

Trabajo Final de Graduación

Maestría en Finanzas UTDT

Año Académico 2021

Alumno: Candela Spagnoletta

Tutor: Diego Iaccarino

Review: Costo Nivelado de la Energía (LCOE): Nuevo enfoque para el análisis de proyectos de energía

“El proyecto ideal no existe, existe la oportunidad de realizar una aproximación.”

Paul Mendes Da Rocha

Agradecimientos

Gracias a mi tutor, Diego Iaccarino, por aconsejarme y orientarme en la elaboración de este trabajo.

Al extraordinario cuerpo de profesores de la Universidad Torcuato Di Tella, que me ha nutrido de conocimientos a lo largo de la Maestría en Finanzas.

A las personas que me han escuchado, aconsejado y motivado: Liliana, Federico, Antonella, Sofía.

A mis padres, por apoyarme y enseñarme que, si uno es capaz de soñarlo, es capaz de lograrlo.

Abstract

Cuando valuamos un proyecto de inversión mediante el método de Flujo de Fondos Descontado, las primeras métricas que tendemos a utilizar son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Ambas nos permiten definir la viabilidad del proyecto y armar un ranking entre distintas opciones. Mientras que el VAN se enfoca en la ganancia neta del proyecto de inversión, la TIR nos arroja un porcentaje de rentabilidad de la misma inversión.

En la Industria energética no basta con mirar estas dos métricas, sino que es importante también tener en cuenta la energía generada dada la diversidad de tecnologías de generación que existen y la capacidad de cada energía. Por esta razón, se comenzó a utilizar una métrica más completa y eficaz para parametrizar y comparar proyectos. Este indicador, conocido como LCOE (*Levelized Cost of Energy* o Costo Nivelado de la Energía), permite calcular el precio *breakeven* al que se requiere vender la electricidad generada por el activo para compensar los costos totales de producción durante su vida útil.

En el presente trabajo se pretende desafiar las limitaciones que métricas como el VAN y la TIR presentan, concluyendo primeramente que el LCOE es un nuevo enfoque más completo y preciso para valorar proyectos de energía. Asimismo, se desarrollarán los posibles análisis producto de este nuevo indicador, para finalmente estudiar la situación de Argentina con cálculos propios.

A partir de este último análisis, se concluye que se ha observado una considerable sensibilidad en el LCOE de Argentina frente a cambios en el costo de transmisión. Por lo que es importante no solo tener en cuenta factores financieros a la hora de realizar una inversión de energía, sino también factores como la ubicación de la planta de generación. Este último análisis sería dificultoso de concluir a partir de métricas como el VAN y la TIR que no tienen en consideración los factores de capacidad de las plantas.

Índice

1. Introducción	7
2. Marco Conceptual.....	8
2.1. Valuación de un proyecto	8
2.2. Métricas más comunes para medir la rentabilidad de un proyecto	9
2.2.1. VAN.....	9
2.2.2. TIR	9
3. Limitaciones en las métricas	11
3.1. Limitaciones VAN	11
3.2. Limitaciones TIR	11
4. Nuevo enfoque para el análisis de proyectos en la Industria energética: Costo nivelado de la energía (LCOE).....	14
4.1. Definición	15
4.2. Cálculo	15
4.2.1. Cálculo particular.....	15
4.2.2. Cálculo general	16
4.3. Componentes.....	16
4.3.1. Conceptos particulares de la industria energética	17
4.3.2. Conceptos particulares del Flujo de Fondos descontado	18
4.3.3. Componentes particulares del LCOE.....	19
4.4. Contexto e importancia del LCOE.....	21
5. Benchmarking LCOE.....	26
5.1. LCOE a nivel mundial	26
5.2. LCOE apalancado referente de Estados Unidos	28
6. Posibles análisis a partir del LCOE.....	31
6.1. Análisis histórico	31
6.2. Análisis de proyección a futuro	32
6.3. Análisis geográfico y estratégico	33
6.4. Análisis de comparación de tecnologías	35
7. Calculo y Analisis de LCOE solar y eólico en Argentina	37
7.1. Analisis de la Secretaría de Energía.....	37

7.2. Cálculo de la Secretaría de Gobierno de Energía.....	38
7.2. Cálculo propio.....	40
7.4. Comparación cálculos de Secretaría de Gobierno de Energía y propios	42
8. Sensibilidad del LCOE ante costos de transmisión.....	45
9. Conclusiones	47
10. Anexos	48
11. Bibliografía	56

1. Introducción

Cada vez que valuamos un proyecto buscamos proyectar el mismo a lo largo del tiempo con el fin de poder determinar si la inversión inicial será rentable. La metodología más utilizada en materia de valuación es el Flujo de Fondos descontados, que asimismo nos facilita la medición de ciertas métricas de rentabilidad.

Las métricas comúnmente empleadas para determinar la viabilidad de un proyecto son el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno. El primer índice arroja el valor de todos los flujos descontados a una tasa base exigida en la inversión, permitiendo medir la ganancia actual a lo largo del proyecto. El segundo nos indica la tasa de interés compuesta a la que permanecen invertidos los capitales no retraídos de un proyecto de inversión (*WK Financial Education, 2021*), permitiendo determinar la rentabilidad de este.

Sin embargo, en materia de energía existe un nuevo enfoque para analizar la viabilidad de un proyecto, y es mediante una nueva métrica conocida como Costo Nivelado de la Energía (LCOE). Este indicador no se enfoca exclusivamente en la rentabilidad del proyecto como las métricas antes mencionadas, sino que también se concentra en el costo *breakeven* al cual se debe vender la energía generada para que la inversión comience a ser rentable.

Esta perspectiva de medición nos permite resolver las limitaciones que tienen el VAN y la TIR, ya que nos facilita análisis de comparación con otros proyectos y distintas regiones, y nos ofrece la facultad de determinar el precio de venta para que nuestra inversión sea conveniente.

Asimismo, esta métrica incluye ciertos factores particulares que únicamente se encuentran en proyectos de generación de energía. Un ejemplo es el factor de capacidad, que refleja la máxima capacidad posible de generación de una tecnología y afecta a todos los componentes que hacen al LCOE, permitiendo que esta métrica sea aún más exacta de lo que indica el VAN.

Cabe mencionar que el LCOE no alcanzará un valor cierto, sino que intentará, así como el VAN y la TIR, obtener un valor estimado. Esto se debe principalmente a que en el cálculo de todos los indicadores mencionados partimos de un flujo de fondos proyectado a largo plazo con valores aproximados, cuyas variables son la esperanza matemática de una distribución de probabilidades. En el análisis desarrollado a lo largo de este trabajo se intentará mostrar que esta métrica es más precisa que las comúnmente utilizadas en la jerga financiera.

El presente trabajo contiene un segundo capítulo de marco conceptual que incluye dos apartados: en primer lugar, se desarrollan conceptos relacionados a metodologías de valuación indicadas en la publicación *Investment Valuation* de A. Damodaran (2012). En segundo lugar, se abordan conceptos relacionados con el VAN y la TIR. El tercer capítulo se encarga de identificar las limitaciones de estas métricas antes mencionadas para luego desembocar en el cuarto capítulo en el cual se introduce este nuevo enfoque en materia de valuación de proyectos de energía. En este capítulo se desarrolla este concepto, su cálculo y la importancia de su uso. El quinto capítulo se focaliza en analizar la situación de Argentina en relación con este indicador, exponiendo los resultados indicados por la Secretaría de Gobierno de Energía en su reporte de Escenarios Energéticos 2030, y los resultados de cálculos propios. En el sexto capítulo se sensibiliza el cálculo propio frente a costos de transmisión para luego concluir con la posición de nuestro país con relación a inversiones en la generación de energía. Para facilitar el trabajo, los últimos dos capítulos estarán únicamente enfocados en energía solar y eólicas dado que son las tecnologías pioneras en materia de renovables.

2. Marco Conceptual

En el presente capítulo se expondrá el marco conceptual y teórico necesario para valorar un proyecto y determinar su rentabilidad. La primera parte se enfocará en la metodología de valuación conocida como Flujo de Fondos Descontados. Mientras que la segunda parte desarrollará las métricas comúnmente utilizadas para determinar la viabilidad de un proyecto. Entre estas métricas podremos encontrar el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

2.1. Valuación de un proyecto

Cuando analizamos un proyecto de inversión podemos optar por diversas técnicas de valuación. Según Damodaran (2012), los métodos pueden ir de lo más simple a lo más sofisticado.

En términos generales, el autor menciona tres enfoques: En primer lugar, se presenta el famoso método del Flujo de Fondos Descontado, al cual haremos mención reiteradas veces en el presente trabajo. Este método está basado principalmente en determinar el valor presente de un activo y sus flujos de fondos futuros y esperados (Damodaran, 2012). En segundo lugar, Damodaran (2012) menciona la valuación relativa. Esta técnica consiste en estimar el valor de un activo midiendo los precios de activos comparables relativos a una variable en común (Damodaran, 2012). Estas variables pueden ser ingresos, flujos de fondos, valor libro o ventas. En tercero y último lugar, introduce el método de valuación contingente. Esta última metodología utiliza modelos de opciones de precios para medir el valor de un activo que comparte las características de tal opción (Damodaran, 2012).

Todos los métodos antes mencionados tienen una relación en común. Tal como indica el autor, tanto la valuación relativa como la contingente están basadas sobre el Flujo de Fondos Descontados. Es por esta razón que este último método tiene una gran importancia en materia de valuación y suele ser el más utilizado. A continuación, se desarrollará con mayor profundidad esta metodología.

El Flujo de Fondos descontados se basa en la expectativa de la generación de los flujos a lo largo de la vida del proyecto. Esta expectativa es expresada mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Flujo de Fondos descontado} = \frac{\text{Flujo de Fondos}_t}{(1 + r)^t}$$

Donde

t : período del flujo

Flujo de Fondos_t: Flujo de fondos en un período t

r : Tasa de descuento que refleja el riesgo del flujo de fondos estimado

De tal forma, podemos decir que al momento de proyectar debemos tener en cuenta diversos supuestos como por ejemplo una tasa de crecimiento, y una tasa a la cual descontar los flujos generados en un futuro.

Por lo tanto, analizar la valuación de un proyecto implica lidiar con una incertidumbre y especulación del analista en cuestión. Si bien los modelos de valuación están expresados como una fórmula matemática que parece ser precisa, debemos tener en cuenta siempre que es un valor aproximado al posible futuro de la inversión inicial (Damodaran, 2012).

2.2. Métricas más comunes para medir la rentabilidad de un proyecto

Luego de haber construido nuestra proyección de inversión, debemos estimar si esta será rentable. Los criterios más utilizados para medir la rentabilidad de un proyecto de inversión son el VAN y la TIR. En diversas circunstancias, estos indicadores permiten construir un Ranking entre distintos proyectos y de esa forma determinar cuáles son los más rentables. Para entender mejor a qué nos referimos, a continuación, detallaremos una definición de cada una de estas métricas, y cómo interpretarlas.

2.2.1. VAN

En primer lugar, cuando hablamos de VAN hacemos referencia a una métrica absoluta que se enfoca en la ganancia neta del proyecto de inversión. Magni y Marchioni (2020) sostienen que las métricas tanto absolutas como relativas dependen de diversos factores, entre ellos el racionamiento del capital.

Para determinar su valor debemos descontar los futuros costos y beneficios de un proyecto a una tasa de descuento, y luego sumar cada uno de estos flujos descontados. Si nos basamos en la definición de Ding G. y Runenson (2020), el VAN es calculado en base a la sumatoria del dinero que necesitamos invertir hoy de forma tal de generar el Flujo de Fondos estipulado.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Flujo de Fondos}_t}{(1+r)^t} - I_0$$

Donde

n = Vida del proyecto

Flujo de Fondos_t = Flujo de fondos en un período t

r = Tasa de descuento que refleja el riesgo del flujo de fondos estimado

I_0 = Inversión inicial

En mi opinión, la interpretación de este valor está dividida en dos simples análisis. En primer lugar, el análisis del signo del valor, y, en segundo lugar, la magnitud de este. Si el VAN analizado tiene un valor positivo, esto indicaría a simple vista que nuestro proyecto es rentable. Sin embargo, deberíamos tener en cuenta la magnitud de ese valor, ya que cuanto mayor sea, mayor generación de valor obtendremos en el proyecto (Ding G. y Runenson ,2020). Con este acercamiento, entenderíamos que, si el VAN es negativo, entonces el proyecto no es rentable y no deberíamos llevarlo a cabo. De todas formas, este pensamiento será refutado más adelante al hablar de las problemáticas de esta métrica.

2.2.2. TIR

En segundo lugar, la TIR es aquella tasa que permite igualar todos los flujos descontados a un VAN equivalente a cero. En otras palabras, podríamos decir que es la tasa compuesta de retornos equivalente a la tasa actual. Debemos aclarar que esta medida está basada en los futuros Cash Flow incrementales a lo largo de la vida del proyecto, es decir, no considera los cash Flow que ya han ocurrido (Damodaran 2012).

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Flujo de Fondos}_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0$$

Para analizar el resultado haremos mención a Ding G. y Runenson (2020), quienes sostienen que para que un proyecto sea rentable, la TIR debe superar el costo del dinero del inversor. Por lo tanto, cuanto mayor sea la TIR, más deseable será el proyecto.

En conclusión, el VAN y la TIR son métricas que nos permiten determinar la viabilidad de un proyecto, midiendo su rentabilidad a lo largo de la vida de este. Asimismo, los autores estudiados sostienen que cuanto mayor es el resultado proveniente de estas métricas, más conveniente será el proyecto estudiado. Sin embargo, esta conclusión será refutada en el siguiente capítulo.

3. Limitaciones en las métricas

Si bien las métricas antes mencionadas nos permiten entender y definir si un proyecto es viable, debemos tener en cuenta algunas controversias que pueden existir a la hora de analizarlas. A continuación, se detallarán algunas de esas problemáticas.

3.1. Limitaciones VAN

En lo referente al VAN, existen dos puntos que podrían afectar a la correcta interpretación de este. Entre ellos podemos indicar:

1. **Selección de tasa de descuento:** Tal como hemos mencionado en el análisis de los métodos de valuación, una gran problemática que existe al momento de hacer una proyección es que debemos utilizar nuestros propios supuestos. En el caso específico del VAN debemos tener en cuenta una tasa para descontar todos nuestros flujos del proyecto. La metodología más utilizada se basa en el costo medio ponderado de capital o también conocido como tasa WACC¹ de la compañía. Al ser este un supuesto, concluimos que el valor resultante es una aproximación y no exacto.
2. **Interpretación VAN Negativo:** Como indicamos al inicio del trabajo, cuando analizamos el VAN lo que primero solemos mirar es el signo del resultado. De esta forma, asumimos que el proyecto es rentable si y solo si su VAN es positivo, y cuanto mayor sea este valor más deseable será llevarlo a cabo. Por ende, con este análisis, podríamos decir que el VAN con signo negativo indica la no rentabilidad del proyecto. Sin embargo, de acuerdo con Damodaran (2012), si el VAN del proyecto es negativo, eso podría tener otras dos interpretaciones posibles. Por un lado, podría ser que en un futuro el valor presente se torne positivo, por lo que podríamos tomar la decisión de demorar el proyecto. Por otra parte, esta situación también podría indicar la opción de expandirse, de forma tal que este proyecto apalanque a otro y torne positivo el VAN de proyecto apalancado. En otras palabras, un proyecto con VAN negativo se ejecutará si da lugar a una opción real con un valor positivo que compense al primero negativo.

3.2. Limitaciones TIR

En el artículo de Michael Patrick y Nick French (2016), se mencionan cuestionables aspectos sobre la TIR que serán detallados y explicados a continuación:

1. **El Cash Flow podría tener diversas TIR:** La estructura típica de un Flujo de Fondos se limita a un primer flujo negativo y luego el resto de los flujos que lo proceden positivos. Tal como hemos mencionado anteriormente, el cálculo de la TIR se determina con un cambio en el signo. Sin embargo, puede suceder que haya proyectos con más de un cambio de signo durante la vida de este. Por lo tanto, si tenemos más de un cambio estamos hablando de más de una tasa en un mismo proyecto. A continuación, detallaremos un ejemplo considerando 3 cambios en el signo del Flujo de Fondos, de forma tal que obtenemos 3 TIR posibles y distintas:

¹ WACC: Weighted Average Cost of Capital

Figura 1
Ejemplo N°1 de Flujos de Fondos (en millones de USD)

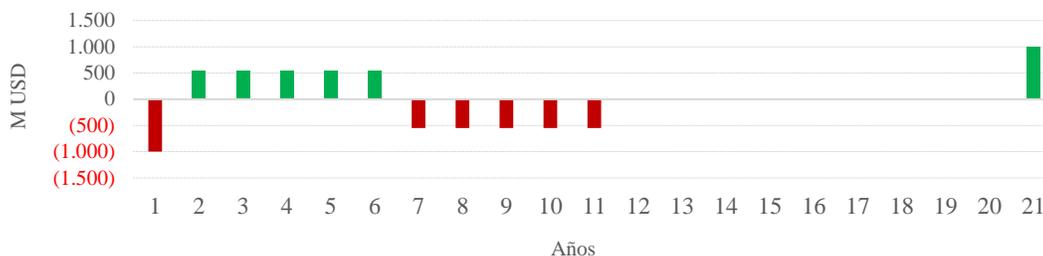
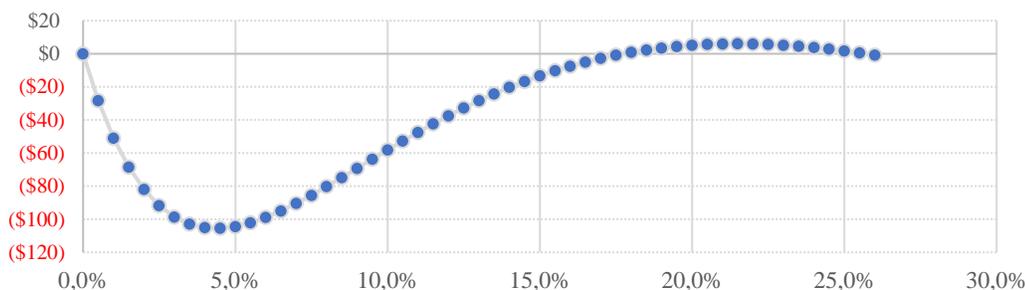


Figura 2
TIR posibles del proyecto indicado en Figura 1



Nota: El gráfico representa las posibles tasas a las que flujo de la Figura 1 alcanza un VAN igual a 0.

Figura 3
Ejemplo N°1 de Flujos de Fondos

TIR	VAN
0,0%	\$ 0
17,7%	\$ 0
25,7%	\$ 0

- Interpretaciones erróneas por TIR Negativa:** En la figura 4 se pueden observar tres ejemplos de flujos de fondos. Estos flujos alcanzan distintas TIR con signo negativo y obtienen una misma pérdida en términos absolutos. Únicamente difieren en el momento en el que se obtiene el único Flujo con signo positivo. Por lo tanto, intuitivamente, podríamos decir que aquel Flujo que obtiene con anterioridad un valor positivo, es aquel que va a obtener una mejor rentabilidad. Sin embargo, si observamos el resultado, vemos que el Flujo N.º 3 es el que mejor TIR tiene a pesar de que su flujo positivo se encuentre más alejado en el tiempo. Esto sucede porque los retornos negativos se vuelven cada vez más pequeños al dividirse por un número menor a uno, contrariamente a cuando es un número positivo y se vuelve mayor al descontarlo.

Figura 4*Ejemplo N°2 de Flujos de Fondos con sus respectivas TIR*

Período	Flujo 1	Flujo 2	Flujo 3
1	(100)	(100)	(100)
2	(10)	(10)	(10)
3	(10)	(10)	(10)
4	(10)	(10)	(10)
5	87	0	0
6		87	0
7			87
TIR	-10.88%	-8.54%	-7.04%

3. **Conflictos entre TIR y VAN:** En la Figura 5 analizamos un flujo de fondos con distintos cambios de signo, donde el efectivo recibido es menor al pagado. De forma tal que en este caso obtenemos un VAN negativo, por lo que asumiríamos que el proyecto no es viable considerando una tasa de descuento del 12%. Sin embargo, si analizamos la TIR², vemos que el proyecto nos da un retorno del 40% y eso haría ranquear el mismo como uno de los más rentables a pesar de que no lo sea.

Figura 5*Ejemplo N.º 3 de Flujos de Fondos*

Período	0	1	2	3
Flujo de Fondos	(100)	400	(400)	50
DCF @ 12.0%	(100)	357	(319)	36
VAN	(26)			
TIR	40%			

4. **Ranking incorrecto:** Siguiendo con el análisis del punto 3, donde mencionamos que el ranking del VAN y el de la TIR pueden diferir entre sí, en el siguiente ejemplo se puede visualizar como dos proyectos distintos tienen una misma TIR, pero su valor actual neto difiere en 13%. Por lo tanto, esto nos hace pensar que debemos inevitablemente armar un ranking en donde se tengan en cuenta ambas métricas.

Figura 6*Ejemplo N.º 4 de Flujo de fondos*

Período	Proyecto A	Proyecto B
0	(100)	(150)
1	(100)	0
2	600	600
VAN	289	328
TIR	100%	100%

En conclusión, podemos decir que, aunque la TIR se utiliza ampliamente, es teóricamente incorrecta y da, en el mejor de los casos, resultados ambiguos y a menudo engañosos (Magni y Marchioni, 2020). Asimismo, debemos tener en cuenta que existen algunos casos en los que el análisis producto de la TIR puede ser contradictorio al análisis producto del VAN.

² TIR determinada con formula de Excel.

4. Nuevo enfoque para el análisis de proyectos en la Industria energética: Costo nivelado de la energía (LCOE)

Según Damodaran (2012), todos los activos se pueden valorizar. Asimismo, indica que algunos se determinan de una forma sencilla, mientras que para otros debes tener en cuenta diversos factores particulares que hacen a tal proyecto.

Al momento de elaborar un flujo de fondos de un proyecto de generación de energía, debemos tener en cuenta ciertos componentes que se aplican únicamente a esta industria. Cuando nos enfocamos en la proyección de los ingresos debemos considerar los siguientes factores:

- la generación de energía;
- la degradación del material que capta la energía (por ejemplo, los paneles solares o turbinas eólicas para el caso de energía solar y eólica respectivamente);
- la estacionalidad de la energía generada también conocida como factor de capacidad (por ejemplo, en proyectos de energía solar tendremos menor capacidad en invierno y mayor en verano);
- tipo de contrato que determina el precio de venta (por ejemplo, PPA³)

Para armar el resto del Flujo de Fondos debemos tener en cuenta el OPEX⁴, CAPEX⁵, algunos costos adicionales, y posiblemente un método de apalancamiento. El CAPEX estará integrado por el costo del material necesario para generar energía. El OPEX incluirá el costo de mantenimiento de estos activos. Asimismo, tendremos que considerar otros costos que hacen al proyecto como por ejemplo el personal necesario para el funcionamiento de la planta, más otras cuestiones administrativas, que permiten al proyecto funcionar correctamente. Adicionalmente, en este tipo de proyectos se suele utilizar una herramienta de deuda para poder apalancar la inversión inicial que conlleva.

Cabe destacar que para determinar el costo del CAPEX y el OPEX debemos tener en cuenta la fuente de energía que utilizaremos y la capacidad de generación que esta contiene. Esto será fundamental para concluir si nuestro proyecto es rentable.

Viendo que estos componentes difieren en base a la generación objetivo, ¿por qué no se encuentran sensibilizados por el factor de capacidad en el flujo de fondos?. Aquí podemos observar que existen limitaciones adicionales en las métricas del VAN y la TIR que son específicas de la valuación de proyectos de generación de energía, y hacen más inexacto al resultado final.

Adicionalmente, nos encontramos con el desafío de comparar distintos emprendimientos mediante sus flujos de fondos. Para ello, debemos pensar en nuevas métricas estandarizadas por generación de megas de electricidad a fin de comparar los costos y entender que proyecto convendría.

Tanto el desafío de la sensibilidad por capacidad de generación, como el desafío de nivelar los costos para poder compararlos, nos lleva a encontrar una nueva métrica que es calculada mundialmente por distintos organismos y permite no solo resolver los dos planteos, sino que también determinar a partir de qué punto un proyecto será rentable.

Esta métrica conocida como Costo Nivelado de la Energía o LCOE en inglés, facilita la toma de decisiones a la hora de invertir en un proyecto de energía. No obstante, permite comparar el proyecto

³ PPA: *Power Purchase Agreement*: Acuerdo entre partes para comprar/vender la energía renovable a un precio determinado por un largo plazo.

⁴ OPEX (*Operational Expenditures*): Gastos operativos relacionados directamente con la producción del bien/servicio.

⁵ CAPEX (*Capital Expenditure*): Gastos o inversión realizada en los equipos necesarios para llevar a cabo la producción del bien/servicios.

estudiado con otros proyectos en el país y en el mundo, a fin de concluir si la inversión realizada es razonable.

El presente capítulo está dividido en cuatro secciones: En la primera sección se desarrolla el concepto del LCOE. En la segunda sección se desarrolla el cálculo de esta. En la tercera sección se estudia cada uno de los elementos necesarios para el cálculo de la métrica y los componentes finales que hacen a la misma. En la cuarta y última sección se expone la importancia del cálculo del LCOE en el mundo y en Argentina en particular.

4.1. Definición

Existen diversas definiciones para esta métrica conocida en el mundo de la Energía. De acuerdo con la *Environmental Investigation Agency* (EIA), (2021)⁶, el LCOE es la estimación de los ingresos requeridos para construir y operar un generador en un periodo determinado de recuperación. Sin embargo, si hacemos referencia a la definición de James Loewen (2020), decimos que el LCOE son los costos esperados para llevar a cabo un proyecto de energía durante su vida útil. Para facilitar esta definición, en mi opinión, el LCOE es el costo *breakeven*⁷ que permite mostrar a partir de qué valor es rentable vender la energía del proyecto de forma tal de que el mismo sea rentable teniendo en cuenta los costos incurridos, la generación esperada y la vida útil del mismo.

Esta medida está expresada en unidades de USD por *Megawatio* hora (USD/MWh). Por esa razón es utilizada comúnmente para comparar los costos de los distintos tipos de tecnologías ya que se encuentra estandarizada en unidades de generación de energía. Se puede aplicar a un proyecto en particular, o también se puede utilizar como una métrica para determinar el costo base para una inversión determinada en un país.

La métrica antes mencionada tiene la habilidad para normalizar costos en un formato constante para todos los tipos de tecnologías en diversos momentos. Adicionalmente, esta provee flexibilidad para incorporar diversos factores y parámetros que permiten visualizar una perspectiva adecuada de costos. Consecuentemente, se ha convertido en el factor estándar para comparar costos entre distintos *stakeholders*⁸ como *polycymarkets*⁹, analistas o *advocacy groups*¹⁰ (Aghahosseini et al. 2018).

4.2. Cálculo

Tal como se indicó anteriormente, existen dos formas de cálculo del LCOE. Por un lado, el LCOE particular, que es aplicado a un proyecto en específico. Por otro lado, el LCOE general, utilizado para tomar referencia de costos en una región determinada que facilita la comparación. De todas formas, si el cálculo general se realiza con los valores de un proyecto en particular se llega al mismo resultado. No obstante, se hace tal distinción para explicar los posibles caminos hacia el resultado final.

4.2.1. Cálculo particular

El LCOE particular es calculado por la división entre la sumatoria de los costos de tal proyecto a lo largo de su vida y la sumatoria de la energía producida en ese mismo periodo. Ambos conceptos se descuentan a

⁶ EIA – U.S. Energy Information Administration: *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021*.

⁷ *Breakeven*: Punto de equilibrio donde no se obtienen ni pérdidas ni ganancias.

⁸ *Stakeholders*: Personas con un interés en la organización. Incluye inversores, empleados, clientes y proveedores (Investopedia, 2021).

⁹ *Polycymarkets*: Políticas de mercados que informan decisiones de precios.

¹⁰ *Advocacy groups*: Un grupo de interés es un conjunto de personas organizadas en torno a un interés común, con el fin de actuar conjuntamente en defensa de este (Wikipedia),

una tasa, tal como hemos visto en el capítulo de métodos de valuación. Su fórmula es la siguiente y se puede determinar fácilmente con los componentes que hacen al Flujo de Fondos de la inversión:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t + T_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

I_t : Inversión en un periodo t

M_t : Gastos de operación y mantenimiento en un periodo t

F_t : Gastos de combustibles en un periodo t

T_t : Gastos de transmisión en un periodo t

E_t : Energía eléctrica generada en un periodo t

r : Tasa de descuento

n : Vida estimada del proyecto

4.2.2. Cálculo general

El LCOE general suele incorporar valores promedios de mercado, por lo que se suele requerir estudios previos antes de llevarlo a cabo. Este cálculo está compuesto por los mismos componentes indicados en el cálculo particular, pero en este caso en vez de hacerse la sumatoria y luego dividirla por cantidad generada, se determina un costo por megavatio generado por cada componente y luego se los suma:

$$LCOE = LCC + LFOM + TI + IC - S$$

Donde:

LCC : *Levelized Capital Cost per Megawatt*

$LFOM$: *Levelized Fixed O&M per Megawatt*

TI : *Transmission Investment per Megawatt*

IC : *Integration Cost per Megawatt*

S : *Subsidies/Taxes per Megawatt*

Este último cálculo es el comúnmente utilizado por las grandes Consultoras y Organismos con el fin de determinar y comparar el costo de generación en distintos países y regiones.

4.3. Componentes

A continuación, se listarán y desarrollarán todos los conceptos y componentes necesarios para llevar a cabo el cálculo del LCOE. En primer lugar, se mencionan los conceptos particulares de la industria energética. En segundo lugar, se desarrollarán conceptos necesarios para poder descontar los flujos de un proyecto de energía en el índice del LCOE. En tercer lugar, se conceptualizará cada uno de los componentes que hacen a esta métrica y se detallará la metodología de cálculo.

Tanto los conceptos particulares como los necesarios para descontar los flujos de fondos, están incluidos en los componentes del LCOE.

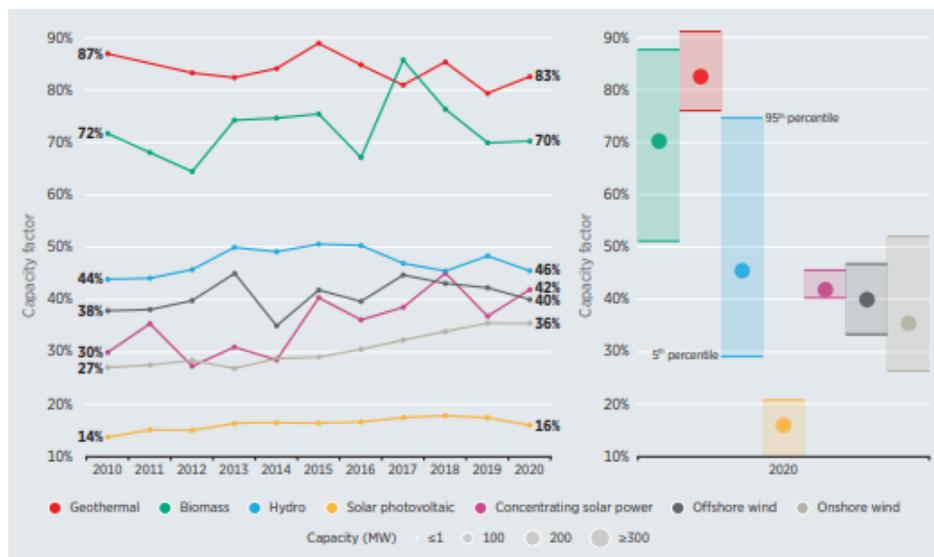
4.3.1. Conceptos particulares de la industria energética

Dentro de los elementos particulares de la industria, podemos mencionar:

- **Factor de Capacidad:** Nos indica la capacidad real de generar energía por sobre la capacidad máxima posible en un período determinado de tiempo. Este cálculo se puede determinar en cualquier tipo de tecnología. Comúnmente, este factor suele ser menor en aquellas energías que dependen de un factor climático, ya que es difícil de predecir la generación exacta a lo largo del tiempo y además suele tener intermitencias. Este punto se puede visualizar en la Figura 7, donde se exponen en un nivel inferior energías como la solar, eólica e hidráulica con factores de 16%, 36% y 40% respectivamente.

Figura 7

Factor de Capacidad por tecnología 2010-2020



Nota: El gráfico representa el factor de capacidad por tipo de tecnología a lo largo de los años desde 2010 hasta 2020. En otras palabras, muestra cuanto es la capacidad real de generar energía por sobre la capacidad máxima posible. Recuperado de *Renewable Power Generation Cost 2020* (p. 32), por International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021.

Este factor es de suma importancia a la hora de calcular el costo de un proyecto, y no se encuentra considerado en algunos componentes que hacen al VAN. Por esa razón, considero que el LCOE al incluir este factor, mejora la toma de decisión a la hora de comparar distintas inversiones.

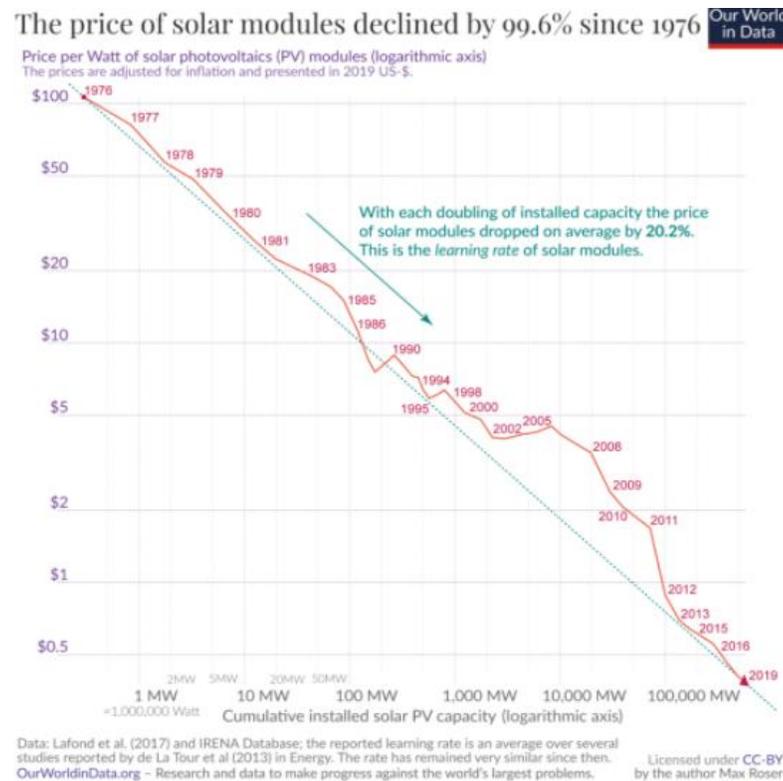
- **Curva de aprendizaje:** A mediados del año 1960, *The Boston Consulting Group* (BCG) ha introducido una teoría conocida como la curva de aprendizaje. En esta teoría la compañía sostiene que los costes de producción unitarios de una empresa se reducirían en una cantidad predecible (generalmente entre el 20 y el 30% en términos reales) por cada duplicación de la "experiencia", o volumen de producción acumulado” (BCG, 2013). En otras palabras, lo que BCG nos intenta decir es que existe una relación consistente entre la cantidad de producción acumulada de una empresa y su costo de producción.

Esta concepción implica que cuanto mayor experiencia tenga una compañía en la fabricación de un producto específico, menor será su costo de producción. Este fenómeno se ha podido observar en la evolución histórica de los precios tanto de los paneles solares y las turbinas eólicas. Por ejemplo, como vemos en la Figura 8, el costo de los paneles ha declinado un 96% desde 1976 hasta el 2019 y se espera que lo siga haciendo en los próximos años.

Este mismo fenómeno lo podemos visualizar en los costos de capital de otros tipos de tecnología en el Anexo 1.

Figura 8

Curva de Aprendizaje de los paneles solares



Nota: El gráfico representa como ha ido disminuyendo el costo de los paneles fotovoltaicos necesarios para la generación de energía, a lo largo de los años. Datos tomados de *Our World in Data*, por Max Roser, 2020 (<https://ourworldindata.org/cheap-renewables-growth>).

4.3.2. Conceptos particulares del Flujo de Fondos descontado

Adicionalmente a los conceptos particulares de la industria, también debemos tener en cuenta algunos otros conceptos básicos del modelo de valuación de Flujo de Fondos descontado, que se necesitará al momento de calcular los componentes del LCOE general, entre ellos:

- **Factor de Recuperación (CRF):** Ratio utilizado para calcular el valor presente de un flujo de fondos anuales iguales. Su ecuación es:

$$CRF(i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Donde:

I : Tasa de descuento (WACC)

N: Vida del proyecto

- **Horas por año:** La cantidad de horas nos permite determinar los costos por Megavatio generado en cada hora.
- **Tasa impositiva:** Esta tasa depende del país en donde se va a llevar a cabo el proyecto, de forma tal que impacta a la hora de determinar los costos de las distintas tecnologías en diversos países. Más adelante se hará una comparación regional de los costos de energía a nivel mundial.
- **Valor presente de depreciación:** Al momento de estimar los costos que van a impactar directamente en el proyecto, no solo deberemos tener en cuenta el recupero de los impuestos sino también la depreciación de los equipos, ya que la misma es un concepto no monetario. Tanto la tasa impositiva como el valor presente de la depreciación nos va a permitir arribar al costo que en el Flujo de Fondos estaría incluido en el EBITDA¹¹.

4.3.3. Componentes particulares del LCOE

Luego de haber estudiado los conceptos necesarios para el cálculo de los componentes del LCOE general, procederemos a explicar el cálculo y definición de estos últimos:

1. **Levelized Capital Cost (LCC):** Gastos por megavatio generado que una compañía realiza en bienes necesarios para llevar a cabo un proyecto, considerando el factor de capacidad del equipo, los impuestos y el valor presente de la depreciación. Asimismo, este valor se lo descuenta por el CRF, para finalmente dividirlo por la cantidad horaria por año afectada por el factor de capacidad del producto sin tener en cuenta los impuestos, para obtener el costo por megavatio hora.

$$LCC = \frac{I_t \times CRF \times (1 - Tax \times VP \text{ Depreciación})}{Horas \text{ añ año} \times FC \times (1 - Tax)}$$

2. **Levelized Fixed O&M (LFOM):** El costo nivelado de operación y mantenimiento por megavatio, son todas aquellos costos permanentes y necesarios para el funcionamiento de un producto, negocio, o sistema, que tendrá en cuenta el factor de capacidad del equipamiento del proyecto.

$$LFOM = \frac{O\&M_t}{Horas \text{ añ año} \times FC \times (1 - Tax)}$$

3. **Transmission Investment (TI):** Son todos aquellos costos necesarios aplicables al sistema asociado que permite transportar la electricidad desde el centro de generación hacia la zona de demanda. Este valor es de suma importancia en el cálculo del LCOE, porque es un factor que tiene una sensibilidad muy alta dependiendo del lugar donde se decida realizar el proyecto.

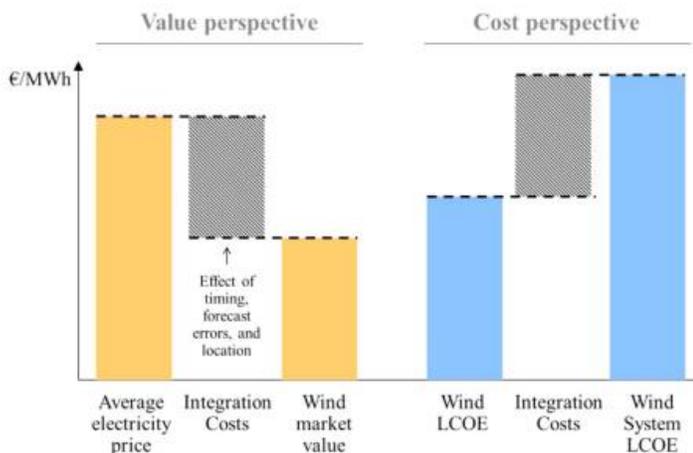
¹¹El EBITDA (*Earnings before Interest, Taxes, Depreciations and Amortizations*), o beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, se utiliza frecuentemente para valorar la capacidad de generar beneficios de una empresa considerando solamente su actividad productiva, ya que nos indica el resultado obtenido por la explotación directa del negocio. (Andrés Sevilla Arias, 2022)

$$TI = \frac{TI_t \times CRF \times (1 - Tax \times VP Depreciación)}{Horas \text{ añ año} \times FC \times (1 - Tax)}$$

4. **Integration Cost (IC):** Los costos de integración son un costo necesario adicional para mantener el requerimiento del cliente (Hirth et al., 2014). Para explicar su definición los autores muestran en la Figura 9 que el costo de integración es la diferencia entre el valor de mercado y el precio promedio de la electricidad.

Figura 9

Perspectiva de valor vs. Perspectiva de Costos



Nota: El gráfico compara el precio de mercado de la energía eólica contra el costo nivelado de la misma, mostrando la magnitud de los costos de integración que se incluyen en ambos conceptos. Datos tomados de *Integration costs revisited e An economic framework for wind and solar variability* (p.927), por L. Hirth, F. Ueckerdt, O. Edenhofer, 2015 (<https://neon.energy/Hirth-Ueckerdt-Edenhofer-2015-Integration-Costs-Revisited-Framework-ind-Solar-Variability.pdf>)

Sin embargo, los autores indican que para determinar este valor tienen en cuenta tres componentes:

1. **Balancing Costs:** Son aquellos costos que están desviados de los costos de generación estimados, es decir, costos relacionados a errores en las proyecciones. El mismo se estima en base a la correlación de la generación actual con la generación proyectada.
2. **Grid related costs:** Son las reducciones en el mercado dado la ubicación de la planta de generación. Este valor es la diferencia entre el promedio de carga y el precio promedio de electricidad en distintas áreas. Representa el costo marginal de transmitir la electricidad en distintos puntos.
3. **Profile Costs:** Es el impacto del tiempo mediado en la generación. Los autores lo definen como el costo marginal de la electricidad en distintos momentos.

Figura 10
Composición del costo de integración

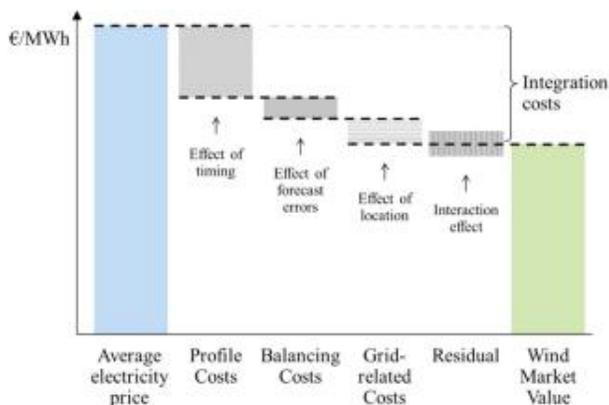


Fig. 4. We decompose integration costs into three components, balancing, grid-related, profile costs. They correspond to the three characteristics of VRE uncertainty, locational specificity, and temporal variability.

Nota: El gráfico descompone los costos de integración en tres componentes, y permite visualizar que este costo es la diferencia entre el precio promedio de electricidad y el precio de mercado. Datos tomados de *Integration costs revisited e An economic framework for wind and solar variability* (p.928), por L. Hirth, F. Ueckerdt, O. Edenhofer, 2015 (<https://neon.energy/Hirth-Ueckerdt-Edenhofer-2015-Integration-Costs-Revisited-Framework-ind-Solar-Variability.pdf>)

4.4. Contexto e importancia del LCOE

El calentamiento global ha sido un fenómeno preocupante para el mundo en los últimos años. Nuestras temperaturas promedio han sido afectadas por la actividad del hombre y eso ha impactado fuertemente en aspectos de la vida de los seres humanos y la naturaleza, afectando así sus condiciones normales. Las principales causas del cambio climático provienen de los gases de efecto invernadero como dióxido de carbono (CO₂), que se producen por ejemplo al quemar combustibles fósiles como petróleo, gas y carbón (Anexo 2).

Dada esta problemática, en el año 2015 se redactó el Acuerdo de París, dentro del marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. En este consenso se llegó a la conclusión de que se debía limitar el aumento del calentamiento global por debajo de los 2°C, intentando hacer el esfuerzo de alcanzar 1,5°C. De esta forma, se reducirían los riesgos y efectos de este fenómeno. En el acuerdo, se propone una serie de medidas que diecinueve países se comprometen a seguir con el fin de alcanzar el objetivo antes mencionado. Entre las medidas indicadas, se solicita que cada país elabore un compromiso a largo plazo que ayude con este objetivo mundial. Argentina se ha involucrado en este acuerdo, especialmente porque según el Gobierno de la Provincia de Buenos Aires, este país productor de petróleo genera el 0,9% de las emisiones globales de GEI, y se ubica en el Puesto 22º de ciento noventa y dos naciones de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) por el total de las emisiones que libera a la atmósfera. Dentro de sus medidas, el país se propone a:

- **No exceder la emisión neta de 349 millones de toneladas** de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂e) en el año 2030, aplicable a todos los sectores de la economía
- “Establecer una meta para 2030 que limitará las emisiones de **gases** de efecto invernadero a un **nivel 26% inferior** a la Contribución Determinada Nacional previamente comprometida en 2016”, aseguró el presidente Alberto Fernández
- Establecer el objetivo de alcanzar un **desarrollo neutral en carbono en el año 2050**,

Este tratado apunta también a fomentar otro acuerdo conocido como los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Este acuerdo, que incluye diecisiete objetivos a nivel mundial, fue una iniciativa impulsada por las Naciones Unidas. En el año 2015, los líderes mundiales adoptaron estos objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible. Cada objetivo tiene metas específicas que deben alcanzarse en los próximos quince años. Entre ellos, existe una serie de objetivos que hacen a la problemática que antes mencionábamos:

- **Objetivo N°7: Energía asequible y no contaminante.** Según la definición de las Naciones Unidas, la energía es el factor que contribuye principalmente al cambio climático y representa alrededor del 60% de todas las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero (Naciones Unidas [UN], s.f.). Tal como se indica en la descripción de este objetivo, lo que se busca es de aquí a 2030 aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas, y ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo (UN, s.f.).
- **Objetivo N°12: Producción y consumo responsable.** De acuerdo con la descripción de las Naciones Unidas, el consumo y la producción mundiales (fuerzas impulsoras de la economía mundial) dependen del uso del medio ambiente natural y de los recursos de una manera que continúa teniendo efectos destructivos sobre el planeta (UN, s.f.). En otras palabras, se busca hacer “más y mejor con menos”. “También se trata de desvincular el crecimiento económico de la degradación medioambiental, aumentar la eficiencia de recursos y promover estilos de vida sostenibles.” (UN, s.f.).
- **Objetivo N°13: Acción por el clima.** Este objetivo es el más relacionado con el Acuerdo Paris, ya que, las Naciones Unidas sostiene que el 2019 fue el segundo año más caluroso de todos los tiempos y marcó el final de la década más calurosa (2010-2019) que se haya registrado jamás. Asimismo, la organización indica que los niveles de dióxido de carbono (CO₂) y de otros gases de efecto invernadero en la atmósfera también han llegado hasta niveles récord en 2019. Este fenómeno mundial está afectando a todos los países, alterando las economías nacionales y afectando a distintas vidas (UN, s.f.).

Figura 11
Objetivos de Desarrollo Sostenible



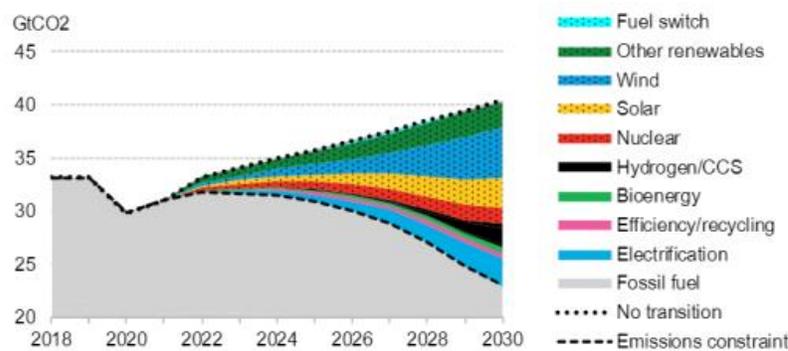
Nota: Datos tomados de Naciones Unidas (<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es>).

Sin embargo, una rápida transición está sucediendo, especialmente en aquellos países pertenecientes al G20, y en tal contexto se espera que los costos comiencen a jugar un papel importante en determinar la inversión requerida para llevar adelante un proyecto de energía (Comparative LCOE, 2018).

En conclusión, vemos que hoy en día el mundo está avanzando a la consecución de algunos objetivos que ayudan al cambio climático, y tienden a fomentar la generación y consumo de las Energías Renovables. La importancia de estas energías verdes¹² podemos verla claramente en la ilustración de *Bloomberg New Energy Finance*, donde nos muestran que los años de aquí al 2030 son cruciales para la reducción de los gases de efecto invernadero, y este declino lo podemos compensar únicamente con abastecimiento de más energías limpias. En sus escenarios más verdes, *Bloomberg New Energy Finance* sugiere que la generación de estas tecnologías debería aumentar entre tres a cinco veces de aquí al 2030 para poder alcanzar los objetivos mundialmente propuestos.

Figura 12

Emisiones de energía totales y disminución al 2030 por fuente de generación

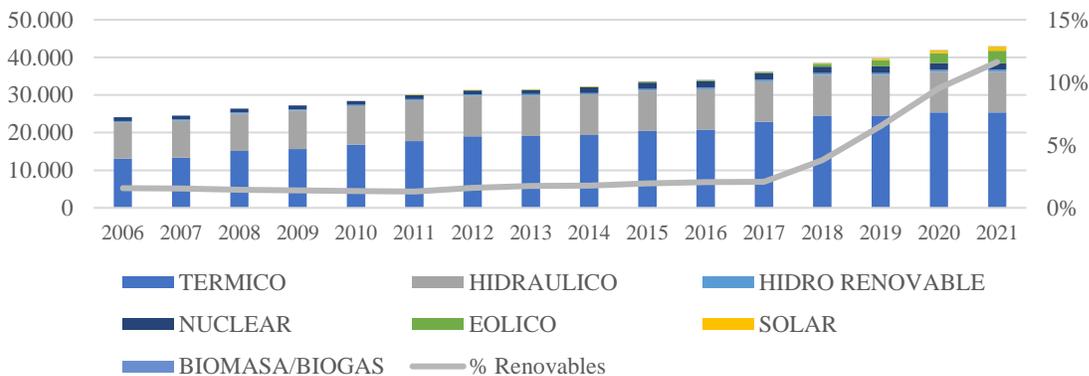


Nota: El gráfico muestra los gases de efecto invernadero histórico y proyectados con abastecimiento de distintas tecnologías. Datos tomados de *New Energy Outlook 2021* (p. 3), por Bloomberg New Energy Finance, 2021.

Esto también se puede ver en algunos hechos, como por ejemplo en la matriz energética de Argentina. Como podemos observar en la Figura 13, la matriz energética de nuestro país ha tenido mayor predominancia de energías no renovables, sin embargo, a partir del 2018, las energías verdes comienzan a tomar fuerza y a formar parte de un 2% de la matriz, que luego de tres años se convierte en un 12%.

Figura 13

Potencia Instalada histórica en Argentina (en MWh) y porcentaje de energías renovables (%)

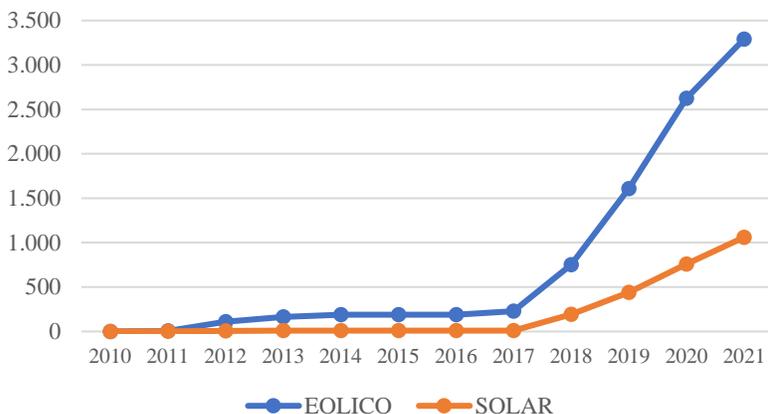


¹² Energías verdes hace referencia a energías renovables.

Nota: El gráfico muestra la potencia instalada histórica en Argentina desde 2006 hasta 2021 y en el eje secundario el porcentaje de energías renovables. Datos tomados de Cammesa. Elaboración propia.

Figura 14

Potencia instalada eólica y solar en los últimos 11 años (MWh)

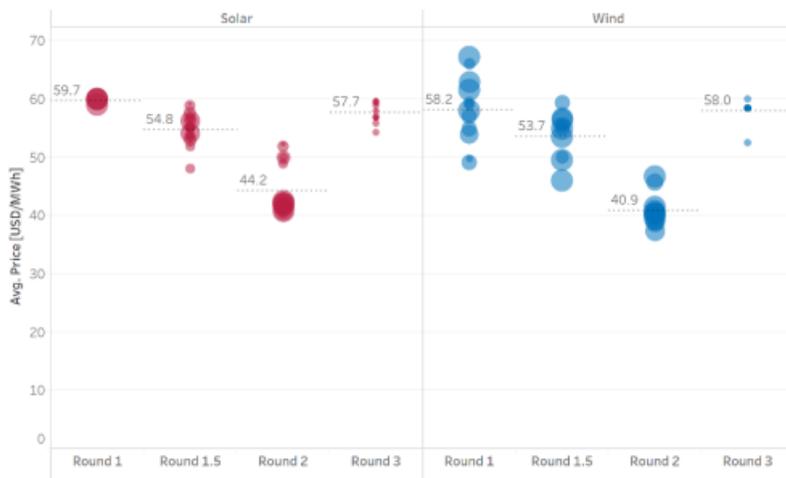


Nota: El gráfico muestra la potencia instalada histórica en Argentina desde 2010 hasta 2021 de energía solar y eólica. Datos tomados de Cammesa. Elaboración propia.

Asimismo, Argentina promulgó la Ley 27.191, que establece el objetivo de alcanzar un 20% de la matriz energética con energías de fuentes renovables para el año 2025. Por esa razón, el gobierno ha lanzado un programa llamado Renovar para adicionar 1.000 MW de energía limpia a la matriz energética nacional. Como se indica en Carbón Neutral Plus (2021), con el fin de ofrecer un adecuado nivel de transparencia y fomento en lo referente a financiamiento, las garantías y la previsibilidad de pago a los proyectos adjudicados, se obtuvieron avales del Banco Mundial y se creó el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER). Para la generación de energía de tipo eólica, que representó el 60% del total de las propuestas, el precio promedio por MWh se ubicó en menos de US\$ 70, mientras que para la solar (un 30% del total de presentaciones) el monto rondó los US\$ 76.

Figura 15

Precios de Rondas RenovAr para Energía Solar y Eólica



Nota: El gráfico muestra el precio promedio de cada ronda RenovAr para las energías eólicas y solar. Datos tomados MINEM, 2019.

En conclusión, se puede observar que hoy en el mundo existe una problemática respecto al cambio climático, y por esa razón, diversos países, incluyendo Argentina, se han comprometido a realizar acciones para reducir las emisiones en el mundo. Dentro de estas acciones se encuentra el fomento de las energías renovables por sobre la generación mediante combustibles fósiles.

Para entender el papel potencial que tienen estas energías limpias, será necesario entender la economía de las tecnologías de éstas y la rapidez junto con el costo con los que se puede orientar dicho sector hacia la senda de un desarrollo verdaderamente sostenible (Adnan Z. Amin, s.f.).

Asimismo, tal como indica Adnan Z. Amin, director general de la Agencia Internacional de Energías Renovables, “desbloquear el potencial de reducción de costos y disminuir las diferencias de costos entre mercados resultará esencial para cumplir los objetivos mundiales de carácter económico, ambiental y social”. Es por la razón antes mencionada que es de gran importancia monitorear el fomento y cumplimiento de la generación de energía renovable mediante un análisis de rentabilidad y viabilidad económica. En tal sentido, podemos afirmar la importancia del LCOE, ya que este indicador nos permitirá no solo hacer el seguimiento de las acciones por el clima, sino también permitirá definir estrategias viables financieramente y fomentar las inversiones en materia de energías renovables.

5. Benchmarking LCOE

Como mencionamos en la descripción del LCOE, esta métrica se ha convertido en el factor estándar para comparar costos entre distintos *stakeholders* como *polycymarkets*, analistas o *advocacy groups*.

Existen diversas organizaciones que se dedican a calcular este valor en una base anual. Podemos dividir estas organizaciones entre: agencias internacionales, consultoras, entidades financieras y compañías. Mientras que las agencias internacionales tienden a determinar el LCOE promedio con foco mundial, el resto de las entidades mencionadas suelen enfocarse en el costo nivelado para el país al cual pertenecen. Por esta razón, se dividirá en dos secciones: en primer lugar, se comenzará exponiendo los resultados a nivel mundial publicados tanto por *The International Renewable Energy Agency (IRENA)* en *Renewables Power Generation Cost in 2020*, y por *The International Energy Agency (IEA)* en su reporte de *World Energy Outlook*. En segundo lugar, se exhibirán los resultados determinados por Lazard en *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - versión 14.0*, para determinar el costo de Estados Unidos, ya que se considera un país referente en costos de energía.

Cabe destacar que, si bien el LCOE está claramente desarrollado y con técnicas estándar de valuación del sector energético, cada autor formula su modelo de forma particular considerando determinados supuestos y costes que creen más adecuados (Foster et al., 2014). Por esa razón, para asegurar que los modelos son comparables, primero se analizará la forma de cálculo de cada uno de ellos en base a la información disponible.

5.1. LCOE a nivel mundial

Cada vez que se estudia un nuevo proyecto de inversión en la Industria Energética, se suele observar los costos publicados por las dos grandes agencias a nivel mundial. Cada año tanto IRENA como la IEA publican sus estimaciones del LCOE promedio a nivel mundial. En sus últimos reportes, ambas Agencias han llegado a conclusiones similares en cuanto al costo de energía solar y eólica.

Antes de proceder con la comparación de los resultados de ambos organismos, se expondrá la metodología de cálculo de cada una de ellas y los supuestos que han tenido en consideración. Esto nos permitirá tener en cuenta que puntos de vista tiene cada entidad, en que coinciden y en qué difieren.

La IRENA, en su reporte de *Renewables Power Generation Cost in 2020* (p. 166) indica que la fórmula utilizada para el cálculo del LCOE es la expuesta a continuación:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Mientras que la IEA en su reporte de *World Energy Outlook* (p. 34) describe que la fórmula utilizada es la siguiente:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t + D_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Comparando ambas metodologías de cálculo se pueden observar ciertas diferencias. En cuanto a IRENA, se percibe que en su cálculo no se está considerando ni costos de carbono, ni costos de transmisión de la energía generada. En cuanto a IEA se puede visualizar que su cálculo incluye el costo de carbono, pero no el de transmisión. Asimismo, vemos que esta Agencia incluye un nuevo concepto (D_t) presentado como costo de gestión de residuos.

Para evitar confusiones en la comparación y facilitar el análisis se hará solamente foco en energía solar y eólica. Estos dos tipos de tecnologías al ser energías renovables no tienen en cuenta el costo de emisiones, ya que al no emitir gases de efectos invernaderos, no presentan penalización. Asimismo, tampoco incluyen costos de gestión de residuos. Este concepto integrado por la IEA solo se tiene en consideración para el cálculo del LCOE de Biogás ya que en este caso particular la energía es generada mediante residuos orgánicos que deben tener una gestión particular. Por ende, de esta forma podemos hacer viable la comparación de ambos cálculos.

Luego de haber estudiado la metodología de cálculo de cada Agencia, se estudiarán los supuestos que han tenido en cuenta para el cálculo del LCOE solar y eólico. Como se puede observar en la Figura 16, ambos organismos utilizan parámetros similares para determinar los resultados. El único punto que tiene un pequeño desvío es la tasa WACC utilizada para descontar los flujos. Este punto será necesario tenerlo en cuenta al momento de comparar ambas observaciones.

Figura 16

Suposiciones IRENA y IEA para cálculo de LCOE

	IRENA	IEA
WACC	7,50%	7,00%
Vida del Proyecto		
Solar	25	25
Eólica	25	25
O&M	0,5% de costos instalados	
Transmission Cost	No incluido	
Factor de Capacidad	Promedio de países	

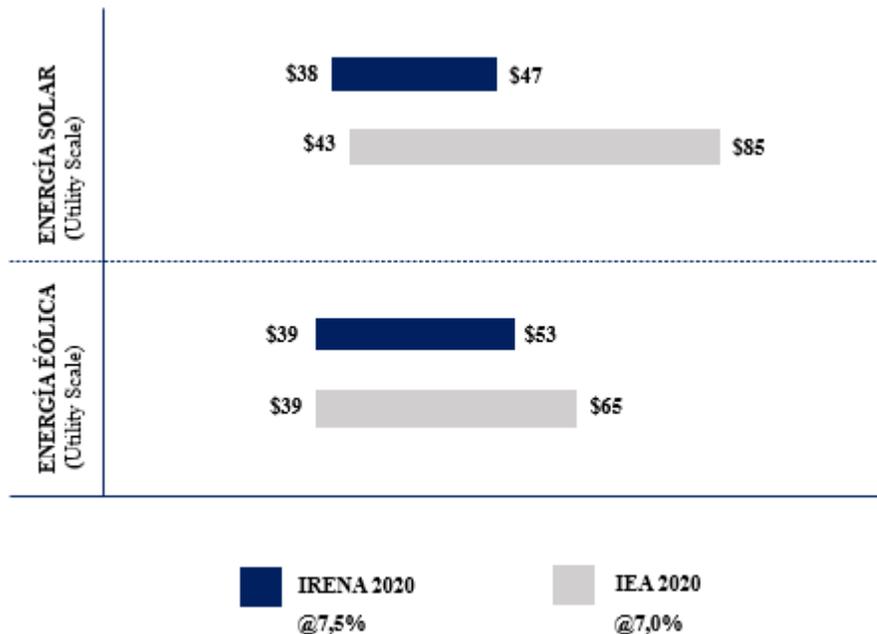
Nota: El cuadro muestra una comparación de las suposiciones considerado tanto por IRENA como por la IEA para el cálculo del LCOE solar y eólica. Recuperado de *Renewable Power Generation Cost 2020*, por IRENA, 2021. Elaboración propia.

Habiendo estudiado la fórmula y los supuestos considerados por cada organismo, nos encontramos en condiciones de poder comparar los costos LCOE mundiales para el año 2020 estimados por ambas Agencias.

En la Figura 17 se puede visualizar que ambos organismos llegan a conclusiones similares en cuanto al costo de energía solar y eólica a nivel mundial. Los valores mínimos de ambas fuentes se sitúan en similares órdenes de magnitud. Sin embargo, cabe destacar que la IEA considera una franja mayor a la de IRENA. Esta última Agencia demuestra una mayor precisión en sus resultados, ya que tiene en cuenta una franja menor de costos de capital y mantenimiento.

Figura 17

LCOE Energía Solar y Eólica publicado por IRENA y IEA (USD/MWh)



Nota: El gráfico muestra una comparación de LCOE solar y eólica publicado por IRENA y IEA. Recuperado de *Renewable Power Generation Cost 2020* (p. 32), por International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021; y de *Projected Cost of Generating Electricity*, por International Agency, 2020. Elaboración propia.

5.2. LCOE apalancado referente de Estados Unidos

Cada vez que analizamos el LCOE debemos de tener en cuenta para que país o región estamos estudiando la métrica. Esto es importante dado que cada país tiene sus condiciones particulares especialmente en materia macroeconómica y legal. Existen dos ejemplos claros que muestran claramente estas posibles diferencias entre países. Por un lado, podemos mencionar los subsidios que generalmente reducen el costo de las energías renovables con el fin de fomentar la generación. Por otro lado, podemos nombrar los costos de carbono o de emisión que impactan directamente en el LCOE de tecnologías no renovables.

A continuación, se estudiará el caso particular de Estados Unidos en base al cálculo de Lazard, quien ha sido referente en materia de energía para realizar comparaciones de LCOE.

Para estimar el cálculo del LCOE solar y eólico, Lazard no utiliza la métrica general que antes hemos desarrollado con anterioridad, sino que recrea el Flujo de Fondos de un proyecto base y sobre el mismo determina el costo nivelado particular del proyecto (Anexo 4). Adicionalmente, Lazard hace el ejercicio de sensibilización del flujo en un límite inferior y uno superior. En la Figura 18 se pueden observar algunos de los supuestos considerados en cada límite para determinar el LCOE solar y eólico.

Figura 18
Supuestos Lazard para estimación LCOE

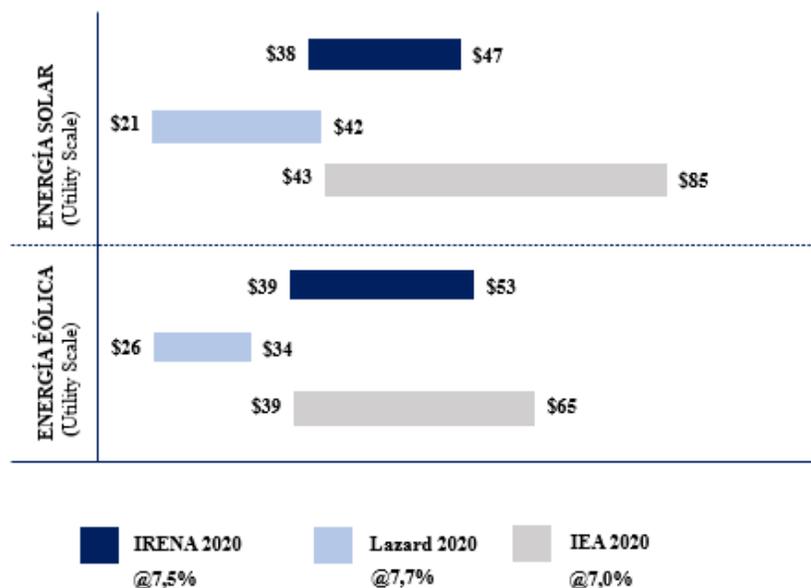
	Solar		Eólica	
	min	max	min	max
Capacity Factor	21%	34%	38%	55%
Capital Cost (USD/MW)	\$ 975.000	\$ 825.000	\$ 1.450.000	\$ 1.050.000
Fixed O&M (USD/MW-año)	\$ 13.500	\$ 9.500	\$ 39.500	\$ 27.000
Facility Life	30	30	20	20

Nota: El cuadro resume los supuestos considerados por Lazard para estimar el LCOE solar y eólico. Adaptado de *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis*, por Lazard, 2020. Elaboración propia.

Asimismo, a diferencia de las Agencias que hemos estudiado con anterioridad, Lazard en su proyección de Flujo de Fondos considera un apalancamiento del 60% del capital a una tasa nominal anual del 8%. Esto nos indica que los resultados de este banco no son comparables con los resultados del capítulo anterior. Sin embargo, es interesante visualizar el impacto que un apalancamiento de deuda tiene ante el costo del LCOE.

Tal como se observa en la Figura 19, el costo de Lazard con un apalancamiento al 60% del costo de capital es considerablemente menor frente a los valores promedios mundiales estimados por las Agencias, permitiendo obtener un ahorro de aproximadamente 44% en el límite inferior.

Figura 19
LCOE Energía Solar y Eólica publicado por Lazard, IRENA y IEA (USD/MWh)



Nota: El gráfico muestra una comparación de LCOE solar y eólica publicado por Lazard, IRENA y IEA. Recuperado de *Renewable Power Generation Cost 2020* (p. 32), por International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021; de *Projected Cost of Generating Electricity*, por International Agency, 2020; y de *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis*, por Lazard, 2020. Elaboración propia.

En conclusión, si el apalancamiento ofrece una tasa atractiva como se indica en el estudio de Lazard, se recomienda tomar deuda para financiar los proyectos de energías solar y eólica, y de tal forma obtener un ahorro en el costo de generación.

6. Posibles análisis a partir del LCOE

De acuerdo con la información recabada en las tres fuentes antes mencionadas, se procederá a demostrar los distintos tipos de análisis posibles que se pueden realizar a partir del LCOE. En primer lugar, hablaremos del análisis histórico de los costos. En segundo lugar, mostraremos proyecciones de algunos organismos internacionales. En tercer lugar, continuaremos con el análisis comparativo entre distintos países. En cuarto y último lugar mostraremos la comparación entre los distintos tipos de tecnología para determinar la competitividad entre ellas hoy y en el futuro.

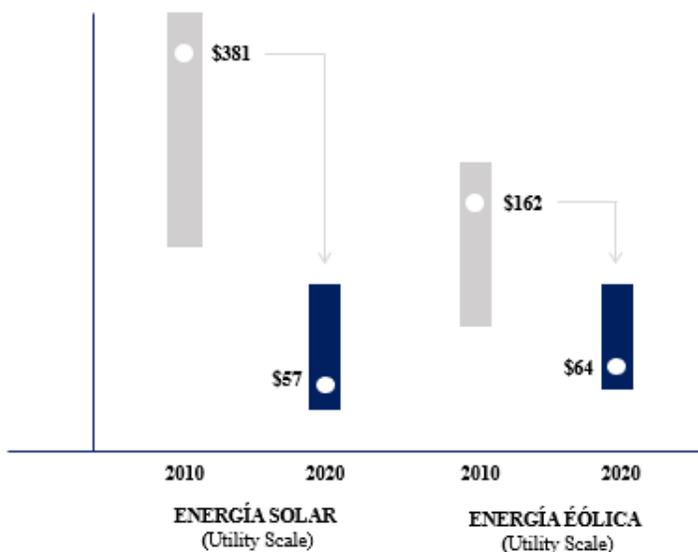
6.1. Análisis histórico

Tal como hemos estado desarrollando a lo largo del presente trabajo, el LCOE tiene beneficios adicionales que otras métricas no ofrecen. Este indicador nos permite ver la evolución en el tiempo de los costos en el mundo, en un país, o en un proyecto determinado. Para facilitar este análisis, seguiremos enfocándonos en energía solar y eólica.

De acuerdo con el análisis de IRENA en su reporte de *Renewable Power Generation Costs* (2020), la década del 2010 a 2020 representó un periodo remarcable de reducción de costos a nivel mundial especialmente para tecnologías de generación de energía solar y eólica tal como vemos en la Figura 20. Este hecho fue gracias a la combinación de las políticas que han aportado a este propósito y los drivers de la industria que han permitido que la energía solar y eólica se convierta en un nicho que permite competir con los combustibles fósiles y así reducir las emisiones mundiales (IRENA, 2020). Dentro de estos *drivers* podemos mencionar principalmente el declino en el precio de los módulos y turbinas, que han caído un 93% y 56% respectivamente desde el 2010. Asimismo, el factor de capacidad de ambas tecnologías ha crecido, especialmente por el crecimiento en nuevos mercados (IRENA, 2020). Al mismo tiempo, los costos de operación y mantenimiento se vieron reducidos gracias a la reducción de la pérdida del sistema (IRENA, 2020).

Figura 20

LCOE Energía Solar y Eólica publicado año 2010 y 2020 (USD/MWh)

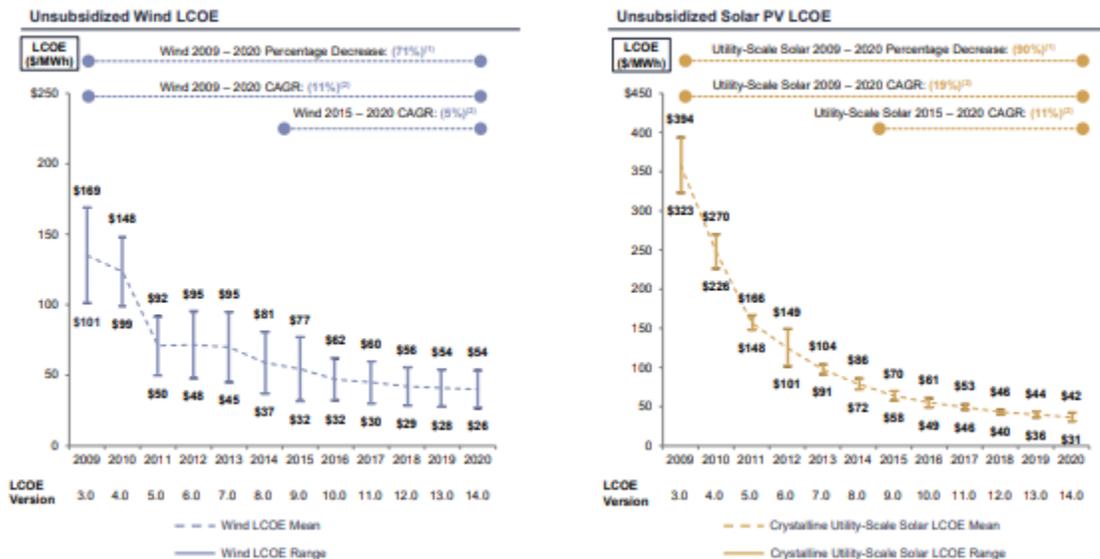


Nota: El gráfico muestra una comparación de LCOE solar y eólica entre 2010 y 2020 con el fin de mostrar la caída en los precios. Datos tomados de *Renewables Power Generation Cost*, por IRENA, 2020. Elaboración propia.

Este mismo análisis también podemos verlo impactado en el gráfico del LCOE histórico publicado por Lazard para Estados Unidos (Figura 21), donde se visualiza claramente una tendencia a la baja desde el año 2009 tanto en energía fotovoltaica como en energía eólica.

Figura 21

LCOE Energía Solar y Eólica histórico de Estados Unidos (USD/MWh)



Nota: El gráfico muestra el LCOE solar y eólica histórico desde 2009 hasta 2020. Datos tomados de de *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis* (p. 9), por Lazard, 2020. Elaboración propia.

Lazard (2020) sostiene que esta reducción se vio principalmente incentivada por las mismas consideraciones indicadas en el reporte de IRENA: costos de capital y mejora de la eficiencia; y a su vez adiciona otro factor expresado como el incremento en la competencia.

Con estos gráficos también podemos ver que la energía solar ha tenido un mayor impulso que la energía eólica, y esto fue principalmente por la curva de aprendizaje de los paneles solares, la cual fue explicada con anterioridad. Por otro lado, también podemos apreciar que la tasa de declino ha ido disminuyendo y hoy si bien continúa bajando, se encuentra dentro de una cierta estabilidad.

6.2. Análisis de proyección a futuro

El análisis histórico nos permite arribar a otro análisis, y este es el estudio de las proyecciones. Diversos organismos se han encargado de monitorear este comportamiento, y de tal forma poder estimar cómo continuará el declino del LCOE, y si realmente continuará.

Según el análisis de la Agencia de Energía de Estados Unidos (IAE), el LCOE de aquí al 2040 continuará mostrando una caída en los próximos años, pero se alcanzará el nivel mínimo en el año 2025 y luego se mantendrá. Al mismo tiempo menciona que el LCOE de energías renovables será tendencialmente menor al costo de la generación de combustibles convencionales. Este pensamiento se debe especialmente a que, como se ha mencionado con anterioridad, algunos países están comenzado a considerar impuestos de emisión de carbono, por lo que de tal forma se encarece el LCOE de energía no proveniente de recursos renovables. Esta misma razón es indicada en la publicación de Fraunhofer (2021), donde se comenta que gracias a todas las acciones que se están tomando en el mundo por el cambio climático, los costos de las plantas de energías convencionales están comenzando a incrementarse.

Figura 22*Proyecciones LCOE Energía Solar y Eólica con sus supuestos*

	2023		2026		2040	
	Solar	Wind	Solar	Wind	Solar	Wind
Capacity Factor	31,00%	39,00%	30,00%	41,00%	28,00%	40,00%
Levelized Capital Cost	22,37	20,36	22,6	21,42	20,61	20,18
Levelized Fixed O&M	5,77	7,8	5,92	7,43	6,21	7,54
Levelized Variable Cost	-	-	-	-	-	-
Levelized transmission Cost	2,49	2,28	2,78	2,61	2,9	3,04
Total System LCOE	30,63	30,44	31,3	31,45	29,72	30,76
Levelized tax credit	-6,71	-7,98	-2,26	-	-2,06	n.a.
Total LCOE including tax	23,92	22,46	29,04	31,45	27,66	30,76

Nota: El gráfico muestra una proyección de LCOE solar y eólica para los años 2023, 2026 y 2040 detallando los supuestos que se tuvieron en consideración para el cálculo. Datos tomados de *Projected Cost of Generating Electricity*, por International Agency, 2020. Elaboración propia.

De acuerdo con esta organización alemana, para el año 2030 las energías renovables se volverán competitivas contra las convencionales, dado que predicen que el impuesto al carbono será equivalente a 100 EUR/TN¹³.

Por ende, ya vimos que a partir de esta métrica podemos ver la evolución del costo de los proyectos de energía, que nos permite estimar rápidamente el flujo de fondos de un proyecto, y adicionalmente sacar conclusiones de hacia dónde estamos yendo o inclusive visualizar en que año nos convendría comenzar con la inversión del proyecto.

6.3. Análisis geográfico y estratégico

Otra pregunta que a veces nos hacemos al momento de realizar un proyecto, es donde nos conviene desarrollarlo. Cada país tiene condiciones particulares para la generación de energía dependiendo de la ubicación geográfica, y otras consideraciones técnicas. Por esta razón algunos países son pioneros en energía solar y otros en eólica.

En la Figura 23 podemos ver que, tal como afirma *Bloomberg New Energy Finance* en su reporte de *New Energy Outlook 2020 (2021)*, hoy en día al menos dos tercios de la población mundial vive en países donde tanto la energía solar como la eólica son la generación más económica. En esta ilustración también podemos ver que, en países como Japón, Corea del Sur, Indonesia, Malasia y Filipinas, el petróleo continúa siendo el recurso más accesible en comparación a otro tipo de tecnologías.

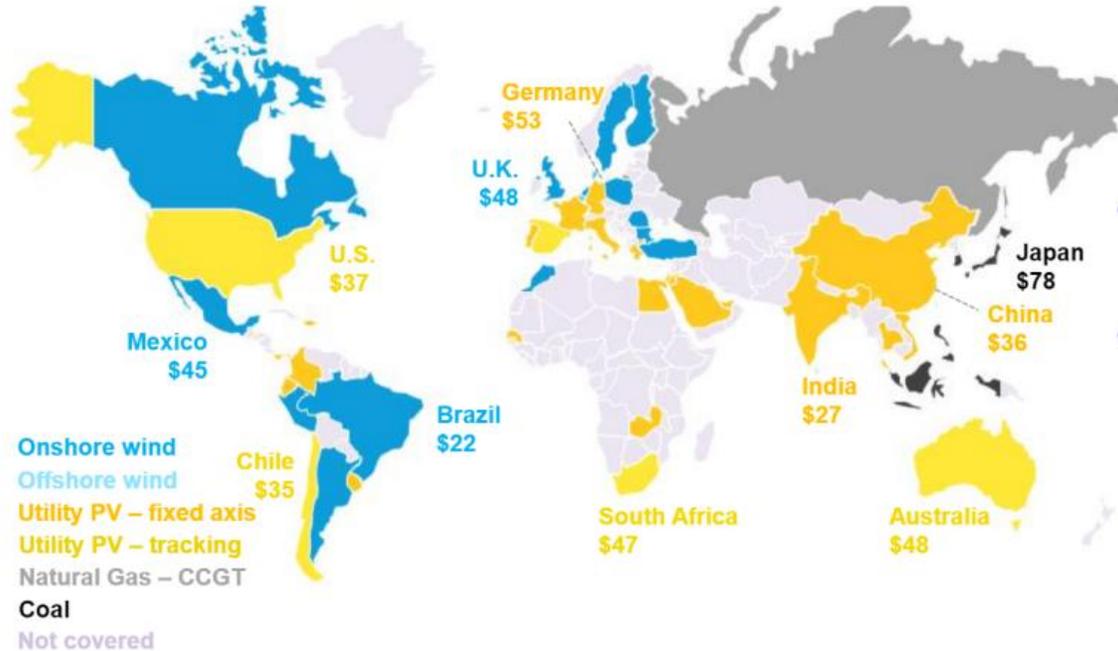
Adicionalmente, no debemos descartar los costos que hacen al LCOE, como por ejemplo los costos de capital, y de operación y mantenimiento. Algunos países necesitan exportar la tecnología necesaria para llevar a cabo este tipo de generación y esto podría encarecer el proyecto. Lo mismo sucede con los costos de operación, que según podemos ver en el Anexo 3, estos costos se han vuelto muy competitivos en algunos países.

¹³ USD/TN: Dólares por tonelada de carbono emitido.

Figura 23

Proyecciones LCOE Energía Solar y Eólica con sus supuestos

Cheapest source of bulk generation, 1H 2021
New-build solar, wind, coal and gas

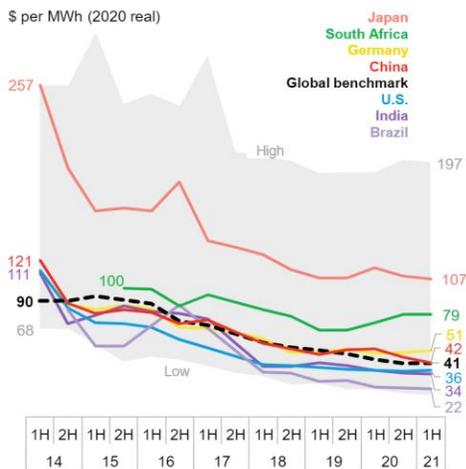


Nota: El gráfico muestra la energía más económica en cada país. Datos tomados de *1H 2021 LCOE Update, rising commodity prices start biting* (p.15) por Bloomberg New Energy Finance (BNEF), 2021.

De acuerdo con *Bloomberg New Energy Finance* (2021), el ranking de los países con costos más bajos en energía eólica lo lidera Brasil con 22 USD/MWh, seguido por India, Texas, Canadá, México y España (Figura 24). La razón principal del liderazgo de Brasil se debe a la caída de los intereses luego de la crisis 2016 donde los costos de capital se vieron incrementados en un 13%.

Figura 24

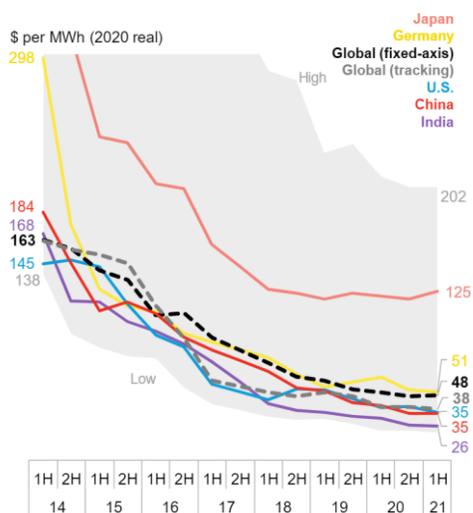
LCOE 2020 de energía eólica por países (USD/MWh)



Nota: El gráfico muestra un *benchmarking* de países en relación con el LCOE de energía eólica. Datos tomados de *1H 2021 LCOE Update, rising commodity prices start biting* (p.11) por BNEF, 2021.

Por parte de la energía solar, la compañía indica que la energía fotovoltaica de menor costo se puede encontrar en países como India, Chile, China, Brasil y España a un valor entre 22 a 29 USD/MWh. Al mismo tiempo indica en su reporte que en India el costo de los cables y de la estructura se ha incrementado entre un 10% y 20% en los últimos seis meses, mientras que en Japón la reducción de subsidios ha generado un aumento en la competencia entre los desarrolladores impactando en una reducción de precios de un 7%. Otro punto remarcable por la consultora es que, en Latín América, existen acuerdos de financiación entre países que muestran convergencia con aquellas regiones que tienen costos de capital menores como es el caso particular de Brasil con Chile.

Figura 25
LCOE 2020 de energía solar por países



Nota: El gráfico muestra un *benchmarking* de países en relación con el LCOE de energía solar. Datos tomados de *1H 2021 LCOE Update, rising commodity prices start biting* (p.13) por BNEF, 2021.

6.4. Análisis de comparación de tecnologías

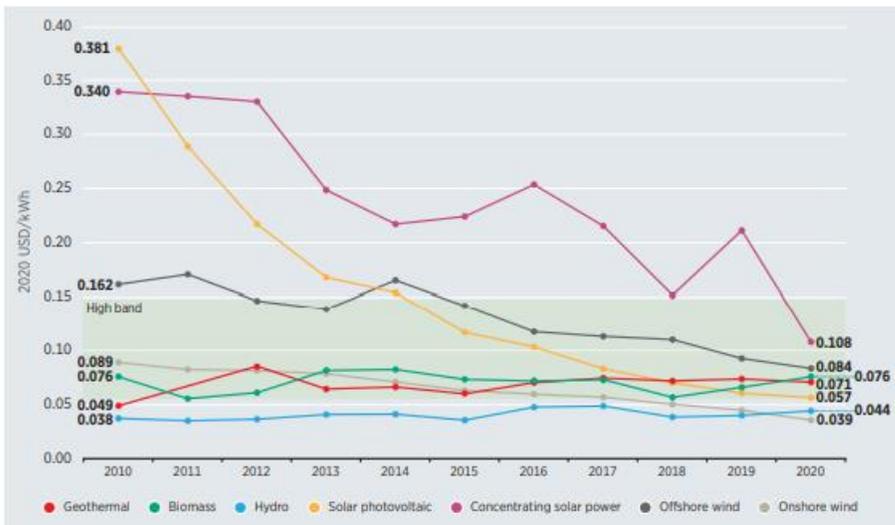
Ahora bien, hasta el momento estuvimos enfocándonos en energía solar y eólica para facilitar la explicación del análisis histórico, análisis de proyección, y análisis geográfico. Sin embargo, el LCOE permite un análisis más importante en materia de energía, y es la comparación entre distintas tecnologías.

Los actuales indicadores que comúnmente utilizamos para medir la rentabilidad de un proyecto, tales como el VAN y la TIR, permiten comparar si un proyecto es más o menos beneficioso financieramente que otro. No obstante, estos índices no se encuentran estandarizados en base a algún factor común entre proyectos, lo cual dificulta la comparación en términos relativos. Esta inquietud viene a ser solucionada por el LCOE ya que nos permite estandarizar el costo de un proyecto por megavatio generado para luego comparar los costos por tecnología.

En la Figura 26 se puede observar lo que anteriormente se mencionó acerca de las energías renovables a nivel mundial. Este tipo de tecnologías que hacen a las energías limpias han disminuido sus costos notablemente en los últimos años. Como se observa en este gráfico publicado por IRENA (2020), tanto la energía solar como la eólica eran muy costosas en 2010 pero sin embargo en 2020 se han acercado a los

costos de otro tipo de energía, generando una competitividad importante en la generación. Hoy en día, la energía eólica es la más económica de todas ellas a nivel mundial.

Figura 26
LCOE 2010-2020 por tecnología



Nota: El gráfico muestra una comparación de LCOE entre distintas tecnologías a lo largo de los años 2010 a 2020.. Recuperado de *Renewable Power Generation Cost 2020* (p. 33), por International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021.

En conclusión, pudimos ver cómo esta nueva métrica nos permite realizar diversos tipos de análisis antes de tomar decisiones que hacen al lanzamiento de un proyecto de inversión, o bien si simplemente queremos comparar costos a nivel mundial, o regional. Dado que existe una gran dificultad para realizar este tipo de análisis a partir de métricas como el VAN o la TIR, podemos afirmar que el LCOE es un indicador que nos permite dar un nuevo enfoque a nuestros proyectos y evaluarlos de distinta forma.

Esto no implica que las otras métricas no sean necesarias, por el contrario, nos sirve para analizar determinados puntos de nuestro proyecto. Sin embargo, la visión que ofrece el LCOE es más amplia y nos facilita salir de nuestra zona de confort al analizar inversiones, permitiendo acceder a una nueva mirada estratégica.

7. Cálculo y Análisis de LCOE solar y eólico en Argentina

Como bien vimos a lo largo de este trabajo, al realizar el cálculo del LCOE, debemos tener en cuenta no solo factores matemáticos, sino también factores geográficos, políticos e inclusive, si nuestro objetivo es proyectar a largo plazo, también se recomienda acudir a la visión de distintas fuentes. Es por esa razón que en el presente capítulo se estudiará la situación particular de Argentina.

El capítulo estará dividido en cuatro secciones. En primer lugar, se comenzará mostrando el análisis de la Secretaría de Gobierno de Energía (SGE), explicando sus distintos escenarios de proyección al año 2030. En segundo lugar, se expone el LCOE calculado por este organismo para cada tecnología a nivel país. En tercer lugar, se pondrá en práctica todo lo desarrollado en capítulos anteriores mediante cálculos propios en base a mi investigación en materia de energía solar y eólica. En cuarto lugar, se hará una comparación entre el cálculo inicialmente mencionado de la SGE y el cálculo de mi persona.

7.1. Análisis de la Secretaría de Energía

En base a diferentes supuestos de demanda, inversión, precios y productividad, la SGE, realizó una proyección al año 2030 de Escenarios Energéticos para el país, con el fin de facilitar el planeamiento estratégico y la toma de decisiones. De esta forma, la Secretaria se ha propuesto estimar cuatro posibles escenarios considerando distintas combinaciones de los supuestos antes mencionados (Anexo 5):

- **Escenario de Políticas existentes**
 1. **Escenario Tendencial:** Incluye una sensibilidad de la demanda en diversas estimaciones tanto de *top-down* como *bottom-up* (SGE, 2019).
 2. **Escenario Eficiente:** Toma de base el escenario tendencial y le incorpora política de eficiencia energética que impactan sobre la demanda proyectada (SGE, 2019).
- **Escenario de Políticas activas**
 1. **Escenario Electrificación:** contempla principalmente una mayor penetración de la energía eléctrica en hogares y en el parque automotor (SGE, 2019).
 2. **Escenario de Gasificación:** asume una fuerte inversión en industrias de gas intensivas debido a una mayor disponibilidad del recurso y una mayor utilización de gas natural en el transporte (SGE, 2019).

Como se visualiza en la Figura 27, la SGE estima que para el año 2030, nuestro país bajo cualquier escenario alcanzará un 25% de consumo de energía proveniente de fuentes renovables. Esto indica el cumplimiento de la ley de energías renovables (27.191), que como mencionamos con anterioridad, implica cubrir el 20% del consumo de energía eléctrica en el año 2025 con fuentes renovables.

Figura 27

Consumo final de Energía en 2030 y 2018 real

GENERACIÓN	2018	2030			
	Real	Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Térmica	63,8%	37,1%	32,4%	43,0%	36,4%
Hidráulica	29,1%	26,1%	29,5%	21,7%	26,1%
Nuclear	4,7%	11,6%	13,1%	9,6%	11,6%
Renovable	2,4%	25,2%	25,0%	25,7%	25,9%
TOTAL (TWh)	137	188	167	227	188

Nota: El gráfico muestra la matriz energética de Argentina al 2018 y la proyección a 2030 en los distintos escenarios proyectados. Datos tomados de *Escenarios Energéticos 2030* (p. 17), por Secretaría de Energía, 2019. Elaboración propia.

Asimismo, esta publicación destaca que todos los escenarios desarrollados cumplirían con los compromisos internacionales asumidos por la Argentina en el marco del Acuerdo de París, e implicaría una notable reducción del sector energético en materia de emisiones (Anexo 6).

Cabe destacar que el cumplimiento de los objetivos propuestos por cada país no implica el cumplimiento de los objetivos a nivel mundial. Algunos países han comenzado a implementar un plan de incentivos que propone recaudar impuestos a partir de las emisiones de carbono. Sin embargo, la mayoría de los precios que hoy existen a nivel mundial se encuentran lejos de los niveles necesarios para alcanzar los objetivos del acuerdo de París. La publicación de la SGE indica que los niveles de impuestos deberían situarse entre un 50 y 100 USD/tCO_{2e} para el año 2030.

En el caso particular de Argentina, el impuesto al dióxido de carbono fue introducido en diciembre de 2017 a través de la Ley 27.430, de Reforma Tributaria, modificando la Ley 23.966. El proyecto original preveía una tasa en pesos, equivalente a 25 USD/tCO_{2e} y se aplicaba a todos los combustibles fósiles. La norma aprobada redujo sensiblemente ese monto y exceptuó a los combustibles destinados a exportación, al gas natural, al GNL, al gas licuado, a los *aerokerosenes*, al combustible para rancho y uso marítimo de cabotaje, al de uso petroquímico y a los biocombustibles contenidos en naftas o gasoil.” indica la SGE (2019). Hoy en día el impuesto en el país se encuentra en 1 USD/tCO_{2e} para *fuel oil* y carbón mineral, y 6 USD/tCO_{2e} para otros.

Otro análisis interesante que hace la SGE es el estudio regional de la nueva potencia que se estima que se acumulará para el año 2030. En el gráfico del Anexo 8, se expone que las regiones del Noroeste Argentino, de Cuyo, el Litoral, el Centro y Buenos Aires, en todos los escenarios tendrán una mayor penetración de energías renovables. Esto se debe a las condiciones de las regiones y las posibilidades que eso ofrece a la hora de llevar a cabo un proyecto de inversión.

7.2. Cálculo de la Secretaría de Gobierno de Energía

Luego de haber analizado la situación de Argentina en cada escenario de la SGE, donde se plantea el cumplimiento de los objetivos a nivel país en materia de energía, se continuará mostrando el análisis de LCOE realizado por tal organismo.

Para realizar la estimación del costo nivelado, se tuvieron en cuenta dos tasas de descuento: los proyectos públicos se descontaron al 5%, y los proyectos privados al 10%: Esta diferenciación se debe a que, como menciona la publicación de Escenarios Energéticos 2030, “a diferencia de los proyectos de generación térmica y renovable no convencional, donde prevalecen las inversiones privadas, las centrales hidroeléctricas y nucleares son proyectos de largo plazo que suelen realizarse con capital público, puesto que además de su escala conlleva externalidades positivas multipropósito sobre curso de los ríos o programas de I+D¹⁴, que se solventan con apoyo estatal financiando a una menor tasa de retorno del proyecto.” En el caso particular de energía eólica y solar, se adiciona el costo de una tecnología térmica que permite cubrir intermitencias que presenta la energía renovable. Cabe destacar, que los cálculos incluyen los incentivos económicos y fiscales que perciben las tecnologías renovables.

¹⁴ I+D: Investigación y desarrollo.

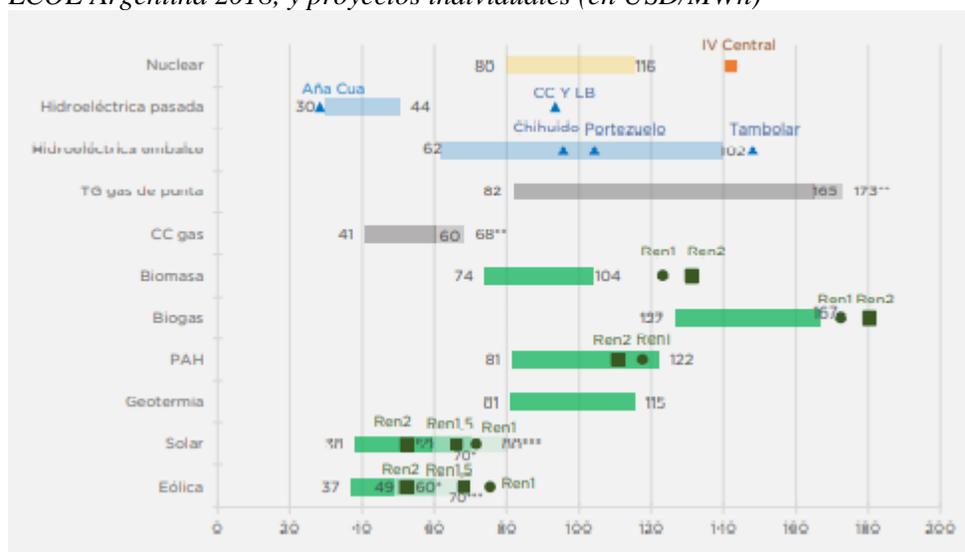
Figura 28
Supuestos para calculo LCOE - SGE

Unidad	Tasa de descuento %	Capex USD/kW	Opex USD/MWh	Factor de uso %	Costo de gas USD/MMBTU	Vida útil Años	Costo combustible USD/MWh
Nuclear	5,0%	6.000-10.000	26,8	90%	-	60	-
Hidroeléctrica de embalse	5,0%	3.000-5.000	1,4	30%	-	60	-
Hidroeléctrica de pasada	5,0%	4.000-6.000	1,4	85%	-	60	-
Turbo gas	10,0%	850	3,5	10%-20%	2,5-5,5	20	-
Ciclo combinado	10,0%	1.000	3,5	85%	2,5-5,5	20	-
Eólico	10,0%	1.200-1.300	5,2 - 6,3	45%-55%	-	20	-
Solar	10,0%	800-900	4,9-6,9	25%-35%	-	20	-
Geotermia	10,0%	4.000-6.000	10	90%	-	20	-
Biogás	10,0%	5.000	-	85%	-	20	20 - 60
Biomasa	10,0%	3.000	-	85%	-	20	10 - 40
PAH	10,0%	3.000	12 - 19	40%-60%	-	20	-

Nota: El gráfico muestra los supuestos considerados para el cálculo del LCOE por tipo de tecnología. Datos tomados de *Escenarios Energéticos 2030* (p. 174), por Secretaría de Energía, 2019. Elaboración propia.

En la Figura 29 se puede visualizar como la energía solar y eólica ya es competitiva en el año 2018 respecto al gas. Sin embargo, la energía más económica es la Hidroeléctrica, donde se destaca el caso de Aña Cua con un costo de 28 USD/MWh debido a que implica la inclusión de turbina en Yacuyretá sobre infraestructura existente. El biogás sigue siendo una de las tecnologías renovables más costosas y esto se debe principalmente a la lejanía de la materia orgánica y las plantas de generación. Si bien los incentivos de RenovAr redujeron considerablemente el costo de este tipo de energía, las tecnologías más favorecidas resultaron ser la Solar y Eólica obteniendo un costo de aproximadamente 38 USD/MWh.

Figura 29
LCOE Argentina 2018, y proyectos individuales (en USD/MWh)



Nota: El gráfico muestra el costo nivelado de la energía en el año 2018 con el detalle del costo de proyectos individuales. Se considera adición de expansión de transmisión (11 USD/MWh), costo adicional de transporte de gas (8 USD/MWh) y costo de potencia firme (10 USD/MWh). Datos tomados de *Escenarios Energéticos 2030* (p. 121), por Secretaría de Energía, 2019. Elaboración propia.

7.2. Cálculo propio

A continuación, se profundizará en un análisis y calculo propio del LCOE 2020¹⁵ de la energía solar y la energía eólica para Argentina. Se comenzará indicando todos los supuestos que se tuvieron en cuenta para los cálculos y luego se arribará al resultado final para cada tecnología.

Como punto de partida para ambos LCOE, se tomó en consideración los supuestos indicados en la Figura 28, donde se valúa un proyecto de 20 años de vida útil con una alícuota impositiva Argentina del 35%¹⁶. Para descontar los conceptos que hacen a esta métrica, se tomó la misma tasa del 10% que utiliza la SGE con el fin de facilitar la comparación. En el caso del factor de depreciación se ha tenido en cuenta el beneficio que otorga la Ley 27.191 conocido como “amortización acelerada”.

Figura 30

Supuestos generales para el cálculo del LCOE

Vida util años	20
Tasa impositiva	35,0%
WACC - Real	10,0%
Valor presente de depreciación	80,0%
Factor de recuperación	13,4%
Horas/Año	8.760

Nota: El cuadro muestra los supuestos considerados para el cálculo del LCOE solar y eólico. Estos supuestos son iguales para ambos cálculos. Elaboración propia.

Adicionalmente se ha observado el procedimiento de cálculo de las distintas fuentes estudiadas a lo largo del presente trabajo; es por esa razón que se ha llegado a la conclusión de estimar dos escenarios extremos, uno inferior y otro superior, a fin de poder calcular una franja de LCOE posible para cada tipo de tecnología. Cada escenario varía principalmente en costos y factores de capacidad.

Como supuestos particulares para cada energía, se han considerado los puntos indicados en la Figura 31. A diferencia de otros países, algunos sectores de Argentina tienen una posición privilegiada por sus vientos y radiación solar, es por esa razón que el factor de capacidad para ambas tecnologías es mayor al promedio mundial que hemos mencionado en capítulos anteriores. Los factores de capacidad considerados varían entre 25% a 33% para la energía solar y 45% a 50% para energía eólica¹⁷.

En cuanto al costo de capital, el mismo ha demostrado un gran ahorro en los últimos años, es por esa razón que se tomó en cuenta una inversión de 610.000 USD/MW para proyectos fotovoltaicos en el escenario inferior, y un 10% más para el escenario superior. En el caso de las turbinas eólicas, se ha indicado una inversión entre 1.200.000 USD/MW y 1.400.000 USD/MW¹⁸.

¹⁵ Se calcula el LCOE para el año 2020 debido a que la última información disponible utilizada en los supuestos del cálculo propio del LCOE son de este año.

¹⁶ La alícuota impositiva aplicada es la publicada en el Boletín Oficial el día 16 de Junio de 2021 para sociedad con ganancia neta imponible de más de \$50.000.000 (cincuenta millones de pesos argentinos).

¹⁷ Los factores de capacidad se han tomado como referencia de la publicación *Why Argentina* de la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional (Marzo 2019). Anexo 9 y 10.

¹⁸ Referencia Statista 2022: Benchmark capital expenditure for utility-scale solar photovoltaics worldwide from 2010 to 2020. Anexo 12.

En cuanto al costo de transmisión¹⁹, se ha considerado 120.000 USD/MW para ambas tecnologías en el escenario menor y el doble en el escenario mayor. La gran diferencia en los extremos de este último punto se debe especialmente a que existen proyectos con diversas distancias entre la ubicación de la planta generación y la de la demanda. Finalmente, en cuanto a costos fijos de mantenimiento se ha tenido en cuenta un valor de 2,09 USD/MWh²⁰ al año y 3,42 USD/MWh al año para solar y eólica respectivamente²¹.

Figura 31

Supuestos particulares para el cálculo del LCOE solar y eólico

	Solar min	Solar max	Eólica min	Eólica max
Factor de Capacidad (%)	33%	25%	50%	45%
Costo de Capital (USD/MW)	\$ 610.000	\$ 671.000	\$ 1.200.000	\$ 1.400.000
Costo de transmisión (USD/MW)	\$ 120.000	\$ 240.000	\$ 120.000	\$ 240.000
Fixed O&M (USD/MW-año)	\$ 17.600	\$ 17.600	\$ 30.000	\$ 30.000

Nota: El cuadro muestra los supuestos particulares considerados para el cálculo del LCOE solar y eólico en su escenario mínimo y máximo. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta todos los supuestos antes mencionados, y adicionalmente considerando el otro beneficio que establece la Ley 27.191 respecto al Impuesto a las Ganancias, donde permite descontar el 35%, los valores de LCOE calculados rondan entre 41,57 y 62,80 USD/MWh para energía solar, y entre 46,30 y 59,85 USD/MWh para energía eólica.

Figura 32

Componentes de LCOE, supuestos y cálculo final al 2020

	Solar min	Solar max	Eólica min	Eólica max
Factor de Capacidad (%)	33%	25%	50%	45%
Costo de Capital (USD/MW)	\$ 610.000	\$ 671.000	\$ 1.200.000	\$ 1.400.000
Costo de transmisión (USD/MW)	\$ 120.000	\$ 240.000	\$ 120.000	\$ 240.000
Fixed O&M (USD/MW-año)	\$ 17.600	\$ 17.600	\$ 30.000	\$ 30.000
Levelized Capital Cost (USD/MWh)	\$ 31,29	\$ 45,44	\$ 40,63	\$ 52,67
Levelized Fixed O&M (USD/MWh)	\$ 6,09	\$ 8,04	\$ 6,85	\$ 7,61
Transmission Investment (USD/MWh)	\$ 6,16	\$ 16,25	\$ 4,06	\$ 9,03
Integration Cost (USD/MWh)	\$ 8,98	\$ 8,98	\$ 8,98	\$ 8,98
LCOE sin subsidios (USD/MWh)	\$ 52,52	\$ 78,71	\$ 60,52	\$ 78,29
Tax (USD/MWh)	\$ (10,95)	\$ (15,90)	\$ (14,22)	\$ (18,43)
LCOE (USD/MWh)	\$ 41,57	\$ 62,80	\$ 46,30	\$ 59,85

Nota: El cuadro muestra el resultado de cada componente del LCOE, en base a los supuestos indicados en las Figuras 30 y 31, y los cálculos desarrollados a lo largo del presente trabajo. Y en base a estos resultados, muestra el valor final de LCOE considerando el beneficio impositivo de la Ley 27.191. Elaboración propia.

En base a mis propios cálculos pude confirmar algunos de los análisis que venimos discutiendo a lo largo del presente trabajo:

1. El costo de la energía solar al 2020 puede alcanzar niveles menores que el de la energía eólica, siendo así la tecnología más competitiva. Este punto se debe principalmente al costo de capital de los paneles en comparación a los aerogeneradores eólicos, y el costo de mantenimiento de estos.

¹⁹ Extraído de Escenarios YPF S.A. 2018.

²⁰ Referencia extraída IRENA 2020. Power Generation Costs. Table A1.2 (Anexo 13).

²¹ Extraído de Escenarios YPF S.A. 2018.

Un parque de energía fotovoltaica ocupa menor espacio que un parque eólico, su instalación suele ser más rápida con un mínimo de cableado, y esto hace que los costos de mantenimiento e instalación sean considerablemente menores (e-4-e soluciones)²². En el caso de los aerogeneradores, el propio uso desgasta las turbinas y eso implica un mayor control de estos. (e-4-e soluciones).

2. El margen superior de costo de ambas tecnologías se aproxima a un valor de 60 USD/MWh. Esto se debe principalmente a que el factor de capacidad eólico es mayor al solar, y de esta forma impacta de forma positiva en el *Levelized Capital Cost*, e *Integration Cost*, haciendo que estos costos tengan un menor peso por MW generado.

7.4. Comparación cálculos de Secretaría de Gobierno de Energía y propios

A continuación, desarrollaremos una comparación entre las dos metodologías de cálculo antes desarrolladas. A fin de poder hacer un análisis entre ellas se ha tenido en cuenta los mismos supuestos generales (Figura 33), a diferencia del valor presente de depreciación que no es indicado en la publicación de la SGE.

Figura 33

Diferencia entre supuestos generales considerados para cálculo del LCOE de la SGE y Elaboración propia

	SGE	Cálculo Propio
Vida útil años	20	20
Tasa impositiva	35,0%	35,0%
WACC - Real	10,0%	10,0%
Valor presente de depreciación	s.d.	80,0%
Factor de recuperación	13,4%	13,4%
Horas/Año	s.d.	8.760

Nota: Las siglas “s.d.” son la abreviatura de “sin datos”, es decir, que la información no está disponible. Elaboración propia en base a supuestos publicados en *Escenarios Energéticos 2030*, por SGE, 201; y cálculos propios.

Comparando los supuestos considerados en cada cómputo (Figura 34), podemos ver claramente que:

1. Ambas metodologías tienen en cuenta aumentos en costo de capital en cada escenario. La SGE toma de referencia valores mayores ya que tiene como supuesto los importes del año 2018, mientras que en mi elaboración se actualizan los mismos a fecha de 2020, especialmente por la curva de aprendizaje de los paneles solares y las turbinas que hemos discutido con anterioridad.
2. Los criterios considerados para el cálculo del costo de transmisión difieren en que la SGE ha calculado el LCOE para un proyecto base con una determinada distancia hasta la ubicación de la demanda²³. Mientras que en mis cálculos se asumen escenarios posibles, ya que considero que la distancia no es un valor fijo, sino que varía en base a cada proyecto.

²² Información extraída de la página oficial de la compañía e-4-e soluciones. Sección Blog de eficiencia energética.

²³ La SGE en su informe de Escenarios Energéticos 2020 no informa la distancia considerada para determinar el costo de transmisión que se incluye dentro del cálculo de LCOE.

- El caso de los costos de mantenimiento es el opuesto al punto 3. La SGE considera escenarios, mientras en mi elaboración se mantiene fijo por tipo de energía, ya que estoy comparando un proyecto de la misma magnitud. En base a mi investigación, este costo es considerablemente menor en el año 2020 que lo que indica la SGE.

Figura 34

Diferencia entre supuestos particulares considerados para cálculo del LCOE de la SGE y Elaboración propia

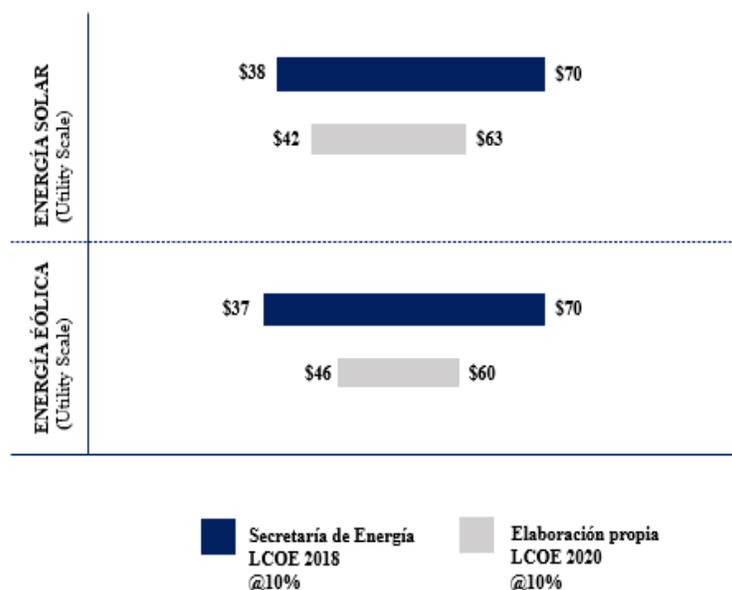
	Elaboración propia				SGE				Diferencias			
	Solar min	Solar max	Eólica min	Eólica max	Solar min	Solar max	Eólica min	Eólica max	Solar min	Solar max	Eólica a min	Eólica max
Factor de Capacidad (%)	33%	25%	50%	45%	35%	25%	55%	45%	-2%	0%	-5%	0%
Costo de Capital (k USD/MW)	610	671	1.200	1.400	800	900	1.200	1.300	-24%	-25%	0%	8%
Costo de transmisión (k USD/MW)	120	240	120	240	87,6	87,6	87,6	87,6	37%	174%	37%	174%
Fixed O&M (k USD/MW-año)	17,6	17,6	30	30	42,9	60,4	45,6	55,2	-59%	-71%	-34%	-46%

Nota: Elaboración propia en base a supuestos publicados en *Escenarios Energéticos 2030*, por SGE, 2019; y cálculos propios.

De todas formas, si bien existen diferencias entre algunos factores que hacen al LCOE de la SGE y al LCOE calculado por mi persona, los resultados finales no difieren en demasía (Figura 35).

Figura 35

Comparación LCOE solar y eólica SGE (LCOE 2018) y elaboración propia (LCOE 2021 en USD/MWh)



El único cambio importante que se visualiza es que la franja producto de mi elaboración tiene un rango menor al indicado en la otra observación. Asimismo, se ve que el costo mínimo es mayor en un 10% y 24%

para energía solar y eólica respectivamente. El *driver*²⁴ principal de esta diferencia proviene del impacto en los costos de transmisión considerados. Esto nos lleva a sacar una nueva conclusión no antes mencionada en este trabajo ni publicada por ninguno de los organismos estudiados, y es la sensibilidad del LCOE ante cambios en el costo de transmisión. Este fenómeno será desarrollado en detalle en el próximo capítulo, considerando como base el cálculo de mi persona.

²⁴ Driver o controlador en Español, intenta definir el factor que da consecuencia a determinados puntos de observación.

8. Sensibilidad del LCOE ante costos de transmisión

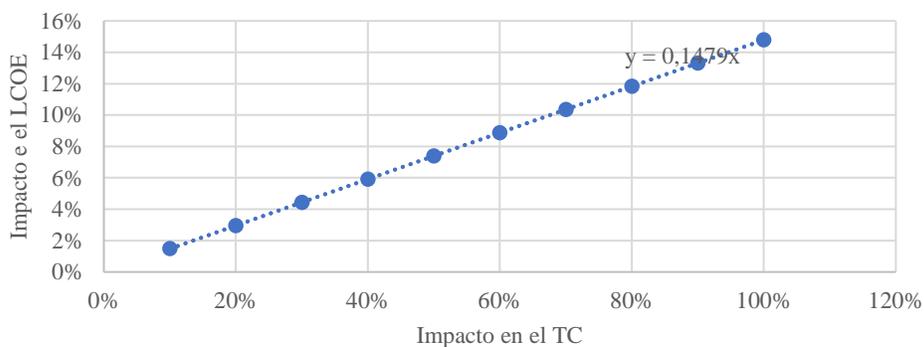
Tal como se ha desarrollado a lo largo del trabajo, el LCOE está compuesto por conceptos como el LCC, LFOM, IC, TC y ocasionalmente por subsidios. Si bien todos estos componentes tienen un impacto importante en el cálculo de la métrica, no todos ellos varían significativamente para proyectos de la misma magnitud. Los primeros dos componentes están atados al precio que ofrecen los proveedores tanto del material necesario para generar energía como para el mantenimiento de estos. Si bien los precios ofertados pueden ser distintos, las variaciones de la oferta no suelen ser tan dispares, ya que el precio es internacional. Algo similar sucede con el costo de integración, dado que este depende exclusivamente de los precios ofertados en el mercado. En otras palabras, cuando calculamos el LCOE, los componentes como LCC, LFOM y IC no suelen variar significativamente entre distintos proyectos de la misma magnitud, por ende, no reflejan un gran desvío a la métrica general del LCOE.

Sin embargo, el TC sí tiene una dificultad mayor respecto al resto de los factores. Este costo no depende del material utilizado en la generación, ni de la diferencia del precio de mercado, sino que depende especialmente de la distancia que tendrá la planta de generación respecto con la ubicación de la demanda. Por lo que, podemos estar comparando proyectos de la misma magnitud de generación, pero si uno tiene mayor distancia al centro de consumo, este será mucho más costoso. Esto me lleva a preguntar: ¿cuánto más costoso podría ser el proyecto ante cambios en este componente?, y la respuesta la podemos encontrar en la Figura 36.

Considerando el cálculo propio de LCOE para energía solar en su límite inferior, se puede observar que, si mantenemos los supuestos constantes y solo variamos el TC en un 100%, la relación de este componente en el valor final del LCOE es del 15%.

Figura 36

Sensibilidad del LCOE ante cambios en el TC base (en %)

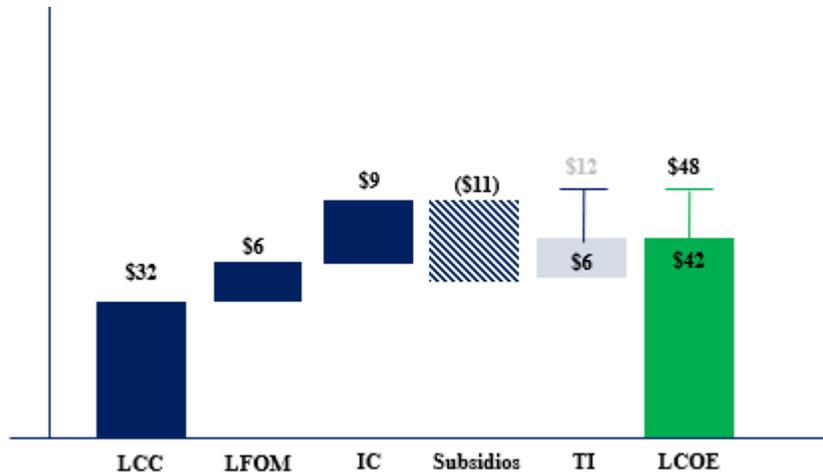


Nota: Para realizar la sensibilidad se tuvo en cuenta el cálculo propio de LCOE solar límite inferior. Se fue sensibilizando el costo de integración en diversos porcentajes (impacto en el TC), y se obtuvo una variación (o impacto en el LCOE) respecto al cálculo base. Elaboración propia.

En la Figura 37 se puede visualizar el impacto en valores absolutos, donde ante un cambio del 100% en el TC, se visualiza una elevación del costo en 6 USD totales..

Figura 37

Componentes de LCOE solar límite inferior con franja de costo de integración (en USD/MWh)



Nota: Componentes que hacen al cálculo del LCOE en magnitudes. La línea sobresaliente en TI y LCOE indica el valor máximo que puede alcanzar en el escenario de que se duplique el TI considerado.

Esto quiere decir que, si ubicamos la planta de generación a cortas distancias en relación con la demanda, podríamos ahorrar aproximadamente 6 USD o un 15% del costo posible. Por lo tanto, la ubicación donde se desarrollará el proyecto de inversión podría definir parte de la rentabilidad de este, ya que muchas veces la energía debe ser vendida a un precio determinado que podría generar pérdidas si se encuentra por debajo del LCOE estimado.

9. Conclusiones

Tal como se desarrolló a lo largo del presente trabajo, a la hora de determinar la rentabilidad de un proyecto se suelen utilizar medidas como el VAN y la TIR. Sin embargo, estas medidas presentan ciertas limitaciones que no permiten ver claramente los resultados que hacen al Flujo de Fondos de una Inversión. Aun así, son las métricas más utilizadas ya que no existen otras que mejoren el análisis de viabilidad de un proyecto, salvo en materia de energía. En el sector energético se ha introducido un nuevo indicador conocido como el LCOE que permite cambiar el enfoque que se suele dar a los proyectos de inversión en general.

En este trabajo vimos que esta métrica nos permite definir el precio *breakeven* al que se requiere vender la electricidad generada por un activo para compensar los costos totales de producción durante su vida útil. Si bien existen dos caminos posibles para alcanzar el resultado, el cálculo más utilizado es el obtenido por la división entre la sumatoria de los costos de tal proyecto a lo largo de su vida y la sumatoria de la energía producida en ese mismo periodo. No debemos olvidarnos de que todos estos costos que hacen al LCOE están afectados por el factor de capacidad de la energía estudiada.

Asimismo, a lo largo del trabajo, se ha demostrado que esta métrica ha permitido no solo mitigar los riesgos que métricas como el VAN y la TIR conllevan, sino que también ha introducido nuevos análisis posibles en materia energética. A partir de este índice se pueden realizar análisis históricos de costos, proyecciones a futuro, comparaciones geográficas y diferenciación entre distintos tipos de tecnologías para determinar la competitividad de estas. Cabe destacar que este último análisis no tendría sentido si se comparan proyectos de forma aislada sin considerar la proporcionalidad o tamaño relativo entre ellos. De todas formas, si este análisis se lleva a cabo considerando este punto de inflexión, podemos observar que el LCOE es fundamental para definir estrategias y estimar precios en base a una rentabilidad objetivo.

A partir de los análisis estudiados, se ha concluido que hoy en día, las energías renovables se están volviendo competitivas en relación con energías producto de combustibles fósiles. Esta conclusión es importante ya que vimos que permite monitorear el cumplimiento de algunos objetivos de desarrollo sostenible a nivel mundial como el conocido como acción por el clima.

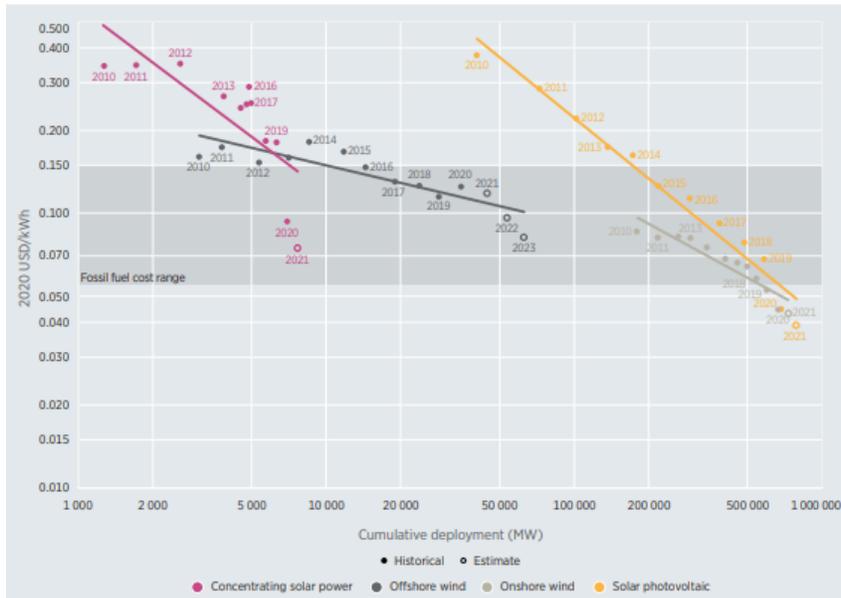
Para finalizar el trabajo, se ha estudiado el caso particular de Argentina, donde se alcanzaron resultados entre 42 y 63 USD/MWh para energía solar, y entre 46 y 60 USD/MWh para energía eólica. Estos valores no se encuentran alejados de los informados a nivel mundial, por lo que posiciona a Argentina como un país competitivo en materia de energía.

Finalmente, en medio del análisis anterior, se ha descubierto que existe una sensibilidad del 15% en el LCOE ante cambios del 100% en el costo de transmisión. Esto ha llevado a concluir que es importante definir estratégicamente la ubicación de la planta de generación en relación con el punto de demanda para que de esta forma se logre ahorrar aproximadamente 6 USD/MWh.

10. Anexos

Anexo 1

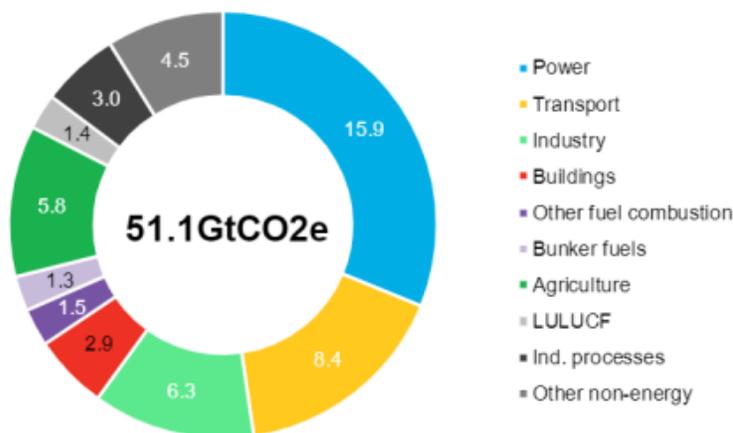
Curva de aprendizaje global por tipo de tecnología desde 2010-2020



Nota: El gráfico muestra la curva de aprendizaje de los costos de capital necesarios para llevar a cabo proyectos de energía solar y eólica. Recuperado de *Renewable Power Generation Cost 2020* (p. 39), por International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021.

Anexo 2

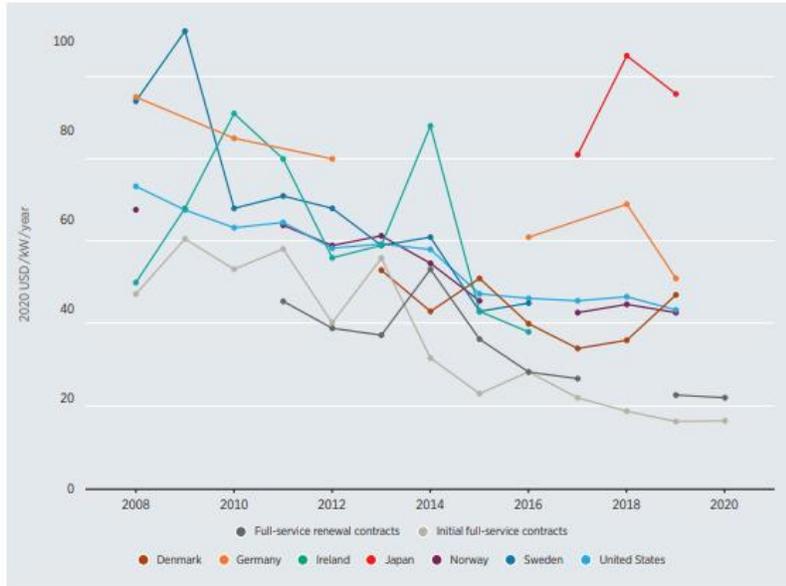
Emisiones de gases de efecto invernadero estimadas 2019 por sector



Nota: El gráfico muestra las emisiones de gases de efecto invernadero separados por sector en el año 2019. En el mismo se visualiza que el sector energético es el que mayor emisión emite. Datos tomados *New Energy Outlook 2021* (p.13) por Bloomberg New Energy Finance, 2021.

Anexo 3

Índice de Operación y Mantenimiento (O&M) promedio por países entre 2008 y 2020.



Nota: El gráfico muestra el índice de Levelized Cost of O&M promedio de Dinamarca, Alemania, Irlanda, Japón, Noruega, Suecia y Estados Unidos entre los años 2008 y 2020. Recuperado de *Renewable Power Generation Cost 2020* (p. 61), por International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021.

Anexo 4

Metodología de cálculo del LCOE (Lazard)

Levelized Cost of Energy Comparison—Methodology

(\$ in million, unless otherwise noted)

Lazard's LCOE analysis consists of creating a power plant model representing an illustrative project for each relevant technology and solving for the \$/MWh value that results in a levered IRR equal to the assumed cost of equity (see subsequent "Key Assumptions" pages for detailed assumptions by technology)

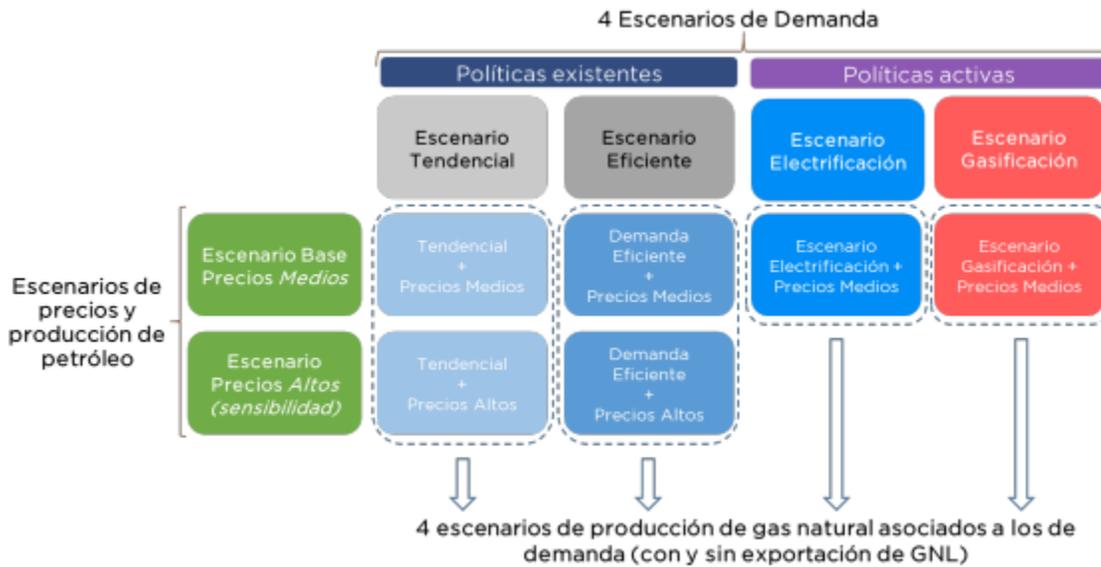
Year ⁽¹⁾		Unsubsidized Wind — High Case Sample Illustrative Calculations					20	Key Assumptions ⁽⁴⁾	
		0	1	2	3	4		5	
Capacity (MW)	(A)	175	175	175	175	175	175	Capacity (MW)	175
Capacity Factor	(B)	38%	38%	38%	38%	38%	38%	Capacity Factor	38%
Total Generation (TODD MWh)	(A) x (B) = (C) ⁽²⁾	583	583	583	583	583	583	Fuel Cost (\$/MMWh)	\$0.00
Levelized Energy Cost (\$/MWh)	(D)	\$53.7	\$53.7	\$53.7	\$53.7	\$53.7	\$53.7	Heat Rate (Btu/MWh)	0
Total Revenues	(C) x (D) = (E) ⁽²⁾	\$31.3	\$31.3	\$31.3	\$31.3	\$31.3	\$31.3	Fixed O&M (\$/kW-year)	\$39.5
Total Fuel Cost	(F)	--	--	--	--	--	--	Variable O&M (\$/MWh)	\$0.0
Total O&M	(G) ⁽³⁾	6.9	7.0	7.2	7.3	7.5	10.7	O&M Escalation Rate	2.26%
Total Operating Costs	(F) + (G) = (H)	\$6.9	\$7.0	\$7.2	\$7.3	\$7.5	\$10.7	Capital Structure	
EBITDA	(E) - (H) = (I)	\$24.4	\$24.3	\$24.1	\$23.9	\$23.8	\$20.6	Debt	60.0%
Debt Outstanding - Beginning of Period	(J)	\$152.3	\$149.2	\$146.0	\$142.4	\$138.6	\$14.1	Cost of Debt	8.0%
Debt - Interest Expense	(K)	(12.2)	(11.9)	(11.7)	(11.4)	(11.1)	(1.1)	Equity	40.0%
Debt - Principal Payment	(L)	(3.0)	(3.3)	(3.5)	(3.8)	(4.1)	(14.1)	Cost of Equity	12.0%
Levelized Debt Service	(K) + (L) = (M)	(\$15.2)	(\$15.2)	(\$15.2)	(\$15.2)	(\$15.2)	(\$15.2)	Taxes and Tax Incentives:	
EBITDA	(I)	\$24.4	\$24.3	\$24.1	\$23.9	\$23.8	\$20.6	Combined Tax Rate	40%
Depreciation (MACRS)	(N)	(50.8)	(81.2)	(48.7)	(29.2)	(29.2)	--	Economic Life (years) ⁽⁵⁾	20
Interest Expense	(K)	(12.2)	(11.9)	(11.7)	(11.4)	(11.1)	(1.1)	MACRS Depreciation (Year Schedule)	5
Taxable Income	(I) + (N) + (K) = (O)	(\$38.5)	(\$68.9)	(\$36.3)	(\$16.7)	(\$16.5)	\$19.4	Capex	
Tax Benefit (Liability) ⁽²⁾	(O) x (tax rate) = (P)	\$15.4	\$27.6	\$14.5	\$6.7	\$6.6	(\$7.8)	EPC Costs (\$/kW)	\$1,450
After-Tax Net Equity Cash Flow	(I) + (M) + (P) = (Q)	(\$101.5) ⁽³⁾	\$24.6	\$36.6	\$23.4	\$15.4	\$15.2	Additional Owner's Costs (\$/kW)	\$0
IRR For Equity Investors			12.0%					Transmission Costs (\$/kW)	\$0
								Total Capital Costs (\$/kW)	\$1,450
								Total Capex (\$/m)	\$254

Source: Lazard estimates.
 Note: Wind—high LCOE case presented for illustrative purposes only.
 -- Denotes unit conversion.
 (1) Assumes full-year conversion for discounting purposes.
 (2) Assumes full monetization of tax benefits or losses immediately.
 (3) Reflects initial cash outflow from equity investors.
 (4) Reflects a "key" subset of all assumptions for methodology illustration purposes only. Does not reflect all assumptions.
 (5) Economic life with debt amortization schedule. For comparison purposes, all technologies utilize LCOE on a 20-year IRR basis.
 This study has been prepared by Lazard for general informational purposes only, and it is not intended to be, and should not be construed as, financial or other advice. No part of this material may be copied, photocopied or duplicated in any form by any means or redistributed without the prior consent of Lazard.

Nota: El gráfico muestra el índice de Levelized Cost of O&M promedio de Dinamarca, Alemania, Irlanda, Japón, Noruega, Suecia y Estados Unidos entre los años 2008 y 2020. Datos tomados de *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 14.0* (p.14), por Lazard, 2020.

Anexo 4

Configuración de Escenarios Energéticos 2030 - SGE



Nota: El gráfico muestra ciertas consideraciones que se tuvieron en cuenta al estimar los escenarios para el año 2030. Datos recuperados de *Escenarios Energéticos 2030* (p. 23), por SGE, 2019.

Anexo 6

Emisiones de GEI por GWh de generación eléctrica en cada Escenario de SGE

	2018	2030			
		Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Emisiones por unidad de generación tCO ₂ e/GWh	294	155 (-5,2% a.a.)	137 (-6,2% a.a.)	170 (-4,5% a.a.)	154 (-5,2% a.a.)

Nota: El gráfico muestra las emisiones de dióxido de carbono por cada gigavatio hora generado con energía eléctrica en cada escenario. Datos recuperados de *Escenarios Energéticos 2030* (p. 21), por SGE, 2019.

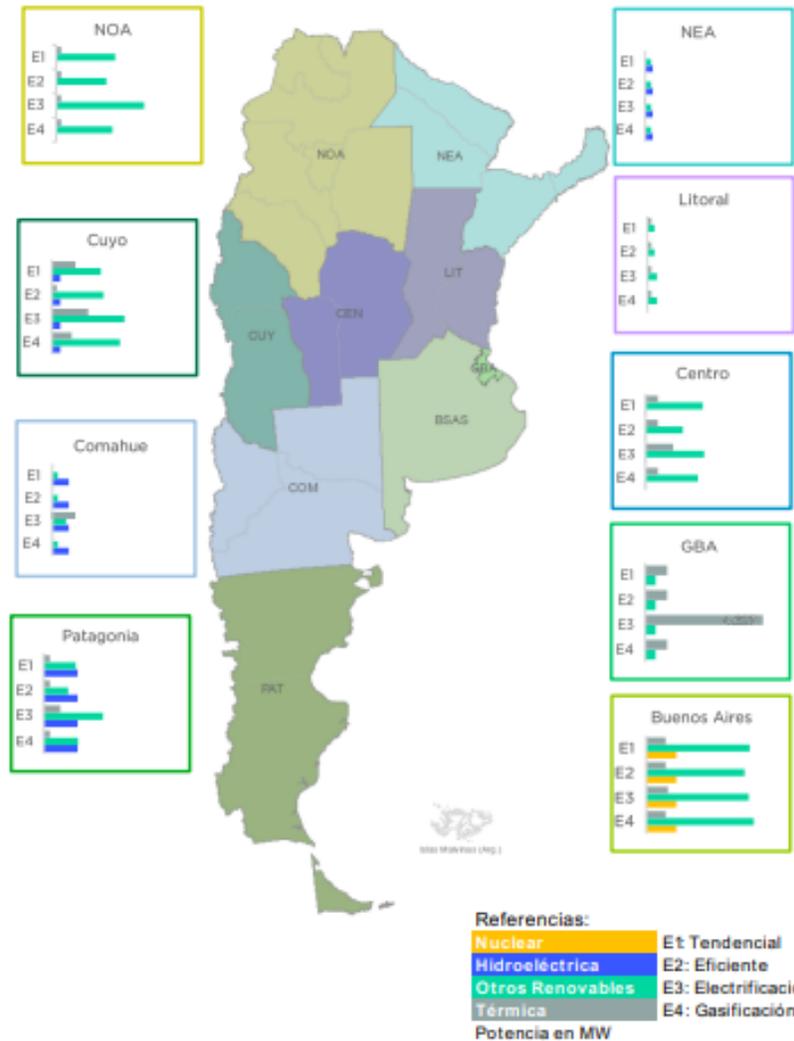
Anexo 7**Impuestos al carbono en USD/tCO_{2e}**

Jurisdicción	Impuesto al carbono	SCE
Suecia	127	
Suiza	96	6
Liechtenstein	96	
Finlandia	70 (comb. para transporte); 60 (otros comb. fósiles)	
Francia	50	
Islandia	31	
Dinamarca	26 (líquidos); 23 (gas)	
Unión Europea		25
Reino Unido	24 (mínimo)	
Alberta (Canadá)	22	
Corea		22
Eslovenia	19	
Nueva Zelanda		17
España	17	
California (EEUU)	16	
Quebec (Canadá)	16	
Terranova y Labrador (Canadá)	15	
Portugal	14	
Pekín (China)		11
Argentina	1 (fueloil y carbón mineral); 6 (otros)	
Colombia	6	
Letonia	6	
Chile	5	
Shanghái (China)		4
Singapur	4	
Noruega	3 (mínimo)	
México	<1 (mínimo); 3 (máximo)	
Japón	3	
Estonia	2	
Tianjin y Fujian (China)	2	
Ucrania	<1	
Polonia	<1	
Shenzhen y Chongqing (China)		<1

Nota: El gráfico muestra el impuesto al carbono adoptado por cada país. Datos recuperados de *Escenarios Energéticos 2030* (p. 172), por SGE, 2019, que a su vez fueron recuperados de *State and Trends of Carbon Pricing 2019* por Banco Mundial.

Anexo 8

Nueva potencia instalada acumulada a 2030 por escenario y por región



Nota: El gráfico muestra ciertas consideraciones que se tuvieron en cuenta al estimar los escenarios para el año 2030. Datos recuperados de *Escenarios Energéticos 2030* (p. 113), por SGE, 2019.

Anexo 9

Supuestos para evaluación de proyectos hidroeléctricos específico

Unidad	Tasa de descuento %	Capex USD/kW	Opex (incluye combustible) USD/MWh	Factor de uso %	Repago del financiamiento / Vida útil Años
IV Central	5,75%	6.580	26,8	90%	14

Fuente: SSPE - Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

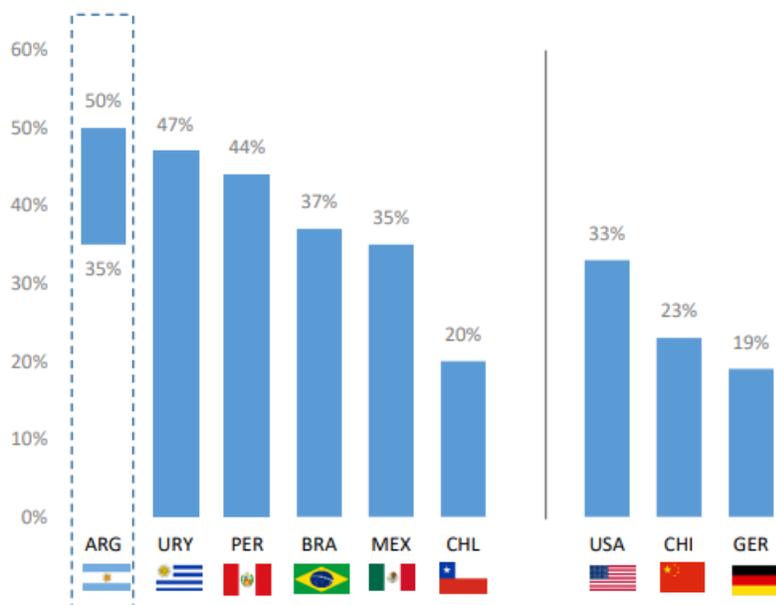
Tabla N° 16-5: Supuestos para evaluación de proyectos hidroeléctricos específicos

Unidad	Tecnología	Tasa de descuento %	Capex USD/kW	Opex USD/MWh	Factor de uso %	Repago del financiamiento Años
Aña Cuá	De pasada	6,0%	1.300	11,9	70%	20
Condor Cliff / La Barrancosa	De pasada/ embalse	6,0%	3.200	36,4	45%	20
Chihuido	Embalse/ Multipropósito	6,0%	2.500	12,2	31%	20
Portezuelo		6,0%	4.200	6,2	48%	20
El Tambolar		6,0%	6.900	2,4	56%	20

Nota: El gráfico muestra ciertas consideraciones que se tuvieron en cuenta al estimar el LCOE de proyectos específicos de energía hidroeléctrica. Datos recuperados de *Escenarios Energéticos 2030* (p. 174), por SGE, 2019.

Anexo 10

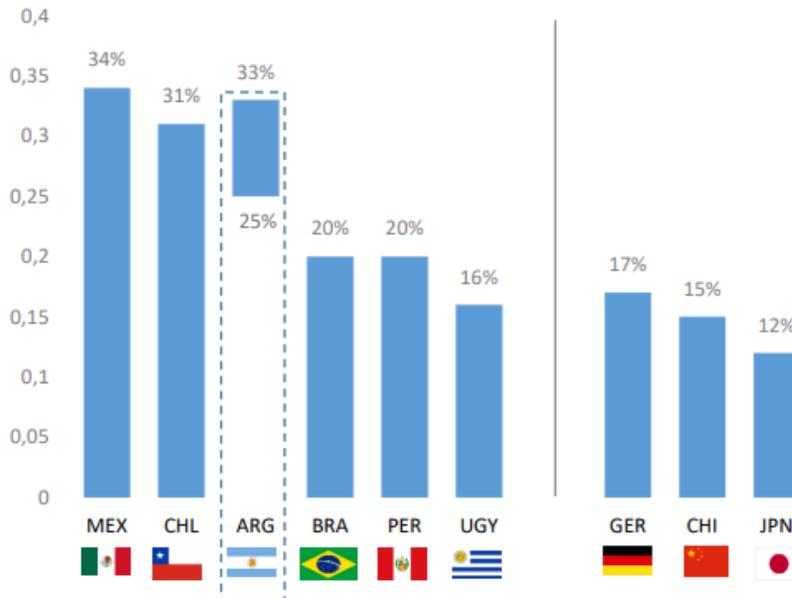
Factor de Capacidad energía eólica en países seleccionados



Nota: El gráfico muestra el factor de capacidad de energía eólica para determinados países dentro de los cuales se encuentra Argentina. Datos recuperados de *Why Argentina. Power Opportunities* (p. 19), por la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional, 2019. (<https://www.inversionycomercio.org.ar/uploads/banco/archivos/1559154619-Energ%C3%ADa.pdf>)

Anexo 11

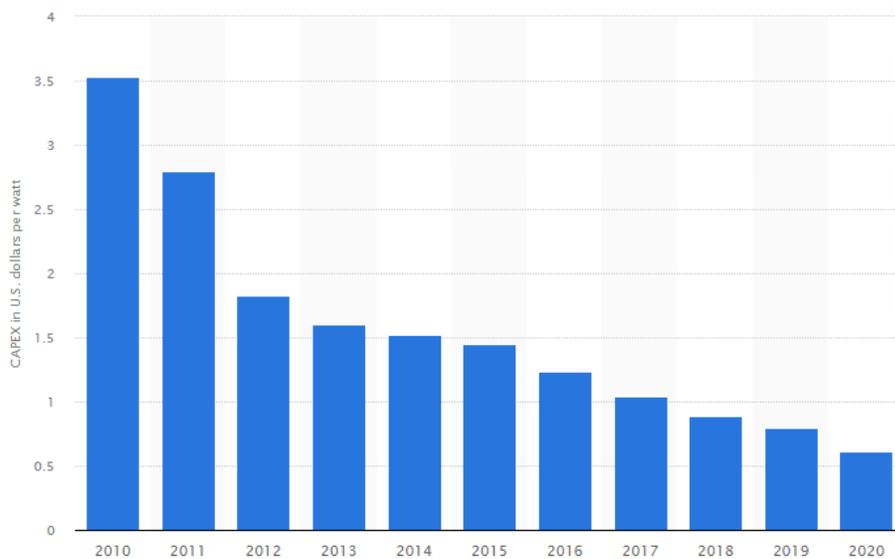
Factor de Capacidad energía solar en países seleccionados



Nota: El gráfico muestra el factor de capacidad de energía solar para determinados países dentro de los cuales se encuentra Argentina. Datos recuperados de *Why Argentina. Power Opportunities* (p. 18), por la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional, 2019. (<https://www.inversionycomercio.org.ar/uploads/banco/archivos/1559154619-Energ%C3%ADa.pdf>)

Anexo 12

Benchmarking mundial de costos de capital para paneles fotovoltaicos (utility scale) desde 2010 a 2020



Nota: El gráfico muestra el costo de paneles solares a nivel mundial a lo largo de los años. Datos recuperados de *Benchmark capital expenditure for utility-scale solar*

photovoltaics worldwide from 2010 to 2020, por Statista, 2020. (<https://www.statista.com/statistics/971982/solar-pv-capex-worldwide-utility-scale/#:~:text=Global%20benchmark%20capex%20for%20utility%2Dscale%20solar%20PV%202010%2D2020&text=Between%202010%20and%202020%2C%20figure%20s,0.61%20U.S.%20dollars%20per%20watt.>)

Anexo 13

Costos de mantenimiento para proyectos fotovoltaico

Year	OECD 2020 USD/kW/year	Non-OECD 2020 USD/kW/year
2010	26.2	24.7
2011	23.2	22.7
2012	22.6	17.6
2013	22.1	14.8
2014	21.6	13.2
2015	20.9	12.0
2016	20.4	10.9
2017	20.8	10.5
2018	19.4	10.0
2019	18.5	9.6
2020	17.6	9.3

Nota: El gráfico muestra el costo de mantenimiento histórico que se ha considerado para el cálculo del LCOE en el artículo de IRENA 2020. El valor del año 2020 fue considerado para hacer estimación propia en el presente trabajo. Recuperado de *Renewable Power Generation Cost 2020* (p. 173), por International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021.

11. Bibliografía

- Adnan Z. Amin. *El potencial de competitividad de la energía renovable en términos de costos*. Recuperado de <https://www.un.org/es/chronicle/article/el-potencial-de-competitividad-de-la-energia-renovable-en-terminos-de-costos>
- Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional. (2019). *Why Argentina. Power Opportunities*. Recuperado de <https://www.inversionycomercio.org.ar/uploads/banco/archivos/1559154619-Energ%C3%ADa.pdf>
- Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Child, M., Ram, M. (2018). *A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030*. Research Gate. doi: 10.1016/j.jclepro.2018.07.159
- Aghahosseini, A., Breyer, C., Bogdanov, D., Child, M., Lohrmann, A. & Ram, Manish. (2018). *A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030*. Journal of Cleaner Production. doi: 10.1016/j.jclepro.2018.07.159
- Aldersey-Williams, J., Broadbent, I. D., & Strachan, P. A. (2019). *Better estimates of LCOE from audited accounts – A new methodology with examples from United Kingdom offshore wind and CCGT*. Elsevier B.V. doi: 10.1016/j.enpol.2018.12.044
- Barry, P. J., Myers, R. J., & Robison, L. J., (2015). *Consistent IRR and NPV rankings*. Agricultural Finance Review; Bingley Tomo 75, N.º 4. doi:10.1108/AFR-06-2015-0025
- Bloomberg New Energy Finance (2021, Junio). *1H 2021 LCOE Update. Rising commodity prices start biting* (p. 11-15).
- Boqiang, L., & Ouyang, X. (2014). *Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China*. Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.enpol.2014.03.030
- BP (2020). *Statistical Review of World Energy*. Recuperado de <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- Secretaria de Gobierno de Energía (2019). *Escenarios energéticos 2030*. Recuperado de http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf
- Carlo Mari (2020, 16 de Julio). *Stochastic NPV Based vs Stochastic LCOE Based Power Portfolio Selection Under Uncertainty*. Energies.
- Corporate Finance Institute. *Experience Curve*. Recuperado de <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/strategy/experience-curve/>
- Damodaran Aswath (2012). *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset*. New Jersey. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken.
- De Vivero, G., Fekete, H., Hagemann, M., Kurdziel, M. J., & Nascimento, L.. (2020). *Decreasing costs of renewables - Implications for Argentina's climate targets*. NWE Climate Institute. Recuperado de <https://newclimate.org/wp-content/uploads/2020/12/Impact-of-Cost-Progressions-on-Argentinas-NDC-Technical-Analysis.pdf>
- Ding, G., Runeson, G. (2020). *A 'triple bottom line approach to advanced project evaluation'*
- Edenhofer, O., Hirth, L., Luderer, G., & Ueckerdt, R. (2013). *System LCOE: What are the costs of variable renewables?*. Energy 63, 61-75. Recuperado de <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>
- Edenhofer, O., Hirth, L., Ueckerdt, F. (2015). *Integration costs revisited - An economic framework for wind and solar variability*. Elsevier B.V. Recuperado de <https://neon.energy/Hirth-Ueckerdt-Edenhofer-2015-Integration-Costs-Revisited-Framework-Wind-Solar-Variability.pdf>
- EL-Shiny, M. (2012, 23 de Diciembre). *Analysis of Levelized Cost of Energy (LCOE) and Grid Parity for Utility-Scale Photovoltaic Generation Systems*. Ain Shams University. Recuperado de <https://1lib.cz/book/2600659/320388>

- Fraunhofer Intitute for Solar Energy System ISE (2021, Junio). *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*. Recuperado de <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>
- International Agency (2020). *Projected Cost of Generating Electricity*. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>
- IRENA (2020). *Renewable Power Generation Costs In 2019*. International Renewables Energy Agency. Abu Dhabi. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf
- IRENA (2021). *Renewable Power Generation Costs In 2020*. International Renewables Energy Agency. Abu Dhabi. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf
- Lazard (2020). *Lazard's Levelized Cost Of Energy Analysis — Version 14.0*. Recuperado de <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>
- Ley 26.190 de 2015. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación. 23 de Septiembre de 2015. D.O. No 33239.
- Loewen, J. (2020). *LCOE is an undiscounted metric that inaccurately disfavors renewable energy resources*. Elsevier Inc. doi: 10.1016/j.tej.2020.106769
- Magni, C. A., & Marchioni, A. (2020). *Average rates of return, working capital, and NPV-consistency in project appraisal: A sensitivity analysis approach*. Elsevier B.V. doi: 10.1016/j.ijpe.2020.107769
- Morgan Standly (2006). *Journal of Applied Corporate Finance: Valuation, Capital Budgeting and Value-Based Management*.
- Osborne, M. J. (2010). *A resolution to the NPV-IRR debate?*. Elsevier B.V. doi: 10.1016/j.qref.2010.01.002
- Patrick, M., & French, N., (2016). *The internal rate of return (IRR): projections, benchmarks, and pitfalls*. doi: 10.1108/JPIF-07-2016-0059
- Statista (2020). *Benchmark capital expenditure for utility-scale solar photovoltaics worldwide from 2010 to 2020*. Recuperado de <https://www.statista.com/statistics/971982/solar-pv-capex-worldwide-utility-scale/>
- The World Bank (2005). *When and how to use NPV, IRR and modified IRR*. Washington, DC. Recuperado de <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/11792>
- Trinomics (2020). *Final Report Cost of Energy (LCOE)*. Brussels: Publications Office of the European Union. Recuperado de <http://trinomics.eu/wp-content/uploads/2020/11/Final-Report-Cost-of-Energy-LCOE.pdf>
- U.S. Energy Information Administration (2013). *Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology Supplement*. Recuperado de https://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/methodology_supplement.pdf
- U.S. Energy Information Administration (2021). *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021i*. Recuperado de https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- Weber, T. A. (2014). *On the (non-)equivalence of IRR and NPV*. Elsevier B.V. doi: 10.1016/j.jmateco.2014.03.006
- Wilhelm Kuckshinrichs (2021, 13 de Febrero). *LCOE: A Useful and Valid Indicator—Replica to James Loewen and Adam Szymanski*. Energies. Recuperado de <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/2/406>