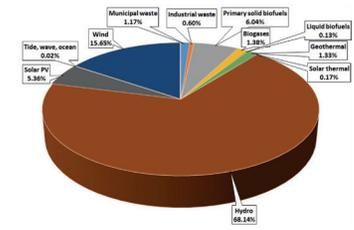


# Estimaciones del coste de la electricidad: factores determinantes y métodos de valoración



## Levelized cost of electricity: key drivers and valuation methods



Luis-María Abadie<sup>1</sup> y José-Manuel Chamorro<sup>2</sup>

<sup>1</sup> UPV/EHU. Basque Centre for Climate Change (BC3). Edificio Sede 1, 1ª planta, Campus Científico - 48940 Leioa (España).

<sup>2</sup> UPV/EHU. Dpto. Economía Financiera II e Instituto de Economía Pública. Av. Lehendakari Aguirre, 83 - 48015 Bilbao (España).

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/9223> | Recibido: 23/04/2019 • Inicio Evaluación: 24/04/2019 • Aceptado: 06/09/2019

### ABSTRACT

- The aim of this paper is to propose an improvement over traditional approaches to the levelized cost of electricity (LCOE). Basically there are two methods available. The first one considers a yearly timeframe, so it yields a yearly estimate of the LCOE. The second one, instead, keeps the whole lifetime of the facility when computing its LCOE; it thus results in a life-cycle estimate. This said, they share some features, for example, their reliance on the net-present-value methodology and the scant use of market prices. Unfortunately, they also stumble on some common issues, such as the proper way to account for risk. The focus here falls on two power generating technologies from renewable sources, namely wind and solar. Section 1 gives a quick overview of their widespread deployment across the world. Section 2 provides a thorough review of the two approaches to the LCOE at a theoretical level. It also includes some remarks about their underlying assumptions and pinpoints some of their limitations. Section 3 shows numerical estimates of LCOE for different technologies and countries following the two approaches. It also looks at recent trends of LCOE estimates over time. Then Section 4 presents a proposal for an improved LCOE, one that uses public information available on the markets and deals with the discounting of risk more properly. There is also a numerical application to a standard wind park. Section 5 concludes.
- Key Words:** Electricity generation, renewable energies, solar farms, wind farms, investment valuation, futures markets.

teórico, prestando especial atención a los supuestos subyacentes y las debilidades que de ahí se derivan. La Sección 3 muestra estimaciones numéricas del LCOE para diferentes tecnologías y países en base a los dos métodos. También analiza las tendencias recientes de las estimaciones del LCOE. La Sección 4 presenta una propuesta para el cálculo de un LCOE mejorado. La mejora pasa por hacer más uso de la información pública disponible en los mercados y abordar el descuento del riesgo de manera más adecuada. La propuesta se ilustra por medio de una aplicación a un parque eólico típico. Las conclusiones se encuentran en la Sección 5.

**Palabras Clave:** Generación de electricidad, energías renovables, parques eólicos, parques solares, valoración de inversiones, mercados de futuros.

### 1. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos quince años la energía renovable ha desempeñado un papel cada vez más prominente. En el caso particular de la electricidad, este hecho puede observarse tanto en términos de capacidad instalada como de generación [1]. Varios factores han contribuido a la adopción creciente de estas tecnologías: crecimiento de la demanda mundial de electricidad [2], preocupación por la seguridad del suministro, cambio climático, precios de la energía, progreso tecnológico, apoyo institucional, etc.

La Figura 1 muestra el porcentaje de electricidad renovable generado a nivel mundial. Su participación relativa ha aumentado

### RESUMEN

Este trabajo presenta una alternativa al cálculo tradicional del coste de la electricidad, también conocido como LCOE por sus siglas en inglés (*levelized cost of electricity*). Dentro de la práctica tradicional se pueden distinguir dos enfoques. El primero de ellos considera un horizonte temporal de un año en sus cálculos (y aporta una estimación anual). El segundo, en cambio, abarca toda la vida de la instalación (y da una estimación de ciclo vital). Estos enfoques tienen varios rasgos comunes. Por ejemplo, ambos se basan en la noción del valor actual neto y hacen un uso limitado de los precios de mercado. En parte por ello, ambos adolecen de limitaciones importantes, como la manera en que tratan y valoran el riesgo.

Este artículo se centra principalmente en la estimación del LCOE en el caso particular de las tecnologías eólica y solar. La Sección 1 presenta el desarrollo de las tecnologías renovables a nivel mundial. La Sección 2 analiza los dos enfoques del LCOE a nivel



Fig. 1: Generación de electricidad renovable (porcentaje del total mundial). Fuente: Elaboración propia con datos de la Agencia Internacional de la Energía [2]

del 18% en 2003 al 24,4% en 2016, facilitando el satisfacer la creciente demanda de energía. La cuota de la generación basada en carbón comenzó a disminuir significativamente sólo desde 2013 (del 41,1% en ese año al 38,3% en 2016). Se necesitará tiempo para que la electricidad renovable alcance una cuota superior al 24,4%. Pero su desarrollo irá acompañado de una serie de problemas: la intermitencia, su carácter impredecible, sus variaciones en el espacio y en el tiempo (por ejemplo, comportamiento estacional). Estas características, junto con una capacidad de almacenamiento insuficiente, pueden dar lugar a escasez de electricidad en momentos de máxima demanda [3].

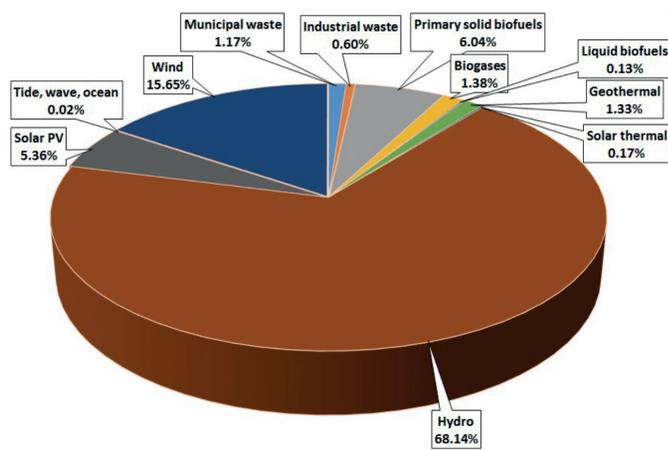


Fig. 2: Distribución mundial de la generación de electricidad renovable en 2016. Fuente: Elaboración propia sobre datos de la Agencia Internacional de la Energía [2]

La Figura 2 muestra el mix mundial de generación renovable en 2016. La generación hidroeléctrica proporcionó 4,170,035 GWh, aproximadamente el 68% de la generación renovable total. La generación eólica ocupó el segundo lugar, con 957,694 GWh, el 15,6%. La solar (fotovoltaica PV, y termal) representó el 5,5% del total. Otras tecnologías, como los biocombustibles líquidos, residuos industriales, mareas y olas, se quedaron aún más atrás en el parque mundial de generación de electricidad.

A nivel mundial, la capacidad instalada solar fotovoltaica y eólica están creciendo en el tiempo, pero su factor de capacidad es relativamente bajo (mide la generación real de una central en relación a la máxima que podría generar en un período determinado sin ningún tiempo de inactividad); en el caso del viento, puede ser alrededor de un 30%, dependiendo de la ubicación de la planta. En 2017 la capacidad de generación eólica marina fue 18,8 GW, apenas un 3,5% de la capacidad eólica total; sin embargo, también muestra un crecimiento acelerado. Esto se debe a algunas características positivas, por ejemplo, vientos más fuertes y menos intermitentes en el mar, lo que permite turbinas más grandes. Pero los costes de instalación (dependiendo de la profundidad del fondo marino y las características del sitio), la necesidad de infraestructuras de red y los costes de mantenimiento son inconvenientes importantes. El principal defecto de la energía solar es que sólo funciona cuando brilla el sol.

En este documento se analizan los métodos tradicionales para estimar el coste de la electricidad (*levelized cost of electricity*, LCOE) y se propone una alternativa, basada en los precios observados en el mercado de futuros sobre electricidad. El LCOE es una estimación del coste medio de generar electricidad con una tecnología particular. Puede resultar útil en la toma de decisiones de inversión (especialmente en sistemas regulados e integrados verticalmente). La sección 2 revisa dos aproximaciones al LCOE, los supuestos subyacentes y algunas limitaciones. La sección 3 mues-

tra estimaciones del LCOE para diferentes tecnologías y países según estos dos enfoques, examinándose las tendencias recientes del LCOE en el tiempo. La Sección 4 presenta una propuesta para mejorar el LCOE, utilizando información pública disponible en el mercado y abordando mejor el descuento de riesgo. También hay una aplicación numérica a un parque eólico típico. La sección 5 concluye.

## 2. APROXIMACIONES AL COSTE DE LA ELECTRICIDAD (LCOE)

Hay diversas tecnologías de generación alternativas. Las compañías eléctricas y/o los reguladores han buscado métricas que permitan clasificar las tecnologías por su coste de generación. La métrica preferida ha sido habitualmente el LCOE. Lo propuso por primera vez la Organización Internacional de la Energía Atómica [4] en 1984 para comparar costes de unidades generadoras. En principio el concepto parece bastante simple, pero diferentes instituciones lo definen de manera distinta. Hay que tener cuidado y aplicarlo de manera uniforme a las tecnologías comparadas.

Dos criterios permiten clasificar ambos enfoques: base de los costes y dimensión temporal. El cálculo puede referirse a un solo año de funcionamiento (coste anual) o a toda la vida del proyecto (coste de ciclo vital). Por otro lado, puede considerar sólo los costes incurridos por el propietario, lo que proporciona una estimación restringida del LCOE; no obstante, cualquier activo de generación forma parte de un sistema, y el impacto del proyecto a nivel del sistema también podría considerarse en el cálculo del LCOE. Una estimación aún más amplia incluiría los costes sociales de cualesquiera "efectos externos" derivados de la generación eléctrica. Aquí se adopta el punto de vista del propietario utilizando los precios del mercado de futuros sobre electricidad.

### 2.1. LCOE UNI-PERIODICO

Primero se repasa el cálculo del LCOE uni-periódico a nivel de central, que es un estándar utilizado a menudo en la industria eléctrica. El estadounidense *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) [5] define el LCOE simple (sLCOE), medido en \$/kWh, como:

$$sLCOE = \frac{\text{coste inversión} \cdot CRF + FOM}{8760 \cdot \text{capacity factor}} + \text{fuel cost} \cdot \text{heat rate} + VOM. \quad (1)$$

El coste de la inversión se mide en dólares por kilovatio instalado (\$/kW). CRF es el factor de recuperación del capital. Es el cociente entre una anualidad constante y el valor actual de recibir esa anualidad durante un determinado periodo de tiempo [6]; la fórmula financiera para calcularlo con un tipo de interés  $i$  en los próximos  $t$  años es:

$$CRF = \frac{1}{i} \frac{1}{(1+i)^t} = \frac{i(1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \quad (2)$$

Los costes fijos de operación y mantenimiento (FOM) están en dólares por kilovatio/año (\$/kW-año). Los costes variables de operación y mantenimiento (VOM) están en dólares por kilovatio hora (\$/kWh). En el denominador,  $8760 = 365 \times 24$  son las horas de un año. El factor de capacidad es la fracción del año en que la planta está generando electricidad ( $0 \leq CF \leq 1$ ).

La ecuación (1) es típica para LCOE. Establece la igualdad entre el valor actual de los ingresos y el de los costes a la hora de calcular el LCOE. Sin embargo, como señala NREL, esta métrica no incluye aspectos de financiación, descuento, costes de reemplazo futuro o desgaste, etc.

## 2.2. LCOE MULTI-PERIODICO

A diferencia de NREL, la Agencia Internacional de la Energía [7] sigue un enfoque basado en el coste de ciclo vital; igual que el anterior, utiliza el método de valoración por flujos de caja descontados. Adopta tres tasas de descuento (3%, 7% y 10%). Los costes de transmisión y distribución quedan aparte. Los resultados incluyen un coste del CO2 de US\$30/tonelada; no incluyen otras externalidades o costes sistémicos.

El cálculo del LCOE se basa en la equivalencia del valor actual de todos los ingresos y el de todos los costes:

$$\sum_{t=1}^n \frac{P_{MWh} \times MWh}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{C_t + O\&M_t + Fuel_t + CO2_t + D_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

$P_{MWh}$  denota la remuneración vital constante al suministrador;  $MWh$  es la electricidad producida (en MWh);  $(1+r)^{-t}$  es el factor de descuento para el año  $t$ ;  $C_t$  es el total de costes de capital de construcción en el año  $t$ ;  $CO2_t$  refleja el coste de las emisiones en  $t$ ;  $D_t$  captura los costes de desmantelamiento y gestión de residuos en  $t$ ;  $O\&M_t$  son los costes de operación y mantenimiento en  $t$ ;  $Fuel_t$  es el precio del combustible en  $t$ . Todas las variables son reales (netas de inflación). El descuento se realiza sobre base anual (la tasa de descuento debe ser real por coherencia). Como  $P_{MWh}$  es constante, puede despejarse, obteniéndose:

$$LCOE \equiv P_{MWh} = \frac{\sum_{t=1}^n [(C_t + O\&M_t + Fuel_t + CO2_t + D_t) \times (1+r)^{-t}]}{\sum_{t=1}^n MWh \times (1+r)^{-t}} \quad (4)$$

Esta es la fórmula utilizada por la AIE para calcular el LCOE en régimen *base load* a nivel de central.

Por otro lado, la Comisión de Energía de California [8] ha desarrollado su modelo de coste de generación (CGM, sobre Excel), que calcula el LCOE de tecnologías de generación de escala empresarial. Estos LCOE deben interpretarse como los costes totales de construir y explotar una planta durante su vida económica convertidos en pagos anuales iguales tanto en términos de energía (dólares por megavatio-hora) como de capacidad (dólares por kilovatio-año).

El CGM primero calcula los costes de una tecnología sobre una base anual, encuentra el valor actual de cada coste anual, suma los valores actuales de los componentes del coste y luego calcula el LCOE, es decir, el pago anual (bajo la tasa de interés o descuento  $r$ ) necesario para pagar ese valor presente durante el período determinado  $T$ :

$$LCOE = \sum_{t=1}^T \frac{Coste_t \cdot r(1+r)^t}{(1+r)^t (1+r)^{t-1}} \quad (5)$$

Los resultados se presentan como un coste por unidad de generación durante el periodo considerado (en \$/MWh o centavos/kWh). Estos cálculos se realizan dividiendo los costes por la suma de toda la generación esperada durante el horizonte considerado.

Los costes totales son la suma de los costes fijos (independientes del número de horas de funcionamiento) y los costes variables. Las estimaciones del LCOE total se calculan en función de quién es el promotor (los gastos financieros y los impuestos corporativos varían): mercantil, inversor privado, inversor público.

Por su parte, el departamento británico de Negocios, Energía y Estrategia Industrial [9] define el LCOE como "el coste vital descontado de la propiedad y uso de un activo de generación convertido en una unidad equivalente del coste de generación en £/MWh":

$$LCOE = \frac{VA(\text{costes totales})}{VA(\text{electricidad generada})} \quad (6)$$

Los costes totales son la suma de "costes de capital" y "costes operativos". Los primeros comprenden: los costes previos al desarrollo,

de construcción y de infraestructura (los dos últimos ajustados en el tiempo por aprendizaje). Los costes operativos incluyen: costes operativos fijos (ajustados por aprendizaje), costes operativos variables, seguros, costes de conexión, del CO2, de transporte y almacenamiento del CO2, de desmantelamiento, ingresos del calor (centrales de calor y electricidad combinados) y los precios del combustible. En cuanto al denominador, los datos de generación esperada consideran: la capacidad de la planta, disponibilidad esperada, eficiencia esperada, factor de carga esperado (todo ello suponiendo *base load*). Los costes totales y la generación de electricidad se expresan en términos de valor actual neto (los costes y producciones futuros se descuentan a una tasa  $r$  cuando se comparan con sus homólogos hoy).

De acuerdo con Aldersey-Williams y Rubert [10], en finanzas la tasa interna de rendimiento (TIR) de un proyecto de inversión es la tasa de descuento que hace que su valor actual neto (VAN) sea cero:

$$VAN = VA(\text{ingresos}) - VA(\text{costes}) = 0 \rightarrow VA(\text{costes}) = VA(\text{ingresos}) \quad (7)$$

Por tanto, cuando  $r = TIR$  el LCOE puede definirse igualmente como:

$$LCOE = \frac{VA(\text{ingresos})}{VA(\text{energía})} = \frac{VA(\text{energía} \times \text{precio})}{VA(\text{energía})} \quad (8)$$

El LCOE puede interpretarse como el precio de la electricidad necesario para que el proyecto tenga  $VAN=0$ , es decir, para que los ingresos proporcionen una rentabilidad (TIR) que coincida exactamente con la tasa de descuento ( $r$ ). Este mismo razonamiento subyace al cálculo del LCOE según NREL [11]. Analíticamente:

$$LCOE \times \sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (9)$$

Cuando los costes son reales (vistos desde el momento inicial, en unidades monetarias constantes, o no ajustadas por la inflación futura) el LCOE mide el precio real constante mínimo de la electricidad para que el proyecto sea viable económicamente. Por la misma razón, utilizar costes nominales (en dólares corrientes, o ajustados por la inflación) y una tasa de descuento nominal proporciona el precio nominal medio durante la vida del proyecto que ofrece el rendimiento nominal requerido.

En adelante la atención se centra en la electricidad procedente de dos fuentes renovables: solar y eólica. Así, en la sección 4 sólo se consideran los costes de capital () y los fijos de operación () en el análisis del LCOE (los costes de operación variables, del CO2 y de desmantelamiento y gestión de residuos quedan aparte). Concretamente, se utiliza la Ecuación (10), que es una versión simplificada de la empleada en [7]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t + O_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (10)$$

## 2.3. COMENTARIOS SOBRE LOS SUPUESTOS SUBYACENTES

Las fórmulas anteriores del LCOE plantean al menos dos problemas importantes. El primero se refiere al comportamiento de costes y precios en el tiempo. El segundo tiene que ver con la elección de la tasa apropiada para descontar flujos de caja futuros e inciertos al presente en la toma de decisiones de inversión.

a) La inflación de costes no es un gran problema para la fórmula LCOE si la inflación es constante e igual para cada factor del coste. Basta con cambiar la tasa de descuento real por una nominal ajustando aquella con la inflación:  $(1 + \text{tasa nominal}) = (1 + \text{tasa real}) \times (1 + \text{tasa de inflación})$ . La fórmula LCOE dará entonces un precio nominal de la electricidad. No obstante, la hipótesis anterior es bastante estricta.

Por otro lado, la inflación se acumula con el tiempo. Esto implica que la inflación afecta menos a las tecnologías de generación con el grueso de sus costes en fechas iniciales que a aquéllas en que la mayoría de los costes tendrá lugar en el futuro. Así, las centrales renovables pueden presentar un menor LCOE que las térmicas (debido a la mayor importancia de los costes de combustible y operación para éstas).

Además, el precio de la electricidad no es constante: estacionalidad, reversión a la media, saltos y demás son características habituales. Dicho precio puede depender también del país/mercado. Más aún, ese precio (o los ingresos) y los costes de generación pueden estar sujetos a tasas de inflación diferentes.

b) La tasa de descuento es objeto de controversia. Según la teoría financiera, cada flujo de caja futuro debe descontarse a una tasa acorde con su riesgo. Por tanto, una única tasa de descuento (para todo flujo de caja, y constante durante la vida útil de la planta) resulta difícilmente adecuada. Esto es así independientemente de si la tasa es 'subjettiva' (basada en el juicio de expertos) u 'objetiva' (como el coste medio ponderado del capital invertido en la planta). En todo caso, un mayor riesgo percibido (y consiguiente tasa de descuento) en algunas tecnologías se traducirá en un mayor LCOE para dichas tecnologías.

En este sentido, la AIE [7] utiliza tres tasas de descuento comunes a todas las tecnologías: 3% (correspondiente al coste social del capital), 7% (tasa de mercado en mercados eléctricos desregulados o reestructurados) y 10% (inversión en un entorno de alto riesgo). BEIS [9] se fija en estimaciones del LCOE usando una tasa crítica del 10% junto con tasas del 7% y 5% para fines comparativos con publicaciones internacionales. CEC [8] define la tasa de descuento como el coste medio ponderado del capital después de impuestos (WACC) y utiliza una tasa real del 6,17% en su escenario central (cambiando al 10,57% en el escenario alto y al 4,28% en el bajo). Estas tasas pueden ser polémicas y afectar significativamente al proceso de valoración. A continuación se propone una metodología para abordar algunos de estos problemas.

Es posible soslayar esta cuestión hasta cierto punto utilizando los precios observados en los mercados de futuros sobre materias básicas

(*commodities*). Estos precios pueden descontarse al tipo de interés sin riesgo (por la cobertura que permiten dichos mercados). En la zona euro, el tipo de la deuda alemana puede servir para calcularlo.

c) Otro problema es que las tecnologías renovables no operan regularmente en el tiempo. Además de inciertas son intermitentes y muestran comportamientos estacionales (en diferentes escalas temporales). Por tanto, el precio de la electricidad que perciben puede ser diferente del precio medio de mercado.

d) La política energética y ambiental también puede suponer un problema al utilizar la fórmula LCOE. En principio, si hay un impulso gubernamental a la expansión de generación renovable (por ejemplo, tarifas constantes, descuentos fiscales a la producción, a la inversión), su valor actual puede añadirse fácilmente a la Ecuación (10); si las medidas públicas de apoyo son ciertas, debe utilizarse la tasa libre de riesgo para descontarlas. Pero estas medidas no siempre pueden darse por seguras en horizontes dilatados como los requeridos por los proyectos energéticos.

Dicho esto, todos los modelos anteriores tienen en cuenta el desarrollo tecnológico de las tecnologías de generación por medio de sus curvas de aprendizaje respectivas. El factor de aprendizaje generalmente resulta en unos costes de capital decrecientes; el efecto depende del tipo de tecnología y la fecha cuando la planta entra en servicio. Por ejemplo, desde 2022 a 2040 NREL [5] preve grandes reducciones del LCOE para la energía eólica terrestre (9%), eólica marina (16%) y solar fotovoltaica (16%). Asimismo, la AIE [7] supone una tasa de aprendizaje del 7% para eólica terrestre; para eólica marina podrían esperarse reducciones del coste de generación alrededor del 40% para 2030, aunque hay incertidumbres. Asimismo, CEC [8] y BEIS [9] utilizan tasas de aprendizaje específicas por tecnología.

### 3. RESULTADOS EMPIRICOS

Esta sección presenta estimaciones numéricas del LCOE según las dos metodologías anteriores y analiza sus tendencias recientes.

#### 3.1. LCOE UNI-PERIODICO

El análisis de NREL [5] parte de tres fuentes: la *Energy Information Administration* (EIA) norteamericana [7], NREL [11] o *National Energy Technology Laboratory* (NETL) [12], y Lazard [13]. Después NREL calcula estimaciones del LCOE para tecnologías de generación seleccionadas empleando rangos de datos sobre coste y potencia energética (*heat rate*) de estas tres fuentes (para tecnologías no despachables la potencia energética es cero). Las características de operación, tales como costes de combustible (cero para tecnologías no despachables) y factores de capacidad, difieren también para cada tecnología; las estimaciones de LCOE consideran los supuestos más altos y bajos recogidos en las tres fuentes. Además de esto, NREL aplica las mismas características financieras a todas las tecnologías; en este sentido, el coste del capital máximo y mínimo de estas fuentes se utiliza como ingrediente para el LCOE. La tabla 1 muestra los rangos del LCOE resultantes para las energías eólica y solar en EE.UU. (estos valores no incluyen deducciones fiscales). Reflejan una gran variabilidad en cuanto a calidad del recurso en EE.UU.

#### 3.2. LCOE MULTI-PERIODICO

El análisis de la AIE [7] se basa en datos de 181 centrales en 22 países (19 de la OCDE, Brasil, China y Sudáfrica). Todas las cifras de costes están en dólares

Tecnología (EE.UU.)	EIA		NREL		Lazard	
	Bajo	Alto	Bajo	Alto	Bajo	Alto
Eólica terrestre	37,09	117,76	35,36	88,87	26,30	81,86
Eólica marina	117,22	279,25	114,75	241,09	81,27	218,10
Solar fotovoltaica, escala de empresa	80,00	430,52	54,94	171,03	46,06	132,61
Solar CSP	140,20	271,89	82,61	207,35	104,44	249,46

Tabla 1: Rangos actuales del LCOE para tecnologías eólica y solar (2013\$/MWh). Fuente: NREL [5]

Tecnología	Costes de capital			Costes O&M 3%-7%-10%	LCOE		
	3%	7%	10%		3%	7%	10%
Eólica terrestre	53,65	74,32	92,09	27,86	81,51	102,19	119,96
Solar fotovoltaica residencial	64,99	100,43	131,11	35,61	100,60	136,02	166,70
Solar fotovoltaica comercial	53,61	82,85	108,16	49,35	102,97	132,01	157,21
Solar fotovoltaica plantas en suelo	41,57	64,35	84,12	45,75	87,33	109,92	129,57
Solar Térmica (CSP) sin almacenamiento	175,93	260,88	335,14	87,46	263,39	348,35	422,60

Tabla 2: LCOE de centrales eólicas y solares en España (2013\$/MWh). Fuente: AIE [7]

Contrato	Precio
FTB YR-19	60,30
FTB YR-20	53,60
FTB YR-21	50,60
FTB YR-22	48,30
FTB YR-23	46,70

Tabla 3: Precios de futuros sobre electricidad (EUR/MWh) para España 31/10/2018. Fuente: www.omip.pt

de 2013. La fecha de puesta en marcha supuesta es 2020. La tabla 2 muestra las estimaciones para eólica terrestre, solar térmica y las tres categorías de solar fotovoltaica en el estudio (residencial, comercial y grandes plantas sobre suelo) en España.

### 3.3. EVOLUCIÓN DE LAS ESTIMACIONES DEL LCOE EN EL TIEMPO

Como se mencionó en la sección 2.2, el foco aquí es la electricidad procedente de las energías solar y eólica. Lazard [13] analiza la evolución del LCOE en EE.UU. Muestra una reducción sostenida en el tiempo, pero a un ritmo cada vez más lento. Esto sugiere proximidad a un equilibrio. Los valores medios en 2017 son 45 US\$/MWh para la eólica terrestre y 50 US\$/MWh para solar a escala de empresa. Para la eólica marina se estiman 113 US\$/MWh en ese mismo año.

La AIE [7] presenta numerosas estimaciones del LCOE para cada país y tecnología de la muestra. Estos cálculos dependen de los valores de irradiación y latitud, pero la IEA [7] no proporciona esta información, aunque la utiliza en sus cálculos. En el caso español, el LCOE para la solar fotovoltaica (grande, sobre suelo) es 87,33 US\$/MWh o 65,50 euros/MWh utilizando el tipo de cambio del informe [7]. Para la eólica terrestre es 81,51 US\$/MWh o 61,13 euros/MWh.

Estos LCOE se pueden comparar con el precio de la electricidad para suministro futuro (en el mercado de futuros sobre electricidad). Resultan ser superiores a los precios de futuros. Por ejemplo, la Tabla 3 muestra las cotizaciones anuales de los futuros (a fecha 31/10/2018) para electricidad a suministrarse en España. La cuestión de si una generación renovable creciente puede conducir a una disminución en los precios de la electricidad está abierta.

En el caso de la energía eólica marina, los datos de la AIE [7] también muestran una dispersión importante en LCOE. Esta tecnología muestra un factor de capacidad medio del 38,72% (para eólica terrestre es 34,66%, y 16,66% para solar fotovoltaica grande sobre suelo). Sin embargo, su LCOE promedio es 136,39 US\$/MWh, muy por encima de los precios de los futuros en la Tabla 3.

## 4. UNA PROPUESTA DE MEJORA DEL LCOE MULTI-PERIODICO

### 4.1. METODOLOGÍA PROPUESTA

Seguidamente se propone una metodología de valoración alternativa a las de la sección 2.2. El punto de partida es la fórmula tradicional del VAN (diferencia entre el valor actual de las entradas de caja y el de las salidas), pero con tasas de descuento específicas que se aplican a cada elemento:

$$VAN = \sum \frac{p_t \times E_t}{(1+r_1)^t} - \sum \left[ \frac{C_t}{(1+r_2)^t} + \frac{O_t}{(1+r_3)^t} \right] \quad (11)$$

La Ecuación (11) muestra el VAN en tiempo discreto. Es similar a la ecuación (3), pero ahora la tasa de descuento y el precio futu-

ro de la electricidad provienen de información del mercado (no son valores subjetivos). Cuando se utilizan los precios del mercado de futuros los ingresos pueden descontarse a la tasa libre de riesgo. También los costes conocidos con certeza pueden descontarse al tipo sin riesgo. Alternativamente, puede utilizarse la Ecuación (12) en tiempo continuo:

$$VAN = \int p_t \times E_t \times e^{-r_1^* t} dt - \int [C_t \times e^{-r_2^* t} + O_t \times e^{-r_3^* t}] dt \quad (12)$$

donde las tasas de descuento  $r_1, r_2, r_3$  corresponden a los diferentes mercados. Son ligeramente distintas según sean discretas o continuas.

Castillo-Calzadilla et al. [14] valoran una instalación solar fotovoltaica en un edificio de servicios en España. Aquí se considera una planta eólica terrestre en España con estas características (valores de (a)-(g) tomados de IEA [7]):

- a) Capacidad neta: 25 MWe.
- b) Factor de capacidad: 24%
- c) Tipo de cambio: 0,75 EUR/USD.
- d) Coste de inversión: 1.229 EUR/kWe, o 30.725.000 euros.
- e) Tiempo de construcción: 1 año.
- f) Vida útil: 25 años.
- g) Coste de operación y mantenimiento: 20,90 euros/MWh.
- h) Se supone que no hay costes de remodelación ni desmantelamiento. Puede justificarse en base a que el parque puede utilizarse en el futuro para una nueva instalación y los materiales pueden tener valor residual.
- i) Los cálculos incorporan los precios de la electricidad en el mercado de futuros. Por tanto, los ingresos pueden descontarse al tipo sin riesgo:  $r_1 = r$ . Se adopta una tasa  $r=0,29\%$ , correspondiente al bono alemán a 10 años en agosto de 2018. Se supone  $r_1=r_2=r_3=r$ .

Esta metodología es coherente con el riesgo de mercado. La electricidad del parque se valora según el precio medio del mercado eléctrico. Los ingresos por la electricidad generada pueden asegurarse en el mercado de futuros.

La Ecuación (13) calcula la producción anual de electricidad, P:

$$P = 25 \times 365,25 \times 24 \times 0,24 = 52.596 \text{ MWh} \quad (13)$$

El valor actual de los ingresos (E) puede calcularse multiplicando esta producción anual por los precios a futuros de la Tabla 3. En ausencia de contratos de futuros con los vencimientos necesarios (más largos), se supone que el último precio 46,70 EUR/MWh rige los años restantes de vida útil:

$$E = P \times 53,60 \int_1^2 e^{-rt} dt + 50,60 \int_2^3 e^{-rt} dt + 48,30 \int_3^4 e^{-rt} dt + 46,70 \int_4^{26} e^{-rt} dt = 59.709.459 \text{ EUR} \quad (14)$$

Las Ecuaciones (15) y (16) calculan el valor actual de los costes de inversión (C) y los de operación y mantenimiento (O), respectivamente:

$$C = 30.725.000 \int_0^1 e^{-rt} dt = 30.680.492 \text{ EUR} \quad (15)$$

$$O = 20,90 \times P \times \int_1^{26} e^{-rt} dt = 26.432.089 \quad (16)$$

Por último, la Ecuación (17) muestra el VAN de la inversión:

$$VAN = E - C - O = 59.709.459 - 57.112.581 = 2.596.078 \text{ EUR} \quad (17)$$

Se obtiene un VAN positivo, sin ningún tipo de subvención a la central.

	Cálculo del LCOE típico	Alternativa propuesta: LCOE mejorado
Precios de la electricidad	Subjetivos	Coherentes con los precios en los mercados de futuros
Tasa de descuento	Subjetiva	La tasa sin riesgo, según la teoría financiera
Tipo de cambio	Generalmente US\$	Con cada tipo de cambio entre divisas
Valor del LCOE	Depende de valores subjetivos de los parámetros	Los precios de la electricidad utilizados pueden cubrirse en los mercados

Tabla 4: Comparación de metodologías

	LCOE típico			LCOE mejorado
Tasa de descuento	3%	5%	10%	Tasa libre de riesgo=0,29%
	81,51 \$/MWh	102,19 \$/MWh	119,96 \$/MWh	45,16 EUR/MWh

Tabla 5: Diferencias numéricas entre los dos métodos de cálculo

Seguidamente se muestra el precio constante de la electricidad  $p_m$  (constante los 25 años de vida útil) que hace  $VAN=0$ :

$$P \times p_m \times \int_1^{26} e^{-rt} dt = 57.112.581 \quad (18)$$

De la Ecuación (18) este precio es  $p_m=45,16 \text{ EUR/MWh}$ . Con este precio en el mercado de futuros se obtendría  $VAN=0$ . Esto constituye una alternativa al LCOE tradicional: aplica los principios de valoración bajo incertidumbre y es coherente con precios de mercado.

#### 4.2. COMPARACIÓN DE METODOLOGÍAS

La tabla 4 muestra las diferencias conceptuales entre el LCOE típico y la metodología propuesta.

La metodología propuesta proporciona una estimación del LCOE de 45,16 euros/MWh en el ejemplo. Este valor es compatible con una decisión positiva de inversión en vista de los precios a futuros de la electricidad mostrados en la Tabla 3. Los valores de los parámetros utilizados en este cálculo corresponden a un caso real informado a AIE [7]. Si se le acoplase una instalación de almacenamiento, el rendimiento económico del parque eólico mejoraría aún más; [15], [16]. Utilizando la metodología LCOE típica, la AIE presenta sus resultados en la Tabla 5; implican una decisión de no invertir.

#### 5. CONCLUSIONES

Como afirma NREL [5], el LCOE es una medida práctica del coste global de generación de tecnologías distintas. Como tal, frecuentemente se usa para comparar costes entre tecnologías. Sin embargo, hacer comparaciones honestas puede ser bastante complicado por varias razones: diferentes definiciones, datos tecnológicos, costes del sistema, costes externos...

A nivel superior, en las decisiones de inversión en centrales intervienen más elementos que el LCOE. El potencial de flujos de caja de la planta, su crecimiento y riesgo dependen de muchos factores. Muchos de ellos reflejan el diseño del mercado eléctrico. En este sentido, la AIE [7] señala que "la metodología LCOE no se ajusta especialmente bien para evaluar la competitividad de diferentes tecnologías de generación en los mercados eléctricos liberalizados

introducidos en muchos países de la OCDE desde los años noventa. Independientemente de cuestiones sistémicas, los mercados de electricidad competitivos determinan precios que reflejan costes marginales (esto es, variables a corto plazo) en vez de los costes medios que subyacen al cálculo LCOE... En consecuencia, la metodología LCOE no puede tratar directamente con mercados donde el mercado determina los precios y los riesgos son importantes".

Compartiendo esta visión, aquí se propone una estimación mejorada del LCOE que aprovecha la información pública disponible en precios de mercado, lo que a su vez permite el descuento por riesgo de manera más adecuada. El método propuesto es más apropiado por apoyarse en la teoría financiera y no ser subjetivo al seleccionar valores para algunos parámetros fundamentales (tasa de descuento, precios de la electricidad). Los otros métodos se basan en estimaciones de parámetros subjetivos, y esto puede menoscabar la precisión de los cálculos. Además, los precios de la electricidad utilizados en este método alternativo pueden cubrirse en los mercados (si son suficientemente líquidos y profundos). Esta metodología reconoce el carácter estocástico del precio de la electricidad. Además, si se adopta un proceso estocástico determinado para el precio de la electricidad, con parámetros obtenidos a partir de las cotizaciones de mercado, se puede derivar toda la distribución probabilística del LCOE mejorado (no sólo un valor medio o esperado).

#### REFERENCIAS

- [1] Ren21 2018, Renewables 2018 Global status report. <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report>
- [2] International Energy Agency (IEA) <<https://www.iea.org/statistics>>
- [3] Abadie L.M., Chamorro J.M. "Physical adequacy of a power generation system: The case of Spain in the long term". Energy, January 2019. Vol. 166, P. 637-652. (doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.096>)
- [4] International Atomic Energy Agency (IAEA) <<https://www.iaea.org>>
- [5] National Renewable Energy Laboratory (2017): Electricity Generation Baseline Report. Technical Report, NREL/TP-6A20-67645. January. <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67645.pdf>
- [6] Capital Recovery Factor (CRF) <[https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/capital\\_recovery\\_factor.html](https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/capital_recovery_factor.html)>
- [7] International Energy Agency 2015 Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition. <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>
- [8] California Energy Commission (2016): Cost of Generation User's Guide Version 3. November, CEC-200-2016-015. Available at <https://www.energy.ca.gov/2016publications/CEC-200-2016-015/CEC-200-2016-015.pdf>
- [9] UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy (2016): Electricity generation costs. November
- [10] [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/566567/BEIS\\_Electricity\\_Generation\\_Cost\\_Report.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566567/BEIS_Electricity_Generation_Cost_Report.pdf)
- [11] Aldersey-Williams J., Rubert T. (2019): "Levelised cost of energy - A theoretical justification and critical assessment". Energy Policy 124, 169-179. (doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.004>)
- [12] National Renewable Energy Laboratory (2018): Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation. Available at <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>
- [13] National Energy Technology Laboratory (NETL) <<https://www.netl.doe.gov/about>>
- [14] Lazard. Levelized cost of Energy Analysis 2018 version 11.0 <https://www.lazard.com/media/450337/lazard-levelized-cost-of-energy-version-11.0.pdf>
- [15] Castillo-Calzadilla T., Macarulla A.M., Borges C.E., Alonso-Vicario A. (2018): "Simulación y análisis de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica en DC para un edificio de servicios aislado de la red". Dyna, Vol. 93, nº1, pp. 24-30. (DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/8410>)
- [16] Montero Sousa J.A., Fernández-Serantes L.A., José-Luis Casteleiro-Roca J.L., Vilar-Martínez X.M., Calvo-Rolle J.L. (2016): "Management possibilities for generation-distribution facilities with energy storage". Dyna Energía y Sostenibilidad, Vol. 5.
- [17] Service R.F. (2019): "Solar plus batteries is now cheaper than fossil power". Science, Vol. 365, Issue 6449, p. 108.

#### AGRADECIMIENTOS

Esta investigación ha sido apoyada por el Gobierno Vasco a través del programa BERC 2018-2021 y por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades (MICINN) mediante acreditación de excelencia María de Maeztu del BC3 MDM-2017-0714. Luis M<sup>a</sup> Abadie y José M. Chamorro agradecen el apoyo financiero recibido del Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO RTI2018-093352-B-I00).