

ARTÍCULOS



BOLETÍN CIENTÍFICO TECNOLÓGICO

ACADEMIA POLITÉCNICA MILITAR

**GESTIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO
CONVENCIONALES DE GENERACIÓN INTERMITENTE**



GESTIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES DE GENERACIÓN INTERMITENTE

Ste. (Rva.) Juan Carlos Olmedo Hidalgo.¹

Resumen: *En este artículo se efectúa una revisión de la experiencia internacional en la determinación de los costos de integración de energías renovables intermitentes y estacionales a gran escala. Se revisa el potencial efecto en las tarifas al consumidor final de una integración.*

Palabras claves: *Energía renovable no convencional, Costos de integración, Tarificación de electricidad*

Abstract: *This article reviews the international experience in determining the integration costs of intermittent and seasonal renewable energies. It is calculated the effect in electricity tariffs to end user in a scenario of large-scale integration of intermittent renewable energy.*

Key words: *Non-conventional renewable energy, Integration, Costs, Electricity pricing*

1. ANTECEDENTES

Como parte de la estrategia para mitigar los efectos del incremento del calentamiento global por efecto del aumento de gases de efecto invernadero, para el sector energía ha surgido como vía de mitigación la promoción de fuentes de energías renovables. La Agencia Internacional de Energía (IEA) define Energía Renovable como: “Energía renovable es energía que es derivada de procesos naturales [...] que son repuestos a una tasa más rápida de la que son consumidos”.

En Chile se diferencia entre energía renovable convencional, que son aquellas centrales hidroeléctricas de embalse y de pasada superiores a 40 MW, y las energías renovables no convencionales (ERNC) definidas en la normativa del sector eléctrico chileno como las centrales hidroeléctricas menores a 40 MW y aquellas que utilizan como fuente energética biomasa, geotermia, sol, viento y basadas en energía del mar.

¹ Ingeniero Civil Industrial de la Pontificia Universidad Católica de Chile. MBA de la Universidad Adolfo Ibáñez. Actualmente es profesor en programas de postgrado en las Universidades de Chile y Santa María, respectivamente.



Algunas de dichas fuentes de generación presentan características de intermitencia y estacionalidad, como son las tecnologías eólica y solar fotovoltaica.

La incorporación de algunas fuentes de generación que presentan variabilidad relevante a gran escala impone costos en el resto del sistema creando una divergencia entre los costos totales que se impone al conjunto del sistema eléctrico y los que efectivamente perciben quienes desarrollan dichas fuentes de generación. En el corto plazo, el resto del sistema debe ajustarse para dar colocación a dichas fuentes y flexibilizar su operación incurriendo en costos que pueden implicar subsidios cruzados. En el largo plazo, en el caso de no corregir esta distorsión, las señales de inversión se alejarán del óptimo social.

Un principio económico 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 podría imponer costos al resto del sistema y amenazar el objetivo explícito del gobierno de reducir los precios de la energía eléctrica a consumidor final. La experiencia internacional entrega lecciones sobre la prudencia, gradualidad y aprendizaje que requiere la incorporación a gran escala de capacidad de generación intermitente, y que puede resultar en costos relevantes para el sistema en su conjunto, las empresas y consumidores finales.²

Por otra parte, considerando el objetivo que se persigue en el marco de los acuerdos que se impulsan en la Conference of the Parties, la mitigación de gases efecto invernadero debe abordarse, pero desde una perspectiva tecnológicamente neutral y consistente con las exigencias que se definan en las instancias internacionales pertinentes, de forma tal de no dejar al país en una situación de desventaja frente a los países con que compiten sus exportaciones.

2. 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 (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

2 Un caso emblemático es el alemán. En Alemania, la inclusión de generación intermitente apoyada por subsidios explícitos, ha resultado en la disminución 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.



asociados a la inclusión a gran escala de fuentes renovables en los sistemas de generación. Así, además de los costos asociados a la inversión y operación de las centrales consideradas en el costo de desarrollo,³ se debe incorporar 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.

La figura N° 1 ilustra el costo de desarrollo de una fuente intermitente y cómo debe asignarse el costo adicional que genera en el resto del sistema para medir correctamente su impacto. Estos son los llamados costos de integración que deben agregarse 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 y reducir los costos de integración.

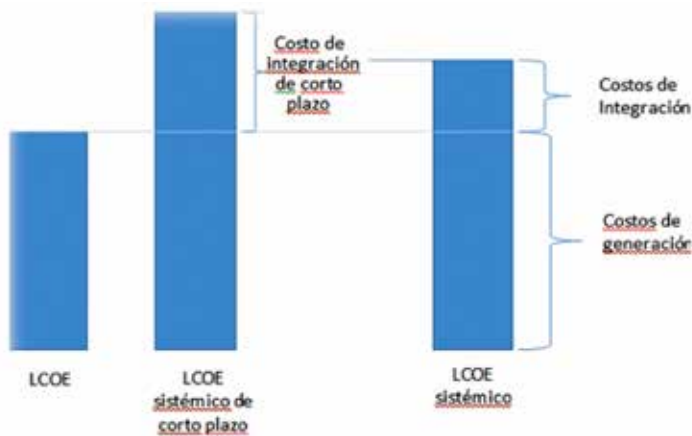


Figura N° 1: Costo de desarrollo (LCOE) y costos de integración.

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 de 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.

3 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).



La elección de parámetros determinará el costo de desarrollo implícito y explica parte importante de las divergencias entre estudios que analizan la incorporación de capacidad renovable.

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

2.1 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 intermitente incrementa la frecuencia de cambios de carga neta en otras centrales generadoras, 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.⁴

En cuanto a su aporte al sistema, las centrales intermitentes si bien aportan energía, no contribuyen a mejorar la calidad de servicio, pues no contribuyen a reforzar la inercia del 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 a 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 el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), los cuales solo pueden ser aplicados una vez que la Comisión Nacional de Energía (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

4 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.



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 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.

2.2 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 factor de planta no aporta de manera significativa al reemplazo de generación convencional. Esto porque una unidad de generación variable crea incerteza por lo que no es capaz de reemplazar una central convencional.⁵ 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 sub óptima 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 N° 2 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.

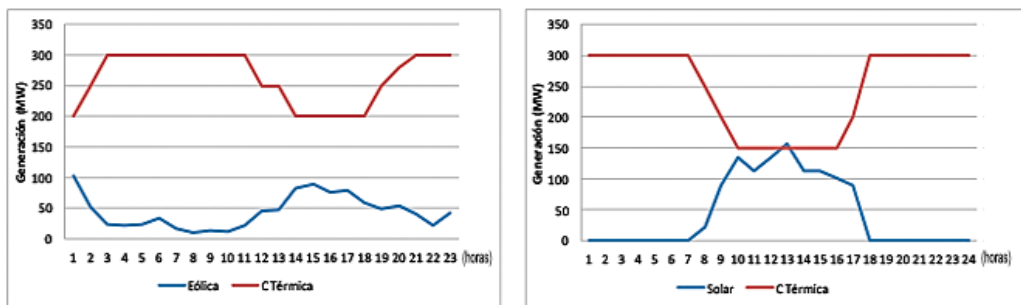


Figura N° 2: Generación horaria de centrales térmicas e intermitente.

Fuente: Elaboración propia.

5 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.



Indiscutiblemente el ajuste en el uso de la central aumenta el costo medio, es decir, cuesta más producir dado que se produce menos energía para costear altos gastos de capital inicial. Hay entonces dos opciones poco auspiciosas en el corto o mediano plazo: se sube el precio o se afecta la rentabilidad de las generadoras convencionales.

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 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 N° 3, 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.

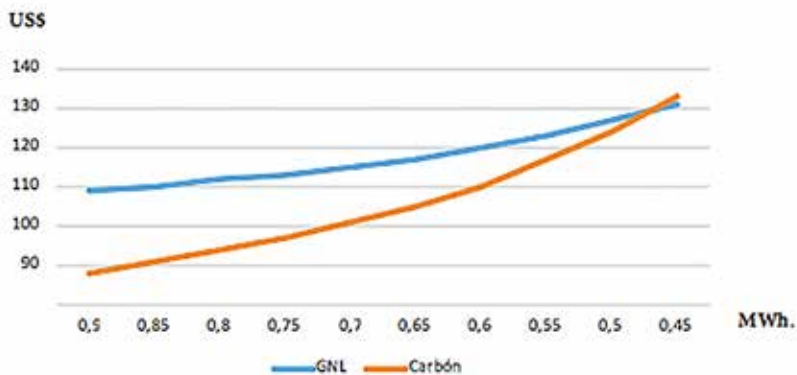


Figura N° 3: Costo de desarrollo US\$/MWh)
Costos de transmisión y de redes

La existencia de bloques de generación con alta estacionalidad e intermitencia aumenta los requerimientos de capacidad 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 cancela 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. Así, a modo de ejemplo, se tiene 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. Con esto, 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.

3. COSTOS DE INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN INTERMITENTE EN CHILE

La ley de promoción de energías renovables no convencionales, o 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. La experiencia internacional ha mostrado la necesidad de abordar ciertos problemas asociados a los costos de la incorporación a gran escala de nueva capacidad de ERNC intermitente sobre la base de los proyectos de generación que disponen de aprobación ambiental, se puede observar que las fuentes intermitentes serían la fuente dominante en la expansión de la capacidad de generación en los próximos años, lo que se puede deducir de la figura N° 4 que muestra los proyectos aprobados y que es posible construir en el período 2015-2018.

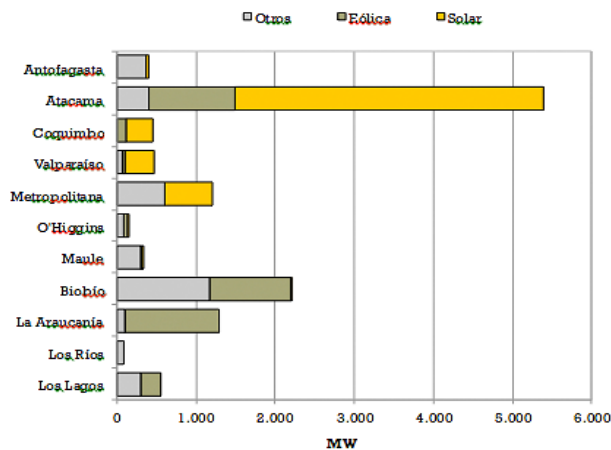


Figura N° 4: Catastro de proyecto de generación ERNC en Chile 2015-2018.

Fuente: CER, SEA, CDEC, CNE. Julio 2015.



De los proyectos ERNC aprobados en el Sistema de Evaluación Ambiental (SEA), aproximadamente el 90% de la capacidad instalada corresponde a proyectos eólicos y solares fotovoltaico de naturaleza intermitente.

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 N° 5), lo cual supera a países como Australia, Brasil, China, Corea, Estados Unidos, Francia y Japón.

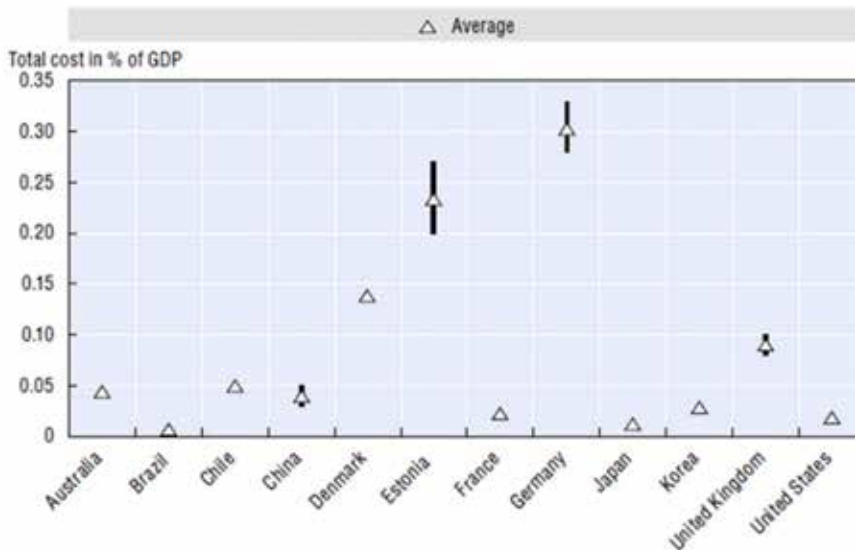


Figura N° 5: Total costs of carbon-related policies applied in the electricity sector in per cent of GDP (Costo de políticas públicas en sector energía eléctrica).

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 de 13 a 65 Eur/ton de CO₂, dependiendo del nivel de abatimiento de CO₂.

Así, sería esperable que la meta de ERNC a 20% al año 2025 implicaría costos adicionales a los estimados por la OCDE en 2013.

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

4. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO COMO MITIGANTES DEL COSTO DE INTEGRACIÓN

Como se ha señalado previamente, la intermitencia y estacionalidad implica disponer de centrales generadoras que puedan proveer la energía que no generan dichas centrales en las horas que el sistema eléctrico lo requiere.

Con el desarrollo tecnológico actual, las alternativas de que se dispone para realizar esto son la generación de respaldo mediante tecnologías de generación térmica flexible, turbinas a gas y centrales de embalse. Además, existen los mecanismos de almacenamiento de energía, lo que se puede hacer mediante sistemas de baterías (battery energy storage system), centrales hidroeléctricas de bombeo⁶ y almacenamiento de gas en gasoductos incrementando transitoriamente la presión de trabajo.

En la tabla N° 1 se describe cada una de las alternativas mencionadas.

La alternativa más eficiente para este propósito son las centrales hidroeléctricas de embalse, seguido por las centrales termoeléctricas flexibles y almacenamiento en gasoductos.

Las tecnologías de almacenamiento mediante baterías aún presentan altos costos que superan con creces los costos de centrales de embalse. Así, será relevante el desarrollo de tecnologías de almacenamiento mediante baterías, siendo una de las alternativas de investigación el uso de baterías de electrolitos.

6 Son centrales hidroeléctricas que en horas de alta disponibilidad de generación bombean agua hasta un embalse, el cual en las horas en que la demanda aumenta y/o la generación intermitente no está disponible generan electricidad. Este proceso tiene eficiencias energéticas en torno a 80%.

**Tabla N° 1: Mecanismos de gestión de la intermitencia.**

ALTERNATIVA	APORTE	TARIFICACIÓN	COSTO
Embalses	Permiten proveer energía, potencia de punta y rampas.	Bajos requerimientos de remuneración adicional, pues sistema tarifario la viabiliza. Necesita transmisión adicional.	Bajo
Turbinas a gas	Rampas en tiempos de 15 minutos aproximadamente.	Puede requerir remuneración adicional dependiendo del esquema de potencia firme. Operación se paga por costo marginal de energía.	Alto
Almacenamiento con baterías (BESS)	Permiten rampas en tiempos muy breves, regulación de frecuencia y tensión.	Se puede establecer como exigencia de NTCSS o como esquema de remuneración adicional.	Medio
Almacenamiento en gasoductos	Se puede utilizar el gasoducto para acumular gas natural por incremento de presión. Puede proveer rampas.	Requiere remuneración adicional por gestión de gasoducto. Se debería remunerar capacidad de generación térmica adicional y/o costos adicionales de O&M.	Medio
Tecnologías de generación térmica flexible	Diseños especiales de calderas y turbinas permiten proveer rampas.	Requiere remuneración adicional para solventar mayores costos de O&M.	Medio
Centrales de bombeo	Provee rampas mediante centrales hidroeléctricas turbo-bomba.	Sistema tarifario remunera su aporte por diferencial de costos marginales de energía y remuneración de potencia.	Alto

5. CONSIDERACIONES FINALES

La aplicación de un instrumento regulatorio es deseable desde la perspectiva social en la medida que sus beneficios sean mayores que sus costos, es decir, si se asocian



a un mayor bienestar para el conjunto de la sociedad. Por lo tanto, 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.⁷

Asumiendo que la cuota ERNC debe ser implementada, 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 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 de 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.

Finalmente, desde una perspectiva tecnológica se debe promover las tecnologías de generación que permitan efectuar gestión de la intermitencia de la generación renovable al menor costo posible.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] 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.
- [2] Der Spiegel. (2013). Germany's Energy Poverty: How electricity became a luxury good. Der Spiegel.

⁷ 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.



- [3] EURELECTRIC, The Union of the Electricity Industry. (2010). Integrating Intermittent Renewables Sources into the EU Electricity System by 2020: Challenges and Solutions (Inf. Téc.). Brussels: EURELECTRIC.
- [4] Joskow, P.L. (2011). "Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies". *The American Economic Review*, 101(3), pp.238–241.
- [5] Hillestad, R. (2000). Competitive jolt. *Rand Review*, 24, 20-23.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] 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.
- [10] OECD (2013), *Effective Carbon Prices*, OECD Publishing. DOI: 10.1787/9789264196964-en
- [11] 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.
- [12] The Economist. (2013, julio). Renewable energy in Spain: The cost del sol. *The Economist*, 57-58.
- [13] Ueckerdt, Falko, Lion Hirth, Gunnar Luderer & Ottmar Edenhofer (2013): "System LCOE: What are the costs of variable renewables?", *Energy* 63, 61-75.