



Publicado el 27 de abril 2015

Los costos reales de la generación intermitente

Por Jacques Clerc

La intermitencia de la generación eólica y solar fotovoltaica le causa costos de integración al resto del sistema. La magnitud de estos costos es importante y debe ser tomada en cuenta por el sistema de precios y remuneración.

LAS Energías Renovables No Convencionales (ERNC) consideradas en la normativa del sector eléctrico chileno incluyen fuentes eólica y solar fotovoltaica cuya generación es intermitente e incierta. La incorporación de fuentes intermitentes a gran escala le impone costos al resto del sistema creando una divergencia entre los costos reales y los que efectivamente perciben estos generadores. En el corto plazo, el resto del sistema debe ajustarse para tal entrada y flexibilizar su operación de manera costosa, subsidiando a la generación y transmisión de las fuentes intermitentes. En el largo plazo, se distorsionan las señales de inversión alejando al sistema del óptimo social.¹

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 imponerle costos al resto del sistema y amenazar el objetivo explícito del gobierno de reducir los precios de la energía. 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. [Un caso emblemático es el alemán, en donde el incremento del precio de la energía ha cuestionado toda la política energética de ese país.](#)

La mitigación de CO₂, principal gas de efecto invernadero (GEI), uno de los objetivos de las metas de ERNC, debe abordarse pero desde una perspectiva tecnológico-

neutral y consistente con las exigencias que se definan en las instancias internacionales pertinentes.

El costo real de las fuentes intermitentes de generación

Una fuente intermitente es aquella con variabilidad no controlable y parcialmente impredecible. Los costos de desarrollo de tecnologías intermitentes dependen fuertemente del factor de planta y costo unitario de capital.² Se desprende entonces que un factor de planta alto es crucial para que el costo de desarrollo resulte bajo. Los factores de planta que sugieren distintos estudios varían bastante, y ello explica una buena parte de los resultados que arrojan. 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.

Los costos de integración surgen del impacto que la generación intermitente ocasiona en el resto del sistema. Respecto de los costos de integración, la literatura suele distinguir (al menos) tres categorías de costos de integración: de balance, del perfil de generación y de transmisión y de redes.

Costos de balance

Se refiere a la naturaleza variable y aleatoria de las fuentes de generación intermitentes. La generación ERNC incrementa la frecuencia de los cambios de carga neta, exigiéndole al sistema mayor capacidad de respuesta en distintas escalas temporales (minutos, horas, días). Para equilibrar la generación y carga en cada instante, la integración de generación intermitente requiere más fuentes de generación flexible y mayor capacidad de reserva. Además, la intermitencia obliga a usar subóptimamente a las centrales térmicas, haciéndolas incurrir en mayores costos de operación y mantenimiento, ineficiencia en el consumo de combustible y el impacto negativo en emisiones locales y globales.

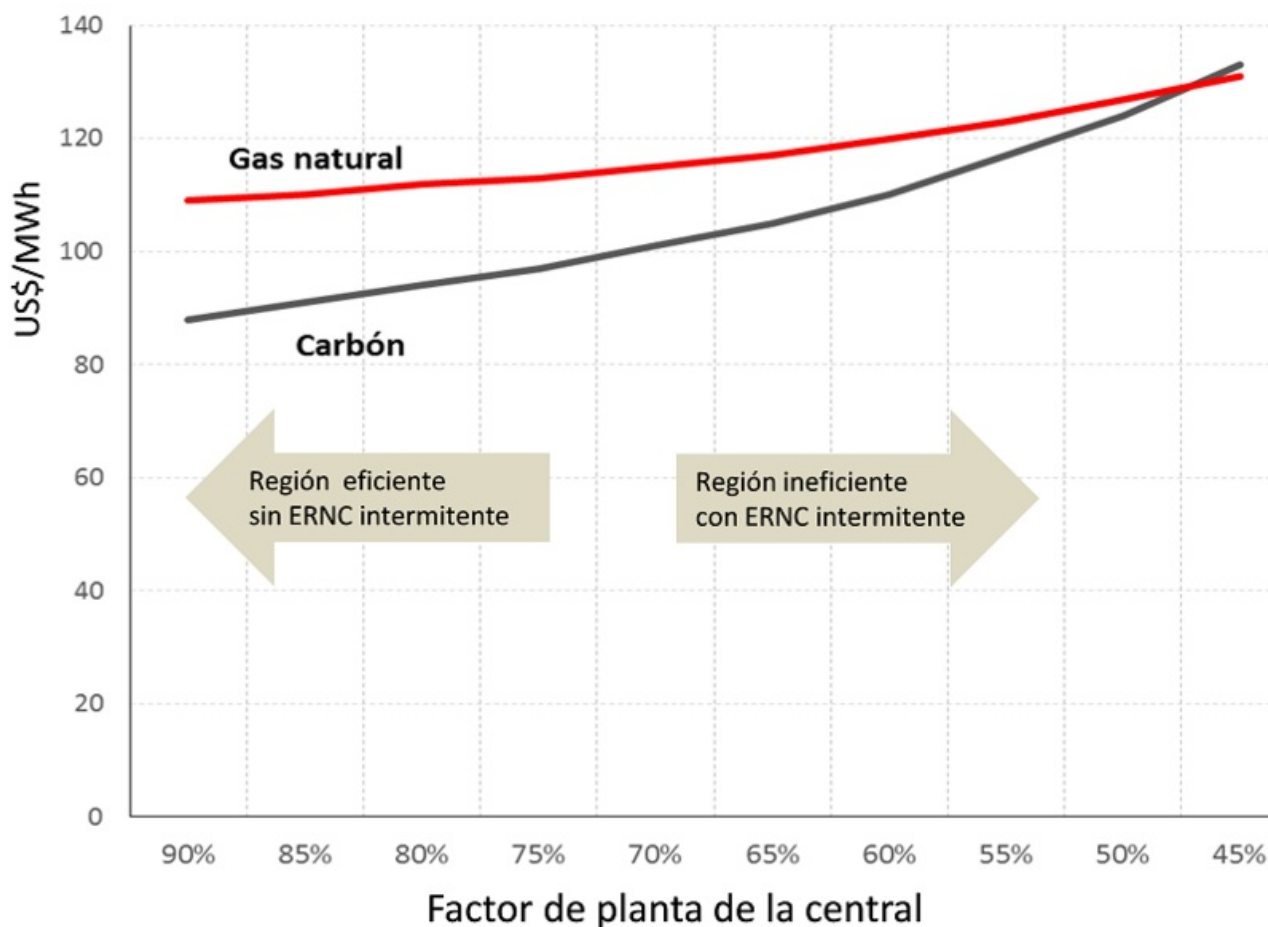
Costos del perfil de generación

El peculiar perfil de generación de las fuentes intermitentes también aumenta los costos de largo plazo del sistema. El problema es que el crédito de capacidad de una unidad de generación variable es muy bajo, y por eso, es capaz de reemplazar muy poca potencia firme de centrales convencionales, de ahí su necesidad de respaldos. Al mismo tiempo, la penetración a gran escala de fuentes intermitentes, reduce la generación total de centrales eficientes y su número de horas de operación, aumentando su costo medio.

Al reducirse la energía que es capaz de colocar una central térmica su costo medio

aumenta. En términos simples, prácticamente la misma inversión debe ser recuperada, pero con menores ventas de energía. La Figura 1 muestra el precio que llega al consumidor final para distintos factores de planta. Dependiendo de cuánta energía térmica desplace la generación ERNC, el costo de desarrollo de una central a carbón podría subir más de 40% y el de un ciclo combinado a gas natural más de 15%. El gráfico no incluye otros costos de integración que incrementarían aún más el precio.

Figura 1. Costo de desarrollo de centrales térmicas por unidad de energía y según su factor de planta



Costos de transmisión y de redes

Los bloques de generación con alta estacionalidad e intermitencia aumentan los requerimientos del sistema de transmisión. La integración a gran escala de generación intermitente podría hacer necesaria una mayor capacidad de transmisión para modular y transferir carga.

En Chile, la incorporación de generación intermitente también crea divergencias entre los costos sociales y privados de transmisión, debido a que la transmisión troncal se remunera en función del uso esperado de cada central generadora en un año, reflejado en el factor de planta de cada central generadora. Por ejemplo, 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 se requieren para 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. Se trata por tanto de otro subsidio cruzado a las fuentes eólicas y solar fotovoltaica.

Los costos de la ERNC en Chile

La reciente ley 20/25 fijó una cuota de generación con ERNC que crece gradualmente y que debe llegar a 20% en 2025. Como se aprecia en el Cuadro 1, las fuentes intermitentes dominarían la expansión de la capacidad ERNC.

De los proyectos ERNC aprobados en el Sistema de Evaluación Ambiental (SEA), el 91% son proyectos eólicos y solares FV. De manera similar el 90% de los proyectos en tramitación ambiental son eólicos y solares FV. Esta distribución en la cartera de proyectos ERNC se debe, por una parte, a que los costos de desarrollo de este tipo de centrales son sustancialmente más bajos que los de la biomasa, las centrales mini hidráulicas, o la geotermia, y se ejecutan en meses, no años. Por otra parte, la divergencia entre los beneficios y costos reales, y los percibidos por las fuentes intermitentes, altera las señales de inversión.

Cuadro 1. Capacidad actual y futura de generación ERNC en Chile (en MW)

Fuente: CER, SEA, CDEC, CNE, noviembre de 2014.

	En operación		En construcción		RCA aprobada, sin construir		En calificación ambiental	
Biomasa	461	24%	0	0%	94	1%	40	1%
Biogás	43	2%	0	0%	1	0%	8	0%
Eólico	836	44%	61	8%	5.195	36%	2.209	41%
Mini-Hidro	343	18%	129	17%	322	2%	203	4%
Solar-PV	222	12%	456	60%	7.937	55%	2.621	49%
Solar-CSP	0	0%	110	15%	760	5%	260	5%
Geotermia	0	0%	0	0%	120	1%	0	0%
Eólico + Solar FV	1.058	56%	517	68%	13.132	91%	4.830	90%
Total	1.905	100%	756	100%	14.428	100%	5.340	100%

¿Cuánto costará esta cuota? A fines de 2013 la OCDE emitió el informe “*Effective Carbon Prices*”, el cual estima los costos de abatimiento de CO₂, principalmente por la sustitución de energía fósil por ERNC, incurridos por distintos países miembros, incluyendo a Chile. Reporta que los costos de mitigación de emisiones incurridos por Chile son de 0,05% del PIB al año (entre US\$100 y US\$150 millones según sea la estimación de la magnitud del PIB). Este porcentaje supera el de Australia, Brasil,

China, Corea, Estados Unidos, Francia y Japón. Según las mismas estimaciones, Chile ha abatido, en promedio, el 10% (entre el 5,6% y el 14,4%) de las emisiones respecto de su Business as usual, mediante las políticas aplicadas en el sector eléctrico. Los costos de la Ley ERNC de 2007 se estiman en €69 millones anuales, y costaría €14 Millones la exención de pago de peaje troncal a las centrales ERNC.

Un estudio reciente de [Ignacio Urzúa](#) estima que el costo de cumplir la meta 20/25 de ERNC podría llegar a US\$6 mil millones, en valor presente para el período 2017-2027, 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. Este valor es una cota inferior, pues, no considera el costo de integración de la ERNC intermitente.

Otros estudios han llegado a conclusiones similares. Por ejemplo, un estudio de [Alexander Galetovic y Cristián Hernández para la Cámara Chilena de la Construcción en 2012](#), sostiene que el cumplimiento de la cuota de 20% de generación renovable podría costar alrededor de US\$ 500 millones al año (pero tampoco estima los costos de integración).

[Esta situación es más preocupante si se considera que el gobierno de Chile planea aumentar el compromiso de mitigación de CO₂, lo que podría significar un aumento de la cuota de ERNC.](#)

Conclusiones

La cuota impuesta por la ley 20/25 atenta contra la neutralidad tecnológica, que es necesaria para obtener la configuración a mínimo costo del sistema de generación, incluso con restricciones y metas de reducción de emisiones de CO₂. Esto es particularmente cierto en un contexto internacionalmente competitivo porque estas regulaciones presionan al alza el precio de la energía sin que haya un acuerdo global de reducción de emisiones que nivele los costos. Por ello, en la medida que las tecnologías renovables sean realmente competitivas no hay razón para apresurar su ingreso.

Suponiendo en Chile 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 intermitentes internalicen los costos que su inclusión ocasiona en la operación del sistema eléctrico en conjunto y asuman sus verdaderos costos de generación.

Notas

-
1. Esta Breve está basada en un trabajo más extenso, [“Los costos reales de la](#)

generación intermitente". ↩

2. El costo de desarrollo es el pago constante por la energía generada (US\$/MWh) que permitiría financiar el proyecto de generación para todo el horizonte de operación garantizándole una determinada rentabilidad. Incluyen los costos de capital, mantenimiento y operación, incluyendo el combustible. ↩

Jacques Clerc

es Ingeniero Civil Industrial y Magíster en Economía Aplicada de la Universidad de Chile. Actualmente es Subdirector Académico del Magíster en Gestión y Dirección de Empresas, versión Industria Minera y Profesor del Departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad de Chile.