте-Карло и получены вероятностные распределения критериев, причем площади под кривыми распределений NPV и $LCOE$ равны единице. Как следует из рис. 5, разбросы критериев эффективности относительно базовых значений и, следовательно, риски рассмотренного проекта достаточно высоки. Так, площадь под кривой распределения NPV в отрицательной зоне (слева от $NPV = 0$) превышает площадь

под кривой в положительной зоне, т.е. вероятность убыточности проекта превышает вероятность его прибыльности. Наиболее вероятное значение NPV лежит в отрицательной зоне (рис. 5а). Вероятность превышения базового значения стоимости электроэнергии также велика (рис. 5б). Наиболее вероятное значение внутренней нормы доходности меньше 8%/год.

Таблица 2

**Расчет критериев эффективности инвестиций в одноблочную АЭС
(для базовых значений из табл. 1 при ставке дисконтирования $r = 7\%/год$)**

Критерий эффективности	В приближении $T_c = 0, T_3 = \infty$	При $T_c = 6$ лет, $T_3 = 60$ лет
Приведенные затраты Z , млрд. \$	7,1	5,37
Чистый дисконтированный доход NPV , млрд. \$	2,1	0,704
Приведенная стоимость электроэнергии $LCOE$, \$/(МВт·ч)	55	64
Доля капитальных затрат в $LCOE$, %	70	74
Внутренняя норма доходности IRR , % / год	10	8,1
Период окупаемости $T_{ок}$, лет	17	33
Период окупаемости после начала эксплуатации Θ , лет	17	27

Как уменьшить риски проекта? Полученные аналитические выражения для критериев эффективности позволяют провести анализ чувствительности критериев к исходным (проектным) технико-экономическим параметрам реактора. Затем, ищущая возможности для коррекции (изменения) исходных данных инвестиционного проекта и уменьшения неопределенности его базовых технико-экономических параметров, можно добиться повышения эффективности инвестиций и снижения экономических рисков проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Впервые получены явные аналитические взаимосвязи между критериями эффективности инвестиций ($NPV, LCOE, IRR, T_{ок}, Z$) и основными технико-экономическими параметрами реакторов (K, Y, R, T_c, T_3), характеризующими конкурентоспособность АЭС на микроэкономическом уровне. В расчетах использована степенная функция дисконтирования денежных потоков. Совместный анализ всего комплекса критериев эффективности инвестиций (а не только $LCOE$) и их дисперсии (например, методом Монте-Карло) позволит избежать противоречий в оценке прибыльности проекта АЭС и сформулировать оптимальные требования к технико-экономическим параметрам реакторов для повышения их конкурентоспособности, включая снижение экономических рисков.

Полученные аналитические выражения позволяют решать не только традиционную «прямую задачу» – оценивать критерии эффективности по прогнозам капитальных и эксплуатационных затрат и потока прибыли, но и, что не менее важно, «обратную задачу» – исходя из желаемых величин критериев эффективности оценивать ограничения на капитальные и эксплуатационные затраты, т.е. выявлять «инвестиционные коридоры».

Литература

1. Харитонов В.В. Динамика развития ядерной энергетики. Экономико-аналитические модели. – М.: НИЯУ МИФИ, 2014. – 328 с.
2. The Generation IV International Forum. Электронный ресурс: https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_9260/public (дата обращения 25.03.2017).

3. Ядерная энергетика. Проблемы. Решения / Под ред. М.Н. Стриханова. – В 2-х частях. – Часть 1. – М.: ЦСПиМ, 2011. – 424 с.
4. Мезоэкономика развития / под ред. чл.-корр. РАН Г.Б. Клейнера. Центральный экономико-математический ин-т РАН. – М.: Наука, 2011. – 805 с.
5. Черняховская Ю.В. Интегрированные продажи АЭС: как это работает? Экономические и организационные аспекты. – Доклад 8 июля 2016 г. на тематическом семинаре Курчатовского ядерно-технологического комплекса НИЦ «Курчатовский институт» (рук. С.М. Зарицкий). / Электронный ресурс: <http://www.nrcki.ru/pages/main/5509/5566/7513/index.shtml> (дата обращения 25.10.2016).
6. Economic Evaluation of Bids for Nuclear Power Plants. 1999 Edition. Technical Reports Series No. 396, IAEA, Vienna, 2000. – 224 p.
7. Cost estimating guidelines for generation IV nuclear energy systems. GIF/EMWG/2007/004. Revision 4.2. September 26, 2007. – 181 p.
8. INPRO Methodology for Sustainability Assessment of Nuclear Energy Systems: Economics. INPRO Manual. IAEA Nuclear Energy Series No. NG-T-4.4. IAEA, Vienna, 2014. – 92 p.
9. Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition. International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency (NEA). OECD, 2015. – 212 p.
10. Данилова Т. Экономика АЭС: фокус на кВт·ч. // Атомный эксперт. – 2014. – № 5-6 (26-27). – С. 9-15.
11. Economic analysis for the Paksh II nuclear power project. A rational investment case for Hungarian State resources. 09.2015. Электронный ресурс: <http://www.kormany.hu/download/a/84/90000/2015%20Economic%20analysis%20of%20Paks%20II.pdf>
12. Mari Carlo. The costs of generating electricity and the competitiveness of nuclear power // Progress in Nuclear Energy. – 2014. – Vol. 73. – PP. 153-161.
13. Харитонов В.В., Молоканов Н.А. Аналитическая модель стратегии саморазвития ядерной энергетике (часть 1). // Экономические стратегии. – 2012. – №5. – С. 6-16.
14. Харитонов В.В., Молоканов Н.А. Аналитическая модель стратегии саморазвития ядерной энергетике (часть 2). // Экономические стратегии. – 2012. – №6-7. – С. 94-107.
15. Харитонов В.В., Молоканов Н.А. Аналитическая модель эффективности инвестиционных проектов в энергетике. // Экономический анализ: теория и практика. – 2013. – Т. 319. – № 16. – С. 38-51.
16. Харитонов В.В., Курельчук У.Н. Аналитические оценки эффективности инвестиций в горные проекты. // Горный журнал. – 2014. – № 9. – С. 100-106.
17. Berens W. Hawranek, Peter M. Manual for the preparation of industrial feasibility studies. — Vienna: UNIDO, 1991. – 386 p.
18. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. – М.: Дело. Академия народного хозяйства, 2008. – 1104 с.
19. Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management. Nuclear Energy Agency, 2015. – 248 p. Электронный ресурс: <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7195-nn-build-2015.pdf>.
20. Lovering Jessica R., Yip Arthur, Nordhaus Ted. Historical construction costs of global nuclear power reactors. // Energy Policy. – 2016. – No. 91. – PP. 371-382.
21. Клименко А.В. Может ли ядерная энергетика стать конкурентоспособной на свободном рынке энергии. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2013. – № 4. – С.17-28.
22. Кархов А.Н. Перспективы развития атомной энергетике в условиях рынка. // Проблемы прогнозирования. – 2014. – №4. – С. 26-37.

Поступила в редакцию 25.11.2016 г.

Авторы

Харитонов Владимир Витальевич, профессор, д.ф.-м.н., Заслуженный работник высшей школы

E-mail: vvkharitonov@mephi.ru

Костерин Никита Николаевич, студент-дипломник

UDC 330.322.5: 338.5, 621.039.5

CRITERIA OF RETURN ON INVESTMENT IN NUCLEAR ENERGYKharitonov V.V., Kosterin N.N.

National Research Nuclear University «MEPhI» (Moscow Engineering Physics Institute)

31 Kashirskoe shosse, Moscow, 115409 Russia

ABSTRACT

For the first time, analytical relationships have been defined between the investment performance criteria (Net Present Value (*NPV*), Levelized Cost of Electricity (*LCOE*), internal rate of return (*IRR*), discounted payback period (T_C), and discounted costs (Z)) and basic engineering-economic parameters of nuclear reactors (capital costs K , annual operating costs Y , annual revenue R , NPP construction T_C and operation T_E periods), characterizing the NPP profitability and competitiveness at the microeconomic level. The power function of discounted cash flows was used in calculations.

It is shown that the joint analysis of the entire set of investment efficiency criteria (not only *LCOE* as it often occurs) can help avoid contradictions in assessing the NPP project profitability and formulate optimal requirements for reactor engineering and economic parameters. The obtained analytical expressions provide solutions not only to the traditional «direct problem» (to assess projected performance criteria for capital and operating costs and profit stream) but, equally important, to solve the «inverse problem»: based on the desired values of efficiency criteria, to assess restrictions on capital and operating costs, i.e. identify «investment corridors».

Due to the natural uncertainty in long-term cash flow forecasting during the NPP construction and operation, to assess the efficiency of investments, the investment risk assessment results are presented by means of the Monte-Carlo method. The calculation results of probability distributions of the investment efficiency (profitability) criteria are presented for the specified ranges of the forecasting cash flow uncertainty. It is shown that the project unprofitability risk can be quite high. To reduce investment risks, it is necessary to justify the changes in basic reactor parameters (decrease in K , Y , T_C and increase in R and T_E) and uncertainty ranges in the initial data.

Key words: investment efficiency criteria, nuclear energy, nuclear power reactor, capital and operating costs, revenues, discount rate, NPP competitiveness, Monte Carlo method.

REFERENCES

1. Kharitonov V.V. Dynamic of nuclear energy development. Economic models. Moscow. MEPhI Publ., 2014. 328 p. (in Russian).
2. The Generation IV International Forum. Available at https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_9260/public (accessed 25.03.2017).
3. Nuclear Power Engineering. Problems. Solutions. / Ed. by M.N. Strikhanov. Part 1. Moscow. CSPiM Publ., 2011. 424 p. (in Russian).
4. Mesoecconomy of Development. Ed. by G.B. Kleiner. Moscow. Nauka Publ., 2011. 805 p. (in Russian).
5. Chernyakhovskaya Y.V. Integrated Sales of Nuclear Power Plants: how it works? Report Jul 8 2016 in «Kurchatovsky Institute». Available at <http://www.nrcki.ru/pages/main/5509/5566/7513/index.shtml> (in Russian).
6. Economic Evaluation of Bids for Nuclear Power Plants. 1999 Ed. Techn. Rep. Ser. No. 396, IAEA, Vienna, 2000. 224 p.
7. Cost estimating guidelines for generation IV nuclear energy systems. GIF/EMWG/2007/004. Revision 4.2. September 26, 2007. 181 p.

8. INPRO Methodology for Sustainability Assessment of Nuclear Energy Systems: Economics. INPRO Manual. IAEA Nuclear Energy Series No. NG-T-4.4. IAEA, Vienna, 2014. 92 p.
9. Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Ed. International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency (NEA). OECD, 2015. 212 p.
10. Danilova T. Economics of NPP: focus on kWh. *Atomnyj ekspert*, 2014, no. 5-6 (26-27), pp.9-15 (in Russian).
11. Economic analysis for the Paksh II nuclear power project. A rational investment case for Hungarian State resources. Available at <http://www.kormany.hu/download/a/84/90000/2015%20Economic%20analysis%20of%20Paks%20II.pdf> (accessed 09.2015).
12. Mari Carlo. The costs of generating electricity and the competitiveness of nuclear power. *Progress in Nuclear Energy*. 2014, v. 73, pp. 153-161.
13. Kharitonov V.V., Molokanov N.A. Analytical model of the strategy of nuclear energy self-development (part 1). *Economicheskije strategii*. 2012, no. 5, pp. 6-16 (in Russian).
14. Kharitonov V.V., Molokanov N.A. Analytical model of the strategy of nuclear energy self-development (part 2). *Economicheskije strategii*. 2012, no. 6-7, pp. 94-107 (in Russian).
15. Kharitonov V.V., Molokanov N.A. Analytical model of the project investment efficiency in energy. *Economicheskij analiz: teoriya i praktika*. 2013, v. 319, no. 16, pp. 38-51 (in Russian).
16. Kharitonov V.V., Kurelchuk U.N. Analytical evaluation of investment efficiency in mining project. *Gornyj zhurnal*. 2014, no. 9, pp. 100-106 (in Russian).
17. Berens W. Hawranek, Peter M. Manual for the preparation of industrial feasibility studies. Vienna: UNIDO, 1991. 386 p.
18. Vilenskiy P.L., Lifshits V.N., Smolyak S.A. The calculation of the project investment efficiency. Theory and practice. Moscow. Delo. Academiya Narodnogo Khozyajstva Publ., 2008. 1104 p. (in Russian)
19. Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management. Nuclear Energy Agency, 2015. 248 p. Available at <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7195-nn-build-2015.pdf>.
20. Lovering Jessica R., Yip Arthur, Nordhaus Ted. Historical construction costs of global nuclear power reactors. *Energy Policy*. 2016, no. 91, pp. 371-382.
21. Klimenko A.V. Whether there can be a nuclear power to competitive energy in the free market. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2013, no. 4, pp. 17-28 (in Russian).
22. Karhov F.N. Development prospects of nuclear energy in market conditions. *Problemy prognozirovaniya*. 2014, no. 4, pp.26-37 (in Russian).

Authors

Kharitonov Vladimir Vital'evich, Professor, Dr. Sci. (Phys.-Math.)

E-mail: vvkharitonov@mephi.ru

Kosterin Nikita Nikolaevich, Graduate Student