

ВЛИЯНИЕ ЗАДЕРЖЕК В СТРОИТЕЛЬСТВЕ АЭС НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ

А.П. Соловьева, В.В. Харитонов, О.Г. Шмаков.

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



Впервые приведена экономико-математическая модель для аналитического расчета потерь эффективности инвестиций в АЭС при задержках их ввода в эксплуатацию. Использованы традиционный подход инвестиционного анализа и авторские разработки. Получены количественные оценки ухудшения критериев эффективности инвестиций при задержках ввода в промышленную эксплуатацию современного энергоблока АЭС до нескольких лет и поступления выручки, необходимой для возврата кредитов и накопления прибыли. Рассмотрены два предельных сценария задержек в сооружении блока: при неизменных суммарных капитальных затратах, т.е. при уменьшающихся ежегодных затратах, и при увеличивающихся суммарных капитальных затратах, т.е. неизменных ежегодных затратах. Показано, что увеличение сроков строительства вдвое ведет к снижению внутренней нормы доходности проекта до низких значений 4 – 7%/г. При довольно низкой ставке дисконтирования (4 – 5%/г.) проект становится убыточным при сроках сооружения более 10-ти лет (по сценарию 2). Теряется более 1 млрд. долл. прибыли (суммарной) на каждый лишний год сооружения блока (без учета штрафов и санкций). Период окупаемости удваивается за каждые два года просрочки ввода в промышленную эксплуатацию энергоблока АЭС, превышая 30 лет уже при $T_c \geq 9$ лет. Знания о критическом влиянии сроков сооружения АЭС на ее экономичность и о важности эффективного управления проектами необходимы всем участникам ее создания.

Ключевые слова: ядерная энергетика, задержки строительства АЭС, критерии эффективности инвестиций, капитальные и эксплуатационные затраты, человеческий фактор, управление проектом.

ВВЕДЕНИЕ

Крупные инвестиционно-строительные проекты, к которым относится строительство АЭС, требуют привлечения заемных средств и высокой квалификации персонала организаций, участвующих в работах по размещению, сооружению, эксплуатации и выводу из эксплуатации АЭС, а также проектированию, конструированию и изготовлению их систем и элементов. Причинами задержек в сооружении блоков АЭС могут быть недостаточное количество квалифицированного персонала; необъективно оцененные сроки и финансовые средства на проведение опережающих набора и подготовки эксплуатационного персонала АЭС; ошибки персонала; несвоевременные поставки оборудования; задержки и низкое качество строительно-монтажных работ; выявление и устранение несоответствий по проекту, оборудованию и т.д. Задержки ввода АЭС в промышлен-

© А.П. Соловьева, В.В. Харитонов, О.Г. Шмаков, 2018

ленную эксплуатацию приводят, как правило, к значительному росту капитальных затрат и более позднему поступлению выручки, что может значительно снизить эффективность инвестиций. В качестве примера рассмотрим сначала задержки пусконаладочных работ как итогового и наиболее ответственного этапа сооружения энергоблоков АЭС, обеспечивающего безопасность их дальнейшей эксплуатации [1]. Продолжительность работ по вводу в эксплуатацию энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 определена нормативным графиком, составляющим около 465-ти суток [1]. Действительные сроки ввода в эксплуатацию энергоблоков № 1 и 2 Ростовской АЭС были задержаны на 203 и 184 суток соответственно, энергоблока № 4 Балаковской АЭС – на 220 суток, энергоблоков № 1 и 3 Калининской АЭС – на 330 и 319 суток [1]. По разным причинам на 10 месяцев задержан пуск энергоблока № 4 Калининской АЭС; на 16 месяцев блок № 3 Ростовской АЭС, на 36 месяцев блок № 4 Белоярской АЭС (реактор БН-800), на 49 месяцев – блок № 1 Нововоронежской АЭС-2 (диспетчерское название – энергоблок №6 Нововоронежской АЭС) [2]. Блоки ВВЭР-1200, внедряемые на Нововоронежской и Ленинградской АЭС, подорожали примерно вдвое [3]. Задержки начала коммерческой эксплуатации двух реакторов ВВЭР-1000 на АЭС Куданкулам (Индия) составили 86 и 101 месяцев, а первоначальная стоимость двух блоков увеличилась за 13 лет с трех до 5,1 млрд. долл. [3, 4]. Произошло заметное удорожание корейских энергоблоков APR-1400: блоки № 3 и 4 АЭС «Шин-Кори» (Shin-Kori) стоили 6 трлн. вон ($\approx 5,8$ млрд. долл. 2008 г.), а идентичные блоки № 5 и 6 той же АЭС – 8,6 трлн. вон ($\approx 7,5$ млрд. долл. 2016 г.). Наиболее драматическая ситуация сложилась в компаниях Westinghouse (США) и Areva (Франция), доведенных практически до банкротства [5]. В немалой степени это связано со срывом сроков пуска в эксплуатацию АЭС «Вогл» в США («Vogtle», блоки № 3, 4 по проекту AP-1000 Westinghouse) и АЭС «Олкилуото» в Финляндии («Olkiluoto», блок № 3 по проекту EPR-1600 Areva) [5]. Задержка пуска в эксплуатацию блоков АЭС «Вогл» составила три года, а капитальные затраты возросли на 50 % или на 8 млрд. долл. Задержка пуска в эксплуатацию блока АЭС «Олкилуото» превысила девять лет, а бюджет увеличился почти в три раза до 8,5 млрд. евро (вместо начальных 3,2).

В данной работе причины задержек ввода АЭС в эксплуатацию не обсуждаются. Цель работы – оценка потерь эффективности инвестиций в АЭС при задержках ввода АЭС в эксплуатацию. Для расчета потерь эффективности инвестиций построена экономико-математическая модель, использующая традиционные подходы инвестиционного анализа [6 – 9], *модифицированные авторами*. Отметим, что понимание эффективности инвестиций как одного из важнейших факторов конкурентоспособности АЭС важно для всех участников создания АЭС (проектировщиков, машиностроителей, строителей и монтажников, эксплуатационников), о чем напоминает известный тезис «В атомном проекте нет ничего важнее людей, которые его реализуют».

АНАЛИТИЧЕСКОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ КРИТЕРИЯ ПРИБЫЛЬНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА В ЭНЕРГЕТИКЕ

Для оценки конкурентоспособности электростанций различных типов и дизайна применяют ряд критериев (индикаторов), которые удобно разделить на три уровня: микроуровень (проект установки), мезоуровень (финансово-организационная модель проекта) и макроуровень (эффекты от проекта на экономику, экологию, общество) [5]. Однако первичным «ядром» системы индикаторов конкурентоспособности проекта электростанции является микроэкономический критерий гарантированной окупаемости или прибыльности проекта, называемый чистым дисконтированным доходом – NPV (Net Present Value) [6 – 9]. По существу NPV – это приведенная

к некоторому моменту времени T_0 «чистая дисконтированная прибыль», накопленная (суммированная) за весь период $T = T_C + T_Э$ (лет) жизненного цикла проекта (здесь T_C и $T_Э$ соответственно периоды сооружения установки и ее эксплуатации). Фактически, главной микроэкономической задачей проекта является нахождение таких инженерно-экономических параметров реактора, при которых NPV имеет максимальное положительное значение. При $NPV < 0$ проект убыточен. Для расчета NPV требуется спрогнозировать денежные потоки от начала сооружения установки до вывода ее из эксплуатации (рис. 1а). На рисунке K_t – годовые капитальные затраты (руб./г.) в году t на стадии сооружения электростанции длительностью T_C ; Y_t – годовые эксплуатационные затраты (издержки, руб./г.) в период эксплуатации установки длительностью $T_Э$ (лет); B_t – годовая выручка от продажи электроэнергии (руб./г.) в период эксплуатации установки.

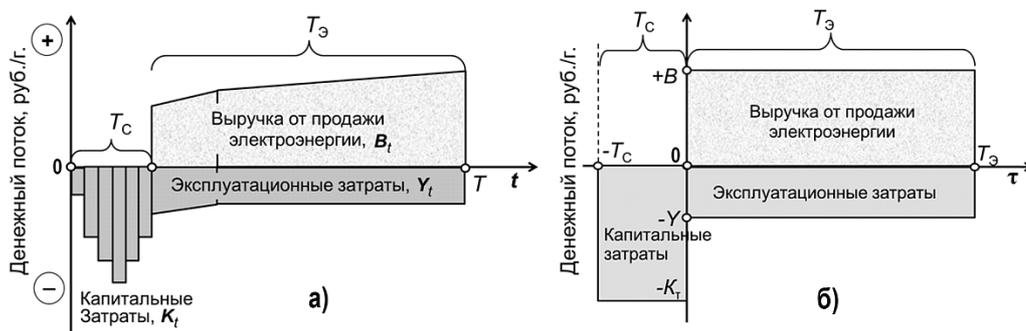


Рис. 1. Схемы ожидаемых ежегодных денежных потоков инвестиционного проекта на всем протяжении жизненного цикла T , состоящего из периодов строительства T_C и эксплуатации $T_Э$ станции: а) – реалистичная схема ($T_C = 6$ лет); б) – базовая (идеализированная) схема. Знаком (+) отмечены денежные притоки (выручка), знаком (–) – оттоки (капитальные и эксплуатационные затраты)

Прогноз всех видов затрат и выручки – это важнейшая и наиболее трудная задача инвестиционного проекта. Предполагается, что все интегральные инженерно-экономические параметры реактора (K_t , Y_t , B_t , T_C и $T_Э$) известны. Отметим только, что при прогнозировании капитальных затрат учитывают территориальное расположение АЭС, степень локализации производства оборудования и строительно-монтажных работ, особенности финансирования и т.п. Прогнозирование эксплуатационных затрат предполагает учет не только базовых параметров (затрат на топливо, оплату труда эксплуатационного персонала, текущий ремонт и модернизацию АЭС), но и ряда операционных издержек (налоги, страхование, инфляция), а также отчислений на обращение с отработанным ядерным топливом и вывод АЭС из эксплуатации.

На величину NPV оказывают влияние ставка дисконтирования (приведения) s ($г.^{-1}$) и момент приведения T_0 будущих денежных потоков. В работе [10] приведены критерии эффективности инвестиций, в которых момент приведения совпадает с началом сооружения блока АЭС. В ряде других публикаций момент приведения служит началом эксплуатации электростанции (окончание сооружения), поэтому возникает различие в оценках некоторых критериев. Удобнее оценивать критерии эффективности инвестиций, когда момент приведения денежных потоков и начало отсчета времени совпадают с началом эксплуатации установки, т.е. когда $T_0 = 0$ и временная шкала на рис. 1а заменяется на $\tau = t - T_C$, как на рис. 1б. В таком случае сооружение установки соответствует отрицательным $\tau < 0$, а эксплуатация – положительным $\tau > 0$. В момент времени $\tau = -T_C$ начинается сооружение установки, а в момент $\tau = T_Э$ завершается ее эксплуатация. Суммируя все дисконтированные затраты и доходы (выручку) с учетом их *разновременности*, получаем выражения для

NPV в следующем виде:

$$NPV + K = \sum_{\tau=1}^{T_3} \frac{B_{\tau} - Y_{\tau}}{(1+s)^{\tau}} = \frac{B-Y}{s} \Phi_3, \quad (1)$$

где

$$K = \sum_{\tau=1-T_c}^0 \frac{K_{\tau}}{(1+s)^{\tau}} = K_0 \Phi_c; \quad K_0 = \sum_{\tau=1-T_c}^0 K_{\tau}; \quad (2)$$

$$\Phi_c = \frac{1}{K_0} \sum_{\tau=1-T_c}^0 \frac{K_{\tau}}{(1+s)^{\tau}} = \sum_{\tau=1-T_c}^0 \frac{\varepsilon_{\tau}}{(1+s)^{\tau}}; \quad (3)$$

$$\Phi_3 = \frac{s}{B-Y} \sum_{\tau=1}^{T_3} \frac{B_{\tau} - Y_{\tau}}{(1+s)^{\tau}} = \sum_{\tau=1}^{T_3} \frac{\delta_{\tau}}{(1+s)^{\tau}}.$$

Величина K_0 представляет полные капитальные затраты в период строительства (руб.), называемые в зарубежной литературе «overnight cost» (мгновенные затраты); $K = K_0 \Phi_c$ – суммарные инвестиции в проект (руб.); B и Y – среднегодовые (за все время эксплуатации) выручка и эксплуатационные затраты (руб./г.). Безразмерные коэффициенты $\Phi_c \geq 1$ и $\Phi_3 \leq 1$, введенные авторами и называемые *коэффициентами приведения*, учитывают влияние сроков сооружения и эксплуатации установки на дисконтированные инвестиции и прибыль соответственно. Коэффициенты приведения удобны при анализе инвестиционных проектов тем, что их величина указывает на отличие реального проекта от «идеального», для которого $\Phi_c = \Phi_3 = 1$ (см. далее).

Коэффициент Φ_c характеризует превышение инвестиций над капитальными затратами. Безразмерные коэффициенты $\varepsilon_{\tau} = K_{\tau}/K_0$ и $\delta_{\tau} = (B_{\tau} - Y_{\tau})/(B - Y)$ представляют долю полных капитальных затрат в году $\tau \leq 0$ и отношение чистой прибыли в году $\tau \geq 0$ к среднегодовой чистой прибыли электростанции соответственно. Степенная функция дисконтирования отражает практику дискретного финансирования и подведения финансовых итогов в конце года.

Выражение (1) имеет ясный экономический смысл – его правая часть означает накопленную за время эксплуатации установки T_3 прибыль (дисконтированную), которая расходуется на две цели (сумма слева): на компенсацию инвестиций $K = K_0 \Phi_c$, необходимых для сооружения установки, и на создание чистой прибыли NPV , которая может направляться на модернизацию или создание новых установок и т.д. в соответствии с критериями следующих уровней (мезо- или макроэкономических).

В *базовом варианте*, когда постоянны ежегодные затраты и выручка (см. рис. 1б), имеем $\varepsilon_{\tau} = 1/T_c$ (поскольку $K_0 = K_{\tau} T_c$) и $\delta_{\tau} = 1$, поэтому коэффициенты приведения (3) принимают вид явных аналитических функций от сроков сооружения T_c и эксплуатации T_3 установки и ставки дисконтирования денежных потоков s :

$$\Phi_c = \frac{(1+s)^{T_c} - 1}{s T_c}; \quad \Phi_3 = 1 - (1+s)^{-T_3}. \quad (4)$$

Из этих выражений следует, что выбор начала эксплуатации установки в качестве момента приведения денежных потоков удобен тем, что коэффициент приведения $\Phi_c \geq 1$ зависит только от длительности сооружения установки T_c , а коэффициент $\Phi_3 \leq 1$ – только от длительности ее эксплуатации T_3 . Например, при $T_c = 6$ лет, $T_3 = 40$ лет и $s = 0,1 \text{ г.}^{-1}$ (10%/г.) получаем $\Phi_c = 1,29$ и $\Phi_3 = 0,98$. В *идеальном случае* «быстро строим и долго эксплуатируем» ($T_c = 1$ и $T_3 \rightarrow \infty$) имеем $\Phi_c = \Phi_3 = 1$, что дает для NPV наивысшее значение при заданных инженерно-экономических параметрах электростанции:

$$NPV + K_0 = (B - Y)/s. \quad (5)$$

Таблица 1

Влияние неравномерности капитальных затрат на коэффициент приведения φ_c при шестилетнем [11] и пятилетнем [12] сроках сооружения блока АЭС. Расчет φ_c по формулам (4) и (6) при ставке дисконтирования $s = 10$ и $5\%/г.$

Год сооружения блока	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
Доля кап. затрат	$\varepsilon_{-5} = 0.020$	$\varepsilon_{-4} = 0.146$	$\varepsilon_{-3} = 0.220$	$\varepsilon_{-2} = 0.244$	$\varepsilon_{-1} = 0.217$	$\varepsilon_0 = 0.153$
	$\varepsilon_{-4} = 0.090$	$\varepsilon_{-3} = 0.242$	$\varepsilon_{-2} = 0.309$	$\varepsilon_{-1} = 0.257$	$\varepsilon_0 = 0.102$	–
Срок сооружения блока	φ_c при $s = 10\%/г.$ Расчет по формуле			φ_c при $s = 5\%/г.$ Расчет по формуле		
	(4)	(6)	(4)	(6)	(4)	(6)
$T_c = 6$ лет	1,29	1,23	1,13	1,11		
$T_c = 5$ лет	1,22	1,21	1,10	1,10		

Оценим далее влияние неравномерности капитальных затрат на величину NPV (табл. 1). Это влияние проявляется через коэффициент приведения φ_c по формуле (3):

$$\varphi_c = \varepsilon_{1-T_c} (1+s)^{T_c-1} + \varepsilon_{2-T_c} (1+s)^{T_c-2} + \dots + \varepsilon_0. \quad (6)$$

Как следует из таблицы, при типичных распределениях капитальных затрат на сооружение блока АЭС [11, 12] формулы (4), (6) дают близкие результаты (расхождение в пределах 5% при величине $s = 10\%/г.$), т.е. базовая модель денежных потоков (см. рис. 16) дает вполне приемлемые результаты даже при весьма неравномерном реальном распределении капитальных затрат.

Главный критерий эффективности (прибыльности) инвестиций NPV , определяемый выражениями (1) – (3) или (5), должен быть положительным (больше нуля). На сколько больше нуля? Ответить на этот вопрос помогают вспомогательные критерии эффективности, вытекающие из определения NPV при его граничном значении $NPV = 0$, означающем, согласно (1), что накопленная при эксплуатации установки прибыль расходуется только на компенсацию инвестиций в ее сооружение. Такой подход сокращает на единицу число переменных и позволяет определить такие полезные критерии, как внутреннюю норму доходности IRR (Internal Rate of Return), дисконтированный период окупаемости Θ , приведенную стоимость электроэнергии $LCOE$ (Levelized Cost of Electricity) и полные приведенные (дисконтированные) затраты Z (Total Levelized Costs).

ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ КРИТЕРИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

Максимально возможная ставка дисконтирования, при которой $NPV = 0$ в конце жизненного цикла, называется *внутренней нормой доходности* IRR (Internal Rate of Return) и служит ограничением сверху на ставку дисконтирования (доходность проекта $s < IRR$) и на процентную ставку привлеченных финансовых ресурсов (кредита) [10]. В общем случае определить величину IRR можно итерационно численным расчетом из выражения

$$IRR \cdot \varphi_c(s = IRR) / \varphi_3(s = IRR) = (B - Y)/K_0, \quad (7)$$

которое находим из (1), учитывая, что $NPV = 0$ при $s=IRR$. Поскольку $\varphi_c/\varphi_3 \geq 1$, то величина IRR всегда меньше ее максимального значения $(B - Y)/K_0$, характерного для «идеального проекта» (5). Подстановка коэффициентов приведения из (4) в (7)

позволяет получить аналитическую взаимосвязь IRR с инженерно-экономическими параметрами реактора.

Входящую в выражения (1) и (5) для NPV годовую выручку B от продажи продукции можно представить в виде произведения годового производства электроэнергии E (кВт·ч/г.) на цену единицы проданной (отпущенной) продукции C (руб/кВт·ч). Минимально возможная цена продукции, при которой $NPV = 0$, называется *приведенной стоимостью электроэнергии (LCOE)*. Согласно (1), при $NPV = 0$ получаем

$$LCOE = (aK_0 + Y)/E; \quad NPV = Z \cdot (C/LCOE - 1), \quad (8)$$

где $a = s \cdot \varphi_C / \varphi_Z \geq s$ – эффективная «норма амортизации капитальных затрат», г.⁻¹; $Z = K_0 \varphi_C + (Y/s) \varphi_Z$ – полные *приведенные (дисконтированные) затраты* за весь период жизненного цикла установки, руб. Как видно, приведенная стоимость электроэнергии есть сумма двух принципиально разных составляющих: $LCOE = C_k + C_y$, где $C_k = aK_0/E$ – капитальная составляющая, $C_y = Y/E$ – эксплуатационная составляющая, имеющая смысл себестоимости производства электроэнергии, когда выручка в точности равна эксплуатационным затратам $B_t = Y_t$. Каждую из этих двух составляющих стоимости электроэнергии обычно представляют в виде сумм ряда других составляющих [13 – 15].

Еще один важный критерий эффективности инвестиций – *период окупаемости инвестиций* Θ (отсчитываемый от начала эксплуатации реактора) – можно определить из (1), если заменить верхний предел суммы T_3 на Θ и приравнять $NPV = 0$:

$$K = \frac{B - Y}{s} \varphi_{\Theta} \approx \frac{B - Y}{s} [1 - (1 + s)^{-\Theta}]. \quad (9)$$

Здесь использовано аналитическое выражение (4) для коэффициента приведения φ_Z , что позволяет получить явную зависимость периода окупаемости Θ от инженерно-экономических параметров реактора:

$$\Theta = -\ln[1 - sK/(B - Y)] / \ln(1 + s). \quad (10)$$

Знак «минус» перед логарифмом учитывает, что логарифм отрицателен, поскольку выражение под знаком логарифма меньше единицы. Здесь, как и ранее, $K = K_0 \varphi_C$ – объем инвестиций.

Представленная экономико-аналитическая модель эффективности инвестиций (конкурентоспособности АЭС на микроэкономическом уровне) является удобной модификацией традиционных подходов инвестиционного анализа. Модель устанавливает наглядную взаимосвязь между главным и вспомогательными критериями эффективности инвестиций, что позволяет избежать противоречий в оценке прибыльности проекта АЭС и сформулировать требования к технико-экономическим параметрам реакторов и допустимым превышениям капитальных затрат и сроков сооружения АЭС. Предлагаемая модель позволяет легко решать не только традиционную «прямую задачу» – оценивать критерии эффективности по прогнозам капитальных и эксплуатационных затрат и потока прибыли (как это делается в крупных программных комплексах), но и, что не менее важно, решать «обратную задачу» – исходя из желаемых величин критериев эффективности оценивать ограничения на капитальные и эксплуатационные затраты и сроки сооружения АЭС, т.е. выявлять «инвестиционные коридоры».

ОЦЕНКА ПРОЕКТНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В ОДНОБЛОЧНУЮ АЭС

В качестве базового сценария будем рассматривать типовой блок с установленной мощностью $W = 1200$ МВт. С учетом 7% расходов на собственные нужды и сред-

негодового коэффициента использования установленной мощности $K_{ИУМ} = 90\%$ реактор может ежегодно продавать электроэнергию в количестве $E \approx 8,8$ млрд. кВт·ч/г. При достаточно высокой отпускной цене на электроэнергию $C = 80$ долл./МВт·ч годовая выручка составит $B \approx 700$ млн. долл./г. Пусть проектные капитальные и эксплуатационные затраты составляют $K_0 = 5$ млрд. долл.; $Y = 150$ млн. долл./г., период строительства $T_C = 6$ лет, период эксплуатации $T_3 = 60$ лет в соответствии с графиком денежных потоков, как на рис. 16. При этих параметрах для идеального проекта ($T_C = 1$ г., $T_3 = \infty$), согласно (5), получаем максимально возможную величину внутренней нормы доходности $IRR = (B - Y)/K_0 = 11\%/г.$ По формуле (7) с учетом (4) получаем реальную величину $IRR = 8,8\%/г.$ Поэтому ставку дисконтирования выбираем $s = 5\%/г.$ из условия $s < IRR$, отражающего прибыльность проекта.

Коэффициенты приведения, согласно (4), равны $\varphi_C = 1,13$ и $\varphi_3 = 0,95$. Из (8) находим эффективную норму амортизации $a = 0,0595$ г.⁻¹ и приведенную стоимость электроэнергии $LCOE \approx 51$ долл./МВт·ч, что ниже отпускной цены и соответствует требованиям эффективности. Подставляя в (10) объем инвестиций $K = K_0\varphi_C = 5,65$ млрд. долл., оцениваем дисконтированный период окупаемости $\Theta \approx 15$ лет (после начала эксплуатации). Приведенные затраты $Z = 8,5$ млрд. долл. и $NPV = 4,8$ млрд. долл. Таким образом, для базового сценария по проекту блока АЭС определены все инвестиционные характеристики, которые соответствуют прибыльности проекта. Однако довольно низкие величины доходности проекта могут стать серьезным препятствием для его кредитования коммерческими банками.

ВЛИЯНИЕ УВЕЛИЧЕНИЯ СРОКОВ СООРУЖЕНИЯ БЛОКА АЭС НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ

Рассмотрим два предельных сценария задержек в сооружении блока: увеличение периода T_C сооружения при неизменных капитальных затратах $K_{01} = K_0$, т.е. при уменьшающихся ежегодных затратах $\varepsilon_\tau = 1/T_C$; увеличение периода T_C сооружения при неизменных ежегодных затратах $\varepsilon_\tau = 1/6$, т.е. при увеличивающихся суммарных капитальных затратах $K_{02} = K_0 T_C/6$, где $K_0 = 5$ млрд. долл. – капитальные затраты для базового сценария ($T_C = 6$ лет). При расчетах по обоим сценариям не учитываются штрафы за задержку сдачи проекта, исключение платежей по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) и дополнительные проценты за кредиты из-за задержек строительства и т.д., а учитываются только чисто инвестиционные эффекты, что дает минимальную оценку финансовых потерь. Расчеты проводились по вышеприведенным формулам с коэффициентами приведения (4). Как и следовало ожидать, наибольший эффект ухудшения экономических показателей проекта дает сценарий 2 (сплошные линии на рис. 2). Как следует из рис. 2а, увеличение сроков строительства вдвое (до 12-ти лет) ведет к снижению внутренней нормы доходности проекта (и без того низкой) до $IRR = 4 - 7\%/г.$ и, соответственно, к уменьшению ставки дисконтирования, которая должна быть ниже IRR . При ставке дисконтирования $5\%/г.$ проект становится убыточным при сроках сооружения более 10-ти лет (по сценарию 2), а при $s = 4\%/г.$ – более $T_C \geq 12$ лет. На это указывают рост приведенной стоимости электроэнергии до рыночного уровня (принятого в работе) 80 долл./МВт·ч (рис. 2б), рост периода окупаемости до окончания срока эксплуатации блока 60 лет (рис. 2в) и падение до нуля главного критерия прибыльности проекта NPV (рис. 2г).

Падение чистого дисконтированного дохода (прибыли) по сценарию 2 таково, что теряется более 1 млрд. долл. прибыли (суммарной) на каждый лишний год сооружения блока (и это без учета санкций). Период окупаемости удваивается за каждые два года просрочки пуска АЭС, превышая 30 лет уже при $T_C \geq 9$ лет. Таким обра-

зом, оценки эффективности инвестиций в проект АЭС показывают существенное ухудшение всех микроэкономических критериев при увеличении продолжительности сооружения, особенно по сценарию 2, когда задержки пуска АЭС сопровождаются повышением суммарных капитальных затрат, что чаще всего и происходит.

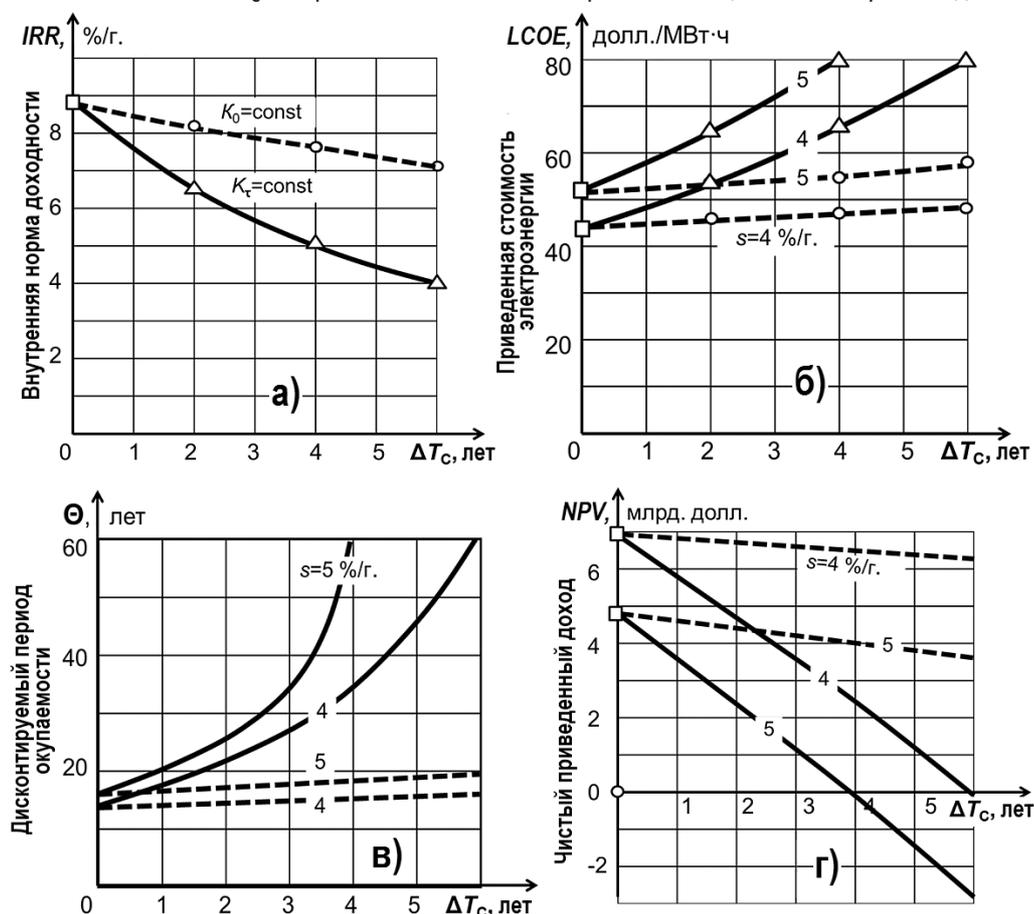


Рис. 2. Зависимости критериев эффективности инвестиций в одноблочную АЭС от увеличения сроков строительства на ΔT_c (лет) при ставках дисконтирования $s = 4$ и $5\%/г.$ для двух сценариев – постоянные суммарные капитальные затраты K_0 (штриховые линии) и возрастающие капитальные затраты $K_0(1 + \Delta T_c/6)$ (сплошные линии): а) – внутренняя норма доходности, %/г.; б) – приведенная стоимость электроэнергии, долл./МВт·ч; в) – дисконтированный период окупаемости, лет; г) – чистый дисконтированный (приведенный) доход, млрд. долл.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе получено наглядное аналитическое представление микроэкономических критериев прибыльности инвестиционного проекта (NPV , IRR , $LCOE$ и Θ), удобное для вариантных расчетов эффективности инвестиций или решения «обратной задачи» – определения такого сочетания инженерно-экономических параметров реактора (K_0 , Y , B , T_c , T_3), при которых достигаются заданные величины критериев эффективности.

Впервые получены оценки ухудшения критериев эффективности инвестиций при задержках сооружения (пуска) типичного блока АЭС до нескольких лет и тем самым при задержках поступления выручки, необходимой для возврата кредитов и накопления прибыли. Рассмотрены два предельных сценария задержек в сооружении блока:

– при неизменных суммарных капитальных затратах, т.е. при уменьшающихся ежегодных затратах;

– при увеличивающихся суммарных капитальных затратах, т.е. неизменных ежегодных затратах.

Как и следовало ожидать, наибольший эффект ухудшения экономических показателей проекта дает сценарий 2 (рост капитальных затрат). Показано, что увеличение сроков строительства вдвое (до 12-ти лет) ведет к снижению внутренней нормы доходности проекта *IRR* (и без того низкой) до 4 – 7%/г. и, соответственно, к уменьшению ставки дисконтирования, которая должна быть ниже *IRR*. При довольно низкой ставке дисконтирования 5%/г. проект становится убыточным при сроках сооружения более 10-ти лет (по сценарию 2). Падение чистого дисконтированного дохода (прибыли) по сценарию 2 таково, что теряется более 1 млрд. долл. прибыли (суммарной) на каждый лишний год сооружения блока (без учета штрафов и санкций). Период окупаемости удваивается за каждые два года просрочки пуска АЭС, превышая 30 лет уже при $T_c \geq 9$ лет.

Приведенные оценки свидетельствуют о необходимости соблюдения минимальных сроков сооружения АЭС, что требует от всех участников проекта (проектировщиков и конструкторов, строителей, монтажников и наладчиков, поставщиков оборудования и материалов, менеджеров и других специалистов) высокой квалификации не только в своей профессиональной деятельности, но и в области управления проектами и повышения конкурентоспособности на глобальном рынке. Важно доводить до всех участников проекта знания о критическом влиянии сроков сооружения АЭС на ее экономичность.

Литература

1. Сааков Э.С. Инжиниринг при вводе в эксплуатацию новых энергоблоков АЭС. Форум поставщиков атомной отрасли «АТОМЕКС-Северо-Запад», Санкт-Петербург, 19-21 апреля 2011 г. Пусконаладочные работы – итоговый этап сооружения ОИАЭ, обеспечивающий основу безопасности их дальнейшей эксплуатации. Инженерно-техническая поддержка при вводе в эксплуатацию энергоблоков АЭС. «АТОМЭКСПО 2012», Москва, 4-6 июня 2012 г.
2. Постановление Правительства РФ от 6 октября 2006 г. № 605 «О Федеральной целевой программе «РАЗВИТИЕ АТОМНОГО ЭНЕРГОПРОМЫШЛЕННОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ НА 2007 - 2010 ГОДЫ И НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2015 ГОДА».
3. Мартынова А. Новая система для стройки. // Атомный эксперт. – 2017. – № 5. – С.34-37.
4. Auditor finds deficiencies in Kudankulam 1 and 2 project. Электронный ресурс: <http://www.world-nuclear-news.org> (дата доступа 29.12. 2017).
5. Черняховская Ю., Корольков Д. Дождь не падает на одну крышу. // Атомный эксперт. – 2017. – № 5. – С.16-24.
6. Berens W. Hawranek, Peter M. Manual for the preparation of industrial feasibility studies. – Vienna: UNIDO, 1991. – 386 p.
7. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. – М.: Дело, 2008. – 1104 с.
8. INPRO Methodology for Sustainability Assessment of Nuclear Energy Systems: Economics. INPRO Manual. IAEA Nuclear Energy Series No. NG-T-4.4. – Vienna: IAEA, 2014. – 92 p.
9. Харитонов В.В. Динамика развития ядерной энергетики. Экономико-математические модели. – М.: НИЯУ МИФИ, 2014. – 328 с.
10. Харитонов В.В., Костерин Н.Н. Критерии окупаемости инвестиций в ядерную энергетику. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2017. – № 2. – С. 157-168.
11. INPRO Assessment of the Planned Nuclear Energy System of Belarus. IAEA TECDOC SERIES. TECDOC No. 1716. – Vienna: IAEA, 2013. – 303 p.
12. The Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT Study. – Massachusetts Institute of Technology, 2003. – 180 p.
13. Приказ от 13 октября 2010 года N 486-э (с изменениями на 11 апреля 2017 года) «Об

утверждении Порядка определения цены на мощность вводимых в эксплуатацию новых атомных и гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций)». Федеральная служба по тарифам. 2017.

14. Cost estimating guidelines for generation IV nuclear energy systems. GIF/EMWG/2007/004. Revision 4.2. September 26, 2007. – 181 p.

15. Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management. Nuclear Energy Agency No. 7195, OECD, 2015. – 248 p.

Поступила в редакцию 20.02.2018 г.

Авторы

Соловьева Алена Петровна, магистрант

E-mail: alena--sol@mail.ru.

Харитонов Владимир Витальевич, профессор, доктор физ.-мат. наук

E-mail: vvkharitonov@mephi.ru

Шмаков Олег Георгиевич, аспирант

E-mail: olshmakov@yandex.ru

UDC 330.322.5: 338.5, 621.039.5

EFFECT OF DELAYS IN NPP CONSTRUCTION ON INVESTMENT EFFICIENCY

Solov'yova A.P., Kharitonov V.V., Shmakov O.G.

National Research Nuclear University «MEPhI» (Moscow Engineering Physics Institute)
31 Kashirskoe sh., Moscow, 115409 Russia

ABSTRACT

An economic-mathematical model for analytical calculation of the loss of efficiency of investments in nuclear power plants (NPPs) in case of delayed commissioning of the plant is presented for the first time. Both the conventional approach to investment analysis and new authors' developments were used. Quantitative estimates of investment efficiency criteria deterioration caused by delays in commissioning of typical NPP unit by up to several years and, consequently, delays in accrual of revenues necessary for paying back bank loans and accumulation of profits, were obtained. The following two limiting scenarios of delays in the construction of the power unit were examined: 1) with constant total capital costs, i.e. with decreasing annual costs, and 2) with increasing total capital costs, i.e. with constant annual costs. It was demonstrated that the increase in duration of construction results in the decrease of the internal rate of return of the project to low values of 4 – 7% per year. With fairly low discount rate (4 – 5% per year), the project becomes unprofitable for construction periods in excess of 10 years (under scenario 2). The losses amount to more than 1 billion dollars of profit (total) for each additional year of construction of the power unit (possible fines and sanctions not included). The payback period doubles for every two years of delay in NPP commissioning and exceeds 30 years already for $T_c \geq 9$ years. It is important to inform all participants of the NPP construction projects about the critical impact of the length of the NPP construction period on its financial performance and about the significance of efficient project management.

Key words: nuclear energy, delays in NPP construction, investment efficiency criteria, capital and operating costs, human factor, project management.

REFERENCES

1. Saakov E.S. Engineering during the commissioning of new NPP units. Forum of Nuclear Suppliers ATOMEX-North-West, St. Petersburg, April 19-21, 2011; Commissioning is the final stage of the construction of the nuclear energy objects, which provides the basis for the safety of their further operation. Engineering and technical support for the commissioning of NPP units. ATOMEXPO 2012, Moscow, June 4-6, 2012 (in Russian).
- 2, Decree of the Government of the Russian Federation of October 6, 2006 No 605 «On the Federal Target Program «Development of the Russian Nuclear Power Industry Complex for 2007 – 2010 and for the Perspective up to 2015». (in Russian).
3. Martynova A.A New System for Construction. *Atomic expert*, 2017, no. 5, pp. 34-37 (in Russian).
4. Auditor Finds Deficiencies in Kudankulam 1 and 2 Project. Available at: <http://www.world-nuclear-news.org> (accessed December 29, 2017).
5. Chernyakhovskayya Yu., Korolkov D. Rain does not fall on one roof. *Atomic expert*, 2017, no. 5, pp. 16-24 (in Russian).
6. Berens W. Hawranek, Peter M. *Manual for the preparation of industrial feasibility studies*. Vienna. UNIDO, 1991. 386 p.
7. Vilenskiy P.L., Livshits V.N., Smolyak S.A. *Evaluation of the effectiveness of investment projects. Theory and practice*. Moscow. Delo Publ., 2008. 1104 p. (in Russian).
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. Kharitonov V.V. *Dynamics of nuclear energy development. Economic and mathematical models*. Moscow. NRNU «MEPhI» Publ., 2014. 328 p. (in Russian).
10. Kharitonov V.V., Kosterin N.N. Criteria for recoupment of investments in nuclear energy. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2017, no. 2, pp. 157-168 (in Russian).
11. INPRO Assessment of the Planned Nuclear Energy System of Belarus. IAEA TECDOC SERIES. TECDOC No. 1716. VIENNA, IAEA, 2013. 303 p.
12. The Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology. 2003, 180 p.
13. Order of October 13, 2010 No. 486-e (as amended on April 11, 2017) «On approval of the Procedure for determining the price for the capacity of new nuclear and hydropower plants putting into operation (including pumped storage power plants)». Federal Tariff Service. 2017 (in Russian).
14. Cost Estimating Guidelines for Generation IV Nuclear Energy Systems. GIF/EMWG/2007/004. Revision 4.2. September 26, 2007. 181 p.
15. Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management. Nuclear Energy Agency No. 7195, OECD, 2015. 248 p.

Authors

Solov'yova Alyona Petrovna, Student of Master Program

E-mail: alena--sol@mail.ru

Kharitonov Vladimir Vitalyevich, Professor, Dr. Sci. (Phys.-Math.)

E-mail: vkharitonov@mephi.ru

Shmakov Oleg Georgievich, PhD Student

E-mail: olshmakov@yandex.ru