

# КОГДА ОКУПИТСЯ АЭС?

Доктор технических наук, кандидат экономических наук А.С. ПАВЛОВ,  
кандидат экономических наук Р.Р. ТЕМИШЕВ  
(АО "ВНИИАЭС")

DOI: 10.7868/50233361920010061

**П**ериод окупаемости (Payback period, PP) – один из важнейших показателей оценки экономической эффективности капитальных вложений наряду с чистым дисконтированным доходом (ЧДД, NPV), индексом доходности капитальных вложений (ИД, PI), внутренней ставкой доходности (ВСД, IRR), приведённой стоимостью<sup>1</sup> электроэнергии (LCOE)<sup>2</sup>. Период окупаемости  $T_{pb}$  равен сроку, в течение которого средства, вложенные в виде капитала, возвращаются инвестору в виде чистой прибыли от функционирования проекта. Если дисконтирование затрат и доходов не принимается во внимание, период окупаемости  $T_{pb}$  определяется решением уравнения

$$K = \sum_{t=0}^{T_{pb}} P_t, \quad (1)$$

где  $K$  – сумма первоначальных инвестиций;  $P_t$  – чистая прибыль в интервале (год, квартал, месяц)  $t$ .

Если ожидается равномерный поток прибыли, то срок окупаемости определяется ещё проще, как частное от деления суммы инвестиций на годовой размер чистой прибыли.

Обычно считается, что период окупаемости соответствует окончанию последнего периода, в котором суммарный чистый денежный доход (ЧДД) ещё отрицателен. Точность определения  $T_{pb}$  тем выше, чем мельче интервал определения прибыли. Однако и при более крупном (годовом) интервале можно уточнить значение периода окупаемости путём интерполяции<sup>3</sup> значений на границах интервала. Можно показать, что в некоторых случаях (отсутствие знакопеременного или сильно возрастающего потока наличности, его резких колебаний) период окупаемости может быть непосредственно вычислен по формуле

$$T_{pb} = \max \left\{ t - \frac{\sum_0^t F_t}{F_t} \right\}, \quad (2)$$

<sup>1</sup> Под приведённой стоимостью понимают текущую стоимость денежных средств, которые будут получены в будущем. Приведённая стоимость – понятие, по своему значению противоположное будущей стоимости.

<sup>2</sup> Павлов А.С. Хорошо забытое новое // Энергия: экономика, экология, техника. 2017. № 6.

<sup>3</sup> Интерполяция (от лат. *interpolatio* – изменение, переделка) – в математике и статистике это способ вычислить промежуточное значение функции по нескольким уже известным её значениям.

где  $F_t$  – поток наличности (cash flow) в интервале  $t$ , равный разности между чистой прибылью и капитальными вложениями в этом интервале.

Для доказательства представим поток наличности нарастающим итогом в виде дважды дифференцируемой непрерывной функции  $y$  и рассмотрим выражение

$$f = x - y/y'.$$

Приравняем нулю производную  $df/dx$ , получим, что максимум функции  $f$  соответствует нулевому значению функции  $y$ , то есть периоду окупаемости.

Обратим внимание, что в формуле (1) инвестиции считаются вложенными мгновенно, так как продолжительность строительства и распределение затрат по годам никак не учитываются. Для учёта этих факторов, а также для учёта различного “веса” денежных средств разных периодов используется понятие дисконтирования, что есть приведение затрат к заданному (“нулевому”) периоду. С учётом дисконтирования затрат и доходов уравнение для определения периода окупаемости будет выглядеть следующим образом:

$$\sum_{t=T_{beg}}^0 K_t \beta_t = \sum_{t=0}^{T_{pb}} P_t \beta_t, \quad (3)$$

где  $K_t$  – инвестиции в интервале  $t$ ;  
 $T_{beg}$  – время начала строительства;  
 $\beta_t$  – коэффициент дисконтирования, вычисляемый как  $\beta_t = (1 + d)^{-t}$ ;  
 $d$  – ставка дисконтирования, в долях единицы.

Преимуществом показателя “период окупаемости” является наглядность, независимость от денежных единиц, возможность определить как

абсолютную, так и относительную эффективность. Во многих случаях бизнес соглашается на инвестиции при малом сроке окупаемости и интуитивно отказывается от инвестиций при сроке окупаемости 10–20 лет. Для более взвешенного решения целесообразно сравнить срок окупаемости проекта с периодом возврата процентов по банковскому депозиту, то есть оценить, выгодно ли вложение средства в проект по сравнению с долгосрочным вкладом на банковский счёт.

Однако существенным недостатком показателя является невозможность учёта последующего периода эксплуатации, в частности, невозможность учёта возобновляющихся капитальных затрат и тем более затрат, осуществляемых в конце жизненного цикла объекта. В последнем случае получается, что капитальные затраты в конце жизненного цикла объекта вообще не окупаются. Однако практика показывает, что такой подход ограничивает экономическую оценку проекта. В частности, метод подсчёта внутренней ставки доходности (ВСД) позволяет учитывать капитальные затраты, выполненные как в период эксплуатации объекта, так и по завершении жизненного цикла, а для периода окупаемости это невозможно. Таким образом, есть целые отрасли (например, энергетика), в которой заключительные затраты на вывод из эксплуатации неизбежны. Для них существующий метод определения периода окупаемости неприменим. Формула (2) в этом случае также “не работает”. В связи с этим рассмотрим определение периода окупаемости для более сложных случаев.

Простая методика оценки эффективности инвестиционных проектов предполагает, как правило, разделение жизненного цикла проекта (ЖЦП) на непересекающиеся во времени этапы: инвестиционный – в течение которого происходит вложение средств в капитальные активы и операционный период – получение дохода от использования (эксплуатации, продажи) активов. Предполагается, что операционный период начинается строго после окончания инвестиционного периода, что позволяет оценивать срок (от начала или окончания периода инвестирования), за который происходит возврат инвестированных средств, то есть период окупаемости инвестиций в проект.

Однако жизненный цикл крупных проектов, в частности, проектов атомных электростанций (АЭС), имеет следующие особенности:

– *длительный* (порядка 10 лет, учитывая проектирование) срок осуществления начальных капиталовложений;

– *длительный* (до 60 лет с возможностью продления) этап эксплуатации, в течение которого имеют место новые затраты, связанные с заменой оборудования, модернизацией основных средств и продлением срока эксплуатации;

– *основные* финансовые показатели (выручка, затраты, чистая прибыль) не остаются постоянными в период эксплуатации энергоблоков в связи

с изменением графика потребления энергии, внедрением новых топливных элементов и др.;

– *неизбежный* этап вывода из эксплуатации, связанный не только с удалением радиоактивных компонентов, но с большим объёмом демонтажных работ;

– *наличие* отложенных обязательств по ликвидации последствий производственной деятельности в виде долгосрочного хранения отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) и радиоактивных отходов (РАО). Отметим, что для тепловой энергетики и металлургии аналогичную роль играют “хвосты”, терриконы и другие хранилища отходов.

Каждая из этих особенностей затрудняет оценку традиционного показателя “период окупаемости” в рамках оценки экономической эффективности инвестиционного проекта<sup>4</sup>. Применение упро-

щённых шаблонных подходов делает расчёт этого показателя некорректным, что может привести к искажённым выводам об экономической эффективности проекта в целом. Поэтому при оценке экономической эффективности АЭС на полном жизненном цикле необходимо предусматривать этапы плановой модернизации и замены оборудования, предполагающие дополнительные

Простая методика оценки эффективности инвестиционных проектов предполагает, как правило, разделение жизненного цикла проекта (ЖЦП) на непересекающиеся во времени этапы: инвестиционный – в течение которого происходит вложение средств в капитальные активы и операционный период – получение дохода от использования (эксплуатации, продажи) активов.

<sup>4</sup> Методические рекомендации по оценке инвестиционных проектов (вторая редакция). Официальное издание. М.: Экономика, 2000.

инвестиции и временное снижение доходов.

Однако такой подход делает неоднозначным понимание вопроса: для каких инвестиционных затрат (начальных, дополнительных или полных, то есть за весь ЖЦП) рассматривается показатель “период окупаемости”? По этой причине капитальные затраты в модернизацию, как правило, не учитываются либо рассматриваются в неявном виде в составе операционных затрат<sup>5</sup>. При этом оценка срока окупаемости инвестиций в строительство АЭС оказывается неполной или искаженной.

Модернизация и продление эксплуатации энергоблоков в настоящее время рассматриваются в качестве самостоятельных инвестиционных проектов. Их экономическая эффективность оценивается при фактическом завершении нормативного срока эксплуатации энергоблоков или при обосновании принятия решения об их модернизации. При таком подходе расчёт показателя “период окупаемости” может быть связан с методической ошибкой, заключающейся в повторном счёте сроков и доходов при эксплуатации: если модернизация

проводится *ранее* достижения “момента окупаемости” начальных инвестиций, то доходы от момента завершения модернизации до “момента окупаемости” начальных инвестиций уже *были приняты в расчёт* при оценке срока окупаемости *начальных инвестиций*.

Затраты на вывод объекта из эксплуатации и на реализацию отложенных обязательств относятся к столь отдалённым периодам и столь неопределённым по величине, что обычно считается возможным их не учитывать вообще, относя эти затраты по срокам в бесконечность. Этому решению способствует применение достаточно высоких норм дисконта (10% и выше) для приведения разновременных стоимостных показателей к одному периоду, резко снижающее значимость величин отдалённых инвестиционных затрат.

При разработке обоснований вложений в АЭС отмеченные методические затруднения “обходятся”, как правило, следующим образом:

- считается, что технические показатели (выработка электроэнергии, КИУМ<sup>6</sup> и др.) и финансовые результаты АЭС на всём их нормативном сроке службы неизменны за счёт совмещения плановых ремонтов энергоблоков с остановами на перегрузку ядерного топлива;

Модернизация и продление эксплуатации энергоблоков в настоящее время рассматриваются в качестве самостоятельных инвестиционных проектов. Их экономическая эффективность оценивается при фактическом завершении нормативного срока эксплуатации энергоблоков или при обосновании принятия решения об их модернизации.

<sup>5</sup> Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии инвестиционных предложений (с типовыми примерами) / ОАО РАО “ЕЭС России”, ГОУ ВПО “АНХ” // Колл. авт. под ред. С.К. Дубинина и М.А. Лимитовского. М.: ГУУ, 2008.

<sup>6</sup> Коэффициент использования установленной мощности.

- затраты на модернизацию и продление срока эксплуатации, а также соответствующие простои не принимаются во внимание; при этом считается, что такие мероприятия представляют собой отдельный проект, окупаемость которого может быть оценена в будущем;

- этап “вывод из эксплуатации” не рассматривается в качестве отдельной стадии ЖЦП; соответствующие затраты

распределяются за весь срок эксплуатации в виде обязательных отчислений, относимых на себестоимость продукции. Тем самым затраты на вывод АЭС из эксплуатации переводятся из разряда капитальных в операционные, то есть исключаются из сумм полных инвестиций в проект;

- затраты по обеспечению долгосрочного (вне реактора) хранения накопленного ОЯТ и РАО, включая капитальные затраты на создание соответствующих хранилищ, также рассматриваются в виде ежегодных отчислений, то есть переводятся из разряда капитальных в операционные.

Однако хорошо известно, что сумма оптимальных частных решений ещё не гарантирует оптимального полного решения. В связи с этим предлагается изменить формулу (3) для поиска срока окупаемости интегрального проекта следующим образом:

$$\sum_{t=T_{beg}}^{T_{end}} K_t \beta_t = \sum_{t=0}^{T_{pb}} P_t \beta_t, \quad (4)$$

где  $T_{end}$  – интервал окончания затрат по объекту.

Таким образом, полные затраты по проекту будут складываться из первоначальных капитальных затрат, затрат на модернизацию и на продление срока эксплуатации, а также затрат на вывод из эксплуатации. Отметим, что в соответствии с действующим Налоговым кодексом РФ<sup>7</sup> затраты на вывод

полные затраты по проекту будут складываться из первоначальных капитальных затрат, затрат на модернизацию и на продление срока эксплуатации, а также затрат на вывод из эксплуатации. Отметим, что в соответствии с действующим Налоговым кодексом РФ, затраты на вывод из эксплуатации относятся не к капитальным вложениям, а к затратам основной деятельности, то есть к себестоимости выработки электроэнергии.

из эксплуатации относятся не к капитальным вложениям, а к затратам основной деятельности, то есть к себестоимости выработки электроэнергии. Однако в период вывода из эксплуатации никакой электроэнергии не вырабатывается, поэтому по существу указанные затраты в экономическом смысле можно приравнять к капитальным затратам.

Проиллюстрируем применение формул (3) и (4) на условном числовом примере (таблица). В данном примере став-

ка дисконтирования принята в размере 0.04<sup>8</sup>.

В таблице затраты указаны в той же строке, что и доходы, но с отрицательным знаком. Из таблицы следует, что затраты последнего, восьмого года (“вывод из эксплуатации”), а также общий срок службы объекта никак не отражаются на вычислении обычного

<sup>7</sup> Налоговый кодекс РФ. Ст. 265. Ч. 1, п. 8.

<sup>8</sup> Павлов А.С., Темишев Р.Р. Выбор нормы дисконта: оценка конкурентоспособности в энергетике // Энергия: экономка, техника, экология. 2018. № 4.

Численное определение периода окупаемости

Показатель	Годы (данные условные)								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Доходы/затраты	-1000	250	255	260	265	270	270	250	-200
Коэффициент приведения	1,000	0.9615	0.246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307
Приведенный поток наличности нарастающим итогом	-1000	-759.6	-523.9	-292.7	-66.2	155.7	369.1	559.1	413.0
Период окупаемости начальных затрат						4.298			
Приведенный полный поток	-1146	-905.8	-670.0	-438.9	-212.3	9.591	223.0	413.0	
Период окупаемости полных затрат						4.957			

периода окупаемости начальных затрат. При этом вычисление периода окупаемости даёт излишне оптимистичную величину.

Приведённый полный поток включает все затраты за срок службы объекта. Так, изначально в поток включены (со своими коэффициентами приведения) затраты нулевого и восьмого года. Период окупаемости полных затрат учитывает эти затраты и показывает более реалистичную картину. Более того, при увеличении срока службы затраты на вывод из эксплуатации отдалаются, приведённые затраты в начале потока уменьшаются и период окупаемости полных затрат снижается. Тем самым период окупаемости, вычисленный по формуле (4), даёт возможность учёта различий в сроках службы объекта за пределами периода окупаемости, что ранее было невозможно.

В то же время после принятия интегрального решения по всему проекту, вплоть до вывода из эксплуатации, наступает время принятия частных решений. Применительно к инвестиционным проектам АЭС частными решениями могут быть решения о проведении модернизации вместо ремонта или о продлении эксплуатации. Таким образом, может существовать целое семейство показателей окупаемости. При этом этап эксплуатации может быть разделён на подэтапы (стадии), отличающиеся как экономическими показателями эксплуатации, так и наличием “развилки” (дат принятия решений о дальнейшем развитии). Окупаемость капитальных вложений определяется на начальной стадии рассмотрения, а также на каждой из семейства “развилки”.

Важной особенностью электростанций является возможность их строительства по договорам между инфраструктурными организациями энергетического рынка и генерирующими компаниями: по договорам о предоставлении мощности (для ТЭС) и по договорам купли/продажи мощности (для новых АЭС и ГЭС). Для новых АЭС и ГЭС в течение 20 лет производится поставка мощности по таким договорам<sup>9</sup> по цене, учитывающей инвестиционную составляющую. Поэтому через 20 лет экономические условия работы таких станций резко меняются. Кроме того, за этот период значительно уменьшается остаточная стоимость основных средств, а следовательно, уменьшаются амортизационные отчисления и размер платы за имущество. В частности, период амортизации для различных видов основных средств составляет:

◇ здания и сооружения – свыше 30 лет;

◇ ядерные реакторы, генераторы, электростанции в целом – от 25 до 30 лет;

◇ провода и кабели силовые – от 20 до 25 лет;

◇ оборудование связи – от 15 до 20 лет;

◇ турбины, устройства сигнализации – от 10 до 15 лет;

◇ конденсаторы – от 7 до 10 лет;

◇ технологические трубопроводы – от 3 до 5 лет;

◇ насосы конденсатные и питательные – от 1 года до 2 лет.

Срок службы указанных основных средств обычно превышает период

амортизации. В связи с этим с течением времени основные средства имеют незначительную остаточную стоимость. Кроме того, по мере продолжения эксплуатации изменяется режим использования установленной мощности, возникают новые технологии и новые материалы топливного обеспечения. На предпроектном этапе эти параметры обладают высокой неопределённостью и не позволяют достоверно оценить экономическую эффективность суммарных капитальных вложений.

Таким образом, для более точного принятия решений на каждой “развилке” целесообразно рассматривать оставшуюся продолжительность жизненного цикла электростанции с разделением на подэтапы: подэтап договора купли/продажи мощности, подэтапы модернизации, подэтап продления эксплуатации. При этом следует избегать повторного счёта доходов на отдельных подэтапах жизненного цикла объекта. Кроме того, по той же причине следует исключать отчисления на вывод АЭС из эксплуатации из состава эксплуатационных затрат, если затраты на вывод учитываются непосредственно в потоке наличности.

В заключение отметим, что период окупаемости является лишь одной из возможных оценок экономической эффективности капитальных вложений, основанных на концепции чистого дисконтированного дохода. Поэтому выбирать надо те показатели, которые наиболее удобны для рассмотрения в конкретных условиях обсуждения проекта. Это никоим образом не умаляет необходимости многокритериального подхода к решению сложных стратегических вопросов развития энергетики.

<sup>9</sup>Правила оптового рынка электрической энергии и мощности.