

Эволюция подходов к оценке экономической эффективности проектов АЭС

Evolution of approaches to assessing the economic efficiency of NPP projects

Евгений СЕМЕНОВ

Старший преподаватель НИЯУ «МИФИ»

E-mail: evsmv@bk.ru

Evgeny SEMENOV

Senior lecturer, National Research

Nuclear University MEPhI

E-mail: evsmv@bk.ru

Курская АЭС-2

Источник: «Росатом»



Аннотация. В работе приведены результаты систематизации используемых подходов к экономической оценке АЭС в России и за рубежом. Показана эволюция аналитического инструментария с 1960-х гг. до настоящего времени, а также обоснована важность использования комплексного набора аналитических показателей при сравнении энергетических проектов, отличающихся друг от друга источником энергии, мощностью, удельными инвестициями, режимом работы и характером влияния на энергосистему.

Ключевые слова: критерии эффективности энергетических проектов, конкурентоспособность АЭС, LCOE, LACE, VALCOE.

Abstract. The paper presents the results of systematization of used approaches to economic assessment of NPPs in Russia and in the world. The evolution of analytical tools from the 1960s to the present time is shown, as well as the importance of using a comprehensive set of analytical indicators when comparing energy projects that differ from each other by energy source, capacity, specific investments, mode of operation and nature of impact on the power system.

Keywords: energy project efficiency criteria, NPP competitiveness, LCOE, LACE, VALCOE.



При сравнении двух проектов с помощью показателя «Доходность проекта» предпочтение стоит отдавать тому, у которого доходность выше

Экономическая оценка АЭС на этапе зарождения ядерной отрасли

С момента запуска первых промышленных ядерных реакторов существенно изменились требования к ядерной индустрии, а также роль ядерной энергетики в мировом хозяйстве. С начала 1940-х гг. перед исследователями стоял вопрос наработки плутония для создания атомного оружия, для чего были сконструированы промышленные уран-графитовые реакторы канального типа, позволяющие осуществлять наработку плутония и извлекать топливные стержни из активной зоны без останова реактора. В данный период вопросам экономической эффективности уделялось крайне малое значение, ввиду того что конечная цель представляла со-



Ремонт реактора РТ-760

Источник: monetyinfo.ru

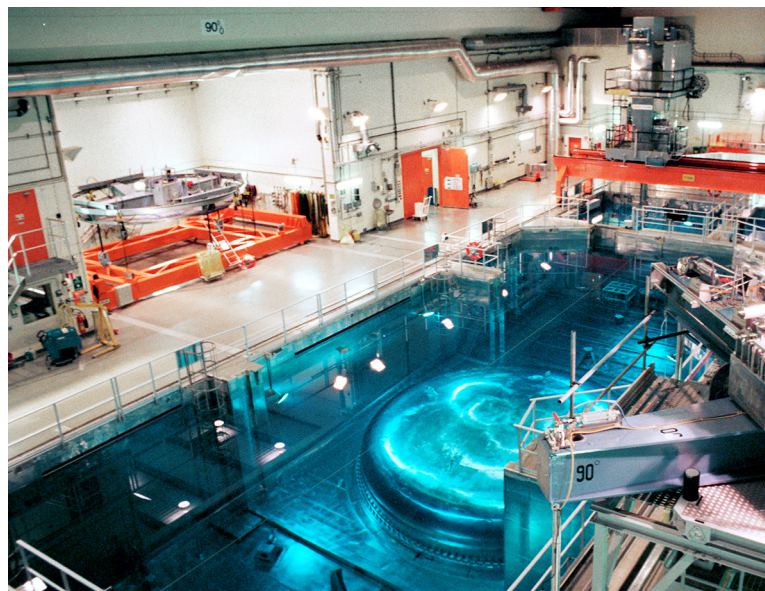
бой защиту от экзистенциальной угрозы со стороны конкурентного экономического блока. Ключевым критерием эффективности в тот момент с уверенностью можно назвать удельный выход продукта (плутония) в единицу времени. Причем данный критерий имел отношение не только к ядерному реактору, но скорее ко всему производственному комплексу, включающему в себя наработку плутония, переработку облученного топлива и извлечение плутония.

Запуск первой в мире атомной электростанции в г. Обнинск (СССР) в 1954 г. показал, что, помимо военного применения, ядерные реакторы являются источником

тепловой энергии, которую целесообразно либо использовать напрямую (например, в промышленном производстве или для обогрева в коммунальном хозяйстве), либо преобразовывать в электрическую энергию за счет включения реактора в стандартный паротурбинный цикл. С этого момента появилась необходимость оценки и учета ядерной энергетики, как одного из элементов народного хозяйства.

Экономический аспект функционирования ядерной энергетики начал обсуждаться в научной среде в середине 1960-х гг. Большой вклад в развитие дискурса внесли первые международные научно-технические конференции ООН по использованию атомной энергии или так называемые «Женевские конференции» (1955, 1958, 1964 гг.). Если задачей первой конференции по сути являлось снятие секретности с ядерной тематики и восстановление потерянных в ходе Второй мировой войны международных связей в научно-технической среде, второй конференции – обмен экспериментальным и эксплуатационным опытом работы с промышленными реакторами, то третья конференция подвела определенный итог прошедшего периода и «подчеркнула уверенность в экономической выгодности атомных электростанций уже в ближайший период и неизбежность широкого использования атомных электростанций во многих странах и районах земного шара» [1]. В то время уже отмечалось, что универсального показателя оценки уровня конкурентоспособности АЭС в отрыве от географических, промышленных и сырьевых условий не существует, и что конкурентоспособные проекты АЭС в одной стране могут быть экономически бесперспективными в другой, ввиду различий исходных данных для анализа. В качестве параметров, дифференцирующих различные проекты АЭС между собой, использовали следующие [2]:

- электрическая мощность реактора, МВт;
- полные капитальные затраты, млн долл.;
- удельные капитальные затраты, долл./кВт;
- капитальная составляющая в стоимости электроэнергии (с учетом процента на капитал (для капиталистических стран), КИУМ и проектного срока эксплуатации), цент/кВт·ч;



Реакторный цех атомной станции

Источник: monetyinfo.ru

- топливная составляющая в стоимости электроэнергии, цент/кВт·ч;
- эксплуатационная составляющая в стоимости электроэнергии, цент/кВт·ч;
- стоимость электроэнергии, цент/кВт·ч.

Стоит отметить определенные различия в подходах оценки ядерной энергетики между исследователями, представлявшими социалистический и капиталистический блоки. Так, отечественные исследователи (А. В. Клименко, В. Л. Локшин и Я. В. Шевелев) большое внимание уделяли всему атомному промышленному комплексу в целом, включая эффективность различных переделов ядерного топливного цикла, идущих перед генерацией электроэнергии на АЭС и после нее [3]. Отмечалось, что, ввиду большой капиталоемкости предприятий по изотопному обогащению урана и химической переработке облученного топлива, оценка их оптимального размера и сроков строительства, соотношенные с динамикой развития ядерной энергетики в государстве, являются сложной технико-экономической задачей, требующей особого комплексного решения, учитывающего прогнозы развития промышленности в целом.

В СССР главной целью развития энергетического комплекса являлось не получение прибыли, а удовлетворение постоянно растущего спроса на электроэнергию





со стороны других отраслей промышленности, помимо капиталоемкости, являвшейся одним из главных параметров развития в то время, в работе [4] в качестве важного параметра отмечается фондоотдача (Φ_0 , выраженная не в денежной, а в натуральной форме, как отношение фактически выработанной за год и отпущенной в сеть электроэнергии $W_{\text{факт}}$, кВт·ч/год, к стоимости основных производственных фондов $K_{\text{пр}}$, руб.:

$$\Phi_0 = \frac{W_{\text{факт}}}{K_{\text{пр}}} . \quad (1)$$

Наряду с фондоотдачей, эффективность производственных мощностей АЭС характеризовалась следующими важными показателями:

1. Эффективным или приведенным временем использования установленной или проектной мощности $T_{\text{эф}}$, эф. ч/год, показывающим, сколько времени в течение года потребовалось бы для выработки фактически произведенной электроэнергии, если бы она вырабатывалась все время на установленной мощности (нетто), N:

$$T_{\text{эф}} = \frac{W_{\text{факт}}}{N_{\text{уст}}} . \quad (2)$$

2. Коэффициентом использования установленной или проектной мощности (КИУМ или φ), который определяется как отношение фактически выработанной энергии $W_{\text{факт}}$ к теоретически возможной,

равной производству установленной мощности $N_{\text{уст}}$ на календарное число часов работы $T_{\text{календ}}$:

$$\varphi = \frac{W_{\text{факт}}}{N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{календ}}} = \frac{W_{\text{факт}}}{N_{\text{уст}} \cdot 8760} . \quad (3)$$

Из выражения (3) можно выразить формулу для расчета фактически выработанной электроэнергии за год:

$$W_{\text{факт}} = N_{\text{бр}} (1 - K_{\text{сн}}) \cdot \varphi' \cdot 8760 , \quad (4)$$

где $N_{\text{бр}}$ – установленная (проектная) электрическая мощность (брутто); $K_{\text{сн}}$ – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды (для АЭС с ВВЭР-1000 $K_{\text{сн}} \sim 0,06$; для РБМК-1000 $K_{\text{сн}} \sim 0,075$); φ' – среднегодовое значение КИУМ.

Отдельным объективным показателем надежности электростанции было принято считать показатель ее готовности к работе под нагрузкой в пределах установленной или проектной мощности (коэффициентом готовности $K_{\text{гот}}$):

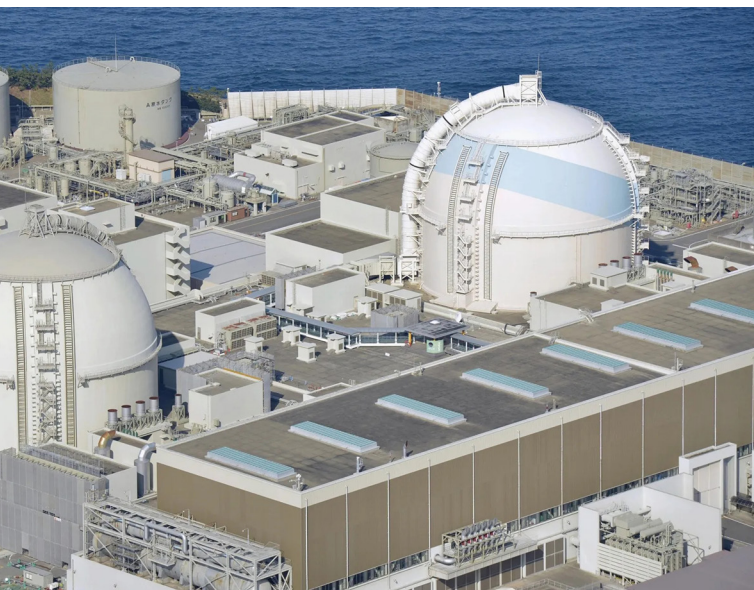
$$K_{\text{гот}} = \frac{8760 - (T_{\text{пер}} + T_{\text{пл.р.}} + T_{\text{н.о.}} + T_{\text{ав.о.}})}{8760} , \quad (5)$$

где $T_{\text{пер}}$ – плановое время остановки на перегрузку топлива; $T_{\text{пл.р.}}$ – плановое время на профилактический осмотр и ремонт; $T_{\text{н.о.}}$ – время неплановых или вынужденных остановок по различным причинам; $T_{\text{ав.о.}}$ – время аварийных остановок и время, затраченное на аварийные работы.

В большинстве случаев, когда энергоблок работает на плановой мощности, коэффициент готовности не будет превышать КИУМ, однако, если практикуется работа в маневренном режиме, где мощность регулируется исходя из потребностей энергосети, коэффициент готовности может выступать более объективным показателем надежности.

В отличие от отечественного подхода, предполагавшего необходимость решения задачи оптимального построения всего атомного промышленного комплекса и энергосистемы в целом, западные специалисты основной упор делали на оценку конкурентоспособности отдельной электростанции. Очевидно, что ключевой предпосылкой для этого являлась высокая роль частного капитала в энергетике, для которого всегда было важно иметь возможность сравнивать показатели проекта АЭС не только с ана-

АЭС «Охи», Япония
Источник: moneyinfo.ru



В отличие от отечественного подхода, предполагавшего оптимальное построение всей атомной промышленности, западные специалисты упор делали на оценку конкурентоспособности отдельной АЭС

логичными электростанциями, но также и с альтернативными инвестиционными проектами в других отраслях экономики. По этой причине, в ядерной энергетике западных стран с самого начала применялись передовые для конкретного периода времени финансово-экономические показатели оценки эффективности. При этом в части сравнения энергетических проектов важным критерием выступала себестоимость производства электроэнергии, по которой можно было судить о конкурентоспособности АЭС в конкретном регионе с действующими в нем тарифами.

Развитие методики оценки экономической эффективности проектов в сфере энергетики

Согласно [5], можно выделить следующую периодизацию развития методологических подходов к оценке стоимости электроэнергии:

- Этап I. Локальные решения на основе базовых принципов коммерческих расчетов (до 1950 г.).
- Этап II. Проникновение и систематизация фундаментальных экономических и математических методов в сферу оценки стоимости электроэнергии (1950–1980 гг.).
- Этап III. Разработка прикладных методик оценки стоимости электроэнергии (1980–2005 гг.).
- Этап IV. Современный этап детализации методологии для специфических ситуаций (с 2005 г. по настоящее время).

В ходе этапа II указанной периодизации большое развитие получили методы оценки инвестиционных проектов. Одним из самых успешных обобщений нако-

Обнинская АЭС

Источник: PhotoMost / Depositphotos.com



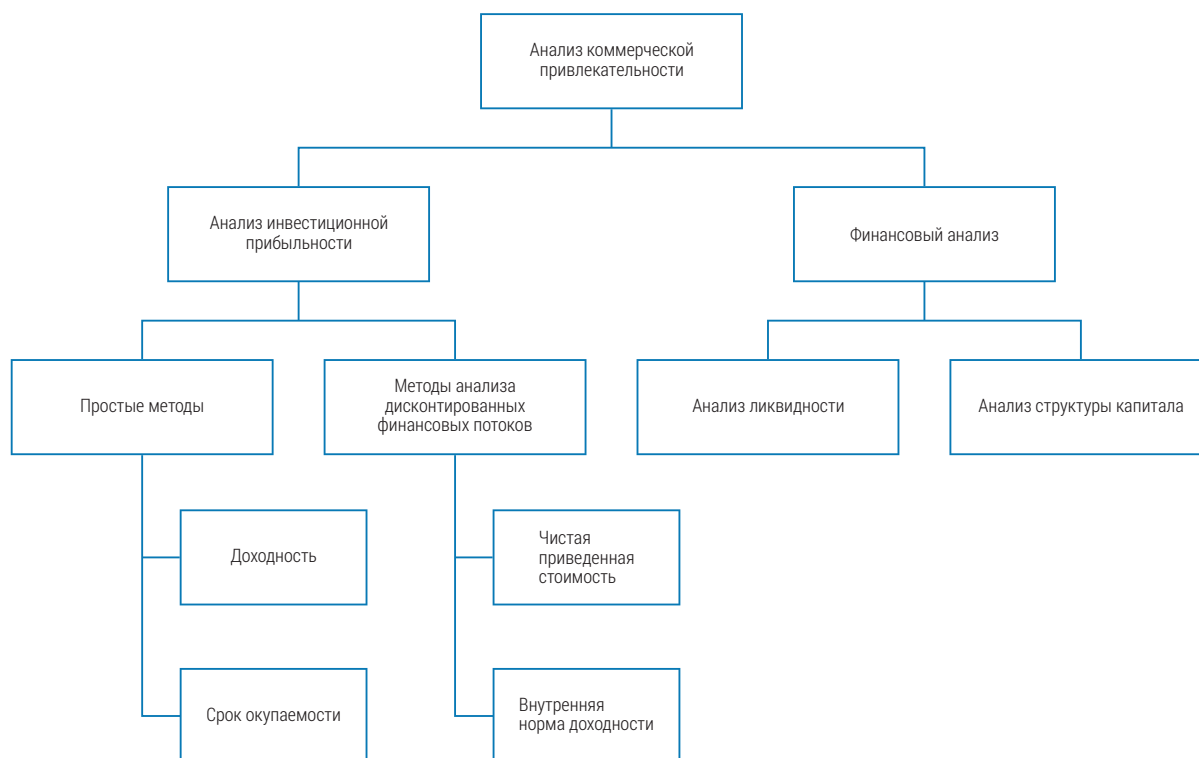


Рис. 1. Общая структура методологии UNIDO по оценке коммерческой привлекательности промышленных проектов

Источник: составлено авторами на основе [6]

пленных знаний и разработок по данному направлению можно считать методику, предложенную в 1986 г. Организацией промышленного развития ООН (UNIDO) [6]. Данная методика предлагает комплексный многофакторный экономический анализ промышленных проектов.

Общая схема анализа коммерческой привлекательности проектов, предложенная UNIDO, представлена на рис. 1. Основу подхода составляют анализ доходности инвестиций и финансовый анализ, которые дополняют друг друга. Первый вид анализа предлагает оценку доходности ресурсов, вложенных в проект, независимо от источника финансирования и финансовых операций, происходящих во время реализации проекта. Второй дает оценку возможности покрытия требуемых инвестиций за счет собственных или заемных средств, а также оптимальный вариант осуществления финансовых операций в ходе проекта.

Базовыми показателями, которые используются при оценке инвестиционной привлекательности проекта, являются простая доходность, срок окупаемости, чистая приведенная стоимость и внутренняя норма доходности. Для проведе-

ния финансового анализа используется оценка ликвидности и структуры капитала. В большинстве случаев, данных показателей достаточно для определения наиболее перспективных проектов из группы рассматриваемых вариантов. Однако, в зависимости от специфики проектов, экономических условий, а также доступности информации, указанный перечень показателей может быть урезан или, наоборот, дополнен.

Доходность проекта (Rate of return, R).

Базовым экономическим показателем оценки инвестиционных проектов является доходность, которая позволяет сравнивать проект в первую очередь с альтернативными направлениями для инвестиций, например, простейшим банковским депозитом. Для ее расчета необходимо воспользоваться следующей формулой: разделить сумму чистой прибыли (F) и процентов по займам (Y) за год на объем требуемых инвестиций (I):

$$R = \frac{F + Y}{I}, \quad (6)$$

где R – показатель доходности проекта; F – чистая прибыль; Y – проценты по займам; I – суммарные инвестиции.

Дополнительно можно рассчитать доходность собственного капитала.

$$R_e = \frac{F}{Q}, \quad (7)$$

где R_e – показатель доходности собственного капитала; F – чистая прибыль; Q – стоимость активов, которые вовлекаются в реализацию проекта.

Оба показателя характеризуют нормированную доходность без учета инфляции, а также игнорируют момент времени, в который происходят финансовые операции. При сравнении двух проектов с помощью данных показателей предпочтение стоит отдавать тому, у которого доходность выше.

Срок окупаемости (Payback Period, PP). Показатель, который определяет период времени, необходимый на возмещение инвестиций или же количество лет, за которые накопленная чистая прибыль сравняется с объемом инвестиций. Смысл показателя отражен в формулах (8), (9):

$$I = \sum_{t=0}^{PP} F_t \quad (8)$$

или

$$PP = \frac{I}{F}, \quad (9)$$

где I – объем вложенных инвестиций; F – чистая прибыль за период; PP – срок окупаемости проекта.

Недостатком показателя является игнорирование финансовых потоков, которые ожидаются после оценочного срока окупаемости, а также невозможность объективного сопоставления проектов, требующих разного объема инвестиций. Таким образом, использование показателя срока окупаемости в отрыве от других данных не представляется целесообразным. Тем не менее, при равенстве прочих инвестиционных показателей предпочтение отдается проекту с меньшим сроком окупаемости.

Чистая приведенная стоимость (Net Present Value, NPV). Показатель NPV – это накопленная разница будущих входящих и исходящих финансовых потоков, приведенных к эквиваленту их стоимости в начальный момент времени с помощью операции дисконтирования.

$$NPV = NCF_0 + (NCF_1 \cdot a_1) + (NCF_2 \cdot a_2) + \dots + (NCF_T \cdot a_T), \quad (10)$$

где NCF_x – чистый денежный поток в годы реализации проекта $x \in [0, 1, 2, \dots, T]$ равный разнице между положительным (CF^+) и отрицательным (CF^-) финансовыми потоками; a – коэффициент дисконтирования, рассчитанный по формуле:

$$a = \frac{1}{(1+d)^t}, \quad (11)$$

где d – ставка дисконтирования (обычно используется стоимость заемного капитала на рынке или ставка Центрального банка), $t \in [0; T]$.

На основании формул (10), (11) получаем:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{NCF_t}{(1+d)^t}, \quad (12)$$

где NPV – показатель чистой приведенной стоимости проекта; NCF_t – чистый денежный поток за период; d – ставка дисконтирования.

Чистая приведенная стоимость является важнейшим параметром инвестиционной оценки, так как дает представление об объеме прибыли, который будет получен за весь срок реализации проекта. Проект считается экономически выгодным, если показатель NPV больше нуля. Инвестиции в виде первоначальных капитальных затрат могут как вычитаться сразу, так и списываться в качестве амортизационных отчислений. При этом NPV не отражает удельный эффект от инвестиций, поэтому для более объективного сравнения

АЭС «Гравлин»

Источник: waste.blogspot.com





Балаковская АЭС
Источник: «Росэнергоатом»

проектов с различным объемом финансирования можно рассчитывать отношение NPV к совокупному дисконтированному объему вложений за весь период реализации проекта. Из двух проектов экономически выгоднее тот, у которого показатель NPV выше.

Внутренняя норма доходности (Internal Return Rate, IRR) представляет собой такую ставку дисконтирования, при которой NPV проекта равен нулю. Показатель может говорить об устойчивости проекта к изменениям внешней среды, в особенности на рынке заемного капитала.

$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{NCF_t}{(1+IRR)^t}, \quad (12)$$

где NCF_t – чистый денежный поток за период; IRR – показатель внутренней нормы доходности.

Значение IRR перспективного проекта должно быть не только больше нуля, но также быть выше уровня минимально доступной ставки заемных средств. Сегодня IRR можно вычислять как при помощи стандартных программных средств, так и традиционным методом подбора, при этом точное значение можно получить по следующей формуле:

$$IRR = d_1 + \frac{NPV_1(d_2 - d_1)}{NPV_1 + NPV_2}, \quad (13)$$

где d_1 – значение минимальной ставки дисконтирования, при которой NPV все

еще положительный, но близкий к нулю; NPV_1 – значение NPV при d_1 ; d_2 – значение максимальной ставки дисконтирования, при которой NPV все еще отрицательный, но близкий к нулю; NPV_2 – значение NPV при d_2 .

Показатель IRR имеет серьезный недостаток, связанный с тем, что его значение нерепрезентативно, когда в проекте предполагаются серьезные инвестиции внутри жизненного цикла, а не только в его начале (например, периодическое обновление основного капитала), что приводит к тому, что NPV на временной шкале может принимать нулевое значение несколько раз. Для решения данной проблемы было предложено рассчитывать так называемую модифицированную внутреннюю норму доходности MIRR (англ. Modified Internal Return Rate), учитывающую средневзвешенную стоимость капитала WACC (англ. Weighted Average Cost of Capital) [7].

$$MIRR = \sqrt[T]{\frac{\sum_{i=1}^T CF_i^+ (1+r)^{T-t}}{\sum_{j=1}^T \frac{CF_j^-}{(1+WACC)^j}}} - 1 \quad (14)$$

где CF^+ – положительный финансовый поток; CF^- – отрицательный финансовый поток; r – ставка возможного reinvestирования свободных средств (ставка депозита); WACC – средневзвешенная стоимость капитала (алгоритм расчета данного показателя весьма объемнен и выходит за рамки данной статьи).

Описанные выше показатели чистого дисконтированного дохода, внутренней нормы доходности и срока окупаемости в настоящий момент являются базовыми при анализе любого инвестиционного

Базовыми показателями оценки инвестиционной привлекательности проекта являются простая доходность, срок окупаемости, чистая приведенная стоимость и внутренняя норма доходности



проекта. Однако, зачастую их недостаточно при сравнении проектов в сфере энергетики, так как описанные выше показатели не характеризуют привлекательность проекта для конечного потребителя электроэнергии, выражающуюся в ее стоимости.

Начало этапа III обозначенной периодизации [5] развития методологических подходов к оценке стоимости электроэнергии по времени совпадает с существенными сдвигами в унификации ключ-

работ оценивается нормированная (приведенная к текущему моменту времени) стоимость электроэнергии (англ. Levelized Cost of Electricity, далее – LCOE) для электростанций, которые могут быть построены в течение будущих 5–10 лет. Одной из важных практических задач, решаемых при подготовке данных работ, является ранжирование регионов мира по критерию конкурентоспособности потенциальных проектов строительства АЭС, исходя из оценки их себестоимости



Строительство АЭС «Хинкли-поинт»

Источник: somersetlive.co.uk

чевых технико-экономических критериев оценки проектов в сфере ядерной энергии. Важную роль в этом процессе играли международные организации, такие как Международное агентство по атомной энергии (далее – МАГАТЭ), Агентство по ядерной энергии при Организации экономического сотрудничества и развития (далее – NEA), а также Международное энергетическое агентство (далее – IEA). Основной вклад внесли аналитические отчеты «Прогнозируемые затраты на выработку электроэнергии» (англ. Projected Costs of Generating Electricity), которые регулярно выпускает NEA [8]. В данных

применительно к конкретным географическим и рыночным условиям. Стоит отметить, что с 1992 г. в подготовке данных аналитических отчетов участвует IEA, что, безусловно, повышает степень достоверности предлагаемых методик.

Для расчета приведенной стоимости электроэнергии (LCOE) в докладах NEA/IEA предлагается исходить из следующего равенства, характеризующего ситуацию, при которой суммарные доходы проекта за весь жизненный цикл (правая сторона) равны суммарным расходам (левая сторона), т. е. мы имеем проект с нулевой рентабельностью [9]:

$$\sum \frac{P_{MWh} \cdot E_{MWh}}{(1+r)^t} = \sum \frac{(CAPEX_t + O \& M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t)}{(1+r)^t}, \quad (15)$$

где P_{MWh} – отпускная стоимость электроэнергии (константа); E_{MWh} – количество производимой за период электроэнергии (константа); t – год жизненного цикла проекта; $1/(1+r)^t$ – коэффициент дисконтирования года t (отражает стоимость капитала); $CAPEX_t$ – суммарные капитальные затраты года t ; $O \& M_t$ – операционные затраты года t ; $Fuel_t$ – топливные затраты года t ; $Carbon_t$ – затраты на выбросы углекислого газа года t (налог); D_t – затраты на вывод из эксплуатации и обращение с отходами года t ; r – ставка дисконтирования.

Из (15) можно выразить константу P_{MWh} , в этом случае получим стоимость электроэнергии, при которой проект имеет нулевую рентабельность, что представляет собой показатель LCOE:

$$LCOE = P_{MWh} = \frac{\sum (CAPEX_t + O \& M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) \cdot (1+r)^{-t}}{\sum E_{MWh} (1+r)^{-t}}. \quad (16)$$

Стоит отметить, что после вывода данной формулы в знаменателе остается коэффициент дисконтирования, который

Базовым экономическим показателем оценки инвестиционных проектов является доходность, которая позволяет сравнивать проект в первую очередь с альтернативными направлениями для инвестиций

в формуле (15) дисконтировал отпускную стоимость электроэнергии, а не ее произведенное количество.

Показатель LCOE характеризует усредненную на всем жизненном цикле себестоимость электроэнергии, которая будет производиться при реализации конкретного энергетического проекта. При использовании значения LCOE в качестве отпускной цены на электроэнергию при расчете NPV, данный показатель будет равен нулю.

В настоящий момент LCOE является главным аналитическим показателем, используемым для сравнения различных источников энергии, как идентичных

Строительство Ленинградской АЭС

Источник: rosenergoatom.ru



Чистая приведенная стоимость является важнейшим параметром инвестиционной оценки, так как дает представление об объеме прибыли, который будет получен за весь срок реализации проекта

по способу генерации, например, при сравнении двух проектов АЭС, так и различающихся – АЭС и ВИЭ.

Динамика значений показателя LCOE для различных источников энергии

Несмотря на то, что во всех отчетах NEA/IEA «Прогнозируемые затраты на выработку электроэнергии» применяется неизменный общий подход к расчету LCOE, некоторые переменные и допущения

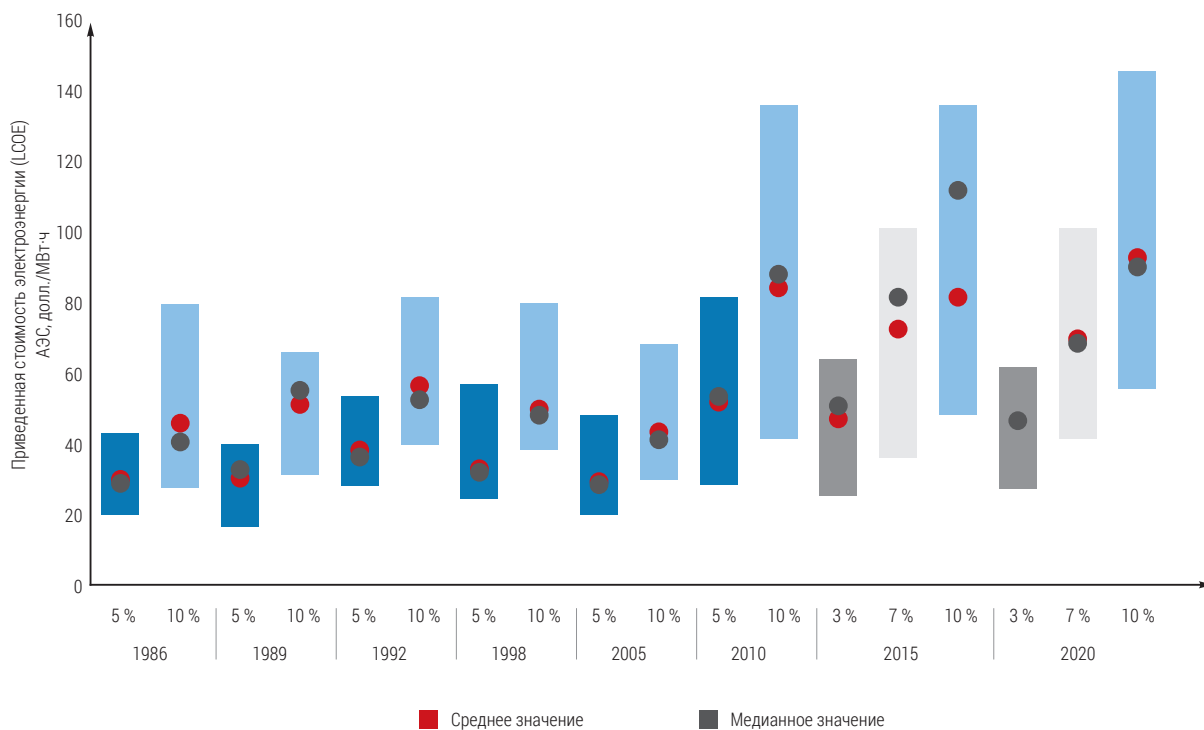
со временем изменялись. Первый доклад 1983 г. содержал оценку LCOE только для атомных электростанций при ставке дисконтирования r равной 5%, причем значение выражалось в европейской валюте ЭКЮ (European currency unit, ECU). Затем в отчете 1986 г. расчеты приводились уже для АЭС и угольных ТЭС при двух вариантах ставки r – 5 и 10%, а результаты выражались в долларах США. Далее с течением времени доклады дополнялись оценками новых стран и энергоресурсов. С 2015 г. вместо ставок дисконтирования 5%, 10% начали применять 3%, 7% и 10%. Данное решение объясняется различиями финансовых условий в разных странах – участниках ОЭСР [10]:

- ставка 3% приблизительно соответствует «социальной стоимости капитала», доступной государственным компаниям;
- ставка 7% соответствует рыночной ставке на нерегулируемых конкурентных рынках;
- ставка 10% соответствует стоимости капитала в условиях высоких рисков.

В 2010 г. в формулу LCOE была включена новая переменная, характеризующая затраты владельца электростанции,

Рис. 2. Динамика диапазона приведенной стоимости электроэнергии (LCOE) АЭС при разных ставках дисконтирования для потенциальных проектов

Источник: составлено авторами на основе данных [8]



Год выпуска отчета	Оцениваемый энергоресурс	Допущения при оценке АЭС		
		КИУМ, %	Срок эксплуатации, лет	Ставка дисконтирования, %
1983	Уран	72	25	5
1986	Уран, уголь	72	25	5, 10
1989	Уран, уголь	73	30	5
1992	Уран, уголь, газ	75	30	5, 10
1998	Уран, уголь, газ	75	30	5, 10
2005	Уран, уголь, газ, ветер, солнце, гидроэнергия	85	40	5, 10
2010	Уран, уголь, газ, ветер, солнце, гидроэнергия, биомасса	85	60	5, 10
2015	Уран, уголь, газ, ветер, солнце, гидроэнергия, биомасса	50, 85	60	3, 7, 10
2020	Уран, уголь, газ, ветер, солнце, гидроэнергия, биомасса, геотермальная энергия, топливные элементы	50, 85	60	3, 7, 10

Таблица 1. Динамика охвата энергоресурсов и ключевых допущений, используемых при расчете LCOE

Источник: составлено авторами на основе [8]

связанные с эмиссией CO₂ (из расчета 30 долл. США/т CO₂) [11].

Серьезные изменения произошли в значениях ключевых допущений, влияющих на доходы АЭС, а именно – коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) и ожидаемый срок эксплуатации объекта. Так, КИУМ увеличился с 72% в 1982 г. до 85% в 2020 г., а ожидаемая продолжительность эксплуатации за тот же период – с 25 до 60 лет. Отчет 2015 г. уже предлагает оценку LCOE АЭС при работе в двух режимах – в базовой нагрузке (КИУМ = 85%) и в маневренном режиме (КИУМ = 50%). С 2020 г. специалисты NEA/IEA начали выделять удельные капи-

тальные затраты (overnight costs) отдельно для новых АЭС и для действующих АЭС, срок эксплуатации которых планируется продлить на 10 и 20 лет, что отражает имеющуюся в мире тенденцию к продлению проектного срока эксплуатации стабильно функционирующих АЭС [9, 11, 12]. Более подробно динамика отдельных допущений при оценке LCOE, а также широта анализируемых источников электроэнергии в исследованиях NEA/IEA представлены в таблице 1.

На рис. 2 представлена динамика диапазона усредненного по миру показателя LCOE, оцениваемого NEA/IEA для проектов АЭС будущих периодов, срок начала

Нововоронежская АЭС

Источник: «Росатом»



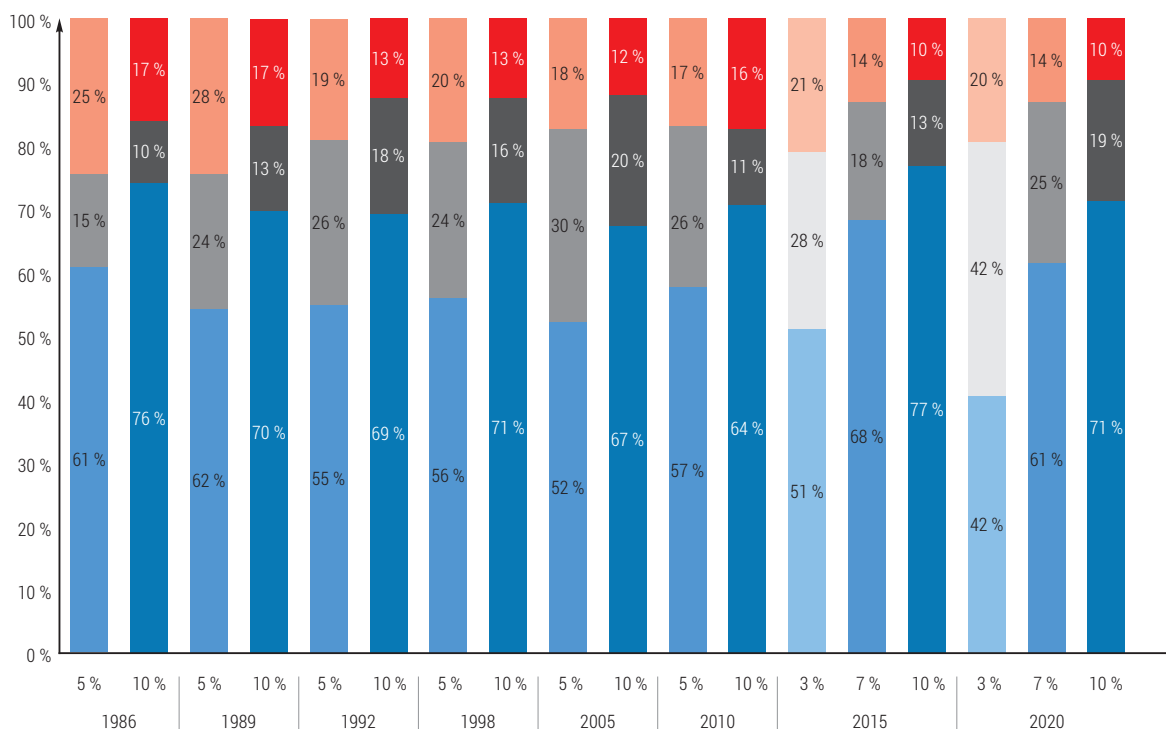


Рис. 3. Динамика капитальной (синий), операционной (зеленый) и топливной (желтый) составляющих LCOE

Источник: составлено авторами на основе данных NEA/IEA [8]

эксплуатации которых наступает через 5–10 лет с момента опубликования отчета за соответствующий год. Учитывая тот факт, что формула расчета LCOE дополнялась, а значения ключевых допущений изменялись со временем, на основе только лишь динамики LCOE невозможно дать объективную оценку того, как развивалась ядерная энергетика с качественной точки зрения. Можно лишь подчеркнуть, что в период 1980–2010 гг. среднее и медианное значение LCOE колебались в диапазоне 30–60 долл./МВт·ч, несмотря на то, что для отдельных стран LCOE был ниже или существенно выше данного коридора. Характерно, что с 2010 г. как сам диапазон значений LCOE существенно расширился, так и увеличился разброс средних и медианных значений при высоких ставках дисконтирования, что говорит о росте дифференциации параметров потенциальных проектов АЭС в разных регионах мира.

Интересной представляется динамика составляющих элементов LCOE. Из рис. 3 видно, что с середины 1980-х гг. соотношения между капитальными, эксплуатационными и топливными затратами при одинаковых взятых ставках дисконтирования изменились не сильно. Тем не менее стоит

отметить тенденцию к росту доли капитальной составляющей при увеличении ставки дисконтирования, что объясняется более существенным обесцениванием доходов будущих периодов, когда капитальная составляющая минимальна. Также неуклонно увеличиваются и абсолютные значения затрат. Так, с 1986 по 2020 гг. прогнозируемые для будущих проектов средние удельные капитальные затраты увеличились с 1350 долл./МВт до 3600 долл./МВт, а удельные операционные затраты с 4,4 долл./МВт·ч до 17,5 долл./МВт·ч.

Дополнительные показатели экономической оценки энергетических проектов

Существует еще несколько показателей оценки конкурентоспособности энергетических проектов на базе себестоимости, использование которых в настоящее время набирает популярность в различных аналитических работах. Данные показатели по логике расчета схожи с LCOE, однако, характеризуют производителя электроэнергии с точки зрения его дополнительного вклада в энергосистему.



Одним из таких показателей, который дает представление не только о себестоимости энергии, но и вкладе отдельного энергоресурса в энергосистему, можно считать sLCOE (System Levelized Cost of Electricity), предложенный Ф. Юккердтом в 2013 г. [13]. Согласно концепции автора, помимо затрат, учитываемых в общепризнанном показателе LCOE, необходимо учитывать затраты, не относящиеся напрямую к генерации электроэнергии, но которые необходимо понести, для того чтобы конкретный непостоянный возобновляемый источник энергии был интегрирован в энергосистему. Данные издержки были названы «остаточными системными затратами» (от англ. residual system costs), к ним можно отнести стоимость накопителей энергии, требуемых для аккумулирования избыточной энергии и ее последующей отдачи в сеть, затраты на содержание резервных диспетчеризуемых мощностей, затраты на модернизацию электросети, дополнительные услуги ее балансировки и т. д. Таким образом, показатель sLCOE в упрощенном варианте представляет собой сумму LCOE непостоянного источника энергии ($LCOE_0$) и величины удельных остаточных системных затрат (Δ):

$$sLCOE = LCOE_0 + \Delta. \quad (17)$$

Белорусская АЭС-2

Источник: Аркадий Сухонин / «Росатом»



Свой комплексный подход к анализу экономики энергетических проектов предлагает Управление по энергетической информации Федеральной статистической системы США (Energy Information Administration, далее – EIA). Суть заключается в совместной оценке показателя LCOE с двумя другими – LACE и LCOS [14]. В 2013 г. данной организацией была предложена методика оценки показателя нормированной альтернативной стоимости электроэнергии (англ. Levelized Avoided Cost of Electricity, далее – LACE) [15], которая заключается в анализе затрат, которые нужно будет понести для удовлетворения спроса на электроэнергию, если не реализовывать проект строительства предполагаемой электростанции в конкретном регионе, имеющем дефицит электроэнергии. Или же, согласно другому определению, LACE представляет собой потенциальный доход, который может получить владелец проекта от продажи электроэнергии и мощности в расчете на единицу времени эксплуатации [16]:

$$LACE = \frac{R_E + R_{SR} + R_{Cap} - C_{IL}}{T_{gen}}, \quad (18)$$

где R_E – выручка от продажи электроэнергии (energy revenue); R_{SR} – выручка от предоставления резервной мощности (spinning reserve revenue); R_{Cap} – выручка от предоставления мощности (capacity revenue); C_{IL} – издержки от прерывистой генерации (intermittent limit cost), характерные для большинства возобновляемых источников энергии.

Помимо LCOE и LACE, предлагается оценивать себестоимость хранения электроэнергии (англ. Levelized Cost Of Storage, далее – LCOS), которая характеризует эффективность системы накопления энергии. Основная идея EIA заключается в сравнении значений LACE с LCOE и LCOS, рассчитанных для конкретного проекта, а не об использовании данных показателей отдельно друг от друга. Если LACE ниже LCOE или LCOS, это означает, что на рынке имеется доступ к более дешевому источнику энергии, чем наш рассматриваемый проект, отчего можно судить о его неконкурентоспособности. Если же LACE выше LCOE или LCOS – проект имеет определенный экономический потенциал. Сравнивая несколько проектов друг с другом, необходимо смотреть уже на отношения LACE/LCOE и LACE/LCOS [16].

В 2018 г. также с целью дополнения показателя LCOE и устранения его главного недостатка – неспособности объективно сравнивать постоянные и переменные источники энергии между собой – специалистами IEA был предложен показатель скорректированной приведенной стоимости электроэнергии (Value-Adjusted Levelised Cost of Electricity, далее – VALCOE) [17]. VALCOE суммирует LCOE источника с разностями показателей стоимости продаваемой энергии, мощности, гибкости с их среднерыночными значениями. Данная корректировка стоимости характеризует общий экономический вклад источника в энергосистему. Так, если значения LCOE и VALCOE равны, это означает, что данная электростанция, помимо непосредственно удовлетворения спроса в электроэнергии, не приносит никакой дополнительный положительный или отрицательный эффект. В качестве примера, когда VALCOE ниже LCOE можно привести комбинированные газотурбинные электростанции, продукцией которых являются и электричество, и тепло, используемые в быту или промышленности. Несмотря на то, что себестоимость на таких станциях может быть выше более простых аналогов, положительный вклад в энергосистему позволяет говорить об их наибольшей конкурентоспособности, если судить по VALCOE. Противоположным примером может являться проект ВИЭ на сбалансированном рынке, для которого необходимы накопители и преференции при сбыте электроэнергии. В этом случае зачастую VALCOE существенно превышает LCOE, так как негативное влияние на систему превалирует. Необходимо отметить, что разница LCOE и VALCOE конкретного проекта может существенно различаться, в зависимости

Сегодня при оценке принято сочетать показатели, относящиеся к классическому инвестиционному анализу, с показателями, характерными для проектов в сфере производства электроэнергии



Ремонт графитовой кладки на Курской АЭС
Источник: «Росатом»

от региона и особенностей энергосистемы. В методологии IEA приводится следующая расчетная формула VALCOE [18]:

$$\text{VALCOE}_x = \text{LCOE}_x + (\bar{E} - E_x) + (\bar{C} - C_x) + (\bar{F} - F_x), \quad (19)$$

где LCOE_x – приведенная стоимость электроэнергии проекта; $\bar{E}$ – средняя рыночная стоимость электроэнергии; E_x – отпускная стоимость электроэнергии проекта; $\bar{C}$ – средняя рыночная плата за мощность; C_x – стоимость работы на номинальной мощности проекта; $\bar{F}$ – средняя рыночная плата за гибкость источника электроэнергии; F_x – стоимость работы в гибком режиме.

Оценка IEA/NEA показывает, что LCOE и VALCOE АЭС практически идентичны, так как корректировка стоимости энергии и мощности, оказывающая положительное влияние на конкурентоспособность, практически полностью компенсируется неспособностью АЭС работать в гибком маневренном режиме. Напротив, гибкие угольные и газовые ТЭС и ТЭЦ, способные в соответствии с потребностями рынка оперативно увеличить выпуск электроэнергии, имеют VALCOE ниже LCOE. Стайбильное превышение VALCOE над LCOE

характерно для переменных возобновляемых источников энергии, требующих систем накопления энергии [9].

Заключение

Таким образом, результаты проведенной систематизации имеющихся и применяемых подходов к оценке экономических характеристик энергетических проектов, в частности АЭС, показывают, что сегодня в профессиональной среде принято сочетать показатели, относящиеся к классическому инвестиционному анализу, с показателями, характерными для проектов в сфере производства электроэнергии. Ключевой характеристикой энергетических проектов является себестоимость производства электроэнергии, выраженная в показателе LCOE. Тем не менее, для более объективного сравнения различных технологий производства электроэнергии, различающихся по мощности, постоянству и гибкости (например,

АЭС и возобновляемых источников энергии), ведущими экспертными организациями рекомендуется использовать более продвинутые показатели, такие как системная приведенная стоимость электроэнергии (sLCOE), нормированная альтернативная стоимость электроэнергии (LACE) и скорректированная стоимость электроэнергии (VALCOE). При их использовании для сравнения различных источников энергии конкурентоспособность АЭС может как усиливаться, так и уменьшаться, в зависимости от конкретного проекта, региона и условий эксплуатации. Также, ввиду того, что создание электростанции любого типа представляет собой комплексный инвестиционный проект, необходимо рассчитывать показатели инвестиционной привлекательности (NPV, IRR, DPP), чтобы иметь возможность оценить эффективность использования бюджетных средств, как в случае частного, так и в случае государственного финансирования.

Использованные источники

1. Петросьянц А. М. Третья международная жене́вская конференция атомников // *Атомная энергия*. 1964. Т. 17. Вып. 5. С. 323–328.
2. Батуров Б. Б., Синев Н. М. Перспективы развития и экономика ядерной энергетики // *Атомная энергия*. 1965. Т. 18. Вып. 2. С. 157–171.
3. Шевелев Я. В., Локшин В. Л., Клименко А. В. Оптимизация развития топливной промышленности ядерной энергетики // *Атомная энергия*. 1981. Т. 50. Вып. 5. С. 310–316.
4. Синев Н. М. Экономика ядерной энергетики: основы технологии и производства ядерного топлива. Экономика АЭС: Уч. пособие для вузов. – 3-е изд., перераб. и дополн. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
5. Черняховская Ю. В. Эволюция методологических подходов к оценке стоимости электроэнергии. Анализ зарубежного опыта // *Вестник ИГЭУ*. 2016. № 4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/evolyutsiya-metodologicheskikh-podhodov-k-otsenke-stoimosti-elektroenergii-analiz-zarubezhnogo-opyta> (дата обращения: 15.03.2024).
6. United Nations Industrial Development Organization (UNIDO). *Manual for evaluation of industrial projects*. Vienna. 1986. 139 pp.
7. Steven A. Y. Lin. *The Modified Internal Rate of Return and Investment Criterion* // *The Engineering Economist: A Journal Devoted to the Problems of Capital Investment*, Vol. 21, No. 4, 1976. pp. 237–247.
8. Аналитические отчеты «Прогнозируемая стоимость производства энергии» *Projected Costs of Generating Electricity*. OECD-NEA. URL: <https://www.oecd-neo.org/jcms/pl28612/projected-costs-of-generating-electricity> (дата обращения: 15.03.2024).
9. *Projected Costs of Generating Electricity – 2020 Edition*, OECD Publishing, Paris. <https://doi.org/10.1787/a6002f3b-en>
10. *Sustainable Development and the Application of Discounting to the Calculation of the Levelised Costs of Electricity*, NEA OECD, 22 June 2018. URL: [https://one.oecd.org/document/NEA/NDC/R\(2018\)1/en/pdf](https://one.oecd.org/document/NEA/NDC/R(2018)1/en/pdf) (дата обращения: 15.03.2024).
11. *OECD/NEA/IEA (2010), Projected Costs of Generating Electricity 2010*, OECD Publishing, Paris. <https://doi.org/10.1787/9789264084315-en>
12. *NEA/IEA/OECD (2015), Projected Costs of Generating Electricity 2015*, OECD Publishing, Paris. https://doi.org/10.1787/cost_electricity-2015-en
13. Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., Edenhofer, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, vol. 63, 2013. pp. 61–75. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>
14. *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook April 2023*. URL: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/electricity_generation/pdf/LCOE_methodology.pdf
15. *Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology Supplement* / US EIA. 2013. URL: https://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/methodology_supplement.pdf
16. *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook April 2023*. URL: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/electricity_generation/pdf/LCOE_methodology.pdf
17. *World Energy Outlook 2018*. International Energy Agency (IEA), Paris, 2018. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018>
18. *Global Energy and Climate Model*. International Energy Agency (IEA), 2023. URL: <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model>