Los costos reales de la generación intermitente

Jacques Clerc
DII-Universidad de Chile

Este documento sintetiza "Costos de integración de ERNC intermitentes y estacionales: convergiendo costos privados con costos sociales" de Juan Carlos Olmedo y Jacques Clerc; presentado en el 6to encuentro anual de políticas públicas en enero de 2015.

Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) consideradas en la normativa del sector eléctrico chileno incluyen fuentes de generación con características intermitentes e inciertas, como son las tecnologías eólica y solar fotovoltaica. La incorporación de fuentes variables a gran escala impone costos en el resto del sistema creando una divergencia entre los costos reales y los que efectivamente perciben (no pagan todo lo que cuestan). En el corto plazo, el resto del sistema debe ajustarse para tal entrada y flexibilizar su operación de manera costosa subsidiando la generación y transmisión de las fuentes intermitentes. En el largo plazo, se distorsionan las señales de inversión alejando al sistema del óptimo social.

Un principio básico para la correcta asignación de recursos es que los precios reflejen los verdaderos costos de la generación. En este sentido, la cuota definida por la regulación chilena es preocupante al imponer costos al resto del sistema y amenazar el objetivo explícito del gobierno de reducir los precios de la energía eléctrica en una estrategia consistente con el desarrollo económico del país. La experiencia internacional entrega lecciones sobre la prudencia, gradualidad y aprendizaje que requiere la incorporación a gran escala de capacidad intermitente, y que puede resultar en costos muy importantes para los sistemas, las empresas y consumidores finales[1]. La mitigación de gases efecto invernadero debe abordarse pero desde una perspectiva tecnológico-neutral y consistente con las exigencias que se definan en las instancias internacionales pertinentes.

1. Los Costos Reales de las Fuentes Intermitentes de Generación

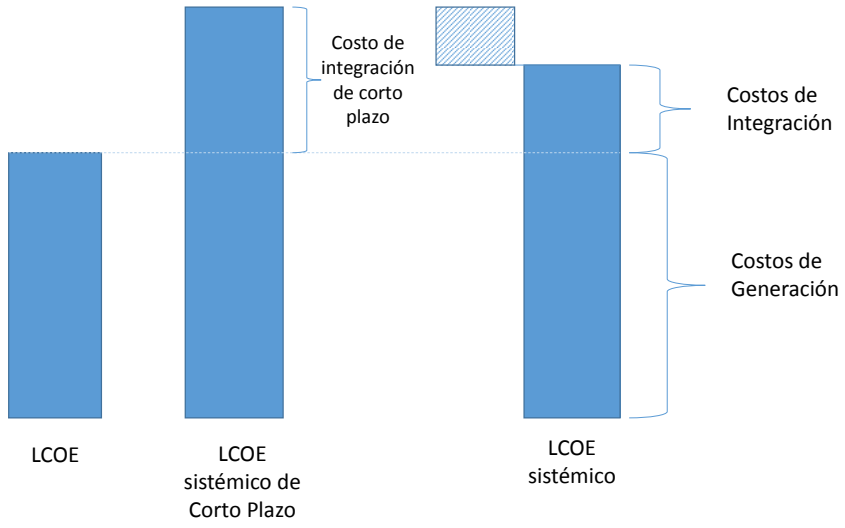
Pérez-Arriaga & Battle (2012) definen una fuente intermitente como aquella con variabilidad no controlable y parcialmente impredecible. Otros autores (como Ueckerdt et al., 2013) han destacado además la especificidad de la ubicación como característica clave de estas fuentes. Estos atributos se relacionan directamente con nuevos costos asociados a la inclusión a gran escala de fuentes renovables en los sistemas de generación. Es decir, además de los costos asociados la inversión y operación de las centrales capturados en el

[1] Un caso emblemático es el alemán. En Alemania, la inclusión de generación intermitente apoyada por subsidios explícitos, ha resultado en bajas del costo marginal medio de 80 €/MWh en 2008 a valores bajo 40 €/MWh en 2013 (Economist, 2013). Sin embargo, los precios a consumidores finales han aumentado alcanzado cifras que llegan a 0.292 €/kWh llevando a cuestionar toda la política energética de ese país. Otro caso interesante de revisar es el español que revirtió subsidios importantes por impactos en el mercado y costos para el Estado.

costo de desarrollo[2], hay categorías adicionales, los costos de integración, que surgen del impacto que la generación intermitente ocasiona en el resto del sistema. No incorporar los costos de integración lleva a subestimar los costos reales de las fuentes intermitentes mejorando su competitividad relativa con impactos en el corto y largo plazo.

La figura siguiente ilustra el costo de desarrollo de una fuente intermitente y cómo debe imputársele el costo adicional que genera en el resto del sistema para tener una métrica correcta de su impacto. Estos son los llamados costos de integración que deben agregárseles a los costos de desarrollo de la generación intermitente. Se distingue entre el corto y el largo plazo considerando que la correcta planificación permite acotar los costos de integración.

Figura 1 Costo de desarrollo (LCOE) y costos de integración



Fuente: Elaboración propia en base a Ueckerdt et al, 2013.

En general, y sin considerar los costos de integración, los costos de desarrollo de tecnologías intermitentes dependen fuertemente de los parámetros que definen dicho indicador como factor de planta y costo unitario de capital. En particular, al analizar la sensibilidad de los costos de desarrollo de fuentes intermitentes mediante técnicas de simulación, resulta que el factor de planta domina en su contribución a la varianza del indicador de costo por sobre otros parámetros incluyendo el costo de capital. Se desprende entonces que un factor de planta alto es crucial para que el costo de desarrollo resulte bajo. La elección de parámetros determinará el costo de desarrollo implícito y

[2] El costo de desarrollo representa aquel pago constante por la energía generada (US$/MWh) que permitiría financiar el proyecto de generación para todo el horizonte de operación de forma tal de garantizarle un determinado nivel de rentabilidad. Se incluyen categorías de costos de capital, mantenimiento y operacionales (incluyendo combustible).

explica parte importante de las divergencias entre estudios que analizan la incorporación capacidad renovable.

Respecto de los costos de integración, la literatura suele distinguir (al menos) tres categorías como se explica a continuación:

- Costos de Balance

Esta categoría de costos es una consecuencia de la naturaleza variable y aleatoria de las fuentes de generación intermitentes y de la no imputación adecuada de los servicios complementarios. La generación intermitente exige mayores requerimientos de flexibilidad y adaptación a pesar de restarle estos atributos al sistema cuando se aumenta su participación.

La generación ERNC incrementa la frecuencia de cambios de carga neta exigiendo mayor capacidad de respuesta del sistema en distintas escalas temporales (desde minutos a días) demandando ajustes del resto del sistema. Para lograr equilibrar la oferta con la demanda en cada instante, la integración de generación variable impone requerimientos, asociados a costos, de mayor generación flexible, capacidad de reserva y de uso subóptimo de centrales térmicas[3].

En cuanto a su aporte al sistema, las centrales intermitentes no entregan inercia al sistema, factor muy relevante para contener los efectos de perturbaciones ocasionadas por desconexiones de componentes de generación y/o transmisión del sistema. Actualmente algunos fabricantes están haciendo pruebas con parques eólicos con el propósito de contribuir con la inercia del sistema (Atienza, 2014).

Los servicios complementarios se refieren a aquellos recursos del sistema que se requieren para obtener una operación confiable y con los estándares de calidad requeridos. En Chile, estos servicios son definidos por los CDEC, los cuales solo pueden ser aplicados una vez la CNE autorice su aplicación. Si bien los servicios complementarios fueron incorporados la Ley Corta I, su implantación ha sido lenta y los mecanismos de aprobación poco efectivos para atender las necesidades del sistema eléctrico. El problema es que las centrales eólicas y solares no perciben costos por este concepto, pues estos son socializados entre los demás agentes del mercado, percibiendo así un subsidio cruzado desde ellos. Es importante que los estos costos sean percibidos por las fuentes intermitentes y, para ello, una opción es que los CDEC tengan la autonomía suficiente para definir e implantar los servicios complementarios que el sistema requiere en forma oportuna y del tipo que sea necesario.

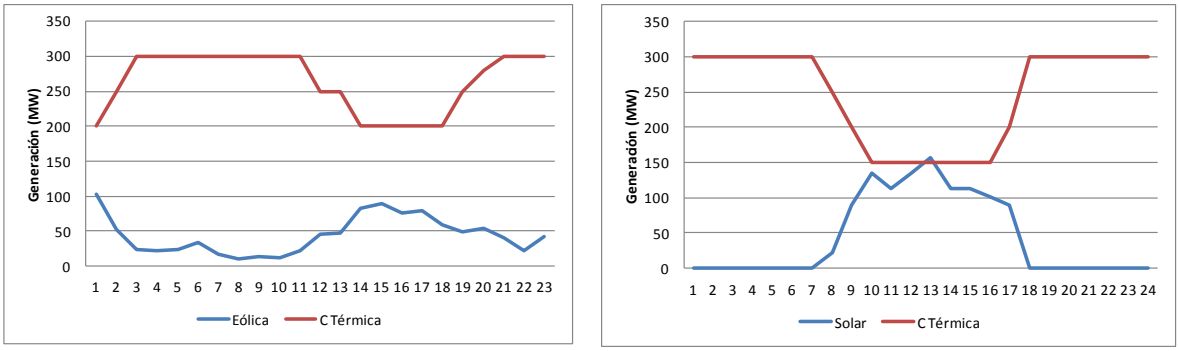
[3] Los principales costos en que incurren las centrales térmicas como consecuencia de la operación en la modalidad de ciclado, se relacionan con mayores costos de O&M, ineficiencia en el consumo de combustible y el impacto negativo en emisiones locales y globales.

- Costos de perfil de generación

La intermitencia también tiene impactos en los costos del sistema en el largo plazo. Una fuente de generación intermitente con bajo crédito de capacidad no aporta de manera significativa al reemplazo de generación convencional. Esto porque el crédito de capacidad de una unidad de generación variable será generalmente muy bajo y da cuenta de la potencia firme que es capaz de reemplazar de una central convencional[4]. Por lo anterior, la penetración a gran escala de fuentes intermitentes, puede llevar a reducir los niveles de generación de centrales eficientes para dar cabida a estos incrementos. Incluso sin considerar los costos asociados a la utilización subóptima de la capacidad térmica, la reducción en las horas de operación de éstas centrales reduce su generación total aumentando el costo medio en el llamado efecto de utilización (Nicolosi 2012).

La figura siguiente ilustra el efecto de utilización y muestra la forma en que debería modular diariamente su generación una central térmica para dar respaldo a una central eólica y una central solar, de forma de viabilizar el abastecimiento confiable y seguro de la demanda. Esta modulación reduce el factor de planta de la central térmica.

Generación horaria de centrales térmicas e intermitentes



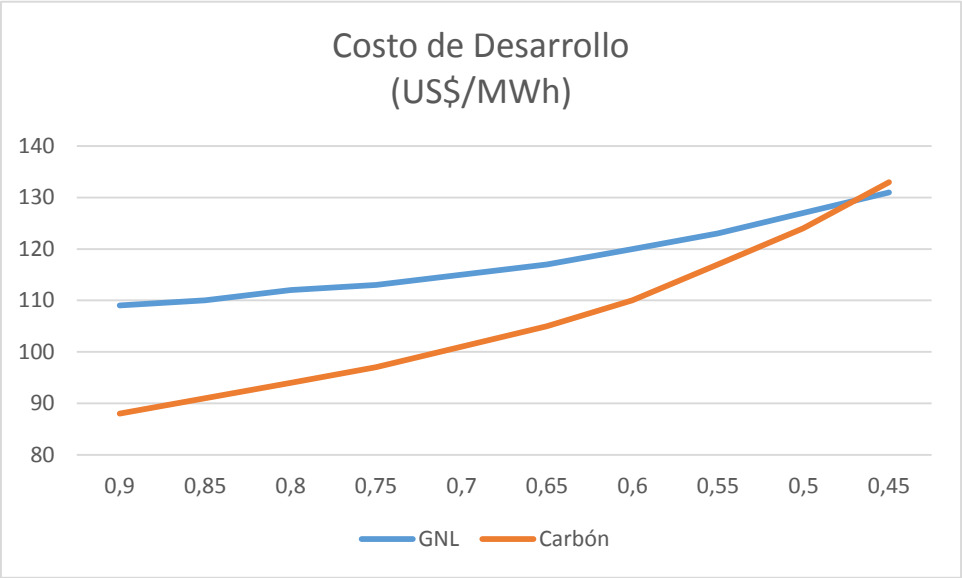
Indiscutiblemente el ajuste en el uso de la central aumenta el costo (medio): cuesta más producir y se produce menos para costear altos costos de capital iniciales. Hay entonces dos opciones poco auspiciosas en el corto o mediano plazo: se sube el precio o se afecta la rentabilidad de las generadoras y la inversión.

En el largo plazo, considerando que el precio de los contratos de suministro a consumidores finales es determinado por el costo medio de desarrollo de una central térmica eficiente, y que el generador no verá afectada su rentabilidad, una primera aproximación para estimar el impacto en precios de una penetración a gran escala de

[4] El crédito de capacidad es un indicador sobre el aporte a la confiabilidad de largo plazo (suficiencia) del generador o conjunto de generadores incorporados y suele expresarse en términos porcentuales de la capacidad nominal de una planta. El crédito de capacidad depende de la correlación existente entre la demanda de punta y la generación.

energía solar y eólica se puede hacer considerando que la central térmica hará la modulación de carga o respaldo para dichas centrales.

El efecto en el precio del suministro al cliente final se puede estimar considerando que la central termoeléctrica de expansión debe reducir su factor de planta, desde un 90% o 85% actual, a niveles más bajos dependiendo de la participación que alcancen las fuentes ERNC. De esta manera se observan las bajas en niveles de generación que debe efectuar la central de base para dar cabida a dichas fuentes ERNC, cuyo impacto en costo medio de largo plazo de las centrales térmicas eficientes se muestra en la figura siguiente, lo que representa el precio que llega al consumidor final. Cabe mencionar que solo se han considerado los efectos en el cambio en el factor de planta de la central y no se incluyen otros costos de integración que incrementarían más el precio.



- Costos de transmisión y de redes

La existencia de bloques de generación con alta estacionalidad e intermitencia aumenta los requerimientos del sistema de transmisión. La integración a gran escala de generación variable podría hacer necesarias mayores holguras de capacidad a fin de efectuar modulaciones y transferencias de carga.

En Chile, la incorporación de generación intermitente también se asocia a divergencias en los costos sociales y privados en los pagos de transmisión debido a la forma en que se remunera, en particular la transmisión troncal. La transmisión se remunera en función del uso esperado que hacen las centrales generadoras en un año, es decir, la transmisión se paga en función del factor de planta de cada central generadora. Las centrales intermitentes son altamente demandantes en capacidad de transmisión, tanto para evacuar sus inyecciones como para la modulación que deben hacer las centrales del resto

del sistema para dar cabida a estas fuentes. Resulta que una central eólica o solar fotovoltaica con factor de planta del orden de 30%, sólo pagaría un 30% de los costos de las líneas de transmisión que requiere para efectuar sus inyecciones. Así, el 70% de los costos de esas líneas es asignado a la generación convencional y otras ERNC que operan en forma continua, y a los consumidores, con lo cual perciben un subsidio cruzado de parte de estos agentes a las fuentes eólicas y solar fotovoltaica.

2. Costos de Integración de Generación Intermitente en Chile

La reciente ley 20/25 establece una cuota para Chile que crece gradualmente para la generación renovable no convencional y que debe llegar a 20% en el año 2025. Para evitar problemas similares a los de la experiencia internacional, debe analizarse el costo asociado a la incorporación a gran escala de nueva capacidad de ERNC intermitente. Las fuentes intermitentes dominarían la expansión de la capacidad ERNC como se infiere del cuadro siguiente.

Capacidad de generación ERNC en Chile: Actual y Futura

Tecnología	Operación	Construcción	RCA aprobada, sin construir		En calificación ambiental	
	MW	MW	MW	%	MW	%
Biomasa	461	0	94	1%	40	1%
Biogás	43	0	1	0%	8	0%
Eólica	836	61	5195	36%	2209	41%
Mini Hidraulica	343	129	322	2%	203	4%
Solar PV	222	456	7937	55%	2621	49%
Solar CSP	0	110	760	5%	260	5%
Geotermia	0	0	120	1%	0	0%
Total	**1905**	**756**	**14428**		**5340**	

Fuente: CER, SEA, CDEC, CNE. Noviembre 2014.

De los proyectos ERNC aprobados en el Sistema de Evaluación Ambiental (SEA), el 91% de la capacidad instalada corresponde a proyectos eólicos y solares fotovoltaico de naturaleza intermitente. Por otra parte, en el caso de las iniciativas que se encuentran en tramitación ambiental el 90% de ellas corresponden a proyectos eólicos y solares fotovoltaicos.

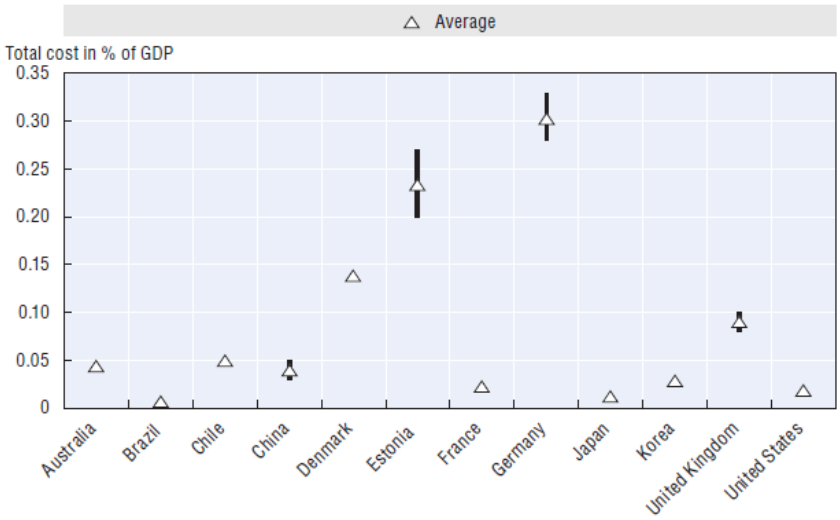
Esta distribución en la cartera de proyectos ERNC se debe, por una parte, a que los costos de desarrollo de este tipo de centrales es sustancialmente más bajo que de otras tecnologías ERNC (biomasa, mini hidráulicas, geotermia) y sus plazos de ejecución son más cortos, meses en comparación con años. Por otra parte, la divergencia entre los beneficios y costos reales y los percibidos por las fuentes intermitentes altera las señales de inversión.

A fines del año 2013 la OCDE emitió el informe “Effective Carbon Prices”, en el cual se estiman los costos de abatimiento incurridos por distintos países miembros incluyendo a Chile. En este informe, la OCDE reporta que los costos de mitigación de emisiones para Chile se estiman en alrededor de 0,05% del PIB (ver Figura 3.2 del informe, a continuación), lo cual supera a países como Australia, Brasil, China, Corea, Estados Unidos, Francia y Japón.

Costo de políticas públicas en sector energía eléctrica.

Figure 3.2. **Total costs of carbon-related policies applied in the electricity sector**

In per cent of GDP



Según las estimaciones de la OCDE, Chile ha abatido en promedio un 10% (5,6% a 14,4%) de las emisiones que habría incurrido respecto del BAU (Business as usual), a través de las políticas aplicadas en el sector eléctrico. Los costos se estiman en 69 Millones de Euros anuales para La Ley ERNC de 2007 y 14 Millones de Euros anuales para la exención de pago de peaje troncal a las centrales ERNC. En términos de equivalencia a un costo de abatimiento de las dos políticas mencionadas, el estudio determina un valor 13 a 65 Eur/ton de CO2, dependiendo del nivel de abatimiento de CO2.

Así, es esperable que el incremento de la meta de ERNC a 20% al año 2025 implicará costos adicionales a los estimados por la OCDE en 2013. Un estudio reciente (Urzúa,

2014[5]) estima el costo futuro de integración de generación intermitente en el SIC mediante el análisis de distintos escenarios de expansión de la matriz en el periodo 2017-2027. En su modelación, el autor considera aumentos de ERNC de fuentes solares fotovoltaicas y eólicas. El costo de integración para alcanzar una penetración del 20% de ERNC llega a US$68,2 por MWh de generación renovable inyectado, equivalentes a un costo incremental de US$7 por cada MWh en el suministro a los consumidores finales, un aumento de 8% en el costo de la energía. En términos agregados, el costo adicional para cumplir con la meta 20/25 es del orden de US$6 mil millones (respecto de une escenario de 10% de penetración).

Otros estudios han llegado a conclusiones similares. Por ejemplo, en un estudio de Alexander Galetovic y Cristián Hernández para la Cámara Chilena de la Construcción en 2012, sostienen que el cumplimiento de la cuota de 20% de generación renovable podría significar un costo anual en torno a US$ 500 millones.

3. Consideraciones Finales

En principio, la aplicación de cualquier instrumento regulatorio es deseable desde la perspectiva social en la medida se asocie a mayor bienestar. Una política que busque aumentar significativamente la penetración de ERNC será deseable siempre que los costos del instrumento resulten menores que sus beneficios, incluyendo por ejemplo externalidades ambientales, por lo que la meta de inclusión de ERNC es un tema delicado y determinante[6].

La cuota impuesta en la ley 20/25 en el marco normativo actual atenta contra el principio de neutralidad tecnológica. Este principio es relevante para obtener la configuración a mínimo costo del sistema de generación, incluso con restricciones y metas reducción de emisiones de CO_2. Lo anterior, es particularmente cierto en un contexto internacionalmente competitivo donde estas regulaciones presionan al alza el precio de la energía sin un acuerdo global de reducción de emisiones que nivele las reglas del juego. Por ello, en la medida que las tecnologías renovables sean realmente competitivas no hay razón para apresurar aún más su ingreso.

Asumiendo que la cuota ERNC es un hecho, lo que queda es hacer cumplir la ley a mínimo costo. Para ello, es crucial que los generadores con características intermitentes internalicen los costos que su inclusión ocasiona en la operación del sistema eléctrico en

[5] El autor incorpora en su modelación perfiles variables de generación para las tecnologías eólica y solar, y estima componentes de costos de operación, transmisión y otros factores críticos para la inyección de las ERNC para distintos niveles de penetración de generación intermitente. El estudio contribuye al tratar formal y explícitamente la capacidad de reserva, precios de equilibrio, costo de desarrollo y operación de embalses hidroeléctricos.

[6] Por supuesto que, en la medida que existan barreras no económicas que hacen que proyectos rentables no se realicen, entonces sí deben existir mecanismos que ayuden a superarlas. Esto último, ya que es deseable que estos proyectos se concreten.

conjunto y reflejen sus verdaderos costos de generación. Sólo así habrá convergencia en los costos privados que perciben las fuentes intermitentes y los costos sociales que efectivamente asume el sistema.

El regulador debe anticipar impactos potenciales en el sistema para garantizar la oferta de energía a precios competitivos mediante la planificación estratégica e incorporación gradual de fuentes intermitentes y así reducir los costos de ajuste asociados a tal penetración. En este sentido, reflejar los costos reales de todas las fuentes de generación es clave para acotar los costos inversión y operación del sistema de generación-transporte y no desfavorecer otras tecnologías convencionales y ERNC. La correcta imputación de costos permite que las decisiones privadas de inversión en generación coincidan con aquellas que minimizan el costo de generación posibilitando precios competitivos.

4. Referencias

Atienza, Luis (Noviembre de 2014), "La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico español", Seminario de integración de energía no convencional y convencional, Santiago, Chile.

Der Spiegel. (2013, 2013). Germany's Energy Poverty: How electricity became a luxury good. Der Spiegel.

EURELECTRIC, The Union of the Electricity Industry. (2010). Integrating Intermittent Renewables Sources int the EU Electricity System by 2020: Challenges and Solutions (Inf. Téc.). Brussels: EURELECTRIC.

Joskow, P.L. (2011). "Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies". The American Economic Review, 101(3), pp.238–241.

Hillestad, R. (2000). Competitive jolt. Rand Review, 24, 20-23.

Hirth, L. (2012). Integration Costs and the Value of Wind Power. Thoughts on a valuation framework for variable renewable electricity sources. Available at: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2187632.

Holttinen, H., Meibom, P., Orths, A., Lange, B., O'Malley, M., Olav Tande, J., van Hulle, F. (2011). Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration. Wind Energy, 14, 179-192.

Mills, A., Wiser, R., y Porter, K. (2009). The cost of transmission for wind energy: A review of transmission planning studies. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Environmental Energy Technologies Division.

Nicolosi, Marco (2012): The Economics of Renewable Electricity Market Integration. An Empirical and Model-Based Analysis of Regulatory Frameworks and their Impacts on the Power Market, Ph.D. thesis, University of Cologne.

OECD (2013), *Effective Carbon Prices*, OECD Publishing. DOI: 10.1787/9789264196964-en

Pérez-Arriaga, I.J., Batlle, C. (2012). Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation, Economics of Energy & Environmental Policy. 1 (2), 3-17.

The Economist. (2013, julio). Renewable energy in Spain: The cost del sol. The Economist, 57-58.

Ueckerdt, Falko, Lion Hirth, Gunnar Luderer & Ottmar Edenhofer (2013): "System LCOE: What are the costs of variable renewables?", Energy 63, 61-75.