

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES: ¿CUÁNTO NOS VAN A COSTAR?¹

Alexander Galetovic y Cristián Muñoz

Este trabajo cuantifica los efectos de la Ley N° 20.257 que persigue estimular a las energías renovables no convencionales. Se concluye que, de ser eficaz, la ley les aumentará el costo de suministro a los consumidores del SIC en a lo menos US\$ 4.000 millones en valor presente. Pues si bien las energías no convencionales reducen emisiones de CO₂, lo hacen a un costo cinco veces mayor que el costo del daño que causan.

Si la ley cumple con su finalidad —se señala—, lo más probable es que la tecnología no convencional marginal sea la generación con viento. Dependiendo del factor de planta que alcancen estas centrales, el viento es entre dos y cuatro veces más caro por MWh que el

ALEXANDER GALETOVIC. Ph.D. Economía, Princeton University. Ingeniero Comercial, Universidad Católica de Chile. Profesor del Centro de Economía de la Empresa, Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales, Universidad de los Andes, e investigador del Centro de Estudios Públicos. E-mail: alexander@galetovic.cl.

CRISTIÁN MUÑOZ MONTECINOS. Ingeniero Civil Eléctrico y Magíster en Administración de Empresas, Universidad Católica de Chile. Jefe del Departamento Regulación y Desarrollo, AES Gener S.A. y profesor adjunto del Departamento de Ingeniería de la Universidad de Chile. E-mail: cmunozm@aes.com.

¹ Este trabajo fue financiado por AES Gener S.A. Sin embargo, su contenido es de nuestra exclusiva responsabilidad y no compromete de manera alguna a AES Gener S.A. Galetovic también agradece el financiamiento parcial del Instituto Milenio P05-004-F Sistemas Complejos de Ingeniería. Estamos muy agradecidos de los comentarios de Rodrigo Palma, Hugh Rudnick, un árbitro anónimo de *Estudios Públicos* y de los recibidos en un seminario del CEP y en las VIII Jornadas de Derecho Eléctrico.

Estudios Públicos, 112 (primavera 2008).

carbón. Esta desventaja no desaparece si al carbón se le castiga por los costos ambientales que genera. La desventaja del viento es simplemente que, siendo bajos sus factores de planta, es necesario invertir alrededor de cuatro veces más para generar la misma energía. La mayor inversión sobrepasa con holgura el ahorro proveniente del menor costo de operación de las turbinas eólicas. Las desventajas adicionales —necesidad de respaldos térmicos y volatilidad de su disponibilidad— no son irrelevantes, pero su efecto es un orden de magnitud menor.

Con todo —se advierte en este trabajo—, el costo de cumplir con la ley es más alto que pagar las multas que ésta impone. Así, mientras no se aumenten las multas, el efecto más probable es que sustituyan una parte, tal vez considerable, del cumplimiento de la obligación impuesta.

Palabras clave: energía eólica, costo de desarrollo, daño marginal por emisiones de carbono.

Clasificación JEL: L52, L94.

Recibido: agosto de 2008. *Aceptado:* octubre de 2008.

1. INTRODUCCIÓN

El 20 de marzo de este año la presidenta Bachelet promulgó la Ley N° 20.257, cuya finalidad es fomentar las energías renovables no convencionales (también conocidas por ERNC). Esta nueva ley obliga a todas las empresas eléctricas del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que retiran de sistemas con más de 200 MW de capacidad instalada a suministrar el 5% de sus ventas anuales de electricidad con energías no convencionales a partir de 2010, para llegar a 10% en 2024²⁻³. Este trabajo muestra que este estímulo es inconveniente. De ser eficaz, la ley les aumentará el costo de suministro a los consumidores del SIC en a lo menos US\$ 4.000 millones en valor presente. Si bien las energías no convencionales reducen emisiones de CO₂, lo hacen a un costo cinco veces mayor que el costo del daño que causan. Peor aun, es probable

² Entre 2010 y 2014 la obligación será de 5%. Desde 2015 aumentará anualmente en 0,5 puntos porcentuales hasta alcanzar la meta de 10% recién en 2024.

³ La *potencia* es la capacidad de desarrollar trabajo mecánico y se mide en watts (W). La *energía* es el uso o generación de potencia durante un período y se mide en watts por hora o watts-hora (Wh). Así por ejemplo, una ampolleta de 100 W de potencia consume 50 Wh de energía si está encendida por media hora. Un kilowatt (kW) son 1.000 watts; un megawatt (MW) son 1.000 kW y un gigawatt (GW) son 1.000 MW.

que buena parte de la obligación se complete pagando las multas por incumplimiento que la misma ley impone.

Las energías no convencionales son diversas e incluyen entre las más conocidas a la geotermia, la energía eólica, la solar, la mareomotriz, la generación con biomasa, con biogás y también a las pequeñas centrales hidroeléctricas (véase la descripción en el Recuadro N° 1). Algunas, como la generación con biomasa o las pequeñas centrales hidroeléctricas, son tecnologías conocidas que se usan comercialmente en Chile desde hace mucho tiempo. Otras, tales como la energía eólica generada con molinos de viento o la geotermia, se han desarrollado en otras partes del mundo, pero no son comercialmente viables en Chile. Y también las hay experimentales, tales como la energía mareomotriz o la solar. Por eso no es sorprendente que muchas de ellas sólo se instalarían en Chile si se les subsidia, ya sea directamente o mediante una obligación que, finalmente, pagarán los consumidores con tarifas más altas. Pero ¿se justifica subsidiar a estas tecnologías?⁴

Los beneficios de la obligación que impone esta ley y que promete el mensaje presidencial serían mayor seguridad y eficiencia y el desarrollo sustentable de los sistemas eléctricos chilenos. Sin embargo, un momento de reflexión sugiere que tales consecuencias, aunque en principio posibles, no son necesarias. Por ejemplo, la ley impone tecnologías que hasta la fecha no han pasado el test de mercado y es probable que la obligación de usarlas aumente el costo de suministro. También es cierto que algunas de estas tecnologías, particularmente la del viento, no pueden garantizar un flujo constante de energía, por lo que podría aumentar la probabilidad de déficit y, en cualquier caso, la necesidad de respaldos térmicos. Y si bien se podría argumentar que las energías no convencionales son amistosas con el medio ambiente, es probable que existan otros proyectos que, costando lo mismo, podrían contribuir más a mejorarlo. La conclusión es que una decisión informada debió haberse tomado después de calcular el costo de estimular a las energías no convencionales mediante la obligación que impondría esta nueva ley e, idealmente además, cuantificar sus beneficios ambientales y compararlos con los de proyectos alternativos.

El propósito de este trabajo es más modesto, porque sólo evaluamos el costo para los consumidores de cumplir con la obligación que impuso la ley si la generación eólica resulta ser la tecnología no convencional marginal. Sin embargo, el ejercicio es interesante a pesar de todo. Una razón es que buena parte de la inversión en energías no convencionales seguramente será en generación eólica, porque la disponibilidad de otras energías es

⁴ El Recuadro N° 2 describe los subsidios y preferencias ya existentes.

RECUADRO 1

LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES:
CARACTERÍSTICAS Y ESTADO DE DESARROLLO

Minicentrales hidroeléctricas. Son centrales hidroeléctricas pequeñas de potencia nominal entre 30 y 50 MW o inferior instaladas en ríos de bajo caudal. Por lo general estas centrales pueden acumular agua durante el día para generar durante las horas de punta. De un lado, la tecnología de las centrales es madura y de alta disponibilidad en el mercado y, del otro, existe amplio conocimiento acumulado en Chile sobre los caudales y su variabilidad en las principales cuencas resumidos en estadísticas de a lo menos los últimos 40 años. La disponibilidad de energía es volátil pero manejable con las reglas actuales de operación del sistema eléctrico chileno. Se trata de proyectos que seguramente no requieren subsidios para ser rentables a los precios vigentes.

Centrales geotérmicas. Son centrales que generan con el vapor producido por la actividad volcánica. Se alimentan del vapor saturado extraído desde un acueducto subterráneo e inyectado a la planta de generación. Una vez usado, el vapor se enfría y se devuelve al acueducto.

Las primeras centrales geotérmicas se construyeron en los años cuarenta, por lo que se trata de una tecnología desarrollada y conocida. Más aun, una vez verificada la fuente termal, la generación geotérmica es casi constante a lo largo del tiempo. Por ejemplo, los factores de planta de las centrales mexicanas Cerro Prieto (700 MW) y Los Azufres (200 MW) fluctúan entre 85 y 90%. Su principal limitación es que las prospecciones y perforaciones geológicas necesarias para investigar la disponibilidad de vapor duran un par de años y son inciertas.

Centrales eólicas. Son centrales que usan al viento para mover las aspas de los generadores. La tecnología se ha perfeccionado bastante a lo largo de los años y hay varios proveedores de equipos. Sin embargo el viento es una fuente de energía volátil —dentro de una misma hora las turbinas podrían generar desde cero hasta la capacidad máxima— y los factores de planta son muy bajos, entre 20 y 30%. Por eso, los megawatts eólicos requieren respaldos térmicos, seguramente turbinas diésel.

Biogás. Este combustible es gas natural (principalmente metano) que generan los desechos y la basura. La tecnología es la misma que se ocupa para generar con gas natural extraído del subsuelo, la que está ampliamente desarrollada. Por lo tanto es muy confiable y el suministro es constante, con factores de planta superiores al 90%.

Mareomotriz. Esta fuente usa el movimiento de las mareas para generar electricidad. Se trata de una tecnología experimental. Su generación es muy variable.

Solar. Esta fuente usa al sol para generar electricidad mediante paneles fotovoltaicos. La tecnología está disponible sólo a nivel de prototipo y sin mayor desarrollo comercial.

RECUADRO 2

SUBSIDIOS A LAS ENERGÍAS NO CONVENCIONALES

Para apoyar al desarrollo de las energías no convencionales la ley corta 1 definió exenciones totales o parciales de peajes por uso del sistema de transmisión de alta tensión. Es así como las centrales cuya capacidad instalada es menor que 9 MW están totalmente eximidas del pago de peaje y aquellas que tengan un tamaño entre 9 y 20 MW, de forma parcial y decreciente con su potencia, es decir, exención nula al llegar a 20 MW. Cabe señalar que de alcanzar la meta de que el 10% de la demanda provenga de fuentes de ERNC, este solo beneficio representa en valor presente alrededor de 57 millones de dólares. Este valor será pagado por el resto del mercado, incluidos los consumidores, de modo que el transmisor continúe recibiendo todo el pago por sus instalaciones.

La misma ley corta 2 también consideró una ayuda adicional y que consistió en que se reservará un 5% de la demanda licitada por las distribuidoras para clientes regulados, para ser abastecidos por ERNC al precio que resulte de la licitación respectiva.

La Comisión Nacional de Energía en enero 2006, a través del DS N° 244, establece una normativa especial para todos aquellos medios de generación no convencional y pequeños medios de generación. Esta normativa permite que las centrales de menos de 9 MW puedan vender directamente su energía en el sistema al costo marginal horario, o bien, si así lo desearan, a un precio estabilizado correspondiente al precio de nudo, fijado en los decretos tarifarios.

Finalmente se encuentra el programa Corfo-CNE, que tiene subsidios directos para promover la investigación y desarrollo de las ERNC.

limitada⁵. También es cierto, y por lo mismo, que el costo para los usuarios será marcado por la tecnología no convencional marginal —el resto de las tecnologías inframarginales recibirá rentas ricardianas⁶. Por último, los resultados de este ejercicio resaltan la necesidad de evaluar cuantitativamente los proyectos de ley antes de enviarlos al Congreso.

⁵ La única limitación para instalar turbinas eólicas es la disponibilidad de lugares en que el viento sopla con frecuencia e intensidad suficientes, puesto que la tecnología está libremente disponible. Por contraste, los derechos de agua están bastante concentrados y la disponibilidad de biomasa es limitada. Tampoco existe un mercado desarrollado por estos insumos, con precios de lista del recurso primario de generación. Véase la discusión líneas abajo en la sección 4.3.

⁶ Una renta ricardiana es un ingreso recibido por un factor productivo por encima de su costo de oportunidad de largo plazo. Conviene distinguirla de una cuasirenta —la diferencia entre los ingresos totales y todos los costos de corto plazo. Véase a Noll (2005, p. 593).

La primera conclusión del trabajo es que el costo adicional de reemplazar una central a carbón de 250 MW con energía eólica durante 25 años, suponiendo que el factor de planta que alcance sea 24% (el promedio en los sitios en que la Comisión Nacional de Energía, CNE, ha medido la velocidad del viento), sería US\$ 1.171 millones en valor presente⁷. La principal razón es que para reemplazar a una central a carbón se necesita invertir poco más de cuatro veces más en turbinas de viento (US\$ 2.124 millones contra US\$ 500 millones). El mayor costo de la inversión sobrepasa a los ahorros de combustible y lo que Chile podría recibir por créditos de carbono. Peor aun, si a consecuencia de la ley Chile pierde el derecho de vender esos créditos de carbono (más sobre esto en líneas abajo en la conclusión), el costo del reemplazo llegaría a US\$ 1.403 millones. Sea cual fuera el costo adicional, éste es grande si se considera, a modo de comparación, que una central a carbón cuesta del orden de US\$ 500 millones. Más aun, nuestros cálculos indican que el costo del viento está muy por encima del costo del carbón, aun si se consideran los costos ambientales locales y globales que generan las emisiones.

También calculamos las consecuencias de que el viento sea una fuente de energía volátil que a veces sopla y otras veces no. En Chile no hay muchos estudios de las variaciones horarias, diarias o estacionales, pero es razonable esperar que sean importantes. Por ejemplo, en España, país que genera con viento alrededor del 9% de su electricidad, se reporta que en 2007 la generación horaria ha variado desde 25 MW (casi nada) hasta 8.298 MW. Por eso, el ahorro de combustible dependerá de cuándo sopla el viento: si lo hace en horas punta o sigue a la demanda, se ahorrarán alrededor de US\$ 600 millones, pero si sopla fuera de la punta, este ahorro caerá a alrededor de US\$ 400 millones, al tiempo que la probabilidad de déficit eléctrico anual aumenta desde 7% hasta 9,8%⁸. Así, es probable que la inversión en molinos de viento se acompañe con respaldos térmicos, seguramente generadores diésel, lo que se suma al costo directo de las turbinas de viento. Esta inversión adicional cuesta alrededor de US\$ 145 millones. Con todo, la balanza no se inclina en contra del viento por su mayor volatilidad; su principal desventaja son sus bajos factores de planta, los que elevan considerablemente el costo medio.

⁷ Se define el factor de planta como

$$\frac{\text{Cantidad de energía producida}}{\text{Cantidad de energía producida si opera al 100\% de capacidad}}$$

⁸ Se trata de la probabilidad anual, vale decir que aparezca déficit en al menos un mes del año hidrológico.

La segunda conclusión del trabajo es que el valor presente del costo adicional de la ley para los consumidores del SIC, de nuevo suponiendo que el factor de planta que alcancen las centrales eólicas es 24%, suma US\$ 4.153 millones, y llega a US\$ 5.048 millones si se pierden los créditos de carbono⁹. Se trata de montos considerables. Por ejemplo, el Plan de Descontaminación de Santiago actualmente vigente cuesta, según estimaciones del gobierno, alrededor de US\$ 220 millones. De manera similar, de acuerdo a un experto ambiental con quien conversamos, con US\$ 4.000 millones sería posible disminuir la contaminación en Santiago a los niveles de California. Sea como sea, el punto es que la disminución de emisiones que se alcanzará con la ley es bastante más cara que las alternativas razonables.

Tercero, y dicho todo lo anterior, tal vez la conclusión más sorprendente del ejercicio es que el costo de cumplir con la ley es más alto que pagar las multas que ésta impone. Así, al menos por el momento, y mientras no se aumenten las multas que impone la ley, el efecto más probable es que los dueños de proyectos capaces de sobrevivir a precios de mercado recibirán una cuasi renta, y que se cobrarán multas que sustituirán el cumplimiento de una parte de la obligación impuesta.

Como ya lo dijimos, nuestra estimación del costo de la energía eólica es relevante porque, de no existir multas, probablemente será la que marcará el precio que finalmente recibirán quienes instalen energías no convencionales. Parece apropiado comenzar, entonces, discutiendo por qué es así.

2. LA MICROECONOMÍA DE LA LEY

2.1. Los efectos de la ley

Las energías no convencionales son un grupo muy diverso. Algunas, tales como las pequeñas centrales hidroeléctricas, el biogás o la biomasa, suelen ser rentables privadamente si venden su energía y potencia a precios de mercado. Otras, si bien ya desarrolladas comercialmente en el mundo, son incapaces de competir si no se les subsidia —es el caso de la generación con viento¹⁰. Por último, existen tecnologías nuevas que no han

⁹ El cálculo supone que a partir de 2022 el consumo crecerá 4% al año.

¹⁰ Lewis y Wiser (2007) muestran que en casi todos los países en que se ha desarrollado la energía eólica se han establecido acuerdos preferenciales de compra. Como se verá líneas abajo, estos acuerdos preferenciales generan un subsidio que pagan los consumidores directamente.

sido desarrolladas comercialmente y que todavía están en etapa experimental (v. gr., la energía mareomotriz y la solar).

Lo anterior implica que existe una curva de oferta de energías no convencionales que ordena los proyectos de mayor a menor costo por kWh, tal como se muestra en el Gráfico N° 1. Al principio aparecen los proyectos que son rentables con el precio monómico de mercado de la electricidad, llamémoslo p^m y que en el ejemplo son capaces de producir x_0 kWh¹¹. A continuación siguen aquellos proyectos que no son rentables a precio de mercado, capaces de producir $(x^v - x_0)$ kWh. Finalmente, una vez agotados los proyectos que dependen de las condiciones particulares del SIC (v. gr. disponibilidad de agua, biogás o biomasa) se encuentra la tecnología marginal ampliamente disponible —seguramente, la generación eólica—. En los cálculos que siguen líneas abajo supondremos que el costo por kWh es constante, lo que ocurrirá si el factor de planta marginal lo es¹².

¿Qué ocurre si no hay subsidios u obligaciones de compra? En ese caso se generarían x_0 kWh con tecnologías no convencionales. El triángulo ABp^m es la renta ricardiana que obtendrían los dueños de estos proyectos. En la práctica, seguramente éste es el caso de algunas pequeñas centrales hidroeléctricas, tecnología madura y con amplia información sobre disponibilidad de caudales; o de algunos proyectos que generan con biomasa o biogás¹³.

¹¹ El *precio monómico de la energía* indica el precio promedio de un kWh habida consideración del pago de potencia que se debe hacer. Es decir, es igual a

$$\frac{p_e \cdot e + p_p \cdot p}{e},$$

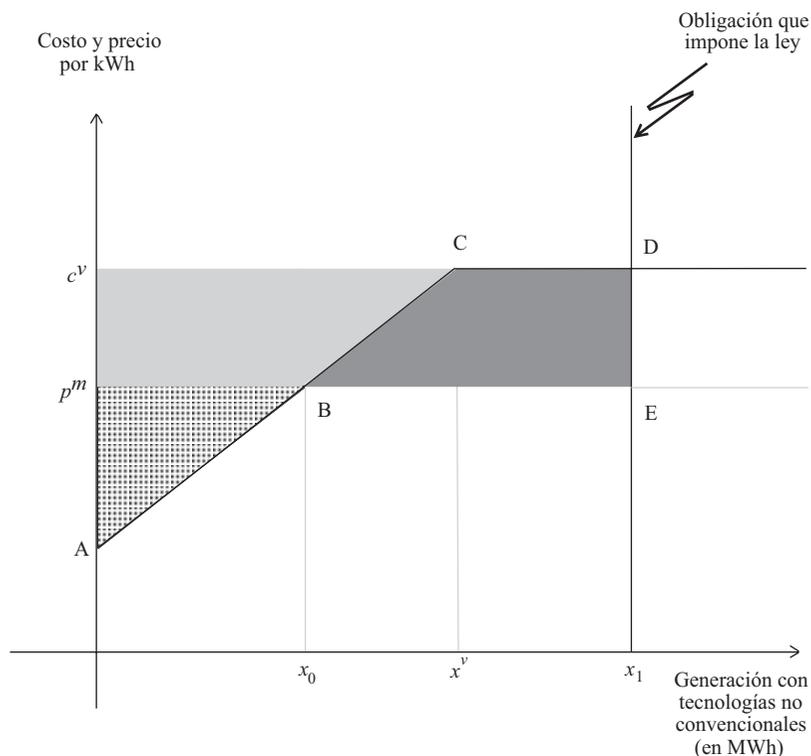
donde p_e es el precio de la energía, p_p el de la potencia, e la cantidad total de energía consumida y p la cantidad de potencia utilizada.

¹² Conviene notar que los parques eólicos requieren superficies extensas, pues las hélices deben distanciarse unas de otras a razón de cinco a diez veces su diámetro. Por eso, se necesitan alrededor de 10 ha por cada megawatt de potencia eólica nominal instalada. Como en promedio las hélices generan alrededor del 25% de su potencia nominal (el así llamado factor de planta), para reemplazar a una central térmica de 250 MW se necesitan 10.000 ha, la superficie del Gran Concepción. Nuestro estudio supone que la disponibilidad de suelo con viento no es una limitante.

Se nos ha señalado que el suelo ocupado por parques eólicos suele compartirse con otras actividades agrícolas o ganaderas, y que nuestro estudio ignoraría estos beneficios. Sin embargo, un poco de reflexión indica que tales actividades se pueden desarrollar con independencia del proyecto eólico. Por eso, no cabe considerarlos en la evaluación.

¹³ Galaz (2007) estima que sin el proyecto de ley la participación de las energías no convencionales en la generación total en el SIC sería entre 1,3% y 3%.

GRÁFICO N° 1: LAS CONSECUENCIAS DE LA LEY



Consideremos las consecuencias de la ley. Al obligar que parte de la electricidad sea generada con tecnologías no convencionales, la ley crea demanda por esa cantidad. Si el requisito es suficientemente pequeño, menos de x_0 kWh en el Gráfico N° 1, la ley no tiene efecto, pues todo e incluso más de lo que la ley exige se cumple con los proyectos rentables a precios de mercado. Sin embargo, si el requisito es “grande”, en el sentido que excede a la disponibilidad de proyectos rentables a precio de mercado, la ley “estimulará” a las energías no convencionales a costa de los consumidores.

Ahora bien, al dibujar el gráfico hemos supuesto que la ley crea demanda por x_1 kWh generados con tecnologías no convencionales. En ese caso el estímulo aumenta la producción de energía con tecnologías no convencionales en $x_1 - x_0$ kWh. De ese aumento, $x_1 - x^v$ son generados con viento, que en nuestro ejemplo es la tecnología marginal. Ahora estamos en condiciones de estudiar el costo de la ley.

2.2. ¿Cuánto costará la ley?

Supóngase que el costo marginal de cada kWh generado con tecnologías no convencionales es c^v , el costo marginal de largo plazo de generar con viento. En equilibrio, la tecnología marginal establecerá el precio que se pagará por cada kWh generado con tecnología no convencional, independientemente de si son o no generados con viento. Por eso, el rectángulo p^mEDc^v , que es igual a

$$(c^v - p^m) \cdot x_1,$$

es el subsidio total que pagarán los consumidores.

Por supuesto, no todo el subsidio es aumento de costos. Tal como se puede ver en el gráfico, sólo lo es una parte: el trapecio BEDC. El resto del rectángulo p^mEDc^v , el trapecio p^mBCc^v , es una transferencia desde los consumidores hacia los dueños de proyectos. En otras palabras, la ley aumentará la renta ricardiana de estos productores desde el triángulo ABp^m hasta el triángulo ACc^v , es decir,

$$p^mBCc^v = ACc^v - ABp^m.$$

El resto del rectángulo, el trapecio BEDC, es el costo social de la ley, equivalente a la pérdida social que causa la ley.

2.3. Cuando es más barato pagar una multa

La ley que se aprobó también obliga a pagar una multa al generador que no cumpla con su obligación. En efecto, un generador deberá pagar 0,4 UTM por cada MWh no cumplido (alrededor de US\$ 28/MWh) la primera vez, y 0,6 UTM por cada MWh no cumplido de ahí en adelante (alrededor de US\$ 43/MWh)¹⁴.

¹⁴ La ley dice lo siguiente:

“La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada megawatt/hora de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada megawatt-hora de déficit”.

Para analizar el efecto de las multas, supóngase que

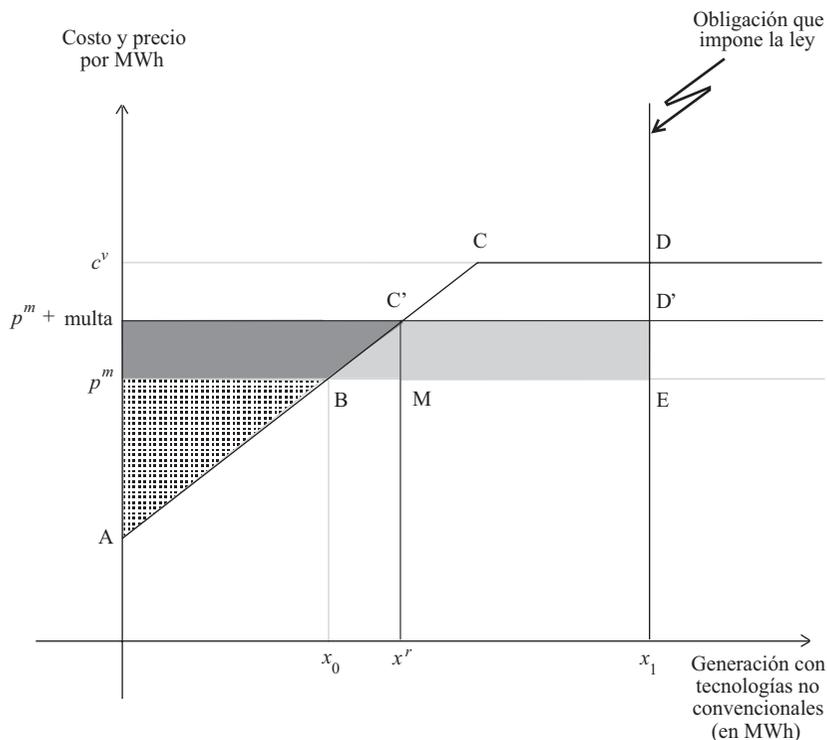
$$p^m + multa < c^v,$$

es decir, el precio monómico de equilibrio de la energía más la multa es menor que el costo de generar con viento. El resultado se puede apreciar en el Gráfico N° 2. En este caso, las tecnologías no convencionales se expanden desde x_0 hasta x^r . A partir de ese momento conviene pagar la multa, porque es más barato que continuar instalando energías no convencionales. Así, el resto de la obligación, $x_1 - x^r$, se cumple pagando la multa.

¿Cuánto les costará a los consumidores la ley si ahora los generadores prefieren pagar la multa y traspasarla al precio final? Ahora el subsidio que pagan los consumidores es el rectángulo p^mED ($p^m + multa$), que es igual a

$$multa \cdot x_1 < (c^v - p^m) \cdot x_1.$$

GRÁFICO N° 2: CUANDO PAGAR LA MULTA ES MÁS BARATO



Este subsidio se descompone en tres partes. Primero, la transferencia hacia los dueños de proyectos, el trapecio $p^m BC'$ ($p^m + multa$). Segundo, la pérdida social, el triángulo BMC' . Y tercero, la multa, el rectángulo $MED'C'$, que es igual a

$$multa \cdot (x_1 - x^T).$$

Nótese que si la multa es más baja que la diferencia entre el precio de mercado p^m y el costo de la tecnología marginal, c^v , el costo social de la ley cae, porque ésta evita que se instalen las tecnologías más ineficientes, en este caso la del viento.

2.4. Digresión: el costo por kWh

A veces es útil calcular en cuánto aumentará el costo de suministro por kWh. Sin embargo, es necesario elegir el denominador de la fracción con cuidado y tener claro qué pregunta se quiere responder, de lo contrario se corre el riesgo de equívocos.

Para comenzar, nótese que c^v , el costo marginal de largo plazo de la energía eólica, es el número adecuado si se trata de comparar el costo de producir un kWh más con energías no convencionales con p^m , el costo monómico de hacerlo con las energías tradicionales. La diferencia

$$c^v - p^m = \frac{p^m EDc^v}{x_1}$$

también es adecuada si se quiere computar el costo por kWh de energía no convencional que pagarán los consumidores, aunque se debe notar que incluye la renta ricardiana que reciben los dueños de proyectos no convencionales. Por eso, si se quiere obtener una medida del costo por kWh de aumentar la generación con tecnologías no convencionales, se debe computar la fracción

$$\frac{BEDC}{x_1 - x_0}.$$

A veces puede ser útil computar el aumento del precio de la electricidad causado por la ley. Si el consumidor paga una tarifa que diferencia energía de potencia, y x^T es la cantidad total de kWh generados en el SIC, ese aumento del precio por kWh es aproximadamente igual a

$$(c^v - p^m) \cdot \frac{x_1}{x^T} = \frac{p^m \text{ED} c^v}{x^T}.$$

Obviamente, si la fracción $\frac{x_1}{x^T}$ es pequeña (entre 0,05 y 0,1 según la ley), esta cantidad parecerá pequeña, no porque la energía no convencional sea barata, sino porque el número de kWh no convencionales es pequeño comparado con el número total de kWh generados.

El equívoco es aun mayor si, como lo han hecho algunos ambientalistas destacados, se computa el aumento del precio por kWh que pagarán los clientes residenciales, porque alrededor del 45% de la tarifa por kWh que pagan (la así llamada tarifa BT1) remunera al sistema de distribución (el así llamado valor agregado de distribución o VAD)¹⁵. En ese caso, el aumento de precio por kWh es aproximadamente

$$\frac{c^v - p^m}{\text{VAD} + p^m} \cdot \frac{x_1}{x^T} = \frac{p^m \text{ED} c^v}{(\text{VAD} + p^m) \cdot x^T}.$$

Este aumento parece pequeño sólo porque el denominador de la fracción es grande, pero no es un punto de referencia apropiado para evaluar el costo de una ley como la que aprobó el Congreso.

3. LOS EJERCICIOS Y LA METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

3.1. Los ejercicios

Para simular la operación de las centrales del SIC utilizamos el modelo de despacho hidrotérmico Omsic y el plan de obras elaborado por la CNE en abril de 2007 (CNE, 2007a). Éste es un plan indicativo que minimiza el costo de operación, inversión y falla, considerando el costo de inversión y de operación de las distintas alternativas de generación, la hidroelectricidad, el carbón, el gas natural licuado (GNL) o el diésel. El conjunto de centrales que arroja esta optimización es conocido como plan de obras indicativo de la CNE y su finalidad es simular las decisiones de inversión de los generadores privados.

Porque el plan de obras de la CNE sólo llega hasta 2018, en nuestro estudio debemos incorporar nuevas centrales para el período restante. Para

¹⁵ Por ejemplo, véase la carta de Sara Larraín a *El Mercurio* el miércoles 19 de diciembre de 2007.

ello, supondremos que a partir de 2019 el SIC se expandirá adaptado con centrales a carbón¹⁶. Este supuesto es razonable, porque el costo medio de operación e inversión de las centrales a carbón es menor que el de centrales que funcionan con GNL o diésel.

Ahora bien, para cuantificar el efecto de una planta eólica en el SIC, es necesario modificar el plan de obras considerando que cada planta eólica instalada sustituirá a una que use la tecnología de expansión. Por eso tiene pleno sentido comparar el costo de generar con viento y el costo de generar con carbón.

Al mismo tiempo, desde el punto de vista de simular la operación del sistema, las plantas eólicas no sustituyen a las plantas térmicas sino que sólo retrasan su entrada. Por eso, al simular la operación del sistema supondremos que la demanda residual (es decir, descontada la parte que será suministrada por energías renovables) será satisfecha por centrales convencionales. Así, las centrales a carbón se retrasarán lo suficiente para que el costo marginal monómico de la energía sea a lo menos igual que el costo de la tecnología de expansión, el carbón. De este modo, se puede obtener el nuevo plan de obras y simular la operación con estas nuevas condiciones. Con este método haremos los dos ejercicios que se describen a continuación.

3.1.1. Ejercicio 1: ¿cuánto cuesta sustituir una central a carbón?

Nuestro primer ejercicio estima el costo adicional si la energía eólica sustituye a una central térmica a carbón. ¿Cómo hacerlo?

Calcular el costo de inversión es simple. Basta con multiplicar el número de kilowatts de potencia por el costo por kW, una magnitud habitualmente disponible. Sin embargo, las reglas de operación del sistema eléctrico chileno implican que cuando una turbina eólica reemplaza a una central a carbón no necesariamente sustituye generación a carbón. En efecto, el costo marginal de la generación eólica es cero y eso implica que toda la energía será colocada en la base. Por lo tanto, según sea la hora del día en que sople, el viento sustituirá carbón, gas o diésel¹⁷. Adicionalmente, qué combustible sea reemplazado en cada momento dependerá también de la cantidad de agua disponible. Por eso, la sustitución debe calcularse simulando la operación del sistema. Una vez computadas las diferencias de cos-

¹⁶ Se dice que un sistema eléctrico está *adaptado* cuando la capacidad instalada es suficiente para servir el consumo a mínimo costo técnicamente factible.

¹⁷ Estas reglas de operación se describen, por ejemplo, en Galetovic, Olmedo y Soto (2002).

tos de operación con una y otra alternativa, las actualizaremos descontándolas al 10% real suponiendo un horizonte de 25 años.

También es necesario tomar en cuenta que la disponibilidad de viento es aleatoria y, valga la redundancia, volátil. Esto implica que si la generación eólica sustituye a una central a carbón seguramente será necesario invertir en capacidad de respaldo, posiblemente turbinas diésel, o de lo contrario aumentará la probabilidad de déficit. De manera similar, si la generación eólica no está presente durante las horas de la punta, es necesario que otras centrales térmicas generen.

Por eso, una parte del costo de la energía eólica es: o la inversión en respaldo térmico, o un aumento de la probabilidad de déficit de energía o un aumento de la probabilidad de pérdida de carga¹⁸. En el ejercicio agregaremos suficiente capacidad para dejar constante la probabilidad anual de déficit.

3.1.2. Ejercicio 2: el aumento del costo de suministro debido a la ley

El segundo ejercicio consiste en calcular el mayor costo que pagarán a perpetuidad los usuarios del SIC gracias a la ley —en términos del Gráfico N° 1, el valor presente del rectángulo p^mEDc^v . Este ejercicio es un tanto distinto del anterior, porque calcularemos la diferencia de costos a perpetuidad suponiendo que a lo largo del tiempo se va agregando capacidad eólica para cumplir con lo que la ley exige en cada momento. Como se vio líneas arriba, para ello es necesario recalcular la secuencia con que van entrando nuevas centrales —el así llamado plan de obras. Una vez recalculado el plan de obras, volveremos a simular la operación, y calcularemos la diferencia entre el costo de operación e inversión con ley y sin ley. De esta forma, simularemos la operación del sistema entre 2010 y 2021; supondremos que después de 2021 el costo adicional continuará creciendo proporcionalmente al crecimiento de la demanda —4% por año—, finalmente, descontaremos todo al 10% para obtener un valor presente.

Es conveniente reiterar que calcularemos el valor presente del rectángulo p^mEDc^v . Sería conveniente, también, calcular el trapecio BEDC, el

¹⁸ A modo de ejemplo, se puede mencionar el parque eólico Cerro Colorado de 20 MW de potencia nominal que la minera Barrick está construyendo en la región de Coquimbo. Simultáneamente la minera construirá una central diésel de 32 MW, seguramente para generar cuando no haya suficiente viento. Otro ejemplo es reportado por Blackler e Iqbal (2006), quienes evalúan si es más conveniente continuar generando con una central térmica diésel de 500 MW o incorporar un parque eólico. Su análisis ignora la posibilidad de desmantelar la central a diésel. Todo lo contrario, la mantiene como respaldo.

aumento del costo neto. Sin embargo, para eso tendríamos que conocer la disponibilidad de proyectos de energía no convencional más baratos que el viento, información que no tenemos. Por eso, en la medida en que el viento sea la tecnología no convencional marginal, nuestro ejercicio es una buena estimación del mayor costo que pagarán los usuarios y generadores, pero sólo una cota superior del costo total de recursos —parte del rectángulo es simplemente una renta ricardiana que obtendrán los dueños de proyectos de energías no convencionales inframarginales. En todo caso, la sobrestimación del costo no será muy grande en la medida en que el stock de proyectos inframarginales se agote pronto. Una vez que eso ocurra lo impuesto por la ley deberá cumplirse con proyectos marginales.

3.2. Modelación y algunos parámetros clave

Para comparar el costo de generar con carbón y viento es necesario parametrizar una serie de costos y variables. A continuación revisamos una serie de estudios de parámetros clave: el costo de la capacidad eólica; las estimaciones de factores de planta eólicos y de la variabilidad del viento, y el costo del daño marginal causado por las emisiones de CO₂. La finalidad de esta sección es poner en perspectiva lo que se ha supuesto al hacer los ejercicios 1 y 2 ya descritos. Estos supuestos se describen en el Apéndice B.

3.2.1. El costo de la capacidad eólica

Las estimaciones del costo de la capacidad eólica no son muy precisas y, en cualquier caso, éste varía de proyecto en proyecto¹⁹. En Chile, Moreno *et al.* (2007) estiman que cada kW cuesta entre US\$ 1.100 y US\$ 1.500. Santana (2006), por su parte, da un rango entre US\$ 1.200 y US\$ 1.800. En los Estados Unidos, Bolinger y Wiser (2008, p. 21) afirman que el costo por kW de turbinas instaladas en 2007 varió entre US\$ 1.240 y US\$ 2.600, siendo la media US\$ 1.710. Sin embargo, el costo ha ido aumentando en años recientes, principalmente por el aumento del precio de las turbinas. De hecho, la estimación promedio de Bolinger y Wiser (2008) del costo de los proyectos *propuestos* en 2007 (pero aún no ejecutados) es que cada kilowatt costará US\$ 1.920.

En general, tales valores parecen un tanto bajos en vista de los montos que se declaran en algunos proyectos recientes. Por ejemplo, Ende-

¹⁹ El costo puede variar por diferencias de escala, de costo del suelo y de costos de construcción.

CUADRO N° 1: COSTO DE INSTALAR TURBINAS VESTAS V 82 DE 1,65 MW (en US\$)

	(1) Una turbina	(2) Parque de 173,25 MW	(3) Parque de 90,75 MW	(4) Parque de 57,75 MW
<i>Costo de las turbinas</i>				
Turbinas y torres	1.700.000	178.500.000	93.500.000	59.500.000
Containers	45.596	4.787.591	2.507.786	1.595.864
Sistemas de control remoto	6.289	660.362	345.904	220.121
Componentes de instalación	31.984	3.358.268	1.759.093	1.119.423
Herramientas para la instalación	13.933	1.462.923	766.293	487.641
Flete	1.125.066	118.131.930	61.878.630	39.377.310
Valor CIF	2.922.867	306.901.073	160.757.705	102.300.358
Supervisión de la instalación (120 días)		1.182.426	1.182.426	1.182.426
Mantenimiento y servicio (dos años)		802.753	802.753	802.753
Costo total de las turbinas		308.886.252	162.742.884	104.285.537
Total por kW		1.782,9	1.793,3	1.805,8
<i>Costos de construcción</i>				
Líneas de transmisión subterráneas (15 kV)		5.867.600	3.227.600	2.171.600
Transformador y fundaciones para turbinas		24.144.300	12.649.300	8.051.300
Electricidad de bajo voltaje		453.800	233.800	145.800
Instalación de turbinas y torres		24.487.050	12.304.550	7.431.550
Subestación		1.665.000	1.665.000	1.665.000
Línea de transmisión (110 kV)		1.595.000	1.595.000	1.595.000
Preparación de terrenos y caminos		743.700	688.700	666.700
Conexión al nodo		316.000	316.000	316.000
Costos indirectos		38.929.300	20.834.300	13.596.300
Costo total de construcción		98.201.750	53.514.250	35.639.250
Total por kW		566,0	589,7	617,1
Costo total del parque eólico		407.088.002	216.257.134	139.924.787
Costo total por kW		2.349,7	2.383,0	2.422,9

Fuente: Pavez (2008).

sa informó que la inversión en su parque eólico Canela de 18,15 MW asciende a US\$ 35 millones, o US\$ 1.928/kW²⁰. La minera Barrick, por su parte, declara que la inversión en su parque eólico Punta Colorada de 20MW ascenderá a US\$ 40 millones, o US\$ 2.000/kW²¹.

²⁰ Véase “Endesa sale en defensa de centrales en Aysén por campañas ambientalistas”, *Diario Financiero*, diciembre 7 de 2007.

²¹ Véase “Molinos de energía”, Ediciones Especiales On Line de *El Mercurio*, enero 9 de 2008.

Quizás el estudio más cuidadoso del costo de instalar un parque eólico en Chile es el de Pavez (2008). El Cuadro N° 1 muestra el desglose de los costos estimados por Pavez de construir un parque eólico en el SING —las turbinas, su instalación y el costo de las obras civiles—. La columna 1 muestra que un parque eólico de potencia nominal de 173,25 MW costaría US\$ 98,2 millones o US\$ 2.349,7/kW. A medida que el tamaño del parque disminuye, su costo total decae pero también aumenta el costo por kW. Así, el costo por kW es US\$ 2.383/kW si el parque es de 90,75 MW y US\$ 2.422,9/kW si el parque es de 57,75 MW. En nuestras simulaciones supondremos que el costo de cada kW de capacidad eólica es US\$ 2.349,7²²⁻²³.

3.2.2. El factor de planta y la variabilidad del viento

La variabilidad del viento implica que la hélice girará bastante menos que su capacidad máxima y por eso el factor de planta de las turbinas eólicas es comparativamente bajo²⁴. En Oswald *et al.* (2006) se reportan los siguientes factores de planta: Reino Unido 28,4%, España 26,6%, Dinamarca 24,1% y Alemania 17,8%. Bollinger y Wiser (2008, pp. 23 y ss.) reportan factores de planta del orden de 30% en promedio para los Estados Unidos, aunque el

²² Una columna publicada en la prensa (*La Tercera*, septiembre 8 de 2008) se pregunta por qué elegimos la estimación más alta, sesgando así nuestros resultados en contra del viento. En estos casos la prudencia sugiere pecar por defecto, salvo cuando la estimación más alta es la más cuidadosa y apropiada, tal como ocurre con la de Pavez (2008). Con todo, como se puede ver líneas abajo en el Cuadro N° 7, considerando los factores de planta medidos en los estudios de la CNE el viento tendría que costar US\$ 1.200 para ser competitivo.

²³ Un árbitro anónimo señaló que en nuestro estudio no estábamos considerando que seguramente los avances tecnológicos disminuirán en el futuro el costo de las turbinas. Si bien tal conjetura no es irrazonable, también es cierto que el costo de otras tecnologías también podría bajar y la eficiencia con que usan el combustible también podría aumentar. No nos parece, por tanto, que nuestras conclusiones dependan de nuestro supuesto de suponer constante el costo de las tecnologías.

²⁴ Los factores de planta bajos son, en parte, consecuencia del diseño. En efecto, es posible aumentar el factor de planta de las hélices con un rotor grande y una hélice muy pequeña, porque en ese caso se alcanzarían factores de planta altos aun si el viento sopla muy poco. Sin embargo, una hélice de ese tipo produciría muy poca electricidad. La mejor razón inversión/generación se alcanza con hélices más grandes, pero el resultado es factores de planta más bajos. Por su parte, la curva de potencia de un aerogenerador es la relación de potencia que es capaz de generar una turbina bajo distintas condiciones de viento. Se compone de un tramo inicial desde velocidades de viento hasta la velocidad de *cut-in* tal que la generación es nula, seguido de un tramo casi lineal de pendiente positiva que deriva en un tramo de potencia constante para un rango determinado de velocidades (entre los 15 y los 25 m/s). Finalmente, para velocidades de viento superiores al límite de *cut-out*, la turbina se desconecta y la generación de potencia vuelve a ser nula. Adicionalmente, cabe señalar que la ley de Betz limita en 59% el valor máximo de la potencia que puede extraerse del viento.

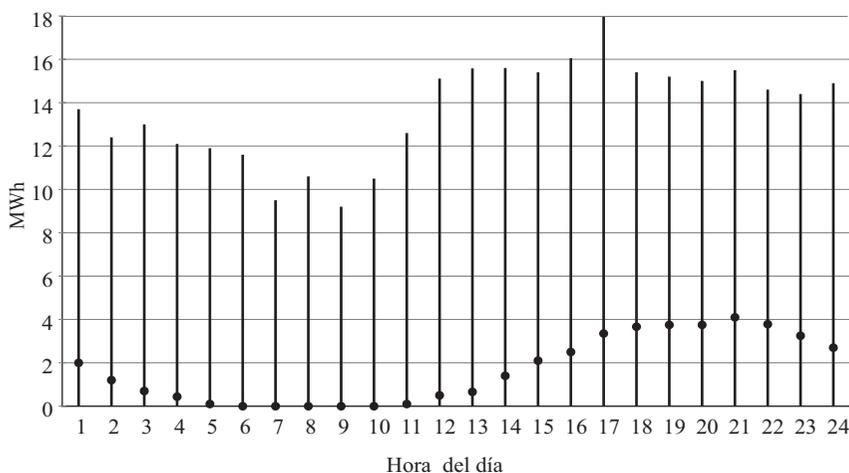
rango es amplio —por ejemplo, entre 18% y 48% para proyectos construidos en 2006. Por último, Giumelli (2008) reporta factores de planta de 29,8% en Brasil.

¿Qué factores de planta son esperables en el SIC? Todavía no existe un catastro exhaustivo del potencial eólico, así que debemos contentarnos con algunas mediciones existentes. Para comenzar, el Gráfico N° 3 muestra la distribución diaria de la generación de la central eólica Canela de Endesa desde que entró en funcionamiento, el 27 de diciembre de 2007, hasta el 10 de mayo de este año. La línea muestra el rango de variación del factor de planta; el punto, la mediana. El factor de carga de Canela es 15,48%. El promedio de la mediana del factor de carga horario es más bajo aun, 9,19%.

El gráfico también muestra que la mediana varía durante el día, pero el rango de variación siempre es amplio. De un lado, casi a toda hora es posible encontrar días con factores de planta cercanos a 100%. Del otro lado, a toda hora también es posible encontrar días en que nada se genera. De hecho, durante el 37,9% de las horas Canela generó nada.

¿Qué tan representativo es Canela? La CNE ha encargado varios estudios que miden la velocidad del viento en distintos puntos de Chile²⁵.

GRÁFICO N° 3: DISTRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN DIARIA DE CANELA (27 de diciembre de 2007 al 10 de mayo de 2008; máximo, mínimo y la mediana)



²⁵ Estudios sobre el potencial eólico de Chile son los de Corfo (1993) y Muñoz *et al.* (2003), los que se pueden encontrar en http://www.cne.cl/fuentes_energeticas/e_renovables/eolica.php. En la misma página se pueden encontrar datos de mediciones horarias de la velocidad del viento en varios puntos de Chile para períodos de alrededor de dos años. Véase también Comisión Nacional de Energía (2007b), en la misma página.

En este trabajo utilizaremos mediciones en ocho lugares ubicados en las regiones del Maule, Coquimbo y Atacama hechas entre el 29 de enero de 2006 y el 8 de noviembre de 2007. En estos lugares se instalaron anemómetros en torres de 20 y 40 metros y se registró la velocidad del viento cada 10 minutos.

El Cuadro N° 2 muestra los factores de planta que se desprenden de las mediciones reportadas en CNE (2007b) en cada uno de los ocho lugares²⁶. Tal como se puede apreciar en la columna 2, éstos varían entre 7,7% (Llano del Chocolate) y 39,5% (Loma del Hueso) y la media es 24%. Más aun, la disponibilidad de viento es volátil.

El Gráfico N° 4 muestra los factores de planta horarios promedio de los ocho puntos en cada una de las 15.576 horas entre el 29 de enero de 2006 y el 8 de noviembre de 2007. Nótese que el rango de variación es amplio, desde poco más de 0% hasta casi 100%. Al mismo tiempo, las variaciones dentro de cada día son importantes. El Gráfico N° 5 muestra el factor de planta promedio en cada una de las 24 horas del día. Se aprecia que el viento sopla a toda hora, pero de manera irregular. En general, la intensidad es baja durante la madrugada, crece durante la mañana y la tarde, alcanzando el peak alrededor de las 17 horas, para luego declinar a partir de las 18

CUADRO N° 2: FACTORES DE PLANTA EN OCHO PUNTOS DE MEDICIÓN

	(1) Anemómetro (m)	(2) Factor de planta	(3) Inicio de la medición	(4) Fin de la medición
Loma del Hueso	20	39,5%	28/09/2006	07/11/2007
Llano del Chocolate	20	7,7%	02/06/2006	07/11/2007
Carrizalillo	40	16,3%	13/07/2006	29/09/2007
Punta Los Choros	20	16,5%	02/06/2006	07/11/2007
Lengua de Vaca	20	37,3%	26/09/2006	08/11/2007
Cerro Juan Pérez	20	20,5%	03/06/2006	06/11/2007
La Cebada Costa	20	33,6%	03/06/2006	08/11/2007
Faro Carranza	40	26,7%	29/01/2006	31/01/2007
Promedio		24,0%		

Fuente: Cálculos de los autores basados en información reportada en CNE (2007b).

²⁶ En el Apéndice B se explica cómo pasar desde la velocidad del viento al factor de carga.

GRÁFICO N° 4: LA VOLATILIDAD DEL FACTOR DE PLANTA HORARIO EN LOS OCHO PUNTOS DE PROSPECCIÓN DE LA CNE (entre el 29/01/2006 y el 08/11/2007)

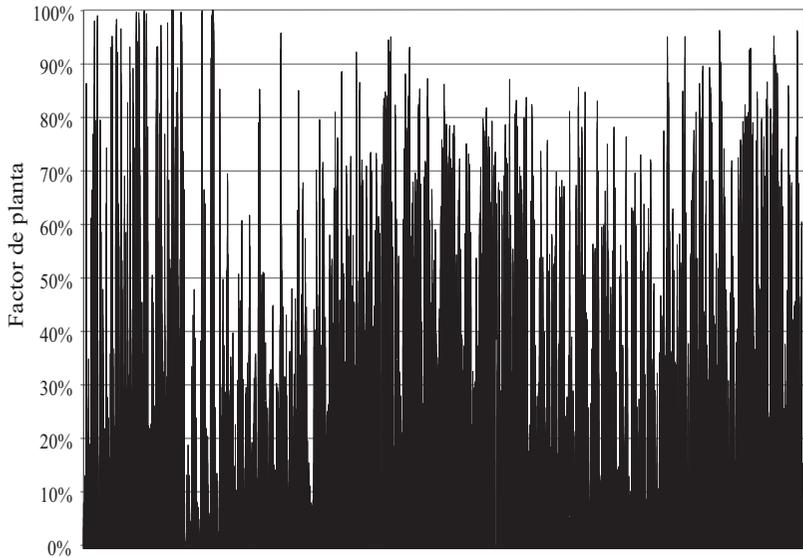


GRÁFICO N° 5: FACTOR DE PLANTA PROMEDIO A LO LARGO DEL DÍA EN LOS OCHO PUNTOS DE PROSPECCIÓN DE LA CNE (entre el 29/01/2006 y el 08/11/2007)

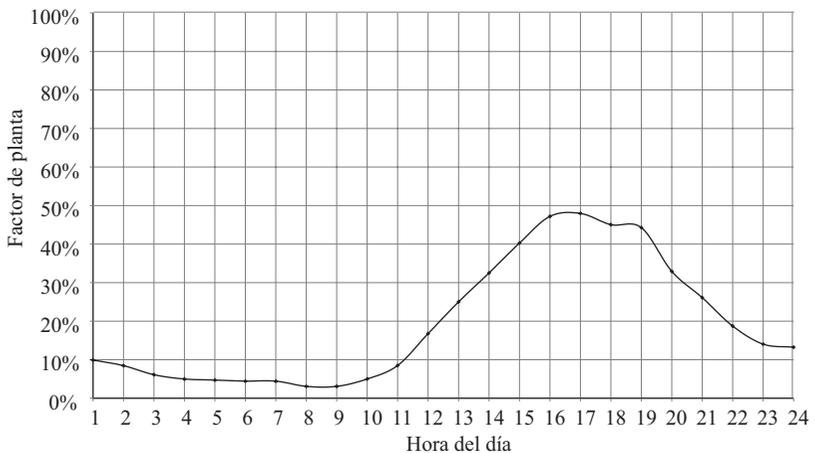
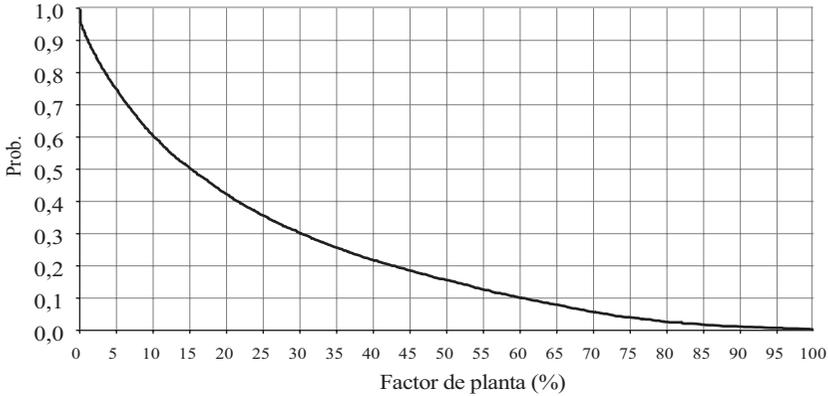


GRÁFICO N° 6: PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA DE LOS FACTORES DE CARGA EN LOS OCHO PUNTOS DE PROSPECCIÓN DE LA CNE (entre el 29/01/2006 y el 08/11/2007)



horas²⁷. Sin embargo, el factor de planta promedio nunca supera el 50% y durante casi la mitad del día es menor que 10%.

Por último, el Gráfico N° 6 muestra la fracción de las horas tales que el factor de carga excede determinado porcentaje. Aproximadamente durante el 5% de las horas del día el viento no sopla en absoluto. El factor de planta excede el 30% durante apenas un tercio de las horas y el 50% apenas el 15% de las horas.

3.2.3. La variabilidad el viento y el modelo de despacho

La variabilidad del viento no ha sido recogida en los modelos de despacho hidrotérmico que se ocupan para simular la operación de SIC²⁸. En realidad, se ha supuesto que las centrales eólicas son de base, que su costo de operación es cero y que a toda hora aportan la misma potencia igual a sus factores de planta. Este supuesto simplifica los cálculos, pero es inapropiado porque la disponibilidad de viento varía hora a hora, mes a mes y, seguramente, año a año. Tal cosa no tiene mayor consecuencia cuando se modelan centrales eólicas de un par de megawatts, pero los errores son más grandes si la generación eólica es abundante.

²⁷ Nótese que el peak del consumo eléctrico suele ocurrir entre las 19 y las 23 horas.

²⁸ Una excepción es Pavez (2008), quien, sin embargo, modela la operación del SING.

En el estudio modelamos la variabilidad del viento de la siguiente forma. Primero supondremos que la cantidad total de energía generada durante cada año por una central eólica es siempre la misma e igual a

$$(\text{capacidad nominal}) \times (\text{factor de planta}) \times 8.670.$$

Segundo, para modelar la variabilidad del viento asignaremos la energía que implica el factor de planta entre los doce meses del año a prorrata de la disponibilidad mensual que se desprende de las mediciones de la CNE (2007b) citadas en el Cuadro N° 2. Tercero, dentro de cada mes, asignaremos esta energía de manera diversa entre los cinco bloques de demanda para examinar las consecuencias de la disponibilidad variable de viento. Las simulaciones se harán con el modelo Omsic considerando los siguientes casos:

Caso base. Plan de obras de la CNE con centrales convencionales y sin turbinas eólicas.

Caso CNE con respaldo. Considera el 100% de la energía eólica según el factor de planta igual a 24% y las distribuciones horarias y mensuales calculadas según las mediciones CNE en los ocho sitios descritos en el Cuadro N° 2 y reportadas en el Gráfico N° 4. Además, se le agrega una central térmica diésel suficiente para mantener la probabilidad de déficit cercana a lo que sería sin ley.

Adicionalmente reportaremos los siguientes ejercicios de sensibilidad:

Todo el viento sopla en la hora de punta. El 100% de la energía eólica se genera en las horas de punta, pero sin respaldo térmico.

El viento sigue a la demanda. La generación eólica se reparte entre horas en la misma proporción que el consumo total, pero sin respaldo térmico.

El viento sólo sopla en horas fuera de punta. Vale decir, el 100% de la generación eólica se entrega en la horas de menor demanda, pero sin respaldo térmico.

El viento sólo sopla en horas fuera de punta con respaldo. Este caso es idéntico al anterior, pero se le agrega una central térmica diésel suficiente para mantener la probabilidad de déficit cercana a lo que sería sin ley.

Cabe señalar que no consideramos variaciones interanuales del viento. También es conveniente señalar que no cambiaremos las políticas de operación del lago Laja, las que son calculadas por el modelo de despacho durante el proceso de optimización²⁹⁻³⁰.

En nuestras simulaciones la central eólica será respaldada con una turbina a gas operando con diésel. Se nos ha señalado que el respaldo podría provenir de los embalses del SIC. Sin embargo, esta opción es más cara que una turbina, pues en sequía el costo alternativo del agua es mayor que la anualidad del costo de inversión y de operación de una turbina a gas operando con diésel.

3.2.4. Las emisiones de CO₂ y el calentamiento global

El costo del daño que causan las emisiones. Para valorar la externalidad que generan las centrales a carbón es necesario considerar que cada MWh generado produce 0,918 toneladas de dióxido de carbono (CO₂). Los estudios, sin embargo, reportan el costo del daño marginal de una tonelada de carbono (C). En vista de que cada tonelada de CO₂ contiene 0,27 toneladas de carbono, se sigue que cada MWh generado produce

$$0,27 \times 0,918 \approx 0,25$$

toneladas de carbono³¹.

²⁹ Este supuesto es realista, porque cuando el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) programe la operación seguramente supondrá una cierta generación eólica esperada para el día siguiente. Así, las variaciones horarias del viento no afectarán la operación de los embalses y serán absorbidas por la central que en cada momento esté regulando la frecuencia.

³⁰ Este supuesto tampoco debiera afectar el cálculo de la probabilidad de falla del sistema, porque los déficits de energía ocurren durante las horas de punta y en las hidrologías más secas de la estadística. En estos casos la regla de operación de los embalses es muy simple: guardar toda la energía para las horas de punta.

³¹ Pocos estudios advierten sobre la diferencia entre carbono y dióxido de carbono y algunos los confunden. Romm (2008) explica la diferencia (la traducción es nuestra):

“La fracción de carbono en el dióxido de carbono es la razón de sus pesos. El peso atómico del carbono es 12 unidades de masa atómica, mientras que el peso del dióxido de carbono es 44, porque incluye dos átomos de oxígeno y cada uno pesa 16. Así, para cambiar desde uno al otro, use la fórmula: una tonelada de carbono es igual a $44/12=11/3=3,67$ toneladas de dióxido de carbono. Por eso, 11 toneladas de dióxido de carbono son iguales a tres toneladas de carbono y un precio de US\$ 30 por tonelada de dióxido de carbono es igual a un precio de US\$ 110 por tonelada de carbono”.

El número de estudios que han estimado el costo del daño marginal causado por una tonelada de carbono es grande y el rango de variación de las estimaciones amplio. El artículo de Tol (2005), quien resume y compara los resultados de 28 estudios hechos por 18 equipos independientes de académicos, es la revisión bibliográfica más completa que encontramos. La media de las estimaciones del daño marginal causado por una tonelada de carbono es US\$ 86/tC y la desviación estándar US\$ 249/tC³². Sin embargo, existen diferencias sistemáticas entre estudios —no todos son igualmente confiables. Según Tol:

[...] hay buenas razones para discriminar entre estudios, y esto tiene un efecto sistemático sobre las estimaciones combinadas del daño marginal. Tal parece que los estudios que usan mejores métodos dan estimaciones más bajas con incertidumbres menores que aquellos estudios que usan métodos más malos. Si uno excluye los estudios [que no han sido publicados en revistas académicas con referato anónimo de pares], la estimación del daño marginal combinado cae aun más, como también la incertidumbre [de las estimaciones]. Pareciera que los estudios más pesimistas no pasan un test de calidad. Alternativamente, los *referees* podrían haber bloqueado la publicación de resultados que están muy lejos del rango de consenso³³.

Así, si se consideran solamente aquellos estudios publicados en revistas académicas con referato anónimo de pares, la media cae a US\$ 43/tC y la desviación estándar a US\$ 83/tC. Hechas estas consideraciones, Tol (2005) concluye lo siguiente:

Uno puede afirmar con seguridad que, para todos los efectos prácticos, los impactos [de las emisiones sobre el] cambio climático pueden ser muy inciertos, pero es improbable que el costo del daño marginal de las emisiones de dióxido de carbono exceda los US\$ 50/tC y probablemente es sustantivamente más bajo [...]³⁴.

De hecho, Tol (2005) indica que la mejor estimación (*best guess*) es que el costo del daño marginal es US\$ 5/tC. De lo anterior se concluye que es improbable que el costo del daño marginal causado por las emisiones de

³² Esta media pondera los distintos estudios según su calidad. Véase Tol (2005, pp. 2069-70).

³³ Traducción libre.

³⁴ Traducción libre. Nótese que el costo reportado es por tonelada de carbono emitida.

una central a carbón exceda los US\$ 13,6/tCO₂ o US\$ 12,5/MWh y que probablemente sea más bajo³⁵⁻³⁶. En nuestros ejercicios supondremos que éste es el costo del daño que causan las emisiones de CO₂.

Cabe mencionar que Nordhaus (2008) estima que el costo del daño causado por las emisiones es US\$ 27/tC en valor presente a 2005, y que este costo aumenta entre 2 y 3% cada año. Así, el costo del daño causado por una tonelada de carbono emitida en 2050 sería US\$ 90/tC y US\$ 200/tC en 2100³⁷.

El costo social y el costo nacional de las emisiones. Si se trata de evaluar los costos y beneficios de la generación eólica hay, en principio, dos maneras de contabilizar el daño causado por las emisiones de CO₂. Si se trata de una evaluación social, corresponde contabilizar como un beneficio de la generación eólica las menores emisiones, valoradas al costo del daño marginal. Nótese, sin embargo, que buena parte de estos costos no recaen sobre Chile o los chilenos. Por eso, se trataría de una evaluación social mundial, no nacional. Al mismo tiempo, en una evaluación social mundial no corresponde contabilizar como beneficios lo que Chile recibiría por créditos de carbono —desde el punto de vista del mundo, se trata de una mera transferencia.

La segunda manera de incorporar las menores emisiones es ignorar el valor del daño evitado (después de todo, gran parte de ese costo afecta a otros países, no a Chile), pero sumar como beneficio *nacional* de la generación eólica los créditos de carbono que se pueden vender producto de la reducción de emisiones. Nótese que si el precio de los créditos de carbono fuese igual al costo del daño marginal causado por una tonelada más de CO₂, la evaluación social mundial y la evaluación nacional arrojarían resultados idénticos.

³⁵ US\$ 12,5=0,25 × US\$ 50.

³⁶ Para más información sobre la economía del cambio climático véase a Nordhaus (2008), Stern (2008) y el intercambio sobre el cambio climático en este número de *Estudios Públicos*.

³⁷ Un árbitro nos señaló que este valor es un poco menor que el precio al cual se están transando los permisos de emisión en Europa. De hecho, durante este año el precio del contrato a futuro del derecho a emitir una tonelada de CO₂ transado en el European Energy Exchange (EEX) se ha llegado a transar hasta en 25 euros. Sin embargo, este precio está influenciado por múltiples factores, entre ellos la cantidad de emisiones a reducir que se fijó como meta en el Protocolo de Kyoto. Por eso, preferimos basar nuestros cálculos en las estimaciones del costo social de las emisiones de CO₂. En todo caso, cabe mencionar que la diferencia de precios no cambia el orden de magnitud de la desventaja del viento que encontramos en este estudio.

4. RESULTADOS

4.1. Ejercicio 1: el costo adicional de la energía eólica

¿Cuánto cuesta reemplazar una central térmica con viento? Costos y beneficios. Una central a carbón de 250 MW genera alrededor de 1.900 GWh cada año. Por lo tanto, para reemplazarla se necesitan

$$\frac{1.900.000 \text{ MWh}}{(\text{factor de planta}) \times 8.760\text{h}}$$

MW de capacidad eólica. Por eso, si el factor de planta es igual al promedio del Cuadro N° 2, se necesitan 904 MW para reemplazar a una central a carbón de 250 MW.

El Cuadro N° 3 muestra el costo adicional de sustituir con generación eólica lo generado cada año por 250 MW de carbón. A continuación discutiremos la simulación reportada en la columna 1; este ejercicio supone que el viento replica el patrón del Gráfico N° 5. Por el lado de los costos, el principal son los US\$ 2.124 millones de inversión en turbinas eólicas, a los que se le suman US\$ 148 millones de costos de operación, principalmente mantenimiento; US\$ 74 millones en líneas de transmisión, y US\$ 145 millones en turbinas diésel de respaldo. Los mayores costos suman US\$ 2.491 millones.

La sustitución también tiene beneficios. Desde luego, permite ahorrar los US\$ 500 millones que cuesta una central a carbón de 250 MW. A eso se le suma el ahorro de combustible. En parte se ahorra carbón. Pero como el despacho de plantas en Chile se hace según el orden de mérito, el combustible desplazado dependerá de la hora del día en que sople el viento y la suma de los ahorros de combustible es US\$ 589 millones. A los beneficios anteriores hay que agregarle los ingresos que se podrían obtener por venta de créditos de carbono, que suman US\$ 231 millones si el precio por tonelada de CO₂ fuera US\$ 13,6 (equivalentes a US\$ 50/tC). El total de los beneficios suma US\$ 1.320 millones.

El resultado neto. Las filas de la parte baja del Cuadro N° 3 muestran el resultado neto. La conclusión es que en 25 años la sustitución de 250 MW de una central a carbón por capacidad eólica equivalente genera US\$ 1.171 millones de costos adicionales (aunque el rango de las cinco estimaciones va desde US\$ 993 hasta US\$ 1.325 millones). Estos montos son grandes: una central a carbón de 250 MW cuesta del orden de los US\$ 500 millones.

Es interesante notar que la desventaja del viento es simplemente que, siendo bajos sus factores de planta, es necesario invertir alrededor de

CUADRO N° 3: COSTO ADICIONAL DE SUSTITUIR 250 MW DE CARBÓN
(factor de planta 24%, en valor presente a 25 años, US\$ millones)¹

	(1) Estudios de viento más turbina diésel ⁷	(2) El viento sopla en horas punta	(3) El viento sigue a la demanda hora a hora	(4) El viento sopla en horas fuera de punta	(5) Caso (4) más turbina diésel
<i>Costos</i>					
Inversión en turbinas eólicas ²	2.124	2.124	2.124	2.124	2.124
Costo de operación molino	148	148	148	148	148
Costos transmisión	74	74	74	74	74
Inversión en turbina diésel ³	145	-	-	-	145
Total costos	2.491	2.346	2.346	2.346	2.491
<i>Beneficios</i>					
Menor inversión (250 MW carbón) ⁴	500	500	500	500	500
Ahorros de combustible (25 años)	589	623	537	401	434
Créditos de carbono (25 años) ⁵⁻⁶	231	230	232	233	232
Total beneficios (en 25 años)	1.320	1.353	1.269	1.134	1.166
Costo adicional nacional y social	1.171	993	1.077	1.212	1.325
Costo adicional nacional sin créditos	1.403	1.223	1.309	1.445	1.557
Probabilidad de déficit (caso base 7%)	4,1%	2,5%	6,1%	9,8%	6,2%

Notas:

¹ El factor de planta es la fracción de la capacidad máxima que efectivamente se genera.

² Se ha supuesto que el kW nominal de potencia eólica cuesta US\$ 2.350. La fuente es Pavez (2008).

³ Se ha supuesto que el kW nominal de potencia diésel cuesta US\$ 579. La fuente de la información es CNE (2007a).

⁴ Se ha supuesto que el kW nominal de potencia a carbón cuesta US\$ 2.000 y que el factor de planta es 85%.

⁵ Se ha supuesto que el valor del crédito de carbono es de US\$ 13,6/t de CO₂. Este valor se obtiene suponiendo que el daño marginal que causa una tonelada de carbono es igual a US\$ 50.

⁶ Los flujos se han descontado suponiendo que la tasa es 10% real.

⁷ Se supone que el factor de planta promedio es igual a 24%, y la distribución a lo largo del día igual a la del Gráfico N° 5.

cuatro veces más para generar la misma energía. La mayor inversión sobrepasa con holgura el ahorro proveniente del menor costo de operación de las turbinas eólicas. Las desventajas adicionales —necesidad de respaldos térmicos y volatilidad de su disponibilidad— no son irrelevantes, pero su efecto es un orden de magnitud menor³⁸.

³⁸ Nótese, en todo caso, que estamos ignorando la variabilidad del viento de un año a otro; y también estamos suponiendo que su disponibilidad horaria sigue al Gráfico 4, que es un promedio horario. En cualquier caso, en la medida en que haya suficientes parques eólicos, la varianza del factor promedio horario debiera ser cada vez más baja.

En cualquier caso, la inversión en centrales térmicas probablemente no cambiará mucho con la introducción del uso del viento. En efecto, para mantener la confiabilidad del sistema y la probabilidad de déficit es necesario invertir en turbinas diésel. Nuestras simulaciones indican que para mantener la probabilidad de déficit igual a la del caso base si el viento sopla sólo fuera de la punta sería necesario invertir del orden de 275 MW en turbinas diésel —¡poco más que la disminución de capacidad de carbón!

El costo de la generación eólica y los factores de planta. El ejercicio precedente supone que el factor de planta de las centrales eólicas es 24%. Aunque tal factor es razonable en vista de los estudios que se resumen en el Cuadro N° 2, conviene examinar qué ocurriría si el factor de planta fuera algo mayor (30%) o menor (15 ó 20%). El panel (a) del Cuadro N° 4 muestra los resultados.

CUADRO N° 4: COSTO ADICIONAL CON DISTINTOS FACTORES DE PLANTA
(25 años, en valor presente, US\$ millones)

(a) Costo social y nacional con créditos de carbono					
(%)	(1) Estudios de viento más turbina diésel	(2) El viento sopla en horas punta	(3) El viento sigue a la demanda hora a hora	(4) El viento sopla en horas fuera de punta	(5) Caso (4) más turbina diésel
15	2.445	2.267	2.351	2.486	2.599
20	1.596	1.418	1.502	1.637	1.750
24	1.171	993	1.077	1.212	1.325
30	746	568	652	787	900
(b) Costo nacional sin créditos de carbono					
(%)	(1) Estudios de viento más turbina diésel	(2) El viento sopla en horas punta	(3) El viento sigue a la demanda hora a hora	(4) El viento sopla en horas fuera de punta	(5) Caso (4) más turbina diésel
15	2.677	2.497	2.583	2.719	2.831
20	1.828	1.648	1.734	1.870	1.982
24	1.403	1.223	1.309	1.445	1.557
30	978	798	884	1.020	1.132

Tal como se puede apreciar en la columna 1 si el factor de planta es 30%, el costo adicional disminuye a US\$ 746 millones (el rango de los cinco ejercicios va desde US\$ 568 millones hasta US\$ 900 millones). Por el contrario, con factores de planta más bajos el costo aumenta a US\$ 1.596 millones si el factor de planta es 20% y a US\$ 2.445 millones si el factor de planta es 15% (el factor de planta de la central Canela desde que entró en funcionamiento). La moraleja es que el costo adicional es incierto y depende del factor de planta que alcance la generación eólica³⁹.

La importancia de los créditos de carbono. Supusimos que la introducción de la generación con viento permitiría reducir las emisiones y vender créditos de carbono, generando ingresos por alrededor de US\$ 230 millones en valor presente. Sin embargo, la ley podría hacer perder tal beneficio. En efecto, si una ley obliga a instalar energías no convencionales que emiten menos carbono, la reducción de emisiones ocurrirá independientemente de si se reciben o no los créditos. Por eso, los proyectos ejecutados para cumplir con la ley podrían no calificar como adicionales, requisito para recibir los créditos de carbono (véase la discusión líneas abajo en la Conclusión). Y si ese beneficio se pierde, el costo nacional de reemplazar una central a carbón aumentará. Tal como indica la columna 1 del Cuadro N° 3, si a consecuencia de la ley se pierde el derecho a cobrar créditos de carbono, el costo adicional nacional aumentará desde US\$ 1.171 millones hasta US\$ 1.403 millones. El panel (b) del Cuadro N° 4 muestra el costo adicional si se pierden los créditos de carbono, para distintos factores de planta.

Viento y carbón comparados. Los ejercicios indican que el viento es más caro que las centrales a carbón. Para apreciar cuánto más, es conveniente comparar el costo monómico (es decir, por MWh) del viento y del carbón.

El Cuadro N° 5, muestra el costo social y nacional por kWh generado con viento. Nótese que éste varía desde poco más de US\$ 100/MWh (factor de carga 30%, sin respaldo, con créditos de carbono y todo el viento soplando en hora punta) hasta US\$ 209/MWh (factor de carga 15%, con respaldo y sin créditos de carbono). Cuando el viento sigue la distribución

³⁹ En una columna de prensa (*La Tercera*, lunes 8 de septiembre de 2008), una autoridad de gobierno criticó nuestro estudio por suponer factores de planta demasiado bajos, afirmando que se habían identificado zonas con potencial para instalar miles de megawatts con factores de planta superiores a 30%. Lamentablemente, tales estudios no son públicos y, de ser ciertos, implicarían que Chile es un país con condiciones comparativamente extraordinarias para la energía eólica.

CUADRO N° 5: EL COSTO MEDIO DE CADA MWh GENERADO CON VIENTO (en US\$)

(a) Costo nacional con créditos de carbono					
(%)	(1) Estudios de viento más turbina diésel	(2) El viento sopla en horas punta	(3) El viento sigue a la demanda hora a hora	(4) El viento sopla en horas fuera de punta	(5) Caso (4) más turbina diésel
15	209	201	201	201	209
20	159	151	150	150	159
24	134	125	125	125	134
30	109	100	100	100	109

(b) Costo nacional sin créditos de carbono					
(%)	(1) Estudios de viento más turbina diésel	(2) El viento sopla en horas punta	(3) El viento sigue a la demanda hora a hora	(4) El viento sopla en horas fuera de punta	(5) Caso (4) más turbina diésel
15	223	214	214	214	223
20	173	164	164	164	173
24	148	139	139	139	148
30	122	114	114	114	122

horaria del Gráfico N° 5 y el factor de planta es 24%, el costo nacional es US\$ 134/MWh. Y, si se pierden los créditos de carbono a consecuencia de la ley, el costo nacional aumentará a US\$ 148/MWh⁴⁰.

El Cuadro N° 6 muestra el costo de cada MWh generado con carbón. La columna 1 indica que el costo nacional actual es alrededor de US\$ 65/MWh, a lo más dos tercios de lo que cuesta el viento. Sin embargo, si el costo de las centrales y el carbón volviera a niveles históricos, el costo por megawatts/hora caería a US\$ 48 y el viento sería entre dos y cuatro veces más

⁴⁰ Es interesante notar que en Brasil existe una ley que obliga a Electrobras a comprar energías no convencionales en licitaciones competitivas. En promedio, los parques eólicos han operado con factores de planta de 29,8%, y en licitaciones competitivas, el precio medio solicitado ha sido US\$ 118/MWh. Tal como se puede apreciar en el panel (a) del Cuadro N° 5, tal valor cae en nuestras estimaciones para factores de planta entre 24% y 30%.

CUADRO N° 6: EL COSTO DE CADA MWh GENERADO CON CARBÓN
(en US\$)

	(1) Actual	(2) A precios históricos ⁵	(3) En zonas despobladas	(4) (3) a precios históricos
Costos de operación	36	27	35	27
Costo de inversión planta ¹	29	21	30	21
Costos transporte HVDC ²	-	-	7	7
Costo nacional por MWh ³	65	48	72	55
Costo daño marginal CO ₂ ⁴	12,5	12,5	12,5	12,5
Costo social por MWh	77,5	60,5	84,5	67,5

Notas: Supone que el costo de inversión es US\$ 1.500/kW instalado y el precio del carbón es US\$ 50/t, precios parecidos a los que se habían observado históricamente.

¹ Supone una central a carbón con factor de planta de 85% que se localiza en el Norte Chico, o bien en zonas despobladas. Actualmente la inversión en carbón cuesta entre US\$ 1.800 y US\$ 2.200/kW. Hemos tomado el valor medio del intervalo, US\$ 2.000 por kilowatt instalado.

² Circuito bipolo en HVDC 500 kV y capacidad de 2.200 MW que conecta al SING con el nudo Polpaico en el SIC.

³ Es el costo por MWh que excluye la externalidad por el daño marginal causado por las emisiones de CO₂.

⁴ Es el costo del daño marginal causado por las emisiones de CO₂ de una central a carbón.

caro que el carbón. Como sea, da lo mismo qué caso se considere, porque la diferencia entre el costo nacional del viento y del carbón es apreciable, incluso si las plantas eólicas alcanzaran factores de planta de 30%.

La desventaja del viento se debe principalmente a que el costo de inversión es “alto”. El Cuadro N° 7 muestra combinaciones de costo de las turbinas y factores de planta tales que el viento alcanza costos por MWh similares a los del carbón, US\$ 65/MWh a los precios actuales y US\$ 48/MWh a precios históricos⁴¹. Nótese que aun a los precios actuales del carbón el costo de inversión debiera ser apenas US\$ 1.200/kW eólico para que el viento sea competitivo con factores de planta de 24% —aquellos observados en las mediciones de la CNE.

⁴¹ En algunos artículos de prensa publicados hacia septiembre de 2008 se afirmó que el carbón ya no es competitivo con las energías renovables, porque su costo de desarrollo había aumentado muy por encima de los US\$ 65/MWh. Sin embargo, tal afirmación se hacía mientras el precio del carbón se acercaba a uno de sus máximos históricos. Evaluar un proyecto de carbón con esos precios es como evaluar uno que use petróleo a US\$ 140 el barril.

CUADRO N° 7: FACTOR DE PLANTA MÍNIMO TAL QUE EL GENERADOR EÓLICO ES COMPETITIVO CON EL CARBÓN¹

Inversión molino US\$/kW instalado	(1) Precios actuales	(2) Precios históricos ²
2.350	46%	63%
2.000	40%	54%
1.800	36%	48%
1.500	30%	40%
1.200	24%	32%

Notas:

¹ Corresponde al mínimo factor de planta requerido por el molino para igualar el costo tecnológico de una central a carbón con factor de planta de 85% que se localiza en el Norte Chico.

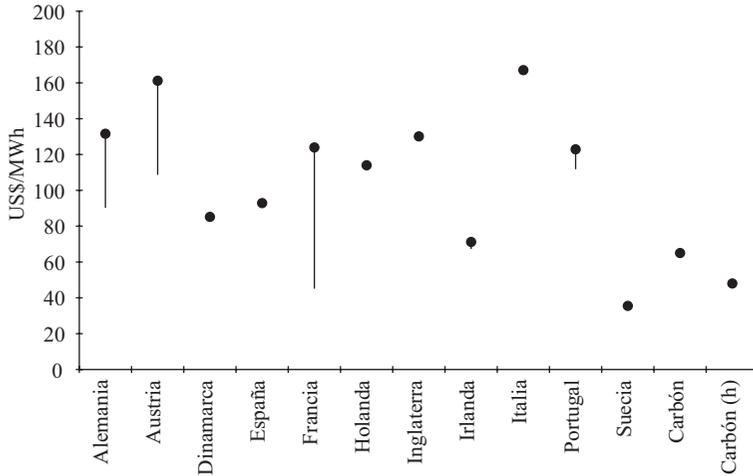
² Supone que el costo de inversión es US\$ 1.500/kW instalado y el precio del carbón es US\$ 50/t.

Alguien podría argumentar que los factores de planta de Loma del Hueso y Lengua de Vaca son cercanos a 40%. Así, sigue el argumento, lo esperable es que las centrales eólicas alcancen los factores más altos disponibles. Más allá de que el factor de carga de Canela hasta la fecha sea del orden de 15%, tal argumento no nos parece convincente por tres razones. Una es que supone que el viento encontrará las mejores condiciones posibles y que, por el contrario, se mantendrán las condiciones actuales de altos precios del carbón y de las centrales que lo usan. De un lado, si los factores de planta son más bajos, el costo por MWh se aleja del carbón. Del otro lado, y tal como se puede apreciar en la columna 2 del Cuadro N° 6, si retornan los precios “históricos” del carbón (es decir, aquellos prevalecientes antes del alza del precio del petróleo) el costo de desarrollo del carbón caería a US\$ 48/MWh. En ese caso, la columna 2 del Cuadro N° 7 muestra que si el costo de inversión por kW eólico es US\$ 1.800, el viento necesitaría un factor de planta de 48% para igualar el costo de desarrollo del carbón.

También es cierto que el precio por MWh que recibe el viento en otros países suele ser más alto que los US\$ 65/MWh que cuesta el carbón. El Gráfico N° 7, construido con datos que aparecen en Sawin (2004, Cuadro N° 1), muestra este precio en once países europeos en 2002 (cuando aparece una línea, ésta muestra el rango del precio). Nótese que sólo en Suecia y en Francia es posible encontrar precios menores que el costo de desarrollo del carbón en Chile. Esto sugiere que el costo de desarrollo del viento está por encima del costo del carbón.

Y, en último término, si el viento (u otras tecnologías no convencionales) fuese competitivo con el carbón, ¿por qué habría de necesitar una ley

GRÁFICO N° 7: EL PRECIO DEL VIENTO EN 2002
(en US\$/MWh)



que lo fomente? En efecto, si los factores de planta que puede alcanzar el viento fuesen altos, o si el costo de inversión fuese apreciablemente menor que los US\$ 2.349,7/kW estimados por Pavez (2008), el viento competiría sin problemas.

El impacto medioambiental. Como ya se dijo, cada MWh producido con carbón emite alrededor de 0,9 toneladas de CO₂. Aun si se es conservador y se supone que el daño asciende a US\$ 12,5/MWh (equivalentes a un costo del daño igual a US\$ 50/tC), el costo del carbón aumentará hasta US\$ 77,5/MWh⁴². Sin embargo, como se dijo líneas arriba, si se trata de comparar costos sociales es correcto ignorar el pago por créditos de carbono que podría recibir Chile. Por lo tanto, es correcto comparar los US\$ 77,5/MWh con el costo por MWh eólico reportado en el panel (b) del Cuadro N° 5. Es claro que el viento está muy lejos de competir con el carbón —en el mejor de los casos cuesta poco menos que el doble.

Otra objeción al cálculo del costo del carbón podría ser que no incluimos las externalidades locales que causan las emisiones de otros gases y de material particulado —entre ellos, daños a la salud humana, al ambiente, edificios y agricultura—⁴³. Si esas externalidades se cobra-

⁴² Suponer que el costo del daño de las emisiones es US\$ 50/tC constante para todo el período implica suponer un costo del daño mayor que el obtenido por Nordhaus (2007).

⁴³ Para una descripción de estos gases, véase el Recuadro 1 en Katz (2006).

sen, sigue el argumento, el costo de desarrollo de las centrales a carbón con seguridad sería más alto y el viento sería competitivo. ¿No se justifica la ley porque las externalidades que causan las emisiones no se cobran?

A nivel local el monto del daño causado por un combustible fósil depende del lugar donde se localiza la planta. Por lo tanto, lo apropiado sería desarrollar incentivos para que en el futuro las plantas térmicas se localicen en lugares donde viven pocas personas y se compense a los afectados. Esto se lograría con permisos transables, cuyo precio sería más alto en las zonas más contaminadas y donde las emisiones causan más daño. Si así fuera, seguramente las centrales a carbón se instalarían en zonas despobladas donde vive poca o ninguna gente, y en ese caso el mayor costo de la generación a carbón sería la transmisión adicional que habría que pagar. La columna 3 del Cuadro N° 6 muestra que si las centrales se localizaran en el desierto del Norte, el costo adicional de la transmisión sería del orden de los US\$ 7/MWh, elevando el costo de desarrollo del carbón a US\$ 84,5/MWh. Esta magnitud es insuficiente para cambiar las conclusiones del estudio.

Después de todo, la multa es más barata. Dicho todo lo anterior, no deja de ser un tanto irónico que, seguramente, una buena parte de la obligación se cumplirá pagando la multa. En efecto, como se dijo líneas arriba, la multa por no cumplir la obligación es 0,6 UTM por MWh, unos US\$ 43/MWh. Si se considera que el costo del carbón es no más de US\$ 65/MWh y que, del otro lado, el costo del viento debiera empinarse muy por encima de los US\$ 100/MWh, se aprecia que el viento está bastante lejos de ser competitivo, aun con la ley. Así, la ley aumentará los ingresos de quienes tienen proyectos inframarginales en el monto de la multa y redistribuirá ingresos entre consumidores, pero será ineficaz si se trata de lograr que se cumpla la meta de generar el 10% de la energía con tecnologías no convencionales.

4.2. Ejercicio 2: el costo de la ley

El costo de la ley. Consideremos ahora el costo para los consumidores de cumplir con la meta impuesta por la ley —el rectángulo p^mEDc^v en el Gráfico N° 1. Como se explicó líneas arriba, a diferencia del ejercicio anterior, en éste no se cambia una central eólica por una a carbón, sino que simplemente se van haciendo entrar de manera sucesiva suficientes turbinas eólicas para cumplir con lo que impone la ley. El resto de las centrales entra a

medida que el precio de la electricidad lo justifica y el único efecto de la ley es postergar la entrada.

El Cuadro N° 8 resume los resultados suponiendo que el factor de planta eólico es 24%. El costo adicional de la ley varía entre US\$ 3.682 millones y US\$ 4.930 millones. Tal como era previsible, el costo de la inversión en turbinas eólicas es el factor determinante. Los US\$ 6.948 millones superan con holgura a los ahorros por combustible y déficit (entre US\$ 967 millones y US\$ 1.825 millones) y por retraso de las inversiones en centrales térmicas (US\$ 1.117 millones).

CUADRO N° 8: EL COSTO ADICIONAL DE LA LEY
(factor de planta 24%, a perpetuidad, en valor presente, US\$ millones)

	(1) CNE más turbina diésel	(2) El viento sopla en horas punta	(3) El viento sigue a la demanda hora a hora	(4) El viento sopla en horas fuera de punta	(5) Caso (4) más turbina diésel
<i>Costos</i>					
Inversión en turbinas eólicas ²	6.948	6.948	6.948	6.948	6.948
Costo de operación molino	377	377	377	377	377
Transmisión troncal	188	188	188	188	188
Inversión en turbina diésel	406	-	-	-	406
Total costos	7.919	7.513	7.513	7.513	7.919
<i>Beneficios</i>					
Retraso de inversiones	1.117	1.117	1.117	1.117	1.117
Combustible y falla	1.754	1.825	1.614	837	967
Créditos de carbono	895	889	904	920	905
Total beneficios	3.766	3.831	3.635	2.874	2.989
Costo adicional	4.153	3.682	3.878	4.639	4.930
Costo adicional (sin créditos)	5.048	4.571	4.782	5.559	5.835
Costo de pagar la multa (0,4 UTM/MWh)	1.290	1.290	1.290	1.290	1.290
Costo de pagar la multa (0,6 UTM/MWh)	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935

Nota: Se ha supuesto que a partir de 2022 el consumo de energía crecerá 4% cada año.

Nótese que el ahorro de costos de inversión en centrales térmicas es apenas un sexto del costo de inversión en turbinas eólicas. Esto podría sorprender, porque el ejercicio anterior sugiere que la razón es de uno a tres. ¿Cuál es la razón? El punto de fondo es que, en la práctica, las turbinas eólicas no sustituyen a las centrales térmicas sino que sólo retrasan su entrada en un par de meses. Por supuesto, en el largo plazo la cantidad de MW de capacidad sustituida es la misma. Pero cuando se computa un valor presente, las inversiones que se dejan de hacer en el futuro valen menos que las que se dejan de hacer durante los primeros años.

¿Qué ocurre si el factor de planta varía? El Cuadro N° 9 muestra que si éste fuera 30% en vez de 25%, el costo adicional de la ley sería menor, entre US\$ 2.293 millones y US\$ 3.541 millones. Sin embargo, si el factor de planta fuese 15%, el costo adicional aproximadamente se duplicaría, pues varía entre US\$ 7.852 millones y US\$ 9.100 millones. Dicho lo anterior, tal vez la conclusión más sorprendente —que confirma lo visto líneas arriba— es que el costo de cumplir es más alto que pagar las multas. La última fila del Cuadro N° 8 muestra que si todos los incumplimientos se pagasen a 0,6 UTM/MWh, el rectángulo $p^m \cdot ED$ ($p^m + multa$) en el Gráfico N° 2 sumaría US\$ 1.935 millones en valor presente, menos que los US\$ 2.293 millones adicionales que cuesta la ley en el mejor escenario. Así, la predicción de nuestro trabajo es que, mientras no se modifique la ley y se aumenten las multas, la tecnología marginal es el pago de la multa.

El valor y el costo de la reducción de emisiones. El Cuadro N° 10 resume la reducción de emisiones de CO₂ que arroja nuestro modelo. La columna 1 muestra la generación térmica total proyectada entre 2010 y 2022 en GWh; la columna 2 muestra la sustitución de generación térmica por generación no convencional. Por último, la columna 3 transforma los GWh de la columna 2 a toneladas de CO₂, suponiendo que en el margen las energías renovables sustituyen al carbón. Tal como se aprecia en la columna 3, el modelo dice que, una vez alcanzada la meta de la ley, en 2022 se emitirán 6,56 millones de toneladas de CO₂ menos. Si se cumpliera nuestra proyección de crecimiento del consumo, de ahí en adelante este monto aumentaría en 4% por año. La columna 4 valora la reducción de emisiones suponiendo que el daño marginal de una tonelada de CO₂ cuesta US\$ 13,6. Finalmente, la columna 5 muestra el valor del menor daño en valor presente, el que suma US\$ 676,1 millones. Este monto contrasta con los aproximadamente US\$ 4.000 millones adicionales que gastará el país con esta ley. Vale decir, por cada tonelada de carbono o de CO₂ evitada por generar con energías no convencionales estamos pagando más de cinco veces el costo del daño que causaríamos.

CUADRO N° 9: COSTO ADICIONAL DE LA LEY CON DISTINTOS FACTORES DE PLANTA
(a perpetuidad, en valor presente, US\$ millones)

(a) Con crédito de carbono					
(%)	(1) CNE más turbina diésel	(2) El viento sopla en horas punta	(3) El viento sigue a la demanda hora a hora	(4) El viento sopla en horas fuera de punta	(5) Caso (4) más turbina diésel
15	8.323	7.852	8.048	8.809	9.100
20	5.543	5.072	5.268	6.029	6.320
24	4.153	3.682	3.878	4.639	4.930
30	2.764	2.293	2.489	3.250	3.541
Multa (0,4 UTM/MWh)	1.290	1.290	1.290	1.290	1.290
Multa (0,6 UTM/MWh)	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935
(b) Sin créditos de carbono					
(%)	(1) CNE más turbina diésel	(2) El viento sopla en horas punta	(3) El viento sigue a la demanda hora a hora	(4) El viento sopla en horas fuera de punta	(5) Caso (4) más turbina diésel
15	9.218	8.741	8.952	9.729	10.005
20	6.438	5.961	6.172	6.949	7.225
24	5.048	4.571	4.782	5.559	5.835
30	3.659	3.182	3.393	4.170	4.446
Multa (0,4 UTM/MWh)	1.290	1.290	1.290	1.290	1.290
Multa (0,6 UTM/MWh)	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935

4.3. ¿Por qué suponer que el viento es la tecnología marginal?

Una crítica que ha recibido nuestro estudio es que suponemos que el viento es la tecnología no convencional marginal. Habría proyectos competitivos de tecnologías alternativas más baratas —centrales minihidráulicas, geotérmicas y de biomasa— suficientes para cumplir con la obligación con holgura a precios de mercado. Así, por ejemplo, una autoridad afirmó por la prensa que las estimaciones oficiales son que en 2020 se habrían instalado 2.500 MW de energías no convencionales, más de 1.000 MW que

CUADRO N° 10: UNA ESTIMACIÓN DEL VALOR DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES QUE LOGRA LA LEY

	(1) Generación térmica (en GWh)	(2) Sustitución de generación térmica (en GWh)	(3) Reducción de emisiones (millones de toneladas de CO ₂)	(4) Valor de la reducción (millones de US\$)	(5) Valor presente del valor de la reducción (millones de US\$)
2010	17.833	482	0,44	6,0	5,4
2011	19.099	812	0,75	10,2	8,4
2012	20.379	1.136	1,04	14,1	10,6
2013	21.724	1.321	1,21	16,5	11,2
2014	23.135	1.589	1,46	19,9	12,3
2015	24.639	1.891	1,74	23,7	13,4
2016	26.241	2.523	2,32	31,6	16,2
2017	27.947	2.931	2,69	36,6	17,1
2018	29.763	3.384	3,11	42,3	17,9
2019	31.698	3.888	3,57	48,6	18,7
2020	33.758	4.856	4,46	60,7	21,3
2021	35.953	6.136	5,63	76,6	24,4
2022	38.290	7.150	6,56	89,2	25,8
2023 — ∞				1.635,6	473,8
Total					676,5

lo necesario para cumplir con la ley⁴⁴. De manera similar, el trabajo de Garrido (2008) mostraría que existen abundantes recursos no convencionales y que por ello la ley no tiene costo adicional.

Lamentablemente, los estudios del gobierno no son públicos, así que no es posible comentarlos. En cuanto al de Garrido (2008), no se trata de un estudio de disponibilidad. Antes bien, él supone que las tecnologías no convencionales son más baratas que el carbón (aunque en el estudio se supone que su disponibilidad no es ilimitada) y, por lo tanto, es claro que, de ser así, su introducción no aumentaría el costo de suministro⁴⁵.

Sin embargo, se puede dudar de que el costo de las energías no convencionales sea tan bajo. Por ejemplo, Garrido supone que el costo de las pequeñas centrales hidráulicas es US\$30,5/MWh. Sin embargo, tal cosa ignora que estas centrales normalmente están alejadas de los centros de consumo y del sistema troncal y que, por lo tanto, necesitan construir líneas

⁴⁴ *La Tercera*, septiembre 8 de 2008.

⁴⁵ Minihidráulicas: US\$ 30,5/MWh; eólica: US\$ 63,2/MWh; biomasa: US\$ 46,1/MWh; geotérmica: US\$ 45,5/MWh.

de transmisión para inyectar lo que producen. Porque existen fuertes economías de escala en transmisión, el costo de la línea es muy similar al de una de mayor capacidad, lo que aumenta considerablemente el costo por MWh.

En resumen, no hay estudios que den evidencia razonablemente convincente de que la ley no impone una restricción activa; y en ese escenario, nuestro cálculo es apropiado. Y, sea como sea, en último término esta discusión (así como la crítica que el costo del carbón sería mucho más alto que el supuesto en este trabajo) tiene una arista un tanto curiosa porque, como ya lo dijimos, si el viento u otras tecnologías no convencionales fuesen competitivos con el carbón o con cualquier otra tecnología que no necesita subsidios, ¿por qué habría de necesitar una ley que las fomente?

5. CONCLUSIÓN: CÓMO *NO* MEJORAR EL MEDIO AMBIENTE

Aunque el mensaje presidencial es un tanto vago acerca de los objetivos de la Ley N° 20.257, su justificación, seguramente, es que las energías renovables no convencionales reducen las emisiones y mejoran el medio ambiente⁴⁶. Sin embargo, si así fuera, cabe preguntarse si la ley es un medio eficaz y eficiente para lograr tal fin. Puesto de otra forma, y dejando de lado que por el momento los generadores seguramente pagarán las multas, ¿vale la pena que los consumidores paguen alrededor de US\$ 4.000 millones por reducir emisiones de la forma impuesta por la ley? Ciertamente parece un error que los consumidores paguemos por una reducción de emisiones más de cinco veces el costo del daño que éstas causan, más aun si se está dispuesto a pagar mucho menos por otras políticas medioambientales.

Desde luego, uno de los defectos de la ley es que, en vez de imponer resultados (reducción de emisiones), impone tecnologías (energías renovables no convencionales). No es necesario repetir aquí por qué es inconveniente regular tecnologías, cuestión que ha sido discutida latamente en la literatura. Por eso, sea lo que sea que logre la ley, seguramente se podrían reducir las emisiones bastante más pagando el mismo costo. Pero más allá de este error de principios, todo indica que el costo por tonelada de reducción de CO₂ logrado por la ley es considerable. En efecto, hemos mostrado que para lograr reducciones de emisiones cuyo daño cuesta alrededor de

⁴⁶ Ésta es, por lo demás, la principal razón de por qué los países industrializados los fomentan. Algunos funcionarios de gobierno afirman que la finalidad de la ley no era medioambiental sino diversificar la así llamada “matriz energética”. Sin embargo, no parece apropiado aumentar la seguridad de suministro agregando fuentes de energía de disponibilidad volátil.

US\$ 670 millones en valor presente, se están gastando más de US\$ 4.000 millones.

Pero la ley podría imponerle costos aun más altos al país. En efecto, por estos días cualquier política pública que fomente la reducción de emisiones de gases que causan el efecto invernadero, principalmente CO₂, debería previamente sopesar cómo se insertará en las políticas globales de reducción de emisiones. En este contexto es de particular importancia el Protocolo de Kyoto.

El Protocolo de Kyoto compromete a un subconjunto de países industrializados a reducir su emisión de gases invernadero entre 2008 y 2012 y estimula la participación voluntaria de los países en desarrollo a través de los así llamados “mecanismos de desarrollo limpio” (conocidos también por *project-based MDL*)⁴⁷. Los MDL les permiten a los países industrializados del Anexo 2 del Protocolo comprar reducciones de emisiones a países en desarrollo como el nuestro y acreditarlas como propias. Para que la reducción de emisiones de algún proyecto en Chile sea reconocida y se pueda transar, debe ser previamente convertida en un certificado de “reducción de emisiones de carbono” (CER por sus siglas en inglés). Uno de los requisitos más importantes es la adicionalidad: el proyecto debe reducir emisiones de gases invernadero más allá de lo exigido por las normas vigentes en el país.

Con todo, hasta 2012 y mientras siga vigente el Protocolo de Kyoto, aquellos proyectos estimulados por leyes como la N° 20.257 no perderán la adicionalidad⁴⁸. Sin embargo, cabe preguntarse que sucederá una vez extinguido el Protocolo de Kyoto. Figueres y Newcombe (2007) alertan que es incierto si acaso los MDL aprobados bajo Kyoto sigan siendo aceptados después de 2012 —cabe la posibilidad de que las reducciones debidas a leyes ya aprobadas sean consideradas dentro de la base desde la que parte cada país. Si así fuera, las reducciones de emisiones estimuladas por esta ley no serán consideradas adicionales y no recibirán créditos de carbono. Por eso, parece un tanto imprudente haber obligado al país a reducir las emisiones de CO₂ en 4 ó 5 millones de toneladas anuales durante los próximos diez años. Antes correspondía negociar en los grupos de trabajo establecidos en la UNFCCC o a través de acuerdos informales con países

⁴⁷ Para una descripción breve del protocolo y del mercado de permisos transables de emisión, véase Aggeryd y Strömqvist (2008).

⁴⁸ Esta conclusión está basada en el Anexo 3 del Protocolo, punto 2, el cual sentencia que las políticas sectoriales Tipo E— implementadas después de la firma del protocolo en 1997 no serán consideradas para computar el escenario base a partir del cual se calculan las reducciones de emisiones que permiten calificarlas como adicionales (las políticas Tipo E— son aquellas regulaciones que les dan ventaja a tecnologías menos intensivas en emisiones como las energías renovables).

industrializados y condicionar la vigencia de la ley a que las reducciones de emisiones sean consideradas adicionales después de 2012⁴⁹. Peor aun, es posible que en el mundo post-Kyoto se les impongan obligaciones de reducción de emisiones a los países en desarrollo. De no ser reconocida la adicionalidad de estos nuevos proyectos, la línea base para calcular la reducción de emisiones se calculará considerando la exigencia previamente establecida en la Ley N° 20.257.

APÉNDICE A

La Ley N° 20.257

Artículo único. Introdúcense en el decreto con fuerza de ley N° 4, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, que contiene la Ley General de Servicios Eléctricos, las siguientes modificaciones:

1) Intercálase en el inciso primero del artículo 79°, entre las expresiones “generación” y “conectados”, las siguientes oraciones: “renovable no convencionales y de las instalaciones de cogeneración eficiente, definidos en las letras aa) y ac) del artículo 225° de esta ley, que se encuentren”, y sustitúyense las oraciones “cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión,”, por la expresión “y”.

2) Agrégase, a continuación del artículo 150°, el siguiente artículo 150° bis:

“Artículo 150° bis.- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación no convencionales, propios o contratados.

La empresa eléctrica podrá también acreditar el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso primero, mediante inyecciones de energía renovable no convencional realizadas a los sistemas eléctricos durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año.

⁴⁹ También es inconveniente afirmar, como se ha hecho, que la finalidad de la ley no es reducir emisiones sino diversificar la matriz energética, porque así se confirma que los proyectos no son adicionales.

Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje señalado en el inciso primero de inyecciones de energía renovable no convencional dentro del año en que se debe cumplir la obligación, con energía propia o contratada y aunque no hubiese efectuado retiros, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos. Una copia autorizada del respectivo convenio deberá entregarse a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo para que se imputen tales excedentes en la acreditación que corresponda.

La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada megawatt/hora de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada megawatt/hora de déficit.

Sin perjuicio de lo anterior, cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la Superintendencia antes del 1 de marzo siguiente al año calendario referido.

Las Direcciones de Peajes de los CDEC de los sistemas eléctricos mayores a 200 megawatts deberán coordinarse y llevar un registro público único de las obligaciones, inyecciones y traspasos de energía renovable no convencional de cada empresa eléctrica, así como de toda la información necesaria que permita acreditar el cumplimiento de las obligaciones y la aplicación de las disposiciones contenidas en este artículo.

Los cargos señalados en el inciso cuarto se destinarán a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras cuyos suministros hubieren cumplido la obligación prevista en el inciso primero de este artículo.

Las sumas de dinero que se recauden por estos cargos, se distribuirán a prorrata de la energía consumida por los clientes indicados en el inciso anterior durante el año calendario en que se incumplió la obligación del inciso primero.

La Dirección de Peajes del CDEC respectivo calculará y dispondrá tanto el pago de los cargos que cada empresa deberá abonar para que se destinen a los clientes aludidos en base a los montos recaudados de las empresas que no hubiesen cumplido la obligación, así como las transferencias de dinero a que haya lugar entre ellas. La Superintendencia deberá requerir a la Dirección de Peajes y a las empresas concernidas la información necesaria para fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones que se les impone en este inciso.

Toda controversia que surja en la aplicación del inciso anterior con la Dirección de Peajes del CDEC respectivo promovida por las empresas eléctricas sujetas a la obligación prevista en el inciso primero o por las distribuidoras y clientes finales, será dictaminada por el panel de expertos, organismo que deberá optar por uno de los valores propuestos por quien promueve la discrepancia o por la referida Dirección, entendiéndose que ésta se formaliza en las presentaciones que deberán realizar al panel, en sobre cerrado, dentro de los quince días siguientes al cálculo efectuado por la Dirección de Peajes. Para expedir el dictamen respectivo, el aludido Panel

deberá ceñirse al procedimiento aplicable a las discrepancias previstas en el número 11 del artículo 208°.

Sólo para los efectos de la acreditación de la obligación señalada en el inciso primero, se reconocerán también las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40.000 kilowatts, las que se corregirán por un factor proporcional igual a uno menos el cociente (sic) entre el exceso sobre 20.000 kilowatts de la potencia máxima de la central y 20.000 kilowatts, lo que se expresa en la siguiente fórmula:

$$FP = 1 - \frac{PM - 20.000 \text{ kw}}{20.000 \text{ kw}}$$

Donde FP es el factor proporcional antes señalado y PM es la potencia máxima de la central hidroeléctrica respectiva, expresada en kilowatts.”

3) Suprímese el inciso quinto del artículo 157°.

4) Agréganse, en el artículo 225°, a continuación de la letra z), las siguientes letras aa), ab) y ac):

“aa) Medios de generación renovables no convencionales: los que presentan cualquiera de las siguientes características:

1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.

2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.

3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.

4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.

5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.

6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

ab) Energía renovable no convencional: aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.

ac) Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.

Disposiciones transitorias

Artículo 1° transitorio. La obligación contemplada en el artículo 150° bis que esta ley incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.

El cumplimiento de la obligación referida deberá efectuarse con medios de generación renovables no convencionales o con los señalados en el inciso final del artículo 150° bis que introduce esta ley, propios o contratados, que se hayan interconectado a los sistemas eléctricos con posterioridad al 1 de enero de 2007. También se podrá cumplir la obligación referida con medios de generación renovables no convencionales, que encontrándose interconectados a los sistemas eléctricos con anterioridad a la fecha señalada en el inciso precedente, amplíen su capacidad instalada de generación con posterioridad a dicha fecha y conserven su condición de medio de generación renovable no convencional una vez ejecutada la ampliación. Para los efectos de la acreditación de la obligación señalada, las inyecciones provenientes de los medios de generación referidos en este inciso, se corregirán por un factor proporcional igual al cociente entre la potencia adicionada con posterioridad al 1 de enero del 2007 y la potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación.

Con todo, la obligación aludida en el inciso primero será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación el año 2015 deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% previsto en el artículo 150° bis.

El aumento progresivo dispuesto en el inciso anterior, no será exigible respecto de los retiros de energía asociados al suministro de empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, para satisfacer consumos de clientes regulados, que hubieren iniciado el proceso de licitación que dispone el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos, con anterioridad a la publicación de esta ley.

Artículo 2° transitorio. La Comisión Nacional de Energía, mediante resolución exenta, establecerá las disposiciones de carácter técnico que sean necesarias para la adecuada implementación de las normas que esta ley introduce a la Ley General de Servicios Eléctricos y para la aplicación de la disposición transitoria precedente.

Artículo 3° transitorio. La obligación contemplada en el artículo 150° bis que esta ley incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, regirá por 25 años a contar del 1 de enero del año 2010.

Artículo 4° transitorio. Las empresas eléctricas deberán acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo que, a lo menos el cincuenta por ciento del aumento progresivo de 0,5% anual de la obligación, contemplado en el inciso cuarto del artículo primero transitorio, ha sido cumplido con inyecciones de energía de medios propios o contratados, elegidas mediante un proceso competitivo, transparente y que no implique una discriminación arbitraria.”.

Y por cuanto he tenido a bien aprobarlo y sancionarlo; por tanto promúlguese y llévese a efecto como Ley de la República.

Santiago, 20 de marzo de 2008. Michelle Bachelet Jeria, Presidenta de la República.- Hugo Lavados Montes, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.- Marcelo Tokman Ramos, Ministro Presidente Comisión Nacional de Energía.- Santiago González Larraín, Ministro de Minería. Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atentamente a Ud., Jean Jacques Duhart Saurel, Subsecretario de Economía.

APÉNDICE B

Supuestos y fuentes de los datos

El modelo. El estudio se hizo con el modelo Omsic. La versión usada modela la demanda horaria con una curva de duración de cinco bloques. El horizonte de planeamiento es de 12 años (abril de 2010 hasta marzo de 2022) para moderar la distorsión que implica suponer que el valor estratégico del agua embalsada es una función decreciente en la cota del Laja al final del período.

La proyección de demanda para el horizonte de planeamiento. La proyección de demanda considerada fue la que hizo la CNE cuando fijó el precio de nudo en abril de 2007 y supone que la cantidad consumida de energía crece 6,5% cada año.

Los bloques horarios. La demanda total proyectada de energía de cada mes se ha repartido en cinco bloques horarios, según la programación del CDEC de abril de 2007. En cada uno de ellos se supone que la demanda por potencia es pareja. Las diferencias de potencia demandada entre bloques aproximan a las curvas de carga observadas empíricamente. La demanda de cada bloque se representa como un porcentaje de la demanda en punta.

Esta partición más fina de la cantidad total de energía permite distinguir entre períodos de punta y de fuera de punta. La principal ganancia es capturar que las restricciones de capacidad impiden traspasar ciertas energías entre bloques, lo que posibilita detectar con mayor precisión las posibles fallas de suministro. Por ejemplo, si una central de embalse vierte a las 7 AM (es decir, bota agua porque se rebalsó), esa energía no se puede usar a las 7 PM.

La energía que aportan las centrales de pasada y de embalse en cada una de las 40 hidrologías. Los caudales de los ríos se transforman a energía y se

obtienen *matrices de energía generable*. Éstas son de orden 40×12 (40 años hidrológicos, cada uno de 12 meses). Por ejemplo, la entrada (1971-72, 08) es la energía que hubieran generado las centrales de pasada durante noviembre del año hidrológico 1971-72. Se utilizaron las matrices de los años hidrológicos 1965-66 a 2004-5 que resultan de la programación del CDEC-SIC.

La energía que aportarán las centrales que utilizan agua del resto de los embalses del SIC (Colbún, Pehuenche, Cipreses, Canutillar, Ralco, Pangué y Rapel) también se resume en matrices de energía generable. Para hacer los ejercicios hemos trabajado con matrices mensuales de largo plazo calculadas por el CDEC-SIC⁵⁰. La simulación de la operación se hizo partiendo con la cota del lago Laja en abril de 2010, que se supuso igual a 1.333,66 m.s.n.m., el promedio de cotas entre 1985 y 2006.

La disponibilidad de centrales térmicas. Para incorporar las fallas intempestivas de centrales térmicas se ajustó la capacidad de cada central multiplicándola por $(1 - \text{tasa de falla})$. La fuente de las tasas de falla es la fijación de precio de nudo de abril de 2007.

La entrada de centrales. Se ha empleado como base el plan de obras usado por la CNE en la fijación de precios de nudo de abril de 2007, excluyendo las turbinas Los Vilos y Cardones y la expansión de ciclo combinado de Taltal.

Salidas de centrales por mantenimiento programado. Las centrales deben retirarse de servicio periódicamente para realizar mantenimiento. Para ello, se han empleado mantenimientos típicos supuestos por la CNE en la fijación de precios de nudo de abril de 2007.

El precio de los combustibles. Se han usado los precios de combustible que usó la CNE para la fijación de precios de nudo de abril de 2007. Es conveniente notar que el precio de los combustibles fósiles está en niveles que son altos históricamente.

Factores de penalización. Para referir los costos variables de las centrales al centro de carga se han utilizado los factores de penalización calculados por la CNE en la fijación de precios de nudo de abril de 2007.

El costo de invertir en turbinas eólicas. En este estudio utilizaremos el valor estimado recientemente por Pavez (2008) para parques eólicos instalados en el SING. Consideraremos el valor por kW del parque más grande, US\$ 2.349, el menor de los tres valores que él reporta.

⁵⁰ Cuando se trata de embalses, las matrices de energía generable se calculan suponiendo que éstos parten y terminan el año en la misma cota, es decir, generan exactamente su caudal afluente. En el SIC éste es un supuesto bastante razonable, porque con la sola excepción del lago Laja, la capacidad de regulación de los embalses es a lo más dos o tres meses. Así, en un estudio de operación interanual como el que presentamos en este trabajo la operación de estos embalses no es una variable de estado demasiado relevante.

La generación de una central eólica. Para simular correctamente la generación que es capaz de entregar un molino, es preciso calcular la velocidad del viento a la altura de las aspas, según la siguiente expresión

$$v(h) = \frac{\ln(z/\rho)}{v(h_R) \times \ln(h_R/\rho)},$$

donde $v(z)$ es la velocidad del viento (en m/seg) a una altura h ; $v(h_R)$ es la velocidad del viento registrada en la altura h_R y ρ es la rugosidad del suelo. Luego, la potencia disponible en el viento, π , es igual a

$$\frac{1}{2} \times (\text{densidad del viento}) \times (\text{área}) \times [v(h)]^3.$$

Con este valor se determina la curva de potencia eléctrica, π^e , del generador, que es igual a

$$r \times t \times \pi,$$

donde r es el rendimiento con que el rotor de la turbina eólica extrae la potencia disponible en el viento y t es el rendimiento con que el rotor de la turbina transforma la potencia mecánica en electricidad⁵¹.

En este estudio utilizaremos la curva de potencia del generador Vestas V66 2000/66 *onshore* de 2 MW⁵². Al aplicar esta curva de potencia a las velocidades de viento de cada uno de los ocho sitios reportados en CNE (2007b), obtendremos la generación horaria, diaria y mensual y, con ello, la distribución horaria y mensual de la energía eólica con su correspondiente factor de planta. Con ello obtenemos el factor de planta promedio de los ocho puntos de prospección eólica de la CNE, el factor de planta equivalente y la distribución según los bloques horarios, la que se muestra en el Gráfico N° 5.

Como ya se vio, el factor de planta promedio de los ocho lugares es 24%. Si embargo, en nuestros ejercicios variaremos el factor de planta de las turbinas eólicas entre 15% y 30%.

El factor de planta de las centrales a carbón. Para calcular el costo por MWh producida por una central a carbón suponemos que su factor de planta es

⁵¹ El coeficiente r no es constante porque varía con la velocidad del viento, la velocidad rotacional y el ángulo de ataque y de inclinación de la hélice. De acuerdo al coeficiente de Betz, el valor de r no puede ser superior a 59,3%.

⁵² Mayor información sobre la generación eólica y la curva de potencia del generador están disponibles en <http://www.windpower.org/es/tour/wres/pow/index.htm>.

85%. En otras palabras, suponemos que la central a carbón opera en la base del sistema y sólo sale para mantenimientos mayores por fallas intempestivas, según la estadística. Este supuesto es coherente con el hecho de que el carbón sea actualmente la tecnología de expansión del sistema.

El costo del daño marginal de las emisiones de dióxido de carbono y el valor de los créditos de carbono. Supondremos que el costo del daño marginal que causan las emisiones de CO₂ de una central a carbón es US\$ 12,5/MWh, igual a la cota superior que implica el estudio de Tol (2005). Se trata, por tanto, de una estimación conservadora que, todo lo demás constante, perjudica al carbón.

De manera similar, para valorar los beneficios de la generación eólica supondremos que cada crédito de carbono vale US\$ 13,6/tCO₂, equivalente a valorar cada tonelada de carbono en US\$ 50, la cota superior reportada por Tol (2005)⁵³. Si además suponemos que en el margen la generación eólica sustituye generación con carbón, se tiene que cada MWh eólico debiera recibir un crédito por US\$ 12,5/MWh.

La tasa de descuento. Para calcular el valor presente de los costos de operación del sistema suponemos que la tasa de descuento es 10%.

El costo de la transmisión. Para el cálculo de los costos por el uso del sistema de transmisión troncal se ha supuesto que la central eólica se ubica en la IV Región, en donde enfrenta un costo unitario de US\$ 4/MWh. La central a carbón convencional se ha supuesto instalada en Huasco y su costo de peajes es US\$ 3/MWh.

Sistema de transmisión en corriente continua (HVDC). En uno de nuestros ejercicios calcularemos el costo de ubicar a las centrales térmicas en zonas des pobladas, las que se suponen lejanas. Para estimar el costo de la transmisión suponemos que estas centrales se ubican en Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y que inyecta su potencia en el nudo Polpaico del Sistema Interconectado Central (SIC). El enlace es un bipolo en corriente continua (tecnología HVDC) de 1.300 km y con una capacidad de 2.200 MW. Incluye cuatro convertoras de 550 MW cada una en 500 kV, muy similar al proyecto Aysén de Transelec. Los valores de inversión se han supuesto similares al del proyecto de Vancouver Island Cable Project, esto es US\$ 125 millones por cada convertora y US\$ 323.000 por cada kilómetro de línea instalado. A lo anterior se le suman US\$ 20 millones en equipos de compensación reactiva.

⁵³ El precio del bono de carbono está un tanto por encima del precio que se está pagando actualmente.

REFERENCIAS

- Aggeryd, J. y F. Strömquist (2008): "An Empirical Examination of the EUA Emission Rights Market". Tesis de Magíster. Estocolmo: Stockholm School of Economics.
- Blackler, T. y M. T. Iqbal (2006): "Pre-feasibility Study of Wind Power Generation in Holyrood, Newfoundland". En *Renewable Energy* 31: 489-502.
- Bolinger, M. y B. Wiser (2008): "Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost and Performance Trends: 2007". Washington: U.S. Department of Energy.
- CDEC-SIC (2007): *Estadística de Operaciones 2006*. Santiago: Centro Económico de Despacho de Carga del Sistema Interconectado Central.
- Corporación de Fomento (1993): *Evaluación del Potencial de Energía Eólica en Chile*.
- Comisión Nacional de Energía (2007a): *Informe de Precio de Nudo, Octubre 2007*. Santiago: CNE.
- (2007b): *Prospección Eólica en Zonas de las Regiones de Atacama, de Coquimbo y del Maule*. Santiago: CNE.
- Decreto Supremo N° 244 (2006): "Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos". En *Diario Oficial* de la Republica de Chile, 17 de enero.
- Figueres, C. y K. Newcombe (2007): "Evolution of the CDM: Toward 2012 and Beyond". Mimeo.
- Galaz, R. (2007): "Evaluación del Impacto Técnico Económico en el SIC del Proyecto de Ley de Fomento a las ERNC". Presentación ppt.
- Galetovic, A., J. C. Olmedo y H. Soto (2002): "¿Qué tan Probable es una Crisis Eléctrica?" En *Estudios Públicos*, 87: 175-212.
- Garrido, D. (2008): "Evaluación del Impacto Técnico Económico del Proyecto de Ley de Fomento a las Energías Renovables no Convencionales en el Mercado Eléctrico Nacional". Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico. Santiago: Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.
- Giumelli, L. (2008): Presentación en el 10° Congreso Técnico Internacional, Buenos Aires, 7 de noviembre.
- Katz, R. (2006): "Contaminación del Aire en Santiago: Mejor que lo que Creemos pero a Mitad de Camino". En A. Galetovic (ed.), *Santiago: Dónde Estamos y Hacia Dónde Vamos*. Santiago: Centro de Estudios Públicos.
- Lewis, J. y R. Wiser (2007): "Fostering a Renewable Energy Technology Industry: An International Comparison of Wind Industry Policy Support Mechanisms". En *Energy Policy*, 35: 1844-1857.
- Moreno J., S. Mocarquer y H. Rudnick (2007): "Generación Eólica en Chile: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo". Mimeo, Systep.
- Muñoz, R., R. Garreaud, L. Gallardo, A. Cabello y B. Rosenbluth (2003): "Mejoría del Conocimiento del Recurso Eólico en el Norte y Centro del País". Santiago: Universidad de Chile.
- Noll, R. (2005): "Buyer Power and Economic Policy". En *Antitrust Law Journal*, 72: 589-624.
- Nordhaus, W. (2008): *A Question of Balance. Weighing the Options on Global Warming Policies*. New Haven: Yale University Press.

- Oswald, J., M. Raine, H. Ashraf-Ball, E. Murphy (2006): "UK Wind Farm Performance 2005. Based on Ofgem ROC Data". Disponible en www.ref.org.uk/images/pdfs/UK_Wind_Phase_1_web.pdf.
- Pavez, M. (2008): "Wind Energy Generation Feasibility on the Northern Interconnected System (SING)". Tesis de Magíster en Ingeniería. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Santana, Ch. (2006): "Energía Eólica en Chile: Contexto y Oportunidades". Presentación ppt.
- Romm, J. (2008): "The Biggest Source of Mistakes", disponible en <http://climateprogress.org/2008/03/25/the-biggest-source-of-mistakes-c-vs-co2/>.
- Sawin, J. (2004): "Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World". Trabajo presentado en la International Conference for Renewable Energies, Bonn.
- Stern, N. (2008): *The Economics of Climate Change: The Stern Review*. New York: Cambridge University Press.
- Tol, R. (2005): "The Marginal Damage Costs of Carbon Dioxide Emissions: An Assessment of the Uncertainties". En *Energy Policy*, 33: 2064-2074.