



# Mecanismos de Fomento para las Energías Renovables no Convencionales

JORGE QUIROZ C  
CONSULTORES ASOCIADOS

Informe final  
*Julio de 2011*

Informe preparado por Jorge Quiroz y Felipe Givovich para la Asociación Chilena de Energías Renovables A.G (ACERA). Las opiniones vertidas aquí son de exclusiva responsabilidad de los autores y no reflejan necesariamente la opinión de Acera o de sus empresas filiales o relacionadas.

## Mecanismos de Fomento para las Energías Renovables no Convencionales

---

---

1	Introducción .....	2
2	Los Mecanismos de Fomento a las ERNC en Perspectiva.....	5
3	El Mercado Eléctrico Chileno y las ERNC.....	13
3.1	Aspectos Regulatorios Operacionales y Comerciales. ....	13
3.2	Concentración y barreras a la entrada.....	20
4	ERNC en el Mercado Eléctrico Chileno .....	25
5	Propuesta de estabilización de precios.....	28
6	Una prevención respecto a la reserva de giro.....	36
7	Referencias.....	38



[jquiroz@iqconsultores.cl](mailto:jquiroz@iqconsultores.cl)  
[fgivovich@iqconsultores.cl](mailto:fgivovich@iqconsultores.cl)

Dir.: Monjitas 392 of. 2101  
Santiago-Chile  
Fono: (56-2) 639-9012  
Fax: (56-2) 639-9037

# 1 Introducción

Existe un interés declarado por parte de las actuales autoridades en orden a promover las fuentes de energía renovables y no convencionales (ERNC) dentro de la matriz de generación energética chilena. A nivel de comunicaciones públicas, se ha llegado a hablar de la meta 20-20, esto es, que para el 2020, un 20% de las fuentes de uso energéticas del país sean ERNC. Los planteamientos a nivel público sin embargo no se condicen con resultados prácticos. En efecto, la única obligación vigente respecto a ERNC es la que contempla la Ley N° 20.257 del año 2008 que establece- como meta que un 10% de los retiros de energía provengan de fuentes de ERNC pero que,- al carecer de efecto retroactivo, obliga a una fracción menor de los retiros contratados.

La realidad de las distintas ERNC es heterogénea.. Mientras varias de las centrales de paso y mini hidroeléctricas tienen costos de desarrollo competitivos con las tecnologías de expansión de largo plazo (carbón), otras opciones como la eólica están sujetas a costos de desarrollo que, aunque similares a los del carbón, se encuentran afectados a importantes fuentes de volatilidad que se traducen en riesgos que las inviabilizan.

Un elemento no menor de riesgo en la evaluación de muchos de estos proyectos es el precio de la energía. Esto es especialmente relevante para ciertas inversiones de ERNC que, debido a la volatilidad de su fuente primaria y a la estructura de mercado imperante, se ven impedidas de acceder al mercado de los contratos de largo plazo, y por tanto, no tienen más opción que apostar al desempeño del precio spot.

El contar con un precio estabilizado permitiría estructurar un financiamiento de deuda basado en dicho precio, dejando el remanente del riesgo, aquel no cubierto por el precio estabilizado, para ser financiado con capital. Esto guarda alguna semejanza con la situación de las concesiones de obra pública, donde el Estado en muchas ocasiones provee “seguros mínimos garantizados”, los que usualmente dan cuenta del 70% de la inversión total en términos de valor presente, situación que permite que estas obras se financien con un nivel de deuda a largo

plazo que, a su turno, facilita la inversión, la competencia y niveles de cobro menores a los usuarios.

La estabilización de precios como mecanismo para reducir la incertidumbre y viabilizar la inversión no resulta extraña al sector eléctrico. El año 2004, cuando comenzaron los recortes de Gas Natural (GN) argentino, la solución que se planteó para dejar atrás la trampa de inversión que suponía la incertidumbre de precio fue precisamente la estabilización de precios a través de licitaciones. Así las cosas, el año 2005 surgió la Ley 20.018 que obligó a las distribuidoras licitar sus demandas de energía en el largo plazo<sup>1</sup>

Teniendo en cuenta que el mecanismo de estabilización de precios mediante contratos de largo plazo no constituye una alternativa para las ERNC, el objetivo del presente documento es proponer un mecanismo de estabilización de precios que, a mínimo costo, permita maximizar el aporte de las ERNC a la matriz energética de Chile.

El documento se organiza como sigue. La sección dos describe los principales mecanismos de fomento a las ERNC que exhibe la experiencia internacional. La sección muestra que dos de los mecanismos más frecuentes, los feed in tariff y los subsidios y rebajas tributarias, corresponden a mecanismos que, aunque frecuentes y con resultados en términos de oferta ERNC, son ineficientes desde el punto de vista económico; por el contrario, los sistemas de cuotas-certificados y licitaciones son eficientes. El primero de ellos --el sistema de cuotas-- requiere del funcionamiento de un mercado competitivo tanto en la oferta como en la demanda por el atributo ERNC. El segundo en cambio --el sistema de licitaciones-- sólo requiere del funcionamiento competitivo en la oferta del atributo. Seguidamente, la sección tres describe brevemente el mercado de generación de electricidad en Chile. La principal

---

<sup>1</sup> Hasta antes de los recortes de GN la mayor parte de la energía generada se comercializaba a “precio nudo”. Dicho precio correspondía era fijado por la autoridad teniendo en cuenta el costo de la “tecnología de expansión del sistema”, en ese entonces, el costo asociado a construir y operar una unidad generadora que insumía GN. En ausencia de certidumbre respecto a la disponibilidad futura de GN los generadores, y el público en general, no podía construir expectativas acotadas respecto del precio y las “tecnologías de expansión” que dominarían al sistema eléctrico; Con GN la tecnología de expansión era un ciclo abierto y sin GN una planta carbonera de mayor costo. El escenario descrito impedía el ingreso de los nuevos proyectos carboneros ya que estaban expuesto a un riesgo materialmente significativo en un escenario de normalización del flujo de GN desde Argentina. La respuesta de la autoridad fue la Ley 20.018 que obligó a las distribuidoras de energía a licitar las necesidades de energía.

conclusión de esta sección es que se trata de un mercado altamente concentrado caracterizado por la presencia de barreras a la entrada de magnitud importante. En conjunto, ambas condiciones, concentración y barreras a la entrada, dan cuenta de un mercado “no contestable” en el que puede prevalecer una rivalidad inferior a la socialmente deseada. La sección cuatro describe y da cuenta de las condiciones que enfrentan los proyectos ERNC para insertarse en el mercado de los generadores antes descrito. Desde el punto de vista regulatorio se concluye que el sistema de cuotas y certificados no es necesariamente apropiado para la realidad nacional. Ello ocurre porque la demanda por el atributo ERNC radica en el mercado de generadores que, como se concluye en la sección tres, es un mercado altamente concentrado que puede exhibir problemas de competencia. Así las cosas, un nuevo entrante ERNC no tiene más alternativa que vender la energía a costo marginal de corto plazo que, dada su volatilidad, impide estructurar el financiamiento que requieren los proyectos. A partir de lo expuesto, la sección cinco presenta nuestra propuesta de fomento a las ERNC. Resumidamente, nuestra propuesta contempla un precio estabilizado de energía ERNC que se fije en una licitación. Los ganadores de la licitación se obligan a suministrar energía al sistema a costo marginal. En este esquema, cuando el costo marginal es inferior al precio de licitación (períodos de bajos precios de la energía,) las energías tradicionales concurren con financiamiento; por el contrario, cuando el costo marginal supera el precio de la licitación (períodos de alto precio de la energía) las ERNC aportan el diferencial a un fondo que es retornado a sus aportantes (generadores).

Conceptualmente la propuesta es equivalente al sistema de cuotas de la Ley N° 20.257. Sin embargo, teniendo en cuenta la estructura de mercado y los riesgos envueltos, nuestra propuesta contribuye a facilitar la entrada de terceros actores, incrementar la rivalidad en el mercado eléctrico y alinear de mejor forma los incentivos entre consumidores y generadores para minimizar el costo de las ERNC. Finalmente, la quinta sección presenta algunas prevenciones respecto al potencial impacto de las ERNC en el mercado eléctrico nacional.

## 2 Los Mecanismos de Fomento a las ERNC en Perspectiva.

Son cuatro los mecanismos de fomento a las ERNC más comúnmente utilizados en el mundo: los “*feed in tariff*”, los subsidios y rebajas tributarias, el sistema de cuotas-certificados y las licitaciones.

**Feed in tariff:** Los “*feed in tariff*” son fijaciones de precio unitario de la energía en el largo plazo. Este tipo de instrumentos cumple con el doble objetivo de elevar y estabilizar el nivel de ingresos de proyectos de ERNC.

La mecánica de los *feed in tariff* es simple: toda la energía generada por fuentes ERNC es remunerada a un precio estabilizado independientemente de las condiciones del mercado. Así las cosas, el generador queda exento al riesgo de precio y su preocupación radica en seleccionar y desarrollar proyectos que, a mínimo costo, maximicen la generación. Este tipo de mecanismo es especialmente propicio para estructurar el financiamiento que requieren los proyectos ya que los mismos solo quedan expuestos a un riesgo de suministro que es mínimo en el largo plazo si se cuenta con mediciones adecuadas de las fuentes primarias.

Entre las principales desventajas de esta política destaca la eventual sobrecompensación a las empresas con incentivos que no necesariamente conducen a un comportamiento eficiente. Así las cosas, este tipo de proyectos puede propiciar, por ejemplo, la materialización de proyectos que concentren su generación en horarios en que el costo de oportunidad de la energía es escaso. Adicionalmente, mantener un FIT estable impide incorporar las disminuciones de costos que se producen conforme al desarrollo y masificación de las nuevas tecnologías.

Este instrumento ha sido implementado, entre otros, en países como Austria, Australia, Francia, Alemania, Grecia, Luxemburgo, Holanda, Portugal, España, EE.UU., Brasil y China. Entre sus variantes considera pagos diferenciados por tipo de tecnología. Así por ejemplo, en España se contemplan 4 tipos de remuneración: US\$ 600/MWH para la tecnología solar fotovoltaica (potencia entre 100KW y 10 MW por 28 años, luego

baja), US\$ 387/MWH para la solar térmica (por 25 años, luego desciende), US\$ 105/MWH la eólica (por 20 años, luego disminuye), US\$ 99/MWH la geotérmica (por 20 años y luego baja), US\$ 112/MWH la minihidráulica (hasta 10MW, por 25 años, para luego descender) y hasta US\$ 228/MWH para la biomasa (por 15 años, para bajar desde entonces).

La evidencia muestra que en el mediano plazo los feed in tariff tienden a generar algunas distorsiones e ineficiencias. Un ejemplo de lo anterior es lo ocurrido actualmente en España donde, según la Comisión Nacional de Energía de España (CNE), en 2010 las primas destinadas a las energías renovables y a la cogeneración alcanzaron los 7.066 millones de Euros, más del doble que en 2008 (3.338 millones). Esto pone en evidencia un exceso de beneficiarios por este concepto, lo que se traduce en un aumento artificial de los costos del sistema completo. Lo anterior se ha reflejado en un aumento del llamado déficit tarifario (que no es otra cosa que la diferencia entre los ingresos y los costos del sistema), en base a un aumento de costos y una mantención de ingresos (los precios de la electricidad se han mantenido casi invariantes como una forma de controlar la inflación). A mayo de 2011 por ejemplo, se estima que dicho déficit rondaría los 23.000 millones de euros (CNE). Considerando el problema estructural planteado<sup>2</sup>, el gobierno español ha implementado una serie de medidas tendientes a limitar tanto el monto de la tarifa como el número de beneficiarios, que en la práctica, se traducen en un re-avalúo de las condiciones de precio fijo pactadas con anterioridad.

Así las cosas, si bien la política española de feed in tariff fue capaz de levantar inversión, generó costos que no medibles ex ante que, una vez presentes, impidieron que el regulador cumpliera sus compromisos a cabalidad. Sin duda, los resultados de esta política constituyen una advertencia respecto a lo sostenible de políticas de fomento de este tipo.

---

<sup>2</sup> Agravado por el cuantioso déficit fiscal español

**Subsidios a la inversión y generación:** Comprenden aportes del Estado a través de subsidios directos o exenciones tributarias a las fuentes o consumidores de ERNC. Los subsidios o exenciones pueden ser neutrales tecnológicamente o, al igual que algunos feed in tariff, diferenciar por tecnología.

Desde la perspectiva económica, los subsidios y exenciones a las fuentes ERNC se encuentran afectos a los problemas de ineficiencia generales que implican el uso de este tipo de instrumentos. Entre las mayores se encuentran los incentivos para inflar costos y la instalación de tecnología ineficiente en los subsidios a la inversión. Tal como reporta Gipe (2006), este tipo de mecanismo frecuentemente se traduce en ineficiencias. Algunos ejemplos se observaron en California a principios de la década de los ochenta, donde se instalaron plantas con costos inflados (abusando del subsidio a la inversión)

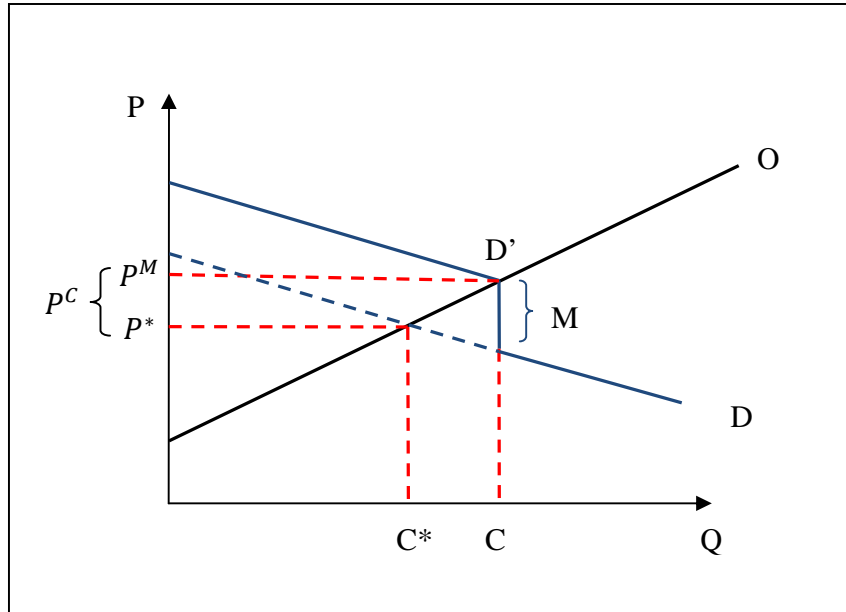
Con el paso del tiempo las políticas de subsidio y exenciones han trasladado su foco desde la inversión a la producción o el consumo de energía ERNC. En EE.UU. se utiliza un sistema de subsidios a la generación, el llamado “Production tax credit” (PTC), que entrega un crédito fiscal a la producción de energías renovables. Específicamente, se entregan US\$0,022 por kwh producidos a partir de fuentes eólicas, geotérmicas y de biomasa; y US\$0,011 por kwh generado por otras tecnologías seleccionables. Asimismo, Canadá, con su programa “Wind Power Production Incentive (WPPI)”, paga un monto por cada kwh generado mediante energía eólica. Otros países que mantienen esquemas similares son: Reino Unido, Holanda, Finlandia, Malta y Eslovenia.

En términos de resultado, la experiencia internacional indica que los subsidios no han sido instrumentos suficientes para fomentar el desarrollo de las ERNC (ni el PTC ni el WPPI lo han sido), debido a que no permiten asegurar ingresos, manteniéndose los beneficiarios sujetos a la variabilidad en el precio de venta (a diferencia de los FIT).

**Cuotas y certificados verdes:** Las cuotas o certificados verdes corresponden a obligaciones de inyección o consumo de energía renovable que se asignan a los participantes del mercado eléctrico. Normalmente, el no cumplimiento de la obligación tiene asociada una multa que induce la provisión del bien que la multa busca, en este caso, la producción de ERNC. Uno de los aspectos más distintivos de los sistemas de multas y certificados consiste en separar la obligación de la producción del atributo. De esta forma, se crean incentivos para la formación de un mercado secundario en donde se transan los atributos que la obligación persigue. La idea es simple: la existencia de un mercado en donde se transan los derechos permitiría solucionar el objetivo buscado a partir de los proyectos menos costosos. De esta forma, bajo las condiciones ideales, se minimiza el costo social de la obligación.

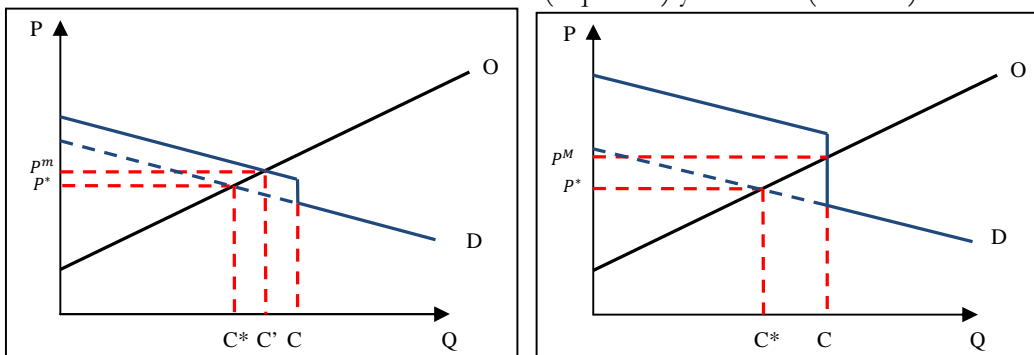
La figura 1 ilustra la dinámica económica de las cuotas en un mercado con una oferta inicial  $O$  y una demanda inicial  $D$ . En este mercado se introduce una multa unitaria de magnitud  $M$  asociada a cada unidad  $q < C$  que no es demandada en el mercado. Como consecuencia de la multa, la demanda se desplaza desde  $D$  a  $D'$  en el tramo en que  $q < C$  mientras que para  $q > C$  se mantiene en los niveles originales (no existe multa en dichos niveles). En este caso la multa  $M$  permite ofertar la cantidad  $C$  y el mercado del atributo obtiene una remuneración  $P^C$ . Cabe destacar dos aspectos respecto de la dinámica. Primero, dado que se cumple con la cuota  $C$ , cualquier incremento en la magnitud de la multa no tiene impacto alguno en el mercado; la remuneración al atributo sigue siendo  $P^C$  ya que las condiciones de la oferta permiten cumplir con la cuota al costo  $P^C \cdot C$  independientemente del desplazamiento de la demanda asociado a la multa  $M$ . Segundo, lo único que determina la magnitud de la multa  $M$  es el sobre costo máximo que está dispuesto el regulador para obtener la cuota  $C$ . Si el monto es pequeño, es perfectamente posible que los demandantes escojan incurrir en la multa, ya que el costo de mercado asociado al atributo puede ser mayor. La figura 2 ilustra una situación como la descrita. Tal como se aprecia, en el primer caso el equilibrio se alcanza a un precio  $P^M$ , obteniéndose tan solo una cantidad  $C'$ , menor a la cuota pretendida ( $C$ ). Por otro lado, al elegir una multa muy alta, ésta termina por convertirse en una restricción no activa.

Figura 1  
Sistema de cuotas en el mercado ERNC



Fuente: Elaboración propia

Figura 2  
Efectos de una multa insuficiente (izquierda) y excesiva (derecha)



Fuente: Elaboración propia

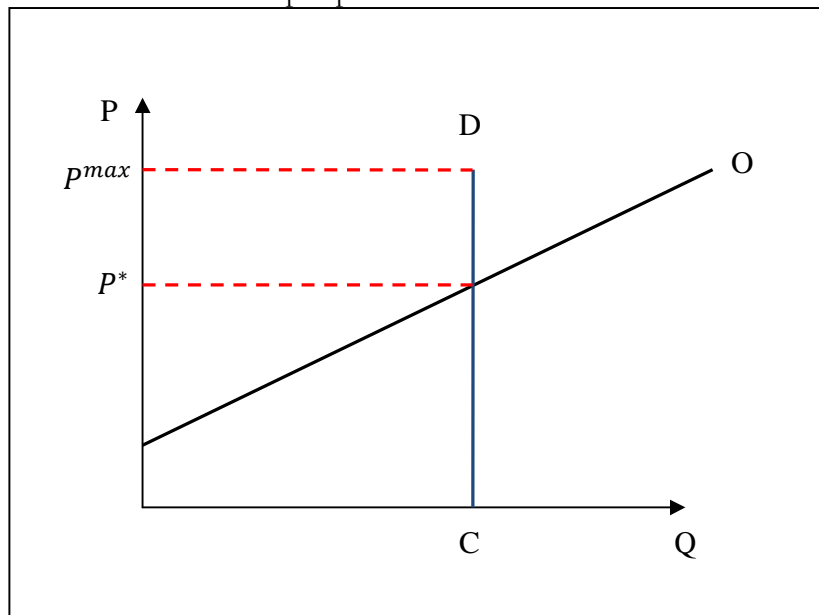
Finalmente, es importante señalar que el adecuado funcionamiento del sistema de cuotas requiere un mercado de atributos bien comportado, sin problemas de competencia. Así por ejemplo, una demanda muy concentrada por el atributo se puede traducir, al igual que lo que ocurre en cualquier mercado con problemas de competencia, en cantidades ofertadas  $q$  inferiores a las que prevalecen en competencia. Todo ello, con importantes costos sociales. Volveremos sobre este punto en la sección 3.2 ya que este es precisamente el caso del mercado de cuotas en Chile, donde tres empresas concentran el 70% de la demanda por el atributo.

Entre los países que han implementado este sistema de fomento se cuentan EE.UU., Reino Unido, Italia, Suecia, Bélgica y Chile. . En EE.UU., el Renewable Portfolio Estandar (RPS) estipula la obligación de generar un cierto monto de energía renovable respecto del total de energía generada. Los resultados han sido peores de lo esperado según señala Wisser (2005), obteniéndose que sólo un 25% de la capacidad eólica instalada total a 2005 se haya forjado mediante este sistema. Más aún, apenas un 10% de la capacidad instalada en California en 2004 se enmarcó en este sistema.

**Licitaciones:** Corresponden a la asignación de cierta oferta  $C$  a aquellos productores de ERNC que requieran un menor aporte pecuniario para suministrar dicha oferta. La figura 3 ilustra el funcionamiento de este esquema para un mercado de ERNC con una oferta inicial  $O$  y una demanda inicial  $D$ . En este mercado se licita una cantidad  $C$  al precio  $P^M$  necesario para financiar todos los proyectos que permiten ofertar dicha cantidad. Tal como se desprende de la figura, **el resultado de la licitación es idéntico al del sistema de cuotas**. Ello ocurre porque al igual que en el caso de las cuotas el problema se resuelve cuando el productor ERNC percibe el precio  $P^M$  necesario para ofertar la cantidad  $C$ . En el caso de la licitación, el productor percibe  $P^M$  **directamente** mientras que en el caso de las cuotas,  $P^M$  corresponde **a la suma del precio por energía suministrada ( $P^*$ ) y la remuneración del atributo ( $P^C$ )**. La única excepción a la equivalencia planteada se produce cuando la multa  $M$  es inferior a la necesaria para cumplir con la cuota  $C$ . En este caso el mercado de atributos sólo permite llegar a un precio total  $P^m < P^M$  y la producción de ERNC alcanza  $C' < C$  (figura 2). En términos de política pública ello puede tener sentido si,

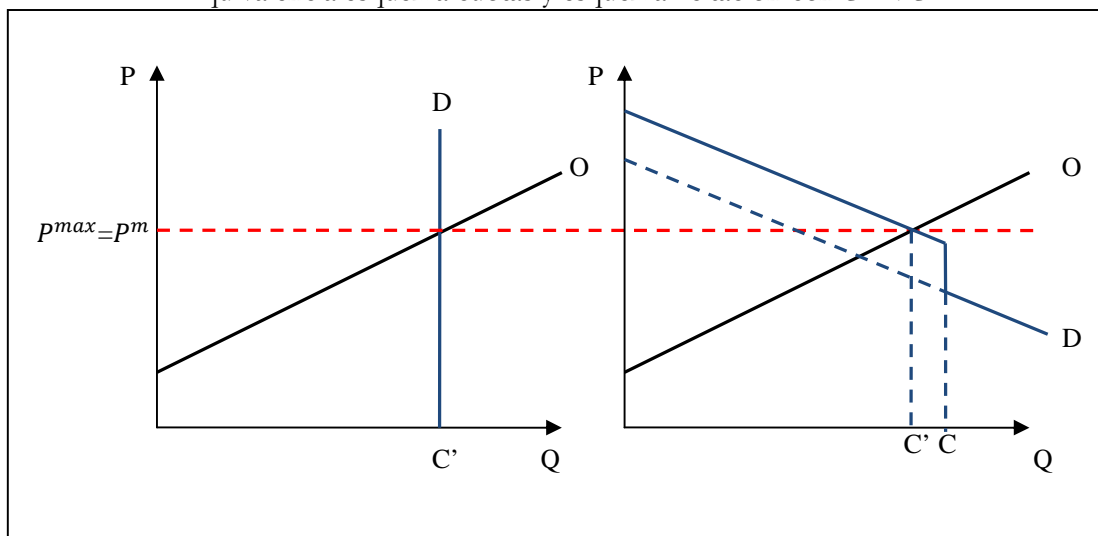
por ejemplo, la autoridad considera que el sobrecosto máximo admisible asociado al objetivo C de ERNC es la multa M. Cabe señalar sin embargo que, tal como muestra la figura 4, esta característica es perfectamente replicable con una licitación con precio máximo  $P^m$ .

Figura 3  
Licitación por precio en el mercado ERNC



Fuente: Elaboración propia

Figura 4  
Equivalencia esquema cuotas y esquema licitación con  $C' < C$



Fuente: Elaboración propia

Lo presentado indica que, **con mercados bien comportados, licitaciones y cuotas producen resultados idénticos**. Cabe señalar sin embargo, que el resultado es completamente distinto cuando existen problemas de competencia en la demanda. En ese caso el sistema de cuotas muestra claras desventajas: Los demandantes del atributo, con rivalidad inferior a la socialmente deseable, pueden generar un conjunto amplio de distorsiones e ineficiencias que, por ejemplo, se pueden traducir en privilegios a la oferta incumbente por sobre la entrada de nuevos generadores ERNC. Volveremos sobre este punto en las secciones siguientes donde analizamos las características del mercado eléctrico y el sistema de cuotas actualmente vigente en Chile.

Finalmente, dos consideraciones respecto del correcto funcionamiento de las licitaciones. Primero, la variable de asignación precio es preferible a otras como la contribución a la inversión. La razón es simple, cuando se licita por precio fijo el propietario del proyecto reduce el riesgo del negocio, efecto que no se produce cuando la licitación es asignada por menor contribución a la inversión. En este caso, si bien el valor esperado del proyecto aumenta, los flujos siguen expuestos a una volatilidad (costo marginal) que el inversionista exige compensar. Simplemente, a mayor riesgo mayor retorno exigido. Segundo, para el correcto funcionamiento de las licitaciones resulta fundamental que las firmas tengan los incentivos suficientes para cumplir lo acordado, y de esta forma, evitar que las mismas arriben a precios por debajo de las capacidades reales de los involucrados<sup>3</sup>. La carencia de estos incentivos (por ejemplo por multas muy bajas por incumplimiento) es lo que explica en gran medida los bajos resultados de este sistema en países como Gran Bretaña y Francia.<sup>4</sup>

Canadá y Estados Unidos han implementado licitaciones para generar electricidad a partir de fuentes ERNC. En estos dos países el instrumento ha sido especialmente

---

<sup>3</sup> Engel y Galetovic (1996), a propósito de la problemática del riesgo en las concesiones de infraestructura indican que es eficiente que el riesgo de obtener ingresos inferiores a los previstos no recaiga en los concesionarios de manera tal de el riesgo de obtener ingresos menores a los previstos, reduciendo las posibilidades de renegociación o incumplimiento de contratos, lo que en el caso de las licitaciones como las planteadas determina ocupar un mecanismo de precios, por sobre uno de contribución a la inversión.

<sup>4</sup> Para más información ver Lauber, Volkmar, ed. *Switching to Renewable Power: A Framework for the 21st Century*, (Earthscan: London, 2005), ver Capítulo 8, *The Design and Impacts of the Texas Renewables Portfolio Standard* by Ole Langniss and Ryan Wisser.

exitoso. En Estados Unidos 8000 MW de los 9000 MW de potencia eólica existentes en 2005 se generaron a partir de licitaciones. Otro ejemplo de licitaciones es Perú, país que a partir del año 2009 realiza subastas periódicas. En la primera de estas se licitaron 1314 Gwh separados por tipo de tecnología ERNC, y se obtuvo como resultado la adjudicación de un 68% del total licitado (un 78% del total licitado para la generación eólica fue adjudicado). Otro ejemplo es Brasil, que mediante dos licitaciones (una el 2009 y otra el 2010) ha adjudicado más de 3300 MW de potencia. Por último, es necesario señalar que en estos dos países, al igual que en la mayoría de los países latinoamericanos que ha adoptado este sistema, han implementado mecanismos de penalización adecuados, corrigiendo los errores cometidos anteriormente en Europa y que hicieron fracasar el sistema de subastas.

En resumen, dos de los mecanismos de fomento a las ERNC, FIT y subsidios o rebajas tributarias son susceptibles de generar ineficiencias económicas. Los otros dos, cuotas y licitaciones son eficientes y equivalentes en sus resultados con mercados bien comportados. La única diferencia entre ambos se produce cuando existen problemas de competencia en la demanda. En ese caso la licitación, a diferencia del sistema de cuotas, no es permeable al ejercicio de poder de mercado de los incumbentes.

### 3 El Mercado Eléctrico Chileno y las ERNC

#### 3.1 Aspectos Regulatorios, Operacionales y Comerciales.

A diferencia de los segmentos de distribución y transmisión, la generación de energía eléctrica no se encuentra afecta a regulaciones tarifarias. En este mercado, un conjunto de empresas generadoras compiten ofreciendo la energía que producen a partir de distintas fuentes primarias utilizando múltiples tecnologías para su transformación.

Desde el punto de vista de la fuente primaria de energía, los dos principales tipos de centrales son las centrales térmicas y centrales hidroeléctricas. Al año 2010, las centrales térmicas representaron el 57% de la potencia instalada en el SIC; de ellas 18% corresponde a centrales

que generan en base a Carbón, 30% corresponde a centrales que generan en base a Diésel y/o otros derivados del petróleo y 52% corresponde a centrales originalmente diseñadas para operar con gas natural. En el caso del 40% que es generada en centrales hidráulicas, el 71% corresponde a centrales que utilizan embalses y el 29% corresponde a centrales “de pasada”. El restante 3% corresponde a generación ERNC.

Con el fin de que la dinámica de uso de las centrales se realice de forma eficiente, esto es, al mínimo costo, el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) tiene la facultad de ordenar el despacho de las centrales eléctricas en estricto orden de mérito. Así, primero ordena el funcionamiento de las centrales cuyo costo marginal de generación es menor y luego va incorporando el resto de las centrales, ordenadas en forma creciente según aumentan los costos de generación.

Como consecuencia de lo anterior, existe un grupo de centrales de bajo costo marginal que es despachado de manera continua. Este tipo de centrales --entre las que se encuentran las centrales hidroeléctricas de pasada, eólicas, geotérmicas y de biomasa-- casi no presenta costos una vez que la inversión está realizada, y por tanto, la generación a partir de su uso casi no requiere incurrir en costos variables.

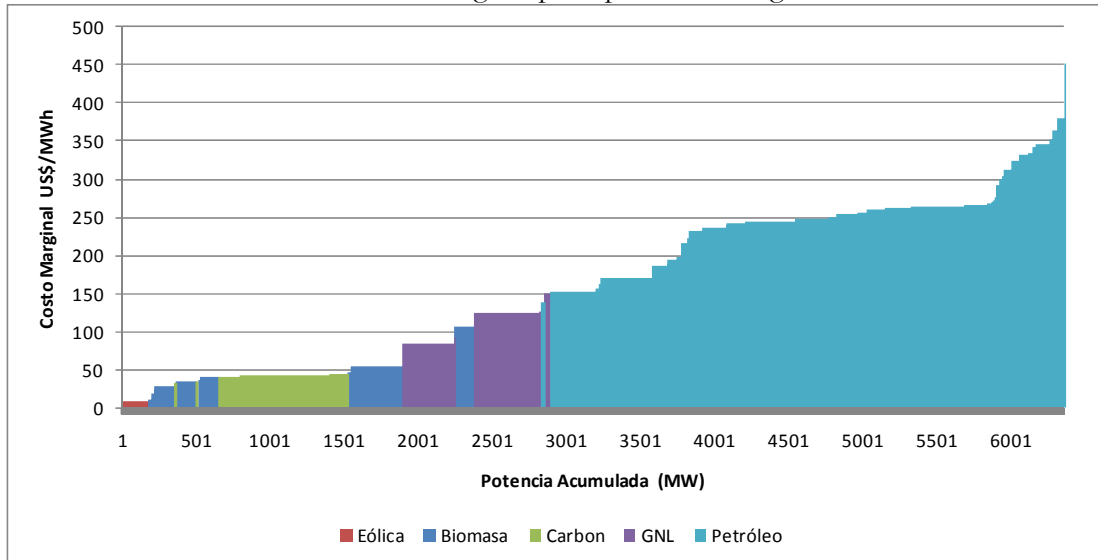
Distinto es el caso de las centrales que utilizan alguna fuente de combustible fósil. Este tipo de centrales está sujeto a un costo marginal directo que se desprende del precio del combustible que utiliza y de la eficiencia en la conversión propia de la tecnología de generación.

Algo más particular resulta la situación de las centrales hidroeléctricas de embalse. Aunque los costos marginales a su operación son cercanos a cero, la capacidad que tienen estas centrales de “embalsar energía” hace posible imputar a las mismas un costo equivalente al **costo de oportunidad** de generación con alternativas menos eficientes. El motivo: cada vez que una central de embalse entra en funcionamiento utiliza parte del stock de energía que mantiene embalsado, reduciendo de esta forma las posibilidades de generación en el futuro e incrementando **el costo marginal esperado** del sistema eléctrico. Habida cuenta de lo anterior, el CDEC imputa a las centrales hidroeléctricas de pasada un costo marginal equivalente al costo de oportunidad de generar con alternativas menos eficientes en el futuro.

En la práctica, el CDEC realiza esta estimación en base al stock de agua embalsada, los escenarios hidrológicos esperados y el costo de las tecnologías de generación que reemplazarían la falta del agua embalsada destinada a la generación.

A modo referencial, el gráfico 1 muestra el costo marginal asociado a gran parte de las tecnologías antes mencionadas en el SIC vigentes a abril de 2011. Como se aprecia en la figura, el costo marginal varía desde 7,7 a 451,8 US\$/MWh dependiendo de la tecnología de generación que se trate, produciéndose saltos discretos entre las distintas tecnologías. Así las cosas, para los primeros 1.500 MW de potencia instalada el costo marginal es menor a los 50 US\$/MWh. En el tramo superior de la curva se encuentran las centrales diesel. Estas centrales, que totalizan más de 3.000 MW de potencia instalada, dan cuenta de una alta variabilidad en sus costos marginales, los que van desde 139,15 US\$/MWh en el caso de las centrales más eficientes hasta los 351 de las centrales más antiguas e ineficientes del sistema como Renca Antigua (que data del año 1962).

Gráfico 1  
Costo marginal por tipo de tecnología



Fuente: Elaboración propia con datos de estimación de precios nudos a abril de 2011

Así las cosas, es la composición de la oferta en el tiempo la que define la evolución de los precios spot de la energía. En efecto, y tal como se aprecia en la Gráfico 2, el costo marginal de la energía cayó consistentemente a partir del año 1997 cuando la generación en base a Gas Natural (GN) proveniente de Argentina pasó a representar la alternativa de expansión de menor costo marginal en el sistema. A partir de dicha fecha, la ventaja de las centrales de GN en relación con las alternativas factibles se tradujo en una masiva incorporación de centrales que generaban en base a GN: Nueva Renca (370 MW), San Isidro (379 MW), San Isidro II (341 MW), Nehuenco (380 MW), Nehuenco II (390 MW), Nehuenco 9B (103 MW), y Candelaria (272 MW). En total, la generación en base a GN llegó a representar más del 23% de la energía generada el año 2003.

La masiva entrada de centrales que generaban en base a GN tuvo una segunda consecuencia algo menos evidente: la estabilización progresiva del costo marginal de generación. Simplemente, la mayor abundancia relativa de generación térmica que representó la entrada de GN hizo al sistema menos vulnerable a la hidrología, y por tanto, fue cada vez menos

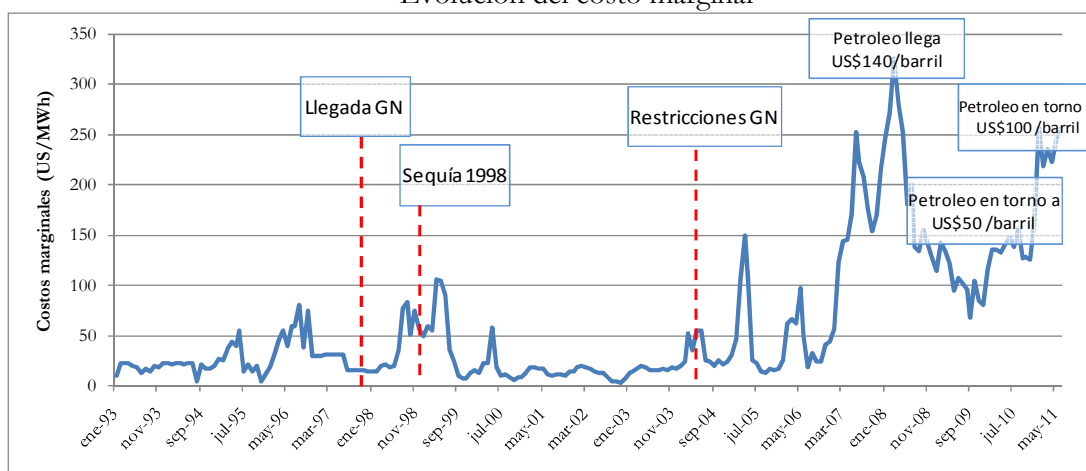
necesario recurrir a alternativas de generación ineficientes que respaldaban al sistema ante la escasez de agua.

Sin embargo, a partir del año 2004 el escenario del sector eléctrico cambió de manera inesperada. Un conjunto de políticas tarifarias que el Gobierno Argentino tomó en el contexto de la emergencia económica por la que pasó el año 2002 redujo los incentivos a la inversión en exploración de nuevos recursos de GN en ese país. Lo anterior, unido a un inesperado crecimiento de la economía Argentina a partir del año 2003, se tradujo en una escasez de suministro que comenzó a manifestarse en marzo del año 2004.

Presentada la escasez, la autoridad Argentina, contradiciendo compromisos previamente adquiridos con Chile, administró el desbalance entre oferta y demanda utilizando las exportaciones como variable de ajuste, generando una reducción significativa de los envíos hacia Chile.

Las consecuencias para el sector eléctrico en Chile no demoraron en llegar. Ante la ausencia de GN, el sector se vio obligado a la reconversión progresiva de las centrales que utilizaban GN a un combustible más costoso: el Diesel. Del mismo modo, la disminución en la oferta generadora disponible obligó al uso cada vez más frecuente de centrales térmicas ineficientes aumentando progresivamente el costo marginal de generación. La tendencia alcista en el costo marginal se vio acentuada a partir del año 2006 como consecuencia del alza en el precio del petróleo diesel utilizado por las centrales térmicas reconvertidas. El costo marginal llegó a un máximo en torno a los US\$325/MWh en marzo de 2008, cuando a la escalada en el precio del diesel se sumó un escenario de estrechez en el suministro que hizo que el costo marginal estuviese dado en gran medida por el **costo de oportunidad** asociado a la falla del sistema (“costo de falla”).

Gráfico 2  
Evolución del costo marginal



Fuente: Elaboración propia con antecedentes de CNE y CDEC-SIC

A partir del año 2008 la volatilidad ha dominado la dinámica de precios. La fluctuación en el precio de los combustibles fósiles, unida al cambio en los escenarios hidrológicos, ha propiciado costos marginales que, en sólo dos meses, pueden variar en más de un 50% al alza o 26% a la baja. En el mediano plazo las proyecciones del mercado indican que, con un escenario de precio del petróleo en torno a los US\$100 (consistente con precios futuros de NYMEX), el costo marginal podría converger a niveles entre US\$101 y US\$111/MWh a medida que se materialice la oferta térmica a carbón que se encuentra en construcción.

Dicho lo anterior, es preciso indicar que la proyección de costos marginales es altamente dependiente del desempeño de los combustibles fósiles. Con precios del petróleo altos, en torno a US\$130, como los que sugieren las proyecciones de agencias como Goldman Sachs, el costo marginal se podría situar en niveles por sobre los US\$ 130/Mwh.

Dejamos hasta este punto la descripción de la dinámica operacional y de costos para abordar los aspectos comerciales del negocio de generación. Desde esta perspectiva, las generadoras tienen tres alternativas para comercializar su producción:

- a. **Contratos de largo plazo.** Las compañías generadoras tienen la opción de negociar precios en el mediano o largo plazo con “clientes libres” y también participar en las licitaciones públicas y abiertas que los distribuidores de energía

realizan en el contexto de la Ley N° 20.018 para asegurar su suministro de energía en el largo plazo. Con respecto a estas últimas, cabe destacar que en conjunto representan un 68% de la energía demandada en el Sistema Interconectado Central en 2010 (y un 75% si se agregan los contratos previos a dicha ley) y proveen una estabilización de precios que en promedio se encontrará vigente incluso hasta el año 2024. A modo ilustrativo el cuadro 1 muestra el precio vigente de las licitaciones que realizaron las distribuidoras en el contexto de la Ley N° 20.018 (indexado a mayo de 2011). Como se aprecia en el cuadro, el precio varía entre US\$82,5/MWH y US\$155,1/MWH (US\$94,2/MWH en promedio)

Cuadro 1  
Resumen de contratos por empresa generadora para 2006, 2007 y 2009

Empresa generadora	Precio medio Licitación US\$/MWH	Energía contratada GWH/Año
AES Gener	105,7	5.419
Campanario	158,3	1.750
Colbún	86,8	6.782
Endesa	82,5	12.825
Guacolda	85,8	900
EMELDA	155,1	200
EPSA	155,1	75
Monte Redondo	155,1	275
Total		28.226

Fuente: Systep, Reporte Sector Eléctrico SIC-SING, Junio 2011

- b. Venta de energía a precio spot.** El precio spot corresponde al costo instantáneo incurrido por el sistema eléctrico. En términos prácticos, el precio se define en función del costo de operación de la unidad generadora de mayor costo operando en cada minuto. Tal como indicamos, el precio spot es muy variable y se encuentra determinado por muchos factores, entre otros la volatilidad en el precio de los combustibles fósiles y la disponibilidad de agua embalsada. A modo referencial, el coeficiente de variación mensual de los últimos 4 años es de un 40%.

- c. **Venta de potencia a precio mayorista.** Es el precio utilizado para transferir potencia entre generadores. En la actualidad, el precio de la potencia se estima como el costo de reposición de una unidad de punta de una turbina a gas diesel de 70 MW. El monto de la potencia a remunerar dependerá de la tecnología utilizada y la capacidad de generación que esta tenga en las horas punta de los meses de mayor demanda. Por ejemplo, para la generación hidráulica se considera como potencia máxima la capacidad de generación en los peores años de condición hidrológica de los últimos 40 años. Por su parte, para las centrales eólicas se considera el peor año en términos de condición de viento.

### 3.2 Concentración y barreras a la entrada

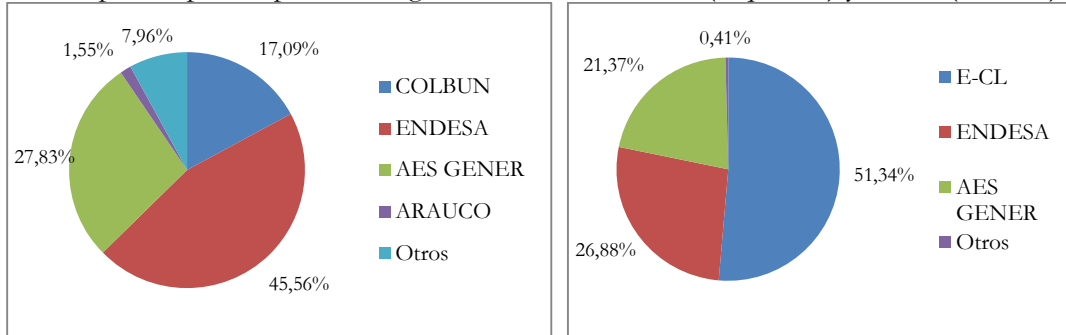
El mercado de generación eléctrica es un mercado altamente concentrado. En efecto, tal como se destaca en los gráficos 3 y 4, los tres principales generadores presentes en el SIC, Endesa, AES Gener y Colbún, concentran más de un 90% de la oferta de energía, mientras que E-CL, Endesa y AES Gener, los mayores generadores del SING, totalizan un 99% del total generado por dicho sistema. En términos de potencia instalada, las tres empresas más importantes del SIC aglutinan un 81% de la oferta, mientras que las tres más grandes del SING comprenden un 99% de la oferta. Las cifras presentadas para el SIC y el SING se traducen en índices de concentración de Hirschman Herfindahl (HHI) de 3.193 y 3.184 puntos respectivamente, cifras que permiten caracterizar a cada uno de estos mercados como “altamente concentrados”<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> La Fiscalía Nacional Económica (FNE) en su guía de operaciones de concentración horizontal indica que un mercado no es concentrado si este índice se encuentra por debajo de 1000, medianamente concentrado si se encuentra entre 1000 y 1800 y altamente concentrado si sobrepasa los 1800 puntos

Gráfico 3

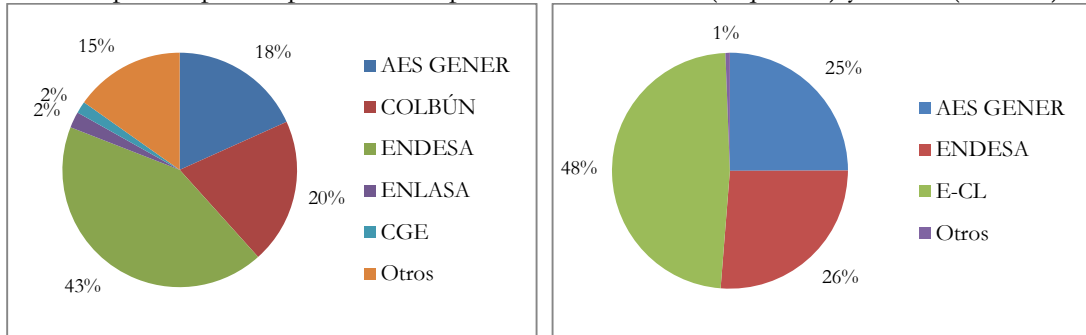
Participación por empresa en la generación total del SIC (Izquierda) y SING (derecha)



Fuente: Elaboración propia a partir de información de CDEC SIC y CNE

Gráfico 4

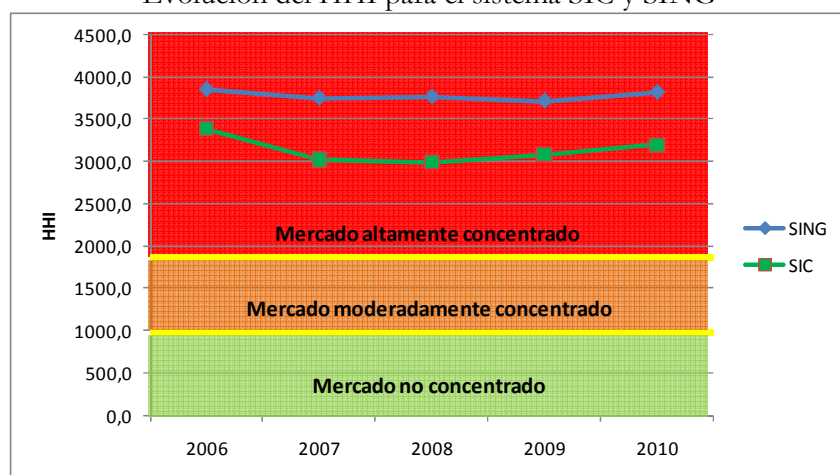
Participación por empresa en la capacidad total del SIC (Izquierda) y SING (derecha)



Fuente: Elaboración propia a partir de información de CDEC SIC y CNE

La caracterización anterior constituye una constante en la dinámica de mercado. Tal como se expone en el gráfico 5, el índice de concentración HHI nunca ha bajado de los 2900 puntos para el caso del SIC y de los 3700 para el SING. La entrada de nuevos actores tampoco constituye una actividad frecuente: entre los años 2006 y 2010 no ha ingresado ningún actor que haya logrado consolidar participaciones de mercado superiores a 1%.

Gráfico 5  
Evolución del HHI para el sistema SIC y SING



Fuente: Elaboración propia a partir de información de CDEC SIC y CNE

Lo anterior, entre otras cosas, tiene que ver con la presencia de abundantes barreras a la entrada en el mercado eléctrico. Las barreras a la entrada son elementos que impiden o dificultan el ingreso de competidores. Estas pueden ser exógenas y endógenas. Entre las primeras se cuentan los costos hundidos, las restricciones administrativas y ambientales y el acceso a ciertos insumos básicos. Entre las segundas se cuentan las que derivan del comportamiento estratégico de los incumbentes, como el gasto en publicidad y las ventajas asociadas al “first mover” o mover primero, como pueden ser la concreción de contratos de largo plazo y el acaparamiento de terrenos en servidumbre, o derechos de agua<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> Existen múltiples definiciones de barreras a la entrada. En su trabajo sobre barreras a la entrada, J.S. Bain (1958) define las barreras a la entrada como las condiciones que permiten a una empresa elevar el precio sobre el costo mínimo promedio de producción y distribución, sin inducir a los potenciales entrantes a entrar a la industria. Esta definición, basada en los efectos de las barreras a la entrada, incluye a un conjunto amplio de elementos que no necesariamente son contrarios a la libre competencia, por ejemplo, las mejoras tecnológicas que permitan acceder niveles de eficiencia difíciles de replicar.

Teniendo en cuenta las dificultades propias de las definiciones basadas en los efectos, las definiciones que siguieron a Bain se focalizaron en comparar las condiciones que enfrentan incumbentes y potenciales entrantes. Stigler (1968), por ejemplo, señala que son barreras a la entrada todos aquellos costos que deben asumir los entrantes, pero que no tuvieron que efectuar los incumbentes. Debe notarse que, bajo esta definición, muy pocos elementos son considerados barreras a la entrada: ni los costos hundidos, ni los rendimientos a escala, ni las inversiones en reputación, por nombrar algunos. Teniendo en cuenta lo anterior, Baumol y Willig (1981) ofrecen una definición más amplia de barreras de entrada: cualquier situación que requiere gastos por parte del nuevo entrante, pero que no impone costos equivalentes al incumbente. En este tipo de definición, elementos como los costos hundidos sí constituyen barreras a la entrada. Otros autores como Gilbert (1989), han vuelto al enfoque de Bain señalando que constituye una barrera a la entrada la rentabilidad adicional a la que puede acceder el incumbente como sola consecuencia de estar en el mercado. Esta definición enfatiza las ventajas de ser “*First Mover*”, esto es, el primero que interviene en el juego. En este concepto incluso las conductas estratégicas de los incumbentes constituyen barreras a la entrada.

Tratándose del mercado eléctrico las barreras a la entrada son especialmente importantes, entre las principales se cuentan:

- 1 **Derechos de agua:** Colbún y Endesa poseen una parte mayoritaria de los derechos de agua no consuntivos con potencial hidroeléctrico. En efecto, información reportada en la resolución N°22 del año 2007 en el contexto de la causa “NC 134-06” muestra que a dicha fecha Endesa y Colbún eran titulares de un 76% de los derechos de agua no consuntivos asignados y poseían un porcentaje superior al 90% de los derechos de agua adjudicados o solicitados en la región de Aysén, que es en definitiva la región de mayor potencial hidroeléctrico futuro. Asimismo, la Dirección General de Aguas informó, a propósito del mismo caso que *“en Chile se encuentra prácticamente agotada la posibilidad de constituir derechos de agua no consuntivos”*<sup>7</sup>.
- 2 **Costos hundidos:** Como se observa en el cuadro 2, los montos necesarios para invertir en algún tipo de central de generación eléctrica son sustanciales. Por ejemplo, el costo de la inversión de una hidráulica de embalse asciende a los US\$ 620 millones en promedio. En el otro extremo, la inversión en una central hidráulica de pasada considera un monto de US\$93 millones. A estos costos se deben sumar las obras de transmisión hasta la red troncal que, por lo general, superan los US\$400.000 por kilómetro.

Cuadro 2  
Inversión promedio por central según tipo de tecnología

Tipo de Tecnología	Capacidad instalada promedio MW	Costo de inversión por MW MMUS\$	Inversión Promedio MMUS\$
Hidráulica Embalse	344	1,8	620
Hidráulica Pasada	46	2	93
Eólica	41	2,5	101
Carbón	155	2,35	364
Petroleo	290	0,72	209
GNL	390	0,8	312

Fuente: Elaboración propia a partir de información de CNE

- 3 **Permisos ambientales:** La obtención de los permisos ambientales es una barrera a la entrada cada vez más difícil de sortear. En efecto, tal como reporta Rodríguez (2011) los

<sup>7</sup> TDLC Resolución N°22 del año 2007

procesos de evaluación ambiental son cada vez más engorrosos. Así las cosas, el plazo de evaluación promedio de un proyecto ambiental paso de 300 días el año 2008 a más de 500 días el año 2010, retrasándose en más de un 67%. Según señalan en el estudio “Identificación de dificultades en la tramitación de permisos de proyectos del sector eléctrico”, encargado por el Ministerio de Energía, las entidades encargadas de la evaluación cuentan con procesos y recursos insuficientes para satisfacer los requerimientos de proyectos para el sector eléctrico, lo que acrecienta aún más los tiempos de aprobación. Asimismo, la legislación en cuanto a regulación de bosque nativo, patrimonios culturales y naturaleza en general, han llevado a que incluso proyectos ERNC tengan una mayor probabilidad de ser rechazados.

- 4 **Oposición ciudadana y judicialización:** El escrutinio y oposición de la ciudadanía y las Organizaciones no Gubernamentales hacia los proyectos energéticos es cada vez mayor. La actual conciencia global por el medio ambiente y la organización de la ciudadanía ha retrasado la evaluación, condicionado su aprobación a mayores medidas mitigatorias y, en último término, judicializado el proceso de evaluación de los proyectos energéticos. Lo anterior se traduce en costos que desincentivan la entrada de nuevos proyectos. Casos como el de la Central Barrancones, recientemente cancelada por presión pública, o Hidroaysén, que enfrenta un riesgo similar, tienden a confirmar la tendencia descrita.
- 5 **Contratos firmados:** Tal como se indicó en la sección 3.1 parte importante de la demanda, un 65% (de 2010), se encuentra asignada hasta el año 2019<sup>8</sup>. Ante esta restricción, la operación de nuevos entrantes está fuertemente condicionada a la capacidad que tengan estos para contratar parte de la energía remanente, o en caso contrario, se encontrarán afectos al riesgo que representa la volatilidad de un 40% en el precio spot.

Los antecedentes presentados permiten concluir que la estructura y características del mercado de generación eléctrica dan cuenta de un mercado **concentrado y con importantes barreras a la entrada**. Si bien lo anterior no indica por sí sólo la presencia de actos contrarios a la libre competencia, estimamos que la caracterización constituye un antecedente importante a la hora de diseñar políticas públicas. Volveremos sobre este punto en las secciones siguientes.

---

<sup>8</sup> Considera sólo contratos de distribuidoras.

#### 4 ERNC en el Mercado Eléctrico Chileno

Con fecha primero de abril del año 2008 fue publicada la Ley N° 20.257 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°1 del Ministerio de Minería de 1982). La legislación incorporó una disposición que obliga a **las empresas generadoras** con capacidad instalada superior a 200 MW a acreditar que un porcentaje de los retiros de energía que realizan cada año sean inyectados de fuentes de ERNC.

La obligación que contempla la ley exigió que a partir del año 2010 el 10% de los retiros de energía que realizan empresas de distribución eléctrica que abastecen consumos de clientes regulados provenga de fuentes ERNC. Con respecto a los retiros de energía asociados al resto de los clientes, la ley contempla un calendario gradual que comienza con obligaciones de 5% a partir del año 2010, exigencia que aumenta en 0,5% anual a partir del año 2015 hasta alcanzar un total de 10% el año 2024.

En teoría, la ley propicia la conformación de un mercado de ERNC, facultando a las empresas generadoras el traspaso de los excedentes de ERNC entre las distintas empresas eléctricas; inclusive entre empresas que participan en distintos Sistemas Interconectados. La multa asociada al no cumplimiento de la obligación es de 0,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación (aprox. US\$25 /MWh), cifra que puede aumentar a 0,6 UTM si la obligación no es cumplida en tres años de manera consecutiva (aprox. US\$50/MWh).

La ley identifica las siguientes fuentes de ERNC:

- a) Centrales hidroeléctricas con potencia máxima igual o inferior a 40 MW. En este tipo de centrales la energía a acreditar es corregida por un factor proporcional a la potencia por sobre 20 MW que tenga cada una de las centrales conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Factor de Corrección} = 1 - \frac{\text{Potencia Máxima} - 20\text{MW}}{20\text{MW}} \quad (1)$$

- b) Instalaciones de cogeneración eficiente que generan energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético con potencia máxima suministrada al sistema inferior a 20 MW.
- c) Ampliaciones de fuentes ERNC que se encuentren interconectadas con anterioridad al primero de enero de 2007.

Desde el punto de vista económico, el costo de oportunidad que representa la multa constituye una renta económica asociada a las ERNC cuya asignación entre oferentes (generadores de ERNC) y demandantes (generadores con potencia instalada mayor a 200MWh) puede distribuirse de distintas formas dependiendo de las características del mercado. El resultado dependerá, entre otras cosas, de la escasez en el suministro de ERNC y del número de oferentes y demandantes que participan en el mercado de las ERNC.

Especialmente importante para el funcionamiento de este esquema es la rivalidad que se aprecie entre los demandantes, en este caso, **los generadores con potencia instalada superior a 200Mwh**. Si la rivalidad es intensa, el mercado las ERNC podrá contar con una retribución adecuada a su característica. Por el contrario, en ausencia de rivalidad, la demanda por el atributo ERNC puede ser sujeto de distorsiones. Ello ocurre por ejemplo si un oligopolio en la demanda busca mantener su poder de mercado. En este caso, los incumbentes podrían favorecer proyectos propios menos eficientes con el objetivo último de mantener las rentas asociadas al oligopolio en su negocio principal. Los riesgos anteriores son especialmente atendibles si se tiene en cuenta que, tal como se presentó en la sección 2.2, los demandantes de atributo ERNC forman parte de un mercado “altamente concentrado” con significativas barreras a la entrada.

La potencial existencia de distorsiones se acentúa si se tiene en cuenta que los costos asociados a una ineficiente asignación de proyectos ERNC no son de cargo absoluto del demandante. Ello ocurre porque parte importante de los contratos suscritos entre generadores y distribuidoras o clientes libres contemplan cláusulas de indexación que hacen de cargo del comprador los mayores costos que puede representar las ERNC.

Se tiene entonces que, por una parte los demandantes del atributo ERNC tendrían incentivos para “bloquear” el acceso de terceros al mercado generador ERNC. Por otra parte, el costo del “bloqueo”, esto es el mayor costo de un proyecto ERNC propio en relación a uno de terceros, no es de cargo exclusivo del generador sino que muchas veces es traspasado a distribuidores y clientes libres en conformidad a lo que contemplan los contratos.

En este contexto no resulta extraño que la evaluación que realizan los potenciales entrantes de la prima ERNC sea sustancialmente inferior al monto de la multa, y en muchos casos inexistente. Simplemente, atendiendo a los incentivos de los generadores tradicionales y la estructura de mercado, resulta poco probable comercializar el atributo con algún excedente significativo para el generador de ERNC.

Así las cosas, si bien el sistema de cuota podría cumplir con su objetivo primario de que cierto porcentaje de la energía provenga de fuentes ERNC (basta que el diferencial de costo entre ERNC y generación tradicional sea inferior a la multa de US\$33/MWh), resulta poco apropiado para incentivar la participación de nuevos actores en el mercado eléctrico. Estimamos que esta debiera ser una preocupación atendible dado los niveles de concentración en el mercado descritos en la sección anterior y a los resultados de alguna de las licitaciones de suministro que se realizaron el año 2008, las que incluso se adjudicaron en valores de US\$104,19/MWH , cuando el costo de desarrollo del sistema (carbón) se encontraba en torno a US\$61/MWH

Dicho lo anterior, la fuente de remuneración principal que los participantes potenciales ERNC incorporan en la evaluación de sus proyectos corresponde al ingreso por energía suministrada. En este punto, como señalamos en la sección 2.1 las opciones son dos: contratos o venta en el mercado spot. La primera opción, el contrato, tiene la ventaja de reducir el riesgo ya que asegura el precio en un horizonte amplio de tiempo. El problema para las ERNC es que por una parte los contratos ya se encuentran firmados, por lo que no existen opciones amplias para suscribirlos al menos hasta el año 2020. Por otra parte, el contrato requiere cumplir con el perfil de generación que requiere el demandante. La lógica en este punto es clara: proyectos que cuenten con un factor de carga alto, o al menos predecible en sus entregas, se encontrarán en mejores condiciones de servir un contrato. Por el contrario, proyectos que enfrentan

volatilidad en la fuente primaria no podrán responder adecuadamente a las necesidades de un contrato en particular, y en consecuencia, estarán obligados a vender la energía en el mercado spot al costo marginal instantáneo. La única forma de sortear dicha dificultad consiste en “sobrecontratar” y exponerse al riesgo de comprar los volúmenes necesarios para cumplir el contrato en el mercado spot. Sin embargo, bajo esta modalidad el riesgo de “precio de venta” que se elimina vía contratación se convierte en un “riesgo de insumo” de idéntica magnitud.

Así las cosas, no resulta extraño que a la fecha ningún proyecto ERNC haya logrado firmar contratos individuales con los distribuidoras o clientes libres. De igual modo, tampoco resulta extraño que el mercado secundario de derechos de ERNC sólo de cuenta de transferencias entre relacionados o participantes menores del mercado de generación. En efecto, en el año 2010 sólo el 45% de la energía proveniente de generadores 100% ERNC se comercializó, la restante quedó como saldo para el año 2011. Asimismo de los 14 generadores 100% ERNC sólo 5 comercializaron sus derechos.

En resumen, dada la variabilidad de la fuente primaria y la estructura de mercado, los generadores ERNC se encuentran particularmente expuestos a la volatilidad del mercado spot. Por otra parte en el mercado de atributos ERNC los potenciales entrantes se ven obligados a vender sus derechos a un conjunto acotado de empresas con alta participación y poder de mercado, situación que reduce sus expectativas de ingreso.

## 5 Propuesta de estabilización de precios

Como se desprende de lo presentado en la sección 2 anterior, de los cuatro mecanismos usualmente utilizados para el fomento de las ERNC, los FIT y subsidios son ineficientes desde el punto de vista económico. Los otros dos mecanismos, cuotas y licitaciones son, bajo condiciones generales, eficientes económicamente y equivalentes desde el punto de vista de la demanda por recursos.

Sin embargo, como se detalla en la misma sección, las cuotas requieren el funcionamiento de un mercado competitivo tanto en la oferta como en la demanda por el atributo ERNC; por el

contrario, las licitaciones sólo requieren el adecuado funcionamiento del mercado de oferentes del atributo y no precisa condición alguna respecto al funcionamiento del mercado de demandantes.

Por otra parte la sección 3.1 destaca que el mercado de generación de electricidad es un mercado altamente concentrado, caracterizado por la presencia de barreras a la entrada de magnitud importante. En conjunto, ambas condiciones, concentración y barreras a la entrada, dan cuenta de un mercado no contestable en el que pueden presentarse conductas cooperativas entre sus participantes que se traduzcan en una rivalidad inferior a la socialmente deseada.

Finalmente, la sección 3.2, que caracteriza al mecanismo de fomento a las ERNC vigente en Chile, indica que este corresponde a un sistema de cuotas en donde los que demandan el atributo ERNC son los generadores no ERNC.

Juntando todos los elementos antes descritos se concluye que, si bien el sistema de cuotas es óptimo desde el punto de vista teórico, no lo es necesariamente en la práctica. La razón es clara, tratándose del atributo ERNC, el mercado que las demanda no es necesariamente competitivo, por lo que se pueden generar distorsiones en la asignación de los proyectos que impidan el ingreso de productores ERNC que no forman parte del mercado actual de generadores. La hipótesis se acentúa si se tiene en cuenta que los mayores costos de las ERNC no son de cargo de los generadores sino que muchas veces son traspasados a consumidores por medio de los indexadores que se contemplan en los contratos.

Habida cuenta de lo anterior, en lo que sigue proponemos la introducción de un mecanismo eficiente de incentivos a las ERNC que, a diferencia del actual, no es vulnerable a los posibles problemas de competencia que pueden presentarse en el mercado que demanda el atributo. En términos resumidos, el mecanismo propuesto corresponde a procesos de licitación de energía ERNC que se asignan a los generadores que soliciten el menor precio de venta de la energía. A pesar de asegurar un precio estable, el mecanismo propuesto contempla diferencias en el aporte horario y estacional que tiende a premiar (castigar) a los proyectos ERNC que muestren un perfil de generación más (menos) consistente con la demanda por energía del

sistema eléctrico completo. Ello, con el objetivo de evitar proyectos ERNC ineficientes que, por ejemplo, generen sólo en horarios donde la energía no tiene valor o este sea muy bajo.

En lo que sigue detallamos los aspectos que contempla nuestra propuesta:

#### Precio fijo ERNC que se fija en un proceso de licitación.

Como punto de partida se apunta a una estabilización de precios de la Energía. El precio estabilizado se fija en una licitación pública abierta a todos los postulantes interesados en ofertar ERNC en el SIC y SING. El modelo de licitación contempla que la autoridad fije una cantidad de ERNC de tamaño significativo, por ejemplo 2.000-3.000 Gwh anuales, a los que postulan un conjunto de proyectos ERNC. El precio fijo corresponderá al que presente la oferta de menor costo que, en el margen, permita cumplir con la cantidad licitada. En términos simples lo anterior se realiza ordenando las ofertas de menor a mayor precio unitario. Luego, el precio fijo corresponde al ofertado por el proyecto que, sumando sus despachos de energía con los de costo inferior, permita cumplir con la cantidad fijada por la autoridad.

#### Plazos.

Se contempla un plazo de 24 meses entre el anuncio y la realización de la primera licitación. Estimamos que el plazo propuesto permite maximizar la participación de oferentes internos y externos garantizando de esta forma un proceso competitivo. El plazo señalado permitirá que los proyectos cuenten con un desarrollo que permita la elaboración de un modelo financiero funcional a la decisión de ofertar. De igual forma se contempla un plazo de 4 años entre el cierre de la licitación y el inicio de vigencia del precio estabilizado. Se estima que el plazo señalado es consistente con los tiempos de diseño de ingeniería de detalle y construcción necesario para materializar este tipo de proyectos. Respecto a la vigencia del precio fijo, se recomienda plazos superiores a 12 años que permitan reducir de manera sustancial el riesgo del proyecto.

No se recomiendan plazos breves. Los mismos exponen a las empresas a riesgos que, por lo general, se traducen en retribuciones superiores o dejan el mercado circunscrito a los actuales participantes. Según señalan algunos analistas del sector los altos precios obtenidos en las

últimas licitaciones obedecen precisamente a que la ausencia de plazos razonables impidió el ingreso de nuevos entrantes y expuso a las empresas a riesgos de no cumplimiento.

Precalificación y multas por no cumplimiento: Los proyectos que participan en la licitación deben contar con elementos que hagan presumir un interés serio y genuino de materializar el proyecto. Con ese propósito se recomienda efectuar, en los meses previos a la licitación, un proceso de precalificación en el que se acredite, con antecedentes técnicos y financieros, el interés legítimo de participar en el proceso de licitación. Como medida complementaria se recomienda exigir boletas de garantía de fiel cumplimiento. El monto de estas garantías debe ser suficiente como para impedir el ingreso de especuladores pero no tan alto como para incrementar de manera sustancial el riesgo del proyecto y repercutir de manera significativa en los costos financieros del mismo. Mientras más exhaustivo es el proceso de precalificación, menor será la necesidad de incrementar el monto de la garantía de fiel cumplimiento.

#### Remuneración.

Todos los proyectos que se adjudiquen la licitación se remunerarán de dos fuentes:

***Fuente 1: ventas de energía a costo marginal.*** Los proyectos que se adjudiquen la licitación estarán obligados a suministrar energía a costo marginal de su respectivo sistema y percibirán en consecuencia el costo marginal instantáneo del mismo.

**Fuente 2: Aporte por diferencia entre el costo marginal promedio ponderado y el precio de licitación.** Si para cierto período de tiempo (mes o año) el costo marginal promedio ponderado del sistema **es inferior** al precio de licitación, los proyectos ERNC recibirán un aporte unitario por MW generado equivalente al diferencial entre ambos. A modo de ejemplo si la licitación cierra en US\$95/Mwh y el costo marginal promedio ponderado del mes o año es de US\$90/Mwh entonces los productores ERNC recibirán US\$5 por MW durante el mismo período.

En conjunto, ambas remuneraciones cumplen con el doble objetivo de estabilizar ingresos y mantener incentivos positivos a proyectos con perfil horario o estacional coincidente con los

horarios de mayor costo de oportunidad de la energía. El mismo ejemplo anterior basta para ilustrar el punto, un generador recibirá los US\$5/Mwh del diferencial más lo que pueda recaudar a través de la venta de energía a costo marginal instantáneo, cifra que, con un mal perfil de generación, puede ser sustancialmente inferior a los US\$90 de costo marginal promedio ponderado del sistema.

Estimamos que el mecanismo antes mencionado corresponde a uno “ideal”. Sin embargo, cualquier mecanismo alternativo que permita privilegiar proyectos con buen perfil de generación, y que a la vez facilite la comunicación del mecanismo de remuneración hacia el sector financiero resultará apropiado para los fines mencionados. Una alternativa en este sentido podría ser, por ejemplo, calificar como proyectos aceptables aquellos que al menos suministren un 60% de la energía en horario diurno.

### Financiamiento

En periodos donde el precio internacional de los combustibles decae, el costo marginal de la energía también lo hace y, en consecuencia, resulta más probable que exista un diferencial positivo entre el precio de licitación y el costo marginal. Para esos periodos postulamos que sean los generadores tradicionales quienes se hagan cargo de las obligaciones que representa el financiamiento de dicho diferencial. Ello, siguiendo con la lógica de la Ley N°20.257 de fomento a las ERNC, que obliga a los generadores con potencia instalada mayor a 200 MWh a hacerse cargo de las potenciales multas asociadas a las cuotas. Todo ello conforme a la siguiente ecuación:

$$q^{ERNC} * (p^{ERNC} - cmg) = \alpha * (p^{ERNC} - cmg) q^{trad} \quad (3)$$

El lado izquierdo de la igualdad representa las necesidades de financiamiento cuando el precio de licitación ( $p^{ERNC}$ ) es inferior al costo marginal promedio ponderado del sistema ( $cmg$ ). En dicho momento la necesidad es simplemente dicha diferencia multiplicada por la energía de fuentes ERNC ( $q^{ERNC}$ ). Por otra parte el lado derecho de la igualdad resume las fuentes de financiamiento que son un porcentaje  $\alpha$  del diferencial entre el precio de licitación y el costo marginal multiplicado por la energía tradicional retirada del sistema. Resolviendo 3 se obtiene:

$$\alpha = \frac{q^{ERNC}}{q^{trad}} \quad (4)$$

Ello quiere decir que el factor  $\alpha$  de la ecuación es simplemente la participación que se busca de las ERNC respecto de las energías tradicionales. Así las cosas si se busca que las fuentes ERNC representen un 15% en relación a las fuentes tradicionales entonces la obligación que recaería sobre los tradicionales equivale al 15% del diferencial entre el precio de licitación ERNC y el costo marginal del período. Volviendo al ejemplo anterior, si la licitación cierra en US\$95/MWh y el costo marginal promedio ponderado del sistema es US\$90/MWh entonces las generadoras “tradicionales” deberán pagar  $15\% \cdot (95-90)$  por MW tradicional generado. Esto es US\$ 0,75 por MWh.

A modo ilustrativo el cuadro 3 muestra el costo de financiamiento unitario para una licitación ERNC que cierra a US\$ 95/MWh bajo distintos escenarios de costo marginal promedio ponderado del sistema. Como se desprende del cuadro, la obligación aumenta cuando el precio de la energía decae, y por tanto, no debiera representar una situación de excesivo apremio para los generadores tradicionales. Ello es más evidente si se tiene en cuenta que los mismos tienen contratos con sus clientes que les aseguran precios superiores a los US\$90/Mwh. Con todo, la obligación asociada al financiamiento del instrumento propuesto alcanza, con un costo marginal tan bajo como US\$45, es de sólo US\$ 7,5/Mwh. Esto es aproximadamente un 25% de la multa que actualmente contempla la legislación. Cabe recalcar que en la actualidad no existen analistas que proyecten como escenario probable costos marginales tan bajos como US\$45/Mwh.

Cuadro 3  
Obligaciones de financiamiento energías tradicionales

Precio licitación	Costo marginal promedio ponderado del sistema	Financiamiento ERNC tradicional
US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh tradicional
95	95	0
85	95	1,5
75	95	3
65	95	4,5
55	95	6
45	95	7,5

Excedentes. Como las obligaciones recaen sobre los generadores tradicionales, proponemos que con los excedentes se produzca un tratamiento simétrico, esto es, que los excedentes que se generan cuando el costo marginal promedio ponderado es superior al precio de licitación se repartan entre los generadores tradicionales.

Cuando esto sucede, la lógica es similar a la expresada en el punto anterior. En esta ocasión la remuneración del productor ERNC será la que perciba por costo marginal pero deberá pagar un cargo por MWh equivalente al diferencial entre el costo marginal promedio del sistema y el precio de la licitación. Postulamos que este cargo debería ser distribuido entre los generadores tradicionales. Volviendo a nuestro ejemplo en que las ERNC representan un 15% de la energía tradicional se tiene que esta retribución permitiría aminorar en un 15% el diferencial entre el costo marginal y el precio de licitación ERNC. En términos numéricos, si el costo marginal está en US\$105/Mwh y el precio de licitación es de US\$95 los generadores ERNC aportarán US\$10/MWh que irán en directo beneficio de los generadores tradicionales. Estos últimos recibirán  $15\% * (US\$105 - US\$95) = US\$1,5$  por MWh. **Así las cosas las ERNC cumplen con un rol estabilizador dentro del sistema, que es especialmente valioso tratándose de períodos en que el precio de la energía es elevado.**

Precio máximo:

Como señalamos en las secciones anteriores, la propiedad que tiene el sistema cuota-multa para establecer un costo máximo es perfectamente asimilable a una licitación con precio máximo. Teniendo en cuenta lo anterior, proponemos replicar la propiedad del sistema de

multa actual en la licitación. En términos estrictos ello requeriría un precio máximo equivalente al costo marginal esperado del sistema, digamos US\$85/MWh, más el monto de la multa actual, que como señalamos asciende a 0,4 UTM por MWh (US\$25/MWh). Dicho lo anterior el precio máximo de la licitación, que replica al sistema de cuotas, debiera ubicarse en torno a los US\$ 110/MWh.

Cabe señalar sin embargo que, desde la dictación de la ley N° 20.257, el costo de las tecnologías de ERNC ha disminuido y el costo marginal ha incrementado sus niveles esperados. Tomando en consideración ambos factores, proponemos cambiar el enfoque y centrarse en la idea de un sobrecosto máximo en relación a las tecnologías de expansión tradicionales. Como referencia, se sugiere fijar dicho precio máximo en un 110% del costo de desarrollo de una central a carbón que cumpla con todas las exigencias medioambientales que considera nuestra regulación, cifra que debiera situarse en el rango comprendido entre los US\$95 u US\$105/Mwh. Ambas cifras son muy cercanas al precio de la mayor parte de los contratos que se han suscrito entre generadores tradicionales y clientes regulados. Así las cosas, estimamos que la licitación no debiera traducirse en incrementos sustanciales para los clientes. Tomando la propuesta de un 10% de sobrecosto máximo se tiene que, con un 20% de participación de las ERNC, el mayor costo total no debiese exceder en un  $20\%*10\%=2\%$  del costo de desarrollo del sistema.

#### Licitación proyectos en curso

Se propone la realización de una licitación de menor tamaño que permita la materialización inmediata de los proyectos que se encuentran en su etapa de desarrollo más avanzada. Esta licitación, también con precio máximo, permitiría igualar las condiciones de proyectos actuales y futuros a fin de evitar el retraso no deseado de proyectos que busquen acceder al precio estabilizado de la licitación.

## Resumen

En resumen la propuesta tiene costos acotados, inferiores a los del sistema actual de cuotas, y a diferencia del mismo, propicia de manera efectiva la entrada de nuevos participantes al mercado eléctrico chileno. Ello nos lleva a que, en forma subsidiaria, el sistema propuesto incrementa los niveles de rivalidad esperada, y por tanto, disminuye los precios esperados de la energía en el largo plazo.

## 6 Una prevención respecto a la reserva de giro

La reserva de giro surge de la posibilidad de ocurrencia de aumentos imprevistos en la demanda, o bien imperfectos inesperados en la oferta. Ambos elementos determinan la necesidad de poseer instrumentos que disminuyan el riesgo de no satisfacer la demanda energética ante la ocurrencia de tales hechos. Uno de los mecanismos utilizados para disminuir dicho riesgo es la reserva de giro. Conviene en primer lugar definir algunos conceptos:

**Reserva operacional:** Es la capacidad de generar por sobre el nivel de generación disponible. Una parte de ella está conformada por reserva de giro (que genera electricidad de manera inmediata).

**Reserva de giro:** Es la capacidad de generación no ocupada, que tiene la particularidad de poder ser usada en un breve espacio de tiempo, con el fin de evitar discrepancias entre oferta y demanda energética. En muchos casos se da el hecho de que las plantas dispuestas para esto se encuentran generando en niveles bajo los óptimos con el objeto de estar preparadas para responder ante cualquier imprevisto. Al menos un 50% de la reserva operacional debe corresponder a reserva de giro. Existen diferentes tipos de reserva de giro:

- **Primaria:** Tiene la capacidad de actuar de manera inmediata, entregando potencia al surgir desbalances entre oferta y demanda.

- Secundaria: Actúan unos minutos después del imprevisto. Tiene por objetivo llevar a cero los errores de frecuencia de cada área.
- Terciaria: Actúa entre 10 a 15 minutos después del desbalance. Su objetivo es volver a un punto técnico y económicamente óptimo, restableciendo las reservas para el control primario y secundario.

Al aumentar la participación de las ERNC dentro de la matriz energética necesariamente deberá aumentar la reserva de giro, pues este tipo de fuentes energéticas (la energía eólica y solar) son menos predecibles en su oferta instantánea aumentando el riesgo sistémico de caer en excesos de demanda (por disminuciones en la oferta).

Si bien este es un problema real de las ERNC y en particular de la energía eólica. Estimamos que el mismo no constituye una problemática mayor al menos hasta que la oferta eólica alcance los 2.000 MW de potencia instalada en el SIC (en el SING no es problema relevante por la abundante oferta de reserva de giro que proveen las centrales a carbón). El número anterior se desprende de los siguientes supuestos. Según reporta Rudnick (2011) por cada MW de oferta eólica se requerirían en torno a 0,3 MW de reserva de giro. Por otra parte, existen en el SIC aproximadamente 600 MW de reserva de giro naturalmente provistos por las centrales a carbón cuyo óptimo de operación se ubica en torno al 93-95% de la potencia máxima. Tomando ambos números se obtiene que la reserva de giro actualmente disponible sería suficiente para la oferta de  $600\text{MW}/0,3=2.000\text{MW}$  de potencia instalada. Se estima que esta última cifra no resulta relevante para el desarrollo eléctrico de los próximos 8-10 años y por tanto, aunque es un tema de futuro, resulta extemporáneo dada las actuales condiciones del mercado eléctrico

## 7 Referencias

Bain J. S., (1954). “Economics of Scale, Concentration, and the Condition of Entry in Twenty Manufacturing Industries”

Baumol W., Panzar J., & Willig R. (1982). “Contestable Markets and the Theory of Industry Structure”.

Gipe, Paul, (2006). “Renewable energy policy mechanisms”

Guía interna para el análisis de operaciones de concentración horizontales, (2006). Fiscalía Nacional Económica.

Klein A., Pfluger B, Held A, Ragwitz M., Resch G., Faber T. (2008) “Evaluation of different feed-in tariff design options”

Pérez Dueñas, Lara (2010). “Las energías renovables en el Mercado eléctrico español”

HughRudnickVan De Wyngard, presentación en “Integración de energía renovable a gran escala: Desafíos del operador del sistema eléctrico” 22 de Junio de 2011, disponible en <http://www.cer.gob.cl/wp-content/uploads/downloads/2011/06/Rudnick-ImpactoRenovables.pdf>

Stigler, George J, (1968). “The Organization of industry”, Homewood: Richard D. Irwin.

Wiser, Ryan, (2005). “Review of international experience with renewable energy obligation support mechanisms”