

СИСТЕМНАЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ ЯДЕРНЫХ ЭНЕРГОИСТОЧНИКОВ

В.И. Усанов

*АО «ГНЦ РФ-ФЭИ им. А. И. Лейпунского»
249033, Калужская обл., г. Обнинск, пл. Бондаренко, 1*



Анализируются возможности повышения коммерческой привлекательности ядерного способа энергопроизводства в рыночных условиях. Представлена модель, в которой объектом экономического анализа является не отдельный энергоблок, а финансово-интегрированная электрогенерирующая система, объединяющая несколько блоков одного технологического типа. Рассмотрены вопросы, связанные с расчетом стоимости электроэнергии в таких системах и их построением. Показано, что расчетная удельная стоимость электроэнергии, произведенной в ядерно-энергетической финансово-интегрированной системе с количеством энергоблоков больше одного, при ее финансировании акционерами и кредиторами может быть ниже по сравнению со стоимостью электроэнергии, произведенной экономически не связанными энергоблоками той же мощности при тех же условиях инвестирования. Эффект достигается за счет составляющей краткосрочного кредитования в стоимости электроэнергии, возврат средств по которой единовременно может осуществляться для меньшего числа энергоблоков (вплоть до одного), в то время как электроэнергия производится всеми блоками системы. Результаты расчетов ядерных энергоисточников и парогазовых установок с использованием разработанной модели позволяют сделать вывод, что переход от экономических моделей отдельных ядерных энергоблоков к моделям ядерных энергетических комплексов может приблизить расчетные экономические показатели ядерной энергетики к показателям энергоисточников на органическом топливе и повысить коммерческую привлекательность ядерной энергетики. Достижение этой цели может способствовать росту государственных и частных инвестиций в ядерный энергетический бизнес.

Ключевые слова: ядерный энергетический бизнес, конкурентоспособность, стоимость электроэнергии, рынок капитала, механизмы финансирования, расчетная модель, финансово-интегрированная система.

ВВЕДЕНИЕ

Конкурентоспособность АЭС является одним из ключевых требований устойчивого развития ядерной генерации электроэнергии. Однако существующие методы расчета стоимости производства электроэнергии показывают, что высокие удельные капитальные затраты и длительные сроки строительства АЭС в условиях высоких процентов на капитал приводят к потере экономической конкурентоспособности ядерно-энергетических технологий.

© В.И. Усанов, 2018

Для оценки конкурентоспособности энергоисточников применяются модели, основанные на сравнении стоимости производства энергии на единичных энергоустановках [1 – 8]. Между тем, стоимость производства энергии может существенно зависеть от организации отдельных структурных единиц в систему, причем характер этой зависимости может отличаться для конкретных технологий.

В данной работе представлена модель, в которой объектом экономического анализа является не отдельный энергоблок, а финансово-интегрированная система, объединяющая несколько блоков одного технологического типа. Рассмотрены вопросы, связанные с расчетом стоимости электроэнергии в таких системах и их построением. Исследование ориентировано на анализ возможностей повышения коммерческой привлекательности ядерного способа энергопроизводства в жестких рыночных условиях и привлечения частных инвесторов в ядерно-энергетический сектор. Показано, что результаты расчетов, полученные с использованием предлагаемой модели, могут значительно отличаться от результатов расчета по другим моделям.

МЕТОДЫ И МОДЕЛИ

Для сравнения экономической конкурентоспособности производства электроэнергии на электростанциях используются *удельные приведенные дисконтированные затраты* на производство единицы продукции («*levelized cost*») [1 – 19]. Стоимость продукции (электроэнергии) r определяется как отношение суммарных дисконтированных затрат к дисконтированному выпуску продукции. Суммарные дисконтированные затраты складываются из составляющих затрат, идущих на возмещение инвестиций, вложенных в сооружение энергоблока, и эксплуатационных издержек, включающих в себя топливные затраты. В работе основное внимание уделено первой из упомянутых составляющих. Расчет составляющей стоимости электроэнергии r , идущей на возмещение капитала, проводится на основе экспоненциальной формы представления, обоснованной и использованной в [10 – 15]:

$$r = k \cdot i / [q \cdot (1 - \exp\{-iT\})], \quad (1)$$

где k – сумма денежных средств, внесенных инвесторами в строительство энергоблока, и процентов по ним к началу коммерческой эксплуатации блока; i – ставка дисконтирования; q – годовое производство электроэнергии энергоблоком; T – срок возврата средств, инвестированных в строительство энергоблока.

Во многих работах по экономике, в том числе по экономике ядерной энергетики, ставка дисконтирования связывается со «стоимостью денег» – средней процентной ставкой по всем источникам финансирования (*weighted average cost of capital – WECC*) [2 – 5, 20, 21]. Если строительство энергоблока финансируется на основании средств собственников (акционеров) и долговых обязательств по займу внешних средств, привлекаемых с рынка капитала, ставка дисконтирования для «обобщенного» инвестора определяется как

$$i = \varepsilon_D \cdot i_D + \varepsilon_E \cdot i_E,$$

где $\varepsilon_D, \varepsilon_E$ – доли долговых обязательств и средств акционеров соответственно ($\varepsilon_D + \varepsilon_E = 1$); i_D, i_E – проценты на заемный капитал (проценты по кредиту) и акционерный капитал (ставка доходности по акциям).

Если эксплуатационные издержки u не зависят от времени, тогда расчетная стоимость единицы электроэнергии c составит

$$c = r + u. \quad (2)$$

Как и в [2 – 5], ядерный энергетический проект считается эффективным, если он

обеспечивает окупаемость капиталовложений с учетом дисконтирования доходов и затрат по ставкам, определяемым акционерами и кредиторами, и при этом поставляет на свободный (нерегулируемый) рынок конкурентную электроэнергию.

В подходе, предлагаемом в работе, вместо одного энергоблока рассмотрена *финансово-интегрированная электрогенерирующая система*, включающая в себя несколько энергоблоков, принадлежащих одной компании с единым финансовым управлением. Результаты расчета стоимости электроэнергии с использованием этой модели назовем *системной стоимостью* электроэнергии. Конкурентоспособность альтернативных энергоисточников будет определяться при сравнении системной стоимости производимой ими электроэнергии и стоимости, производимой единичными энергоблоками. Приняты во внимание особенности разных инструментов финансирования строительства энергетического объекта, используемых инвесторами. Выражение (1) для расчета составляющей стоимости электроэнергии R на возмещение капитала для финансово-интегрированной системы с разными схемами инвестирования принимает вид

$$R = \sum_{f=1}^F R_f = \sum_{f=1}^F \frac{K_f \cdot i_f}{Q \cdot (1 - e^{-i_f T_f})}. \quad (3)$$

В выражении (3) заглавные буквы означают те же величины, что и соответствующие строчные буквы в (1), но только не для одного блока, а для системы. Индексом f обозначены инвесторы с определенной схемой финансирования строительства и возврата вложенных средств. Выражение (3) показывает, что формула для расчета составляющей стоимости электроэнергии R на возмещение капитала для финансово-интегрированной системы, учитывающая специфику конкретных инвесторов, имеет более сложный вид по сравнению с формулой (1) для расчета приведенных дисконтированных затрат. Для простоты в работе обсуждаются только два типа инвесторов: $f=1$ – это акционеры, $f=2$ – это внешние кредиторы (банки, фонды и т.д.).

Учет финансирования строительства энергоблока двумя или более инвесторами с разными условиями предоставления и возврата капитала имеет большое значение, так как распределение инвестиционных потоков для каждого из них может существенно отличаться, что влияет на результаты расчета стоимости [2]. Собственники заинтересованы в получении дивидендов в течение длительных сроков, вплоть до всего срока $T_1 = T_L$ коммерческой эксплуатации энергоустановки. Типичное время для погашения долга (срок задолженности) T_2 кредиторам (банкам) гораздо меньше – от 5 до 15 лет. Кроме того, вложение денег в то или иное предприятие привлекательно для частных акционеров только при условии, что проценты на вложенный в предприятие капитал выше среднего депозитного процента, выплачиваемого клиентам банками.

Поскольку издержки на эксплуатацию и стоимость топлива в системе, как и годовое производство электроэнергии системой, пропорциональны числу блоков N , то составляющие стоимости на эксплуатацию для системы будут те же, что и для одного энергоблока. Тогда удельная стоимость единицы электроэнергии для системы запишется как

$$c = R + u. \quad (4)$$

Профиль возмещения инвестиций, вложенных акционерами и кредиторами АЭС в сооружение одного энергоблока, после начала его работы для случая двух указанных выше источников финансирования является ступенчатой функцией (рис.1). Сначала возвращается долг с процентами на вложенный капитал владельцам заемного капитала и дивиденды акционерам, а затем только дивиденды акционерам. Приведенная дисконтированная стоимость электроэнергии (пунктирная линия) оп-

ределяются таким образом, чтобы обеспечить возврат средств и тем, и другим.

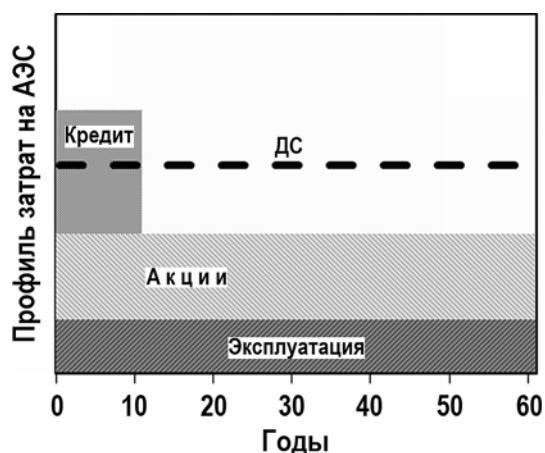


Рис. 1. Профиль возмещения инвестиций акционерам и кредиторам АЭС во времени (ДС – дисконтированная стоимость электроэнергии)

Профили возмещения инвестиций акционерам и кредиторам АЭС во времени для блоков тепловых и атомных электростанций (ТЭС и АЭС) имеют существенные различия. В технологиях, основанных на сжигании органического топлива, составляющая на возмещение инвестиций мала по сравнению с операционными и топливными затратами. Поэтому разница в объемах возвращаемых средств в периоды возмещения капитала акционерам и кредиторам и только акционерам мала на фоне эксплуатационных затрат, а расчетное постоянное значение дисконтированной стоимости электроэнергии мало отличается от изменяющейся во времени реальной ступенчатой функции и может рассматриваться как вполне приемлемая оценка.

Для ядерных энергоблоков относительный вклад составляющей на возмещение инвестиционных затрат в удельную стоимость электроэнергии является определяющим, так что разница в величине возвращаемых средств в периоды возмещения капитала акционерам и кредиторам и только акционерам очень велика. Даваемое методом приведенных дисконтированных затрат в этом случае постоянное значение для всего срока эксплуатации энергоблока служит плохим ориентиром, поскольку необходимая величина возвращаемых средств в период возмещения капитала акционерам и кредиторам значительно больше этого постоянного значения, и это означает, что разницу после возврата денег кредиторам приходится покрывать огромными обесценившимися за счет дисконтирования денежными средствами. В рассматриваемом классе задач создаются лучшие условия для применения метода приведения к ядерным энергоисточникам, что достигается за счет частичного снижения периода возврата инвестиций.

МОДЕЛЬ ФИНАНСОВО-ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ

Предположим, что введенная финансово-интегрированная электрогенерирующая система достигла некоторого предельного («асимптотического») состояния с заданной предельной мощностью и работает в установившемся режиме, который можно назвать замкнутым по вводу-выводу реакторов циклом. Выводимый из эксплуатации после исчерпания срока службы реакторный блок своевременно замещается новым блоком, так что система поддерживается в состоянии с постоянным числом N энергоблоков одного и того же типа. Инвестиционный процесс, связанный с поддержанием системы в стационарном по мощности состоянии, организуется следующим образом (рис. 2).

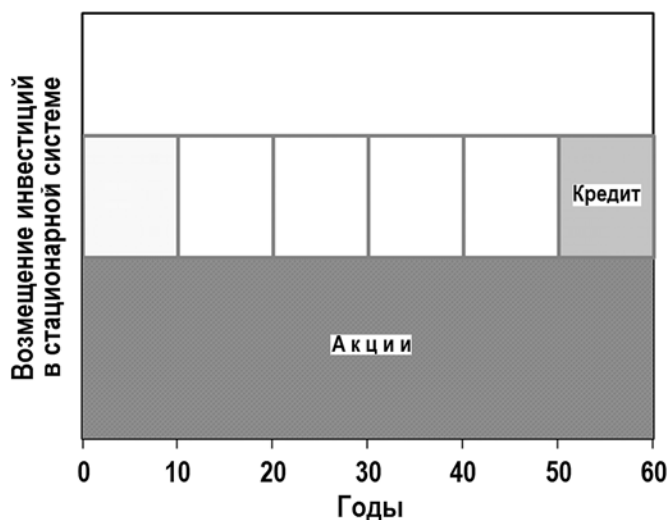


Рис. 2. Схема возврата инвестиционных средств в стационарной финансово-интегрированной системе

Акционеры получают выплаты в течение всего срока коммерческой эксплуатации каждого энергоблока. Кредитование строительства блока « $n + 1$ » в соответствии с принятой схемой ввода-вывода блоков осуществляется так, чтобы к моменту, когда полностью возвращен долг по кредиту на строительство блока « n », блок « $n + 1$ » вошел в эксплуатацию.

Как следует из рис. 2, профиль возврата инвестиционных средств в стационарной финансово-интегрированной системе принципиально отличается от профиля возврата средств для одного блока (см. рис. 1). Стоимость производства электроэнергии в такой системе постоянна. Сумма денежных средств, возвращаемых акционерам, как и количество произведенной электроэнергии, пропорциональны количеству энергоблоков N , поэтому составляющая возврата денег акционерам в стоимости электроэнергии r_1 та же, что и для одного блока:

$$R_1 = \frac{k_1 \cdot N \cdot i_1}{q \cdot N \cdot (1 - e^{-i_1 T_1})} = r_1, \quad (5)$$

где k_1 – сумма денежных средств, внесенных в строительство энергоблока акционером; i_1 – ставка по дивидендам для акционеров; q – годовое производство электроэнергии одним энергоблоком; T_1 – срок возврата средств, инвестированных акционерами в строительство энергоблока.

Иная ситуация складывается по составляющей в стоимости электроэнергии, связанной с возвратом денег по кредитам. В каждый промежуток времени погашения кредитов T_D выплаты кредиторам осуществляются только для последнего из построенных энергоблоков системы, в то время как производство электроэнергии пропорционально количеству энергоблоков N . Поэтому составляющая возврата денег кредиторам в стоимости электроэнергии r_2 в N раз меньше, чем для одного энергоблока:

$$R_2 = \frac{k_2 \cdot i_2}{q \cdot N \cdot (1 - e^{-i_2 T_2})} = \frac{r_2}{N}, \quad (6)$$

где k_2 , i_2 , T_2 – параметры, соответствующие условиям кредитования; $k = k_1 + k_2$ – полная сумма денежных средств, вложенных в строительство акционерами и кредиторами.

Подставляя (5), (6) в (3), (4) получим выражение, которое определяет величину

удельной системной стоимости электроэнергии c в стационарной модели финансово-интегрированной электрогенерирующей системы:

$$c = R_1 + R_2 + u = r_1 + \frac{r_2}{N} + u = \frac{k_1 \cdot i_1}{q \cdot (1 - e^{-i_1 \cdot T_1})} + \frac{k_2 \cdot i_2}{N \cdot q \cdot (1 - e^{-i_2 \cdot T_2})} + u. \quad (7)$$

При $N=1$ для получения минимальной удельной системной стоимости электроэнергии c доли денежных средств, внесенных в строительство энергоблока акционерами k_1 и кредиторами k_2 , должны быть оптимизированы в зависимости от соотношения процентной ставки доходности для акционеров и процента на кредит. При более высокой ставке доходности (дивидендов) для акционеров (15%) по сравнению с процентом на кредит (8%) оптимальным является соотношение 50% на 50% [2].

Если число реакторов N в системе велико и вклад акционеров в проект превалирует $k_1 \rightarrow k$, то приходим к стандартной процедуре расчета приведенной стоимости электроэнергии для одного блока при одном инвесторе – акционере.

Однако, как следует из (7), при совместном финансировании проекта акционерами и кредиторами и достаточно большом количестве энергоблоков расчетная удельная стоимость произведенной энергии может оказаться ниже для финансово-интегрированной системы по сравнению со стоимостью электроэнергии, произведенной системой экономически не связанных энергоблоков, за счет снижения второй составляющей в формуле (7), определяющей вклад краткосрочного кредитования в стоимость электроэнергии. Это может привести к снижению удельной стоимости электроэнергии до уровня, сравнимого с тем, когда проект финансируется акционерами с низким процентом (~5%) и является прибыльным.

ЧИСЛЕННЫЕ ПРИМЕРЫ

Особенности расчета стоимости производства электроэнергии и различия в полученных с их помощью результатах обсуждаются на примере легководных реакторов (ЛВР) и парогазовых установок (ПГУ).

Исходные технико-экономические параметры установок и финансовые условия их строительства представлены в табл. 1, 2. Ставка дисконтирования при расчете по формуле (1) определялась как средняя величина процентов на капитал, предоставляемый инвесторами (стоимость денег). Финансовые показатели взяты из источников, в которых конкурентоспособность ядерной энергетики рассматривается в жестких условиях рынка с высокой стоимостью денег.

При расчете стоимости производства электроэнергии затраты в течение срока жизни установок дисконтируются отдельно с процентами по кредиту и по ставке доходности по акциям. Ставка доходности для собственников (акционеров) предприятий, использующих ядерные энергоисточники, выше, чем для технологии, основанной на сжигании природного газа. Это согласуется с данными работ [2 – 4] и объясняется высокими инвестиционными рисками при осуществлении проектов, связанных с использованием ядерной энергии. Сравнение стоимости электроэнергии ЛВР и ПГУ производится в рыночных условиях без учета экономической и социальной политики государства, которая во многих странах существенным образом влияет на ситуацию в реальном энергетическом секторе, в том числе на тарифы и условия предоставления инвестиций.

На рисунке 3 приведены результаты расчетов стоимости электроэнергии для стационарных замкнутых по вводу-выводу систем, состоящих из разного числа энергоблоков ЛВР и ПГУ, полученные с использованием исходных данных (см. табл. 1, 2) и моделей, рассматриваемых в работе. Срок погашения кредита принят равным 10-ти годам.

Таблица 1
Технико-экономические характеристики ядерных и неядерных установок [2 – 7, 19]

	ЛВР	ПГУ
Установленная мощность, МВт(эл.)	1000	500
Тепловой КПД, %	31	45
Коэффициент использования установленной мощности, %	80	80
Срок службы, лет	60	60
Продолжительность строительства, лет	5	2
Удельные капитальные затраты, долл./кВт(эл.)	Низкая оценка	700
	Высокая оценка	900
Удельные инвестиции, долл./кВт(эл.)	Низкая оценка	770
	Высокая оценка	990
Стоимость топлива, долл./МВт·ч	5,5	40,0
Эксплуатационные расходы, долл./МВт·ч	7,0	10,0
Количество энергоблоков в системе	6	6
Срок строительства и периодичность замещения блоков, лет	10	10

Финансовые условия [2 – 4, 8]

Таблица 2

	Тип энерго-блока	Модель	
		Формула (1) со средней ставкой дисконтирования i	Системная стоимость формула (7)
Ставка доходности по акциям, %	ВВЭР		15
	ПГУ		12
Процент по кредиту, %			8
Средняя ставка дисконтирования, %	ВВЭР	11.5	
	ПГУ	10	
Доля акционерного капитала, %		50	20
Доля заемного капитала, %		50	80
Срок выплат дивидендов акционерам, лет		60	60
Срок погашения долга, лет		60	10

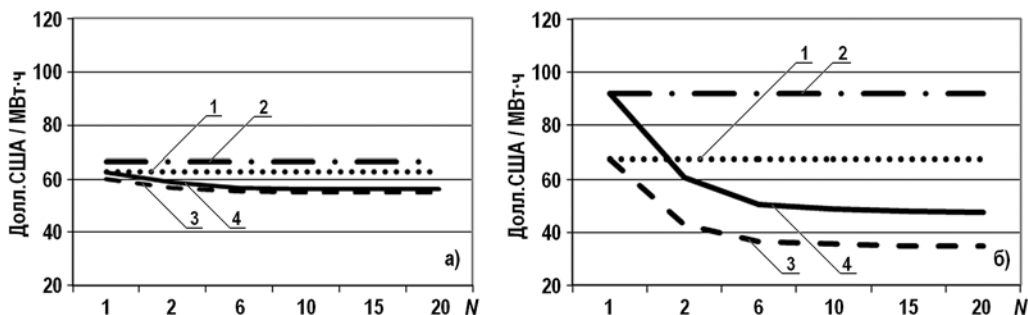


Рис. 3. Стоимость электроэнергии для единичных энергоблоков и для системы (УИ – удельные инвестиции): а) – ПГУ: 1 – блок (УИ 770 \$/кВт э); 2 – блок (УИ 990 \$/кВт э); 3 – система (УИ 770 \$/кВт э); 4 – система (УИ 990 \$/кВт э); б) – ЛВР: 1 – блок (УИ 2500 \$/кВт э); 2 – блок (УИ 5100 \$/кВт э); 3 – система (УИ 2500 \$/кВт э); 4 – система (УИ 5100 \$/кВт э)

Как следует из рис. 3а, стоимость электроэнергии для системы ПГУ имеет низкую чувствительность к количеству блоков в системе и к вариациям величины удельных капитальных затрат в вероятном коридоре их изменений. Модель финансово-интегрированной системы при числе блоков свыше одного дает более низкую системную стоимость электроэнергии по сравнению с дисконтированной стоимостью (ДС), рассчитанной для одного энергоблока, но величина эффекта незначительна. Картина меняется при анализе стоимости электроэнергии для ядерного энергоисточника (рис. 3б).

Стоимость электроэнергии в зависимости от используемых моделей и возможной величины удельных капитальных затрат в этом случае лежит в широком интервале значений. Результаты расчетов дисконтированной стоимости для одного энергоблока по формуле (1) со средней ставкой дисконтирования i показывают, что ядерная энергетика сохраняет конкурентоспособность с ПГУ при удельных инвестициях для ЛВР не более 2500 долл./кВт(эл.). Однако при удельных инвестициях ~5000 долл./кВт(эл.) стоимость электроэнергии ВВЭР существенно выше, чем ПГУ, и АЭС теряет конкурентоспособность.

Переход к финансово-интегрированной системе позволяет существенно повысить порог конкурентоспособности ядерной энергетике. Как видно из сравнения графиков на рис. 3а и 3б, даже при удельных капитальных затратах на строительство блоков ЛВР ~5000 долл./кВт(эл.) стоимость производства электроэнергии при числе блоков более двух снижается до конкурентного уровня в варианте с долей внешних заимствований на уровне 80%.

Приведенный численный пример подтверждает, что оценка конкурентоспособности на системном уровне может существенно отличаться от оценки на уровне отдельных энергоблоков. В первую очередь, этот вывод относится к капиталоемким технологиям.

ПОСТРОЕНИЕ ФИНАНСОВО-ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ

Финансово-интегрированная система является целостным объектом, существенно отличающимся в экономическом плане от отдельных энергоблоков, и ее построение ориентировано на поиск оптимальных схем финансирования с учетом особенностей этого нового объекта для получения положительного системного эффекта в возможно короткие сроки.

Ниже приведены результаты расчета сценария построения финансово-интегрированной системы с исходными данными, представленными в табл. 1, 2, для случая высокого значения удельных инвестиций (5100 долл./кВт(эл.)) для ядерных энергоблоков. Одним из условий построения системы являлось требование, чтобы рас-

четная стоимость электроэнергии, генерируемой системой, была не выше приведенной дисконтированной стоимости (ДС), определяемой для отдельного энергоблока при той же стоимости денег. Стоимость электроэнергии, генерируемой отдельным энергоблоком, рассчитывалась с использованием модели, аналогичной приведенной в [2]. Расчеты выполнялись с использованием электронных таблиц Excel.

Как показали результаты расчетов вариантов построения финансово-интегрированной системы, ключевую роль в проблеме сокращения периода выхода на низкую системную стоимость электроэнергии играют финансовые условия при сооружении первого энергоблока системы. Поэтому в сценарии, результаты расчета стоимости электроэнергии в котором приведены ниже, предполагалось, что государственная или большая частная энергокомпания, решая свои стратегические задачи, может предоставить определенные льготы при инвестировании сооружения пилотного энергоблока финансово-интегрированной ЯЭС.

Соотношение долей акционерного и заемного капитала для первого энергоблока составляло 50% на 50%, а для поддержания конкурентной цены электроэнергии в первые десять лет работы энергоблока принималось, как и в [2], что его акционерам начисляется 11,5% на капитал вместо номинальных 15%. В последующие годы для компенсации финансовых потерь акционеров первых десяти лет их дивиденды увеличивались выше 15%, так чтобы за все время эксплуатации первого энергоблока номинальная ставка составила 15%. При сооружении последующих блоков системы предполагалось постепенное увеличение доли заемного капитала: 60% – для второго энергоблока, 70% – для третьего, для четвертого и далее – 80%. При этом принималось, что дивиденды акционерам этих блоков с самого начала выплачиваются в полном объеме (15%).

Результаты расчетов показывают (рис. 4), что уже на этапе эксплуатации финансово-интегрированной системы из двух блоков удается снизить стоимость производимой электроэнергии почти на 40% от стоимости электроэнергии для одного блока при одинаковой ставке доходности по акциям и процентам по кредиту.

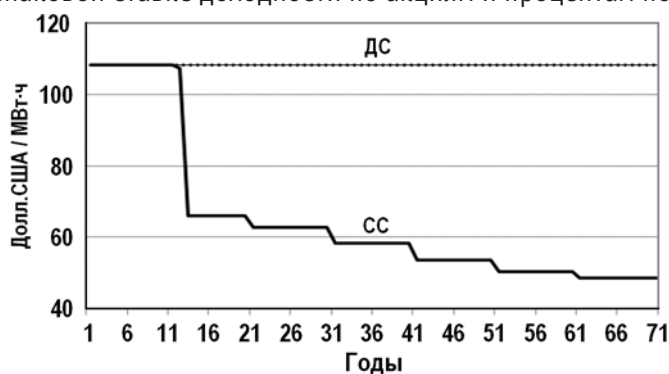


Рис. 4. Расчетная стоимость электроэнергии: ДС – дисконтированная стоимость для одного энергоблока; СС – системная стоимость

При увеличении числа блоков в системе происходит дальнейшее снижение системной стоимости электроэнергии по сравнению со стоимостью, производимой единственным энергоблоком. Как это видно из сравнения рис. 1, 4, при работе системы из двух блоков и более стоимость производства электроэнергии ядерной энергетической системой становится сравнимой со стоимостью электроэнергии, производимой ПГУ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Электроэнергия, генерируемая финансово-интегрированной ядерно-энергетической системой, может стоить ниже электроэнергии, генерируемой отдельными энер-

глобками того же типа, что и в системе. Переход от экономики отдельных энергоблоков к экономике энергетических комплексов может повысить коммерческие показатели ядерной энергетики, приблизить ее экономику к лучшим показателям энергоисточников на органическом топливе и способствовать расширению государственных и частных инвестиций в ядерный энергетический бизнес.

Литература

1. *Беляев Л.С.* Проблемы электроэнергетического рынка. – Новосибирск: Наука, 2009. – 295 с.
2. The Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT Study, 2003. – 170 p.
3. The Economic Future of Nuclear Power. University of Chicago, 2004. – 368 p.
4. Cost estimating guidelines for generation IV nuclear energy systems. GIE/EMWG /2007/004. Revision 4.2. September 2007. – 181 p.
5. *А. Уолтер, А. Рейнольдс.* Реакторы-размножители на быстрых нейтронах. – М.: Энергоиздат, 1986. – 623 с.
6. 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.
7. Economic Evaluation of Bids for Nuclear Power Plants. 1999 Edition. Technical Reports Series No. 396, IAEA, Vienna, 2000. – 224 p.
8. Projected costs of generating electricity, 2015 Edition. International Energy Agency (NEA), N.7054, OECD, 2015. – 212 p.
9. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Третья редакция. Официальное издание. М.: Экономика, 2008. – 421 с.
10. *Ковалев В.В.* Финансовый анализ. Управление капиталом. Выбор инвестиций. Анализ отчетности. – М.: Финансы и статистика, 1995. – 113 с.
11. *Шевелев Я.В., Клименко А.В.* Эффективная экономика ядерного топливно-энергетического комплекса. – М.: РГГУ, 1996. – 734 с.
12. *Кархов А.Н.* Равновесное ценообразование в экономике на основе дисконтированной стоимости. Препринт ИБРАЭ-98-07, М., ИБРАЭ АЭ РАН, 1998, 59 с.
13. *Кархов А.Н.* Предельные издержки и равновесные цены в микроэкономике. Препринт ИБРАЭ-99-02, М., ИБРАЭ АЭ РАН, 1999, 34 с.
14. *Кархов А.Н.* Перспективы развития атомной энергетики в условиях рынка. // Проблемы прогнозирования. – 2014. – №4. – С. 26-37.
15. *Казачковский О.Д.* Основы рациональной теории стоимости. М.: Энергоатомиздат, 2000, – 88 с.
16. *Харитонов В.В., Костерин Н.Н.* Критерии окупаемости инвестиций в ядерную энергетику. // Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика. – 2017. – №2, – с.157-168.
17. *Рачков В.И., Тюрин А.В., Усанов В.И., Воцинин А.П.* Эффективность ядерной энерготехнологии. Системные критерии и направления развития. М.: ФГУП ЦНИИатоминформ, 2008. – 228 с.
18. Экономика ядерного топливного цикла (перевод). Агентство по ядерной энергии. Организация экономического сотрудничества. М.: – Информ-Атом. 1999. – 164 с.
19. Framework for Assessing Dynamic Nuclear Energy Systems for Sustainability, Final Report of the INPRO Collaborative Project GAINS, IAEA Nuclear Energy Series NP-T-1.14, 2013, p. 252.
20. *Солодов А.К.* Методологические проблемы применения показателя средневзвешенной цены капитала (WACC) в финансовых расчетах. // Финансовый менеджер №3– 2013. С. 35-41.
21. *Бланк И.А.* Управление финансовыми ресурсами. – М.: Омега, 2010, 768 с.

Поступила в редакцию 23.06.2017 г.

Автор

Усанов Владимир Иванович, главный научный сотрудник, доктор техн. наук
E-mail: vouss@ipre.ru vladimir_usanov@mail.ru

UDC 621.039.516

SYSTEM COMPETITIVENESS OF NUCLEAR POWERUsanov V.I.

JSC «SSC RF-IPPE n.a. A.I. Leypunsky»

1 Bondarenko sq., Obnnsk, Kaluga reg., 249033 Russia.

ABSTRACT

The study analyzes the possibilities to increasing the attractiveness of commercial nuclear electricity generation in deregulated markets. The model developed in the presented work calculates the cost of electricity generated not by a single energy unit but by a system of financially integrated energy units of a certain technological type. The paper addresses the issues of the cost calculations in the systems of the kind. It shows that the estimated unit cost of electricity produced in a nuclear-energy financial-integrated system with the number of power units greater than one financed by shareholders and creditors may be lower in comparison with the cost of electricity produced by economically detached power units of the same capacity under the same conditions of investment.

The effect is achieved due to the component of short-term credit in the cost of electricity, the return of funds on which at a time can be carried out for a smaller number of power units (up to one), while electricity is produced by all units of the system. The results of cost calculations with the use of the developed model indicate that the transition from economic models of detached nuclear power units to models of nuclear power complexes can bring economics of nuclear power systems closer to the economics of combined-cycle gas turbine systems. Achieving this objective can contribute to the growth of public and private investment in the nuclear energy business.

Key words: nuclear energy business, competitiveness, electricity cost, deregulated market, financing instruments, calculation model, financially integrated system.

REFERENCES

1. Belyaev L.S. *Problems of the electricity market*. Novosibirsk. Nauka Publ., 2009, 295 p. (in Russian).
2. *The Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT Study*, 2003, 170 p.
3. *The Economic Future of Nuclear Power*. University of Chicago, 2004, 368 p.
4. *Cost estimating guidelines for generation IV nuclear energy systems*. GIE/EMWG/2007/004. Revision 4.2. September 2007. 181 p.
5. Alan E. Waltar, Donald R. Todd, Pavel V. Tsvetkov. *Fast Spectrum Reactors*. Springer Science + Business Media, LLC 2012. 720 p.
6. *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.
7. *Economic Evaluation of Bids for Nuclear Power Plants*. 1999 Edition. Technical Reports Series No. 396, IAEA, Vienna, 2000. 224 p.
8. *Projected costs of generating electricity, 2015 Edition*. International Energy Agency (NEA), N. 7054, OECD, 2015. 212 p.
9. *Methodological recommendations for evaluating the effectiveness of investment projects*. Moscow. Ekonomika Publ., 2008, 421 p. (in Russian).
10. Kovalev V.V. *The financial analysis. Capital Management. The choice of investment. Analysis of reporting*. Moscow. Finansyi i Statistika Publ., 1995. 113 p. (in Russian).
11. Shevelyov Ya.V., Klimenko A.V. *The effective economy of the nuclear fuel and energy complex*. Moscow RGGU Publ., 1996. 734 p. (in Russian).

12. Karhov A.N. *Equilibrium pricing in the economy on the basis of discounted cost*. Preprint IBRAE-98-07. Moscow. IBRAE Publ., 1998, 59 p. (in Russian).
13. Karhov A.N. *Marginal costs and equilibrium prices in microeconomics*. Preprint IBRAE-99-02. Moscow. IBRAE Publ., 1999, 34 p. (in Russian).
14. Karhov A.N. Development prospects of nuclear power in market conditions. *Problemy prognozirovaniya*. 2014, no 4. pp. 26-37 (in Russian).
15. Kazachkovskij O.D. *Fundamentals of the rational theory of value*. Moscow. Energoizdat Publ., 2000. 88 p. (in Russian).
16. Kharitonov V.V., Kosterin N.N. Criteria of return on investment in nuclear energy. *Izvestiya vuzov, Yadernaya Energetika*. 2017, no.2, pp. 157-168 (in Russian).
17. Rachkov V.I., Tyurin V.I., Usanov V.I., Voschinin A.P. *Efficiency of nuclear energy technology. System criteria and directions of development*. Moscow CNIIAtominform Publ., 2008. 228 p. (in Russian).
18. The economics of nuclear fuel cycle. Nuclear Energy Agency. Organization of Economic Development and Cooperation. Paris. 1994. 164 p.
19. Framework for Assessing Dynamic Nuclear Energy Systems for Sustainability, Final Report of the INPRO Collaborative Project GAINS, IAEA Nuclear Energy Series NP-T-1.14, 2013, p. 252.
20. Solodov A.K. Methodological problems of application of the weighted average cost of capital (WACC) in financial calculations. *Finansovyj menedzher*, 2013, no. 3, pp. 35-41 (in Russian).
21. Blank I.A. *Management of financial resources*. Moscow. Omega Publ., 2010, 768 p. (in Russian).

Author

Usanov Vladimir Ivanovich, Chief Scientist, Dr. Sci. (Engineering)

E-mail: vouss@ippe.ru; vladimir_usanov@mail.ru