

# **Energías Renovables: Políticas de Fomento en Chile**

**Fernando Fuentes H.\***

*Junio, 2011*

## ***Resumen***

Este trabajo analiza el mecanismo de fomento a las energías renovables no convencionales establecido en Chile en el año 2008, tanto desde una perspectiva conceptual como empírica, en la medida que se cuenta con los primeros resultados correspondientes al año 2010. La discusión se centra en la operación del mercado de certificados transables, instrumento de amplia utilización en los países europeos. La conclusión central a la que se llega es que el mecanismo utilizado establece limitaciones innecesarias a la operación del mercado de certificados, lo cual puede redundar en ineficiencias desde la perspectiva de la asignación de recursos. En virtud de este resultado, se identifican algunos posibles cambios al procedimiento.

***Palabras Clave:*** Política energética, fomento a energías renovables, *green certificates*.

***Clasificación JEL:*** L51, L94, K23.

---

\* Ingeniero Comercial Universidad de Chile, Investigador y Académico de la Universidad Alberto Hurtado.

# Índice

<b>Introducción</b>	<b>2</b>
<b>I. Aspectos Conceptuales y Objetivos</b>	<b>4</b>
<b>II. Mecanismos de Fomento a las Energías Renovables</b>	<b>7</b>
1. Políticas de Precios versus Cantidades	7
2. Experiencia Internacional	10
<b>III. El Caso Chileno</b>	<b>13</b>
1. La Ley y su Mecanismo de Operación	13
a. Aspectos Centrales de la Ley	13
b. Resolución Exenta y su Operación	14
c. Explicación del Procedimiento	16
2. Eficacia del Mecanismo Utilizado	17
a. Análisis Conceptual	19
b. Resultados Empíricos: Primer Año de Aplicación	22
<b>IV. Conclusiones</b>	<b>29</b>
<b>Bibliografía de Referencia</b>	<b>31</b>
<b>Anexos</b>	<b>33</b>

## Introducción

Desde hace algunos años existe un significativo consenso a nivel internacional respecto a la necesidad de abrir el uso de las energías renovables en la generación eléctrica. Esta suerte de acuerdo, se funda esencialmente en el impacto medioambiental positivo de sustituir tecnologías tradicionales para producir electricidad, sin perjuicio de la preocupación por la disminución del stock disponible de algunos combustibles fósiles para su uso en el futuro, en un contexto en el cual se observan reticencias a un uso generalizado de la energía nuclear.

Chile no ha estado exento a la mencionada discusión a nivel internacional, contexto en el cual se observan posturas que oscilan desde las más radicales, que plantean un completo rechazo a la generación eléctrica de origen térmico, la gran hidroelectricidad y la posibilidad de entrar al camino nuclear, hasta posiciones que avalan la importancia de apoyar el desarrollo de las energías renovables no convencionales, sin perjuicio de reconocer que otras tecnologías seguirán teniendo una crucial importancia en los años venideros.

En la práctica la discusión sobre las políticas a aplicar respecto de las energías renovables ha sido bastante compleja, puesto que en ella se unen, muchas veces de una forma difícil de distinguir, aspectos propiamente técnicos, con visiones de naturaleza política o ideológica, respecto de las cuales es casi imposible llegar a consensos. En este entrelazamiento de criterios y opiniones han surgido temas muy variados, entre los cuales destacan por su relevancia: la definición de las energías renovables que se desea impulsar, que en el caso de Chile se han denominado “energías renovables no convencionales”, excluyendo explícitamente a la hidroelectricidad de tamaño mediano y grande; el verdadero rol del impulso a este tipo de energías en el desarrollo de la matriz energética nacional, en que se oscila desde la complementariedad hasta el rechazo irrestricto a cualquier otro tipo de tecnología, sin dar cuenta de la forma en que será posible satisfacer la demanda en el futuro; la distinción en relación a los roles que deben jugar la política energética y la medioambiental, ya que no es claro que sea eficiente intentar objetivos de naturaleza ambiental a través de instrumentos propios de la política energética; y el rol de las comunidades locales en las decisiones de instalación de medios de generación, contexto en que claramente no se ha resuelto la forma de tratar las externalidades, más allá de los temas estrictos de salud.

Circunscrito en este entorno de discusiones no resueltas realmente, el Gobierno de Chile promulga en abril del año 2008 la ley N° 20.257, la cual instaura mecanismos para incentivar el desarrollo de las energías renovables no convencionales en el país. A través de ella, se buscaría diversificar las fuentes de energía y fomentar fuentes propias, de manera de caminar en la dirección de una mayor independencia energética. Es interesante destacar, que un argumento básico de apoyo a la ley indicaba que al estimular el uso de este tipo de energías en nuestra matriz energética, se cumpliría con el objetivo señalado, además de establecer condiciones para un desarrollo sostenible de la economía nacional.

Desde un perspectiva global, el mecanismo establecido en la ley fue instaurar la obligación de acreditar cierta cantidad de producción de energía de carácter renovable, específicamente un 5% como valor inicial en el año 2010 hasta alcanzar un 10% en el

año 2024, por parte de las generadoras eléctricas que retiran energía del sistema (con fines de comercialización). Lo anterior, en sistemas eléctricos de capacidad instalada superior a los 200 megawatts (MW). Dicha acreditación podría efectuarse con generación propia o de terceros, dando paso a un mercado de certificación a los que podrían recurrir los comercializadores que estuviesen en una condición deficitaria respecto a este tipo de generación. Naturalmente, la ley definió sanciones por incumplimiento, de forma de incentivar a que la norma tuviera un efecto real en la constitución futura de la matriz energética del país.

Más allá de la especificidad de la ley, respecto de la cual se llevará a cabo un exhaustivo análisis, cada uno de los temas antes mencionados podrían ser materia de estudios especialmente focalizados, ya que su alcance es muy amplio. Desde una óptica más específica, asumiendo que ya se ha decidido, por razones políticas o técnicas, apoyar el desarrollo de las energías renovables, incluso definido previamente su alcance respecto a la hidroelectricidad, el tema de la forma más eficiente de hacerlo cobra especial importancia. En este contexto, el objetivo del presente trabajo es analizar conceptualmente el mecanismo instaurado en el país para promover las energías renovables no convencionales, cuando se cumple justo un año desde su plena operación, por lo cual se tienen los antecedentes empíricos de lo que ocurrió efectivamente en el mercado de certificados que establece la ley. Lo anterior, teniendo como referencia las políticas que han utilizado los países desarrollados con el mismo fin.

Para el logro del objetivo propuesto el texto seguirá la siguiente secuencia analítica. El capítulo I presentará algunos aspectos conceptuales básicos respecto a la discusión relacionada con las políticas de fomento a las energías renovables, de manera de contextualizar la discusión que se llevará a cabo en documento. El capítulo II describirá los mecanismos utilizados internacionalmente, haciendo referencia a la experiencia de algunos países en el logro de las metas propuestas. El capítulo III presentará la opción elegida por Chile y analizará la eficacia de dicha opción en el marco de la operación de un mercado de certificados para acreditar la obligatoriedad que impone la ley. Por último, en el capítulo IV se resumirán las principales conclusiones del trabajo.

## I. Aspectos Conceptuales y Objetivos

Más allá de las características particulares del mecanismo empleado en Chile, que será detalladamente analizado en el presente documento, es importante tener presente que la discusión en torno al fomento de las energías renovables tiene distintos aspectos que son posibles de ser identificados, cuyas respuestas distan mucho de ser homogéneas entre los distintos países o expertos. A continuación se entrega una breve referencia de las controversias fundamentales.

Primero; ¿en función de qué criterios impulsar ciertas tecnologías respecto de otras? Es decir, entre las diferentes tecnologías disponibles en el mercado, la opciones relevantes son: apoyar alguna en forma específica, por ejemplo en función de los costos estimados del desarrollo de cada una de ellas; desarrollar una política neutra en que sea el mercado el cual determine las inversiones más convenientes; o establecer criterios exógenos para determinar su entrada, tales como los gases efecto invernadero, el uso de tierras, etc. En el marco de esta discusión es muy importante la definición que se especifique para determinar cuál tecnología corresponde a la denominación de energía renovable<sup>1</sup>.

Segundo; en el marco de los problemas medioambientales, ¿Cuál es la real contribución del impulso de las energías renovables y su verdadera viabilidad como solución de largo plazo? Si la decisión de apoyar este tipo de tecnologías se basa en el problema del calentamiento global y la contaminación, la pregunta estará centrada en el impacto medioambiental de la sustitución de las tecnologías tradicionales usadas para la generación eléctrica. Asimismo, es prioritario saber si en el mediano y largo plazo las energías renovables tienen la capacidad de responder al crecimiento de la demanda energética.

Tercero; ¿a qué costo se está dispuesto a impulsar las energías renovables? En la actualidad es evidente que estas energías son más caras que las tradicionales en términos de unidades de energía firme, por tanto, una estimación de los costos involucrados en su impulso es crucial en el diseño de las políticas pertinentes. Además, incluso si se conocieran con certeza los costos de desarrollo de largo plazo de este tipo de tecnologías, cada país debiera determinar la cantidad de generación que desea establecer con energías renovables, en función de su proyecto de crecimiento como país, y de otras prioridades económicas que involucre su visión de futuro (considerando el costo de oportunidad de las inversiones que se realicen).

Cuarto; dada la buena voluntad de apoyar las energías renovables, ¿qué mecanismo de fomento es el más eficiente? Más allá de las diferentes aplicaciones específicas que se han desarrollado en distintos países, en la actualidad se puede afirmar que existen dos modelos básicos empleados: *feed – in – tariff* y *green certificates*. En el caso del primer esquema, la autoridad regulatoria determina ciertos precios (por sobre los precios de mercado) para las distintas tecnologías usadas en la producción de energías renovables, los cuales son “transferidos” a los consumidores finales. Por su parte, los certificados verdes implican la determinación por parte de la autoridad de un monto a priori requerido de energías renovables, obligando, ya sea a productores o consumidores, a

---

<sup>1</sup> Este aspecto es particularmente relevante para el caso de la hidroelectricidad, en el sentido de decidir si el tamaño de las centrales es un criterio razonable para su inclusión en la definición que se adopte.

producir o comprar una cierta cantidad de energía proveniente de las tecnologías que se pretende favorecer. En los últimos años existe una amplia discusión sobre las ventajas y desventajas de cada uno de estos dos métodos “tipo”, sin perjuicio de las formas concretas de aplicación que se puedan constatar.

Un último aspecto que es relevante destacar es la combinación que los distintos países deciden tener entre políticas de fomento a las energías renovables y los incentivos al uso eficiente y al ahorro de energía. Respecto de estos incentivos, los llamados *white certificates* (certificados blancos) representan un mecanismo muy importante, sobre los cuales se evidencian algunas controversias en relación a la mejor forma de implementarlos. Aunque el ahorro energético no es estrictamente hablando un tema sólo relacionado con las energías renovables, sí determina el marco en el cual se circunscribe su desarrollo.

El objetivo central del presente trabajo está asociado al cuarto tema antes mencionado, centrandó su atención al análisis de las políticas de fomento a las energías renovables implementadas en Chile, en particular la ley recientemente aprobada y su aplicación por la vía de una Resolución Exenta de la Comisión Nacional de Energía. No obstante el centro del análisis será la forma en que opera el mercado de “certificados verdes” en el país, en el marco del cumplimiento de la obligación de inyecciones al sistema eléctrico con energías renovables no convencionales definida en la ley, toda esta discusión está circunscrita a un ambiente de controversia que incluye aspectos bastante más cercanos a la base misma de la política energética. La simple interrogante respecto a por qué apoyar el desarrollo de este tipo de energías tiene más de una respuesta. Si el objetivo es medioambiental, como normalmente se argumenta ¿por qué no lograrlo mediante una política ambiental? Hay quienes afirman que no debiese existir un subsidio, de hecho, a este tipo de tecnologías, sino que dejar al mercado su incorporación en la medida en que caigan sus costos. Por otro lado, los argumentos del tipo “industria naciente” o “learning by doing” no se dejan esperar, insistiendo en que más adelante estas tecnologías serán competitivas, en la medida en que se rompan las barreras a la entrada, originadas en la característica de temprana experiencia de un desarrollo tecnológico específico (se requeriría un poco más de tiempo operando y mayor “masa crítica” para bajar los costos a niveles competitivos).

Por otro lado, críticas a las mencionadas políticas de fomento también se han centrado en el impacto sobre los precios de la energía. Un juicio a este respecto está directamente relacionado con el argumento que se esgrima en relación al tema antes expuesto, es decir, el fundamento conceptual para impulsar activamente este tipo de tecnologías. Si el motivo es medioambiental significaría creer que la política ambiental no establece las normas adecuadas, ya que si lo hiciese, su simple cumplimiento sería suficiente para “superar” el problema ambiental de las tecnologías tradicionales de generación. De aquí que el argumento ambiental no es fácil de sostener. Sin embargo, si el tema de fondo está centrado en nociones asociadas a la industria naciente, que podrían ser interpretadas como una externalidad de corto plazo en el desarrollo de las nuevas tecnologías de energías renovables, su apoyo tendría una justificación formal más potente. La pregunta que surge, entonces, es si el costo de este apoyo debe recaer en los consumidores eléctricos, lo que actúa en la práctica como un impuesto al consumo de energía, o, de modo menos distorsionador, debiese ser financiado directamente por el presupuesto público. A este respecto cabe destacar que en general el financiamiento de las políticas de fomento a las energías renovables ha recaído sobre los consumidores eléctricos, lo

que probablemente se explica por la mayor facilidad tanto operativa como política de implementar una medida de este tipo, que llevar a juicio parlamentario un financiamiento muy alto en términos de costos, a empresas privadas que quieren producir energía más limpia, teniendo presente el costo de oportunidad de dichas inversiones en otros objetivos, por ejemplo sociales, de la política pública.

Por sólo mencionar una dimensión más de la polémica que envuelve el apoyo a las energías renovables, cabe destacar la definición misma de este tipo de energías, que limita el alcance del impulso estipulado por la norma que se haya establecido. En Chile este aspecto es relevante en relación a la hidroelectricidad, donde se ha limitado el tamaño de las plantas, en términos de potencia firme instalada, para efectos de ser considerada como energía renovable no convencional (definición utilizada en la ley). El tema nuevamente se mezcla con el fundamento último de la política de fomento, ya que si el objetivo es medioambiental, centrado en el calentamiento global, la gran hidroelectricidad cumple con la característica de ser renovable y limpia. Naturalmente, lo que ha ocurrido es que, de modo no siempre explícito, se ha incorporado probablemente un criterio de alcance local, asociado al impacto ambiental que producen los grandes embalses (elemento, por cierto, también controversial en sí mismo). En este mismo contexto, una pregunta no resuelta es que incluso teniendo presente esta posible externalidad de alcance local, si las energías renovables (incluyendo sólo la pequeña hidroelectricidad) no permiten satisfacer una demanda en crecimiento, ¿qué energía se utilizará? ¿Por qué no favorecer en este dilema a la gran hidroelectricidad que, aunque tiene externalidades de alcance local, es mucho menos contaminante que las otras tecnologías tradicionales?

El presente estudio no pretende responder a muchas de estas preguntas, no obstante, su explicitación es relevante desde una perspectiva metodológica, de forma de entender que la discusión específica que se llevará a cabo, en relación a la eficacia del mercado de certificados verdes para fomentar el desarrollo de las energías renovables, sólo es comprensible a cabalidad si se sitúa en el marco de todos estos otros elementos de juicio que aún no han generado un real consenso entre los distintos estamentos de la sociedad civil y la institucionalidad chilena.

## II. Mecanismos de Fomento a las Energías Renovables

A partir del relativo consenso en el ámbito político en los países europeos y Estados Unidos respecto a la conveniencia de fomentar el uso de energías renovables para la generación eléctrica, la discusión se ha centrado en la eficiencia de los mecanismos utilizados para el logro del objetivo propuesto. En este capítulo se presentará en primer lugar una descripción básica de los métodos estándar utilizados, para luego entregar algunos antecedentes sobre la experiencia europea en la implementación de dichos métodos.

### 1. Políticas de Precios versus Cantidades

En un sentido genérico existen dos mecanismos básicos de fomento utilizado para potenciar el desarrollo de las energías renovables, que se distinguen por su focalización en los precios o en las cantidades<sup>2</sup>. El instrumento centrado en los precios se ha denominado *feed in tariffs*, mientras los asociados a cantidades han sido conocidos como *bidding processes* y *tradable green certificates*. A continuación se detallan los aspectos esenciales de cada uno de ellos.

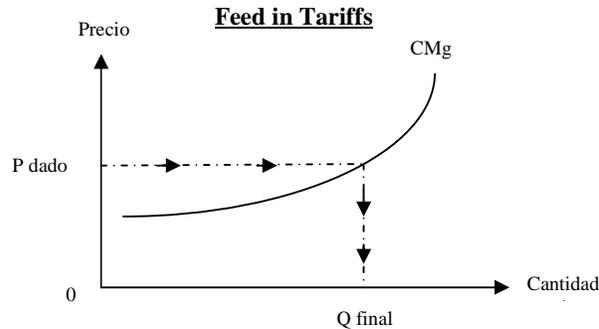
El esquema *feed in tariffs* opera a través de una obligación que adquiere la empresa eléctrica de comprar la energía producida por unidades de energías renovables, a una tarifa predeterminada por la autoridad regulatoria, la cual está garantizada por un período de tiempo predefinido. Por su parte los modelos basados en cantidades tienen dos formas básicas de operación: licitaciones y certificados verdes. La primera, se basa en que la autoridad regulatoria establece a priori un monto de energía que debe ser producida por tecnologías renovables y organiza una licitación entre los potenciales productores para adjudicar dicho monto. Los certificados verdes también definen una cuota fija de energía proveniente de tecnologías renovables, que debe ser vendida por los operadores pertenecientes al mercado. Normalmente, esta última obligación recae sobre los comercializadores o directamente sobre los productores.

Desde el punto de vista de la eficiencia en la asignación de recursos, los tres mencionados métodos tienen implicancias distintas, que a continuación se analizarán. Bajo el esquema asociado a precios, la autoridad define una tarifa predeterminada (sea  $P$  dado), de forma que los potenciales productores que utilicen energías renovables generarán hasta el punto en que la tarifa predefinida iguale el costo marginal de producir. De esta forma la cantidad final producida ( $Q$  final) será una función de los costos marginales presentes en el mercado, los cuales normalmente se desconocen. Por este motivo, la cantidad finalmente producida de energías renovables con este mecanismo de fomento se desconoce ex – ante. Todos los productores de este tipo de tecnologías se beneficiarán de la tarifa definida, con independencia de que su costo marginal efectivo pueda ser menor que dicha tarifa, es decir, los más eficientes obtendrán rentas, determinadas por la diferencia entre sus costos marginales de largo plazo y el precio que reciben según lo establecido por la autoridad regulatoria. Desde el punto de vista operativo, este mecanismo de fomento normalmente se aplica a través de

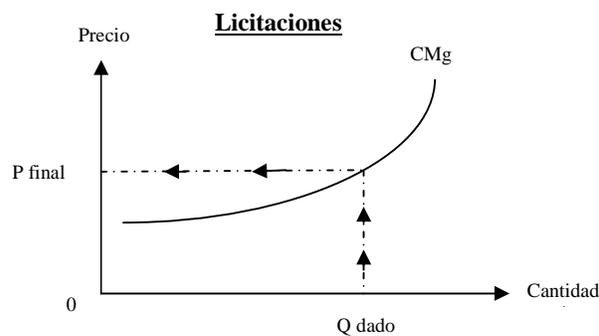
---

<sup>2</sup> Un detalle de esta diferenciación desde una perspectiva conceptual se puede encontrar en Menanteau, Finon & Lamy (2003). La presentación de este tópico está basado en el referido artículo, del cual se ha extraído el análisis gráfico.

una obligación de compra de las energías renovables por parte de las generadoras eléctricas. Asimismo, el costo total de la norma (expresado como:  $P_{\text{dado}} * Q_{\text{final}}$ ) comúnmente es cubierto mediante un encarecimiento global de la energía que afecta a todos los consumidores<sup>3</sup>. En el gráfico siguiente se representa la situación descrita.



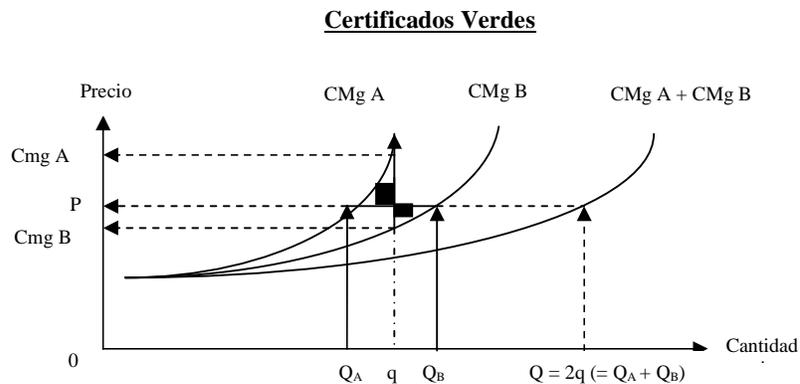
Cuando se utiliza el método de las licitaciones el análisis es similar, aunque la secuencia y los resultados difieren. En este caso, la autoridad regulatoria define a priori una cantidad a producir de energía con tecnologías renovables, y licita su producción entre los distintos potenciales generadores. Por su parte, las empresas eléctricas estarán obligadas a comprar la energía licitada. La competencia se centra en el precio (\$/Kwh), de manera que los oferentes se ordenan en forma creciente hasta alcanzar la meta propuesta (que es una cantidad de energía). Como a cada oferente del proceso de licitación se le acepta su propio precio, el costo total de la política está representado por el área bajo la curva de costo marginal, hasta la cantidad ( $Q_{\text{final}}$ ). Esta cantidad se conoce ex ante, pero no así el costo total que se deriva del proceso de licitación. En general el costo adicional de la energía es traspasado a los consumidores en la forma de un pago adicional fijo o en función de la cantidad comprada. En gráfico siguiente muestra la condición analizada.



Finalmente, los certificados verdes operan estableciendo que una cuota fija de la electricidad vendida por los generadores (o comprada por los comercializadores) debe provenir de tecnologías pertenecientes a las energías renovables no convencionales. La obligación puede ser cumplida con producción propia, adquirida a terceros o mediante

<sup>3</sup> Existe también experiencia internacional en que el costo sólo recae sobre los consumidores que compran energía a algunas generadoras a las que se les ha mandado respecto a la compra de la producción de aquellos que utilizan energías renovables.

la compra de certificados verdes por una cantidad específica de energía. Estos certificados son emitidos por los generadores de energías renovables que venden su energía en el mercado, o transan sus certificados. La cantidad de energía proveniente de medios renovables es decidido ex – ante por la autoridad, tal como en el caso de las licitaciones. Como no todos los generadores poseen la misma estructura de costos, los certificados verdes permiten distribuir eficientemente la producción de energías renovables entre ellos: se igualan sus costos marginales de producción a través de la especialización, según se observa en el siguiente gráfico.



A modo de ejemplo, en el gráfico precedente existen dos generadores (A y B) que deben cumplir una cuota igual a “q” cada uno de producción con energías renovables. Sus costos difieren, en el sentido de que, para el mismo nivel de producto, la empresa B es más eficiente (presenta un costo marginal menor). Si no existieran certificados verdes transables, producir la cantidad “q” le costaría “CMg A” a la empresa A y “CMg B” a la empresa B. En la medida en que el mercado de certificados exista, la empresa A producirá menos ( $Q_A$ ) y comprará certificados al precio “P”, mientras la empresa B aumentará su producción a  $Q_B$  (vendiendo certificados al precio “P”). Se puede constatar que la presencia de certificados transables tiene por resultado una disminución del costo total de producir la cantidad requerida ex – ante ( $2*q = Q_A + Q_B$ ), representada por las áreas achuradas. Este resultado eficiente también se puede lograr con el método de las licitaciones, donde producen primero las empresas de menor costo.

El siguiente cuadro establece una comparación de los tres mecanismos descritos, desde la óptica: del conocimiento ex – ante de las cantidades producidas (eficacia del mecanismo para promover la producción con energías renovables); la eficiencia en la producción y la transferencia de rentas; la transferencia de los costos de cada programa; y los efectos sobre el mercado eléctrico.

**Tabla N° 1**  
**Comparación Políticas de Fomento a Energías Renovables**

	<b>Feed in Tariffs</b>	<b>Licitaciones</b>	<b>Certificados</b>
<b>Cantidad Producida</b>	No se conoce ex - ante (no se conoce el CMg)	Se conoce ex - ante	Se conoce ex - ante
<b>Eficiencia Productiva y Rentas</b>	CMg = Precio; pero se transfiere rentas a productores	CMg = Precio; no hay transferencia de rentas a productores	CMg = Precio; no hay transferencia de Rentas a productores
<b>Transferencia de Costos (P*Q)</b>	Existen varias formas; puede transferir carga a consumidores	Existen varias formas; puede transferir carga a consumidores	Existen varias formas; puede transferir carga a consumidores
<b>Efecto Mercado Eléctrico</b>	Se incrementan los precios de la energía	Se incrementan los precios de la energía	Se incrementan los precios de la energía

Desde el punto de vista del objetivo de fomento, las licitaciones y los certificados verdes permiten prever con meridiana claridad la cantidad de energía que será producida con las tecnologías que se intenta apoyar, no así el mecanismo tarifario, puesto que normalmente desconoce ex – ante las funciones de producción (los costos marginales de desarrollo). En ninguno de los tres casos se conoce ex – ante el costo total del mecanismo, ya que se desconoce el precio o la cantidad final producida, por lo cual el impacto sobre los precios de la energía no es estrictamente predecible. Aunque en los tres métodos el precio de equilibrio igualará al costo marginal, en el caso de *feed in tariffs* se producirá una transferencia de renta hacia todos aquellos productores cuyo costo marginal sea menor que el de la última empresa que logra producir al precio predefinido por la autoridad regulatoria. En general, los costos pueden ser transferidos a los consumidores, aunque la forma específica puede diferir en cuanto a quienes reciben una carga mayor (hay experiencia internacionales diversas en este aspecto). Por último, en la medida en que los precios sean transferidos a los consumidores, se observará un encarecimiento de la energía, lo cual, como fuera señalado anteriormente, puede ser un objetivo indeseable (ineficiente desde la perspectiva de la asignación de recursos), salvo que la política de fomento se sustente en la convicción de que existe una externalidad en la producción energética, que no está siendo bien asumida por las políticas medioambientales.

## **2. Experiencia Internacional**

A continuación se entregarán algunos antecedentes sobre la implementación de los dos tipos de políticas antes descritos, *feed in tariffs* y certificados verdes, en la Unión Europea. Como primer elemento, cabe destacar que estos métodos han sido de amplia utilización en las últimas dos décadas, aunque se observa que el primero usado fue el asociado a tarifas, para dejar paso posteriormente a la incorporación de los certificados verdes (ver resumen en tabla N° 2, siguiente).

**Tabla N° 2**  
**Implementación de Políticas de Fomento**  
**En la Unión Europea**

País	Año de Implementación	
	Feed in Tariffs	Certificados
<b>Austria</b>	1998	2002
<b>Bélgica</b>		2001
<b>Dinamarca</b>	1992	2004
<b>Francia</b>	2000	
<b>Grecia</b>	1994	
<b>Italia</b>	1992	2001
<b>Holanda</b>		2001
<b>Luxemburgo</b>	1994	
<b>Portugal</b>	1988	
<b>España</b>	1994	
<b>Suecia</b>	1996	2003
<b>Reino Unido</b>		2002

Fuente: Basado en Ringel, Marc (2006)

Como se verá a continuación no existe una opinión taxativa respecto a la conveniencia de un método sobre otro, en relación a sus resultados como fuente de fomento a las energías renovables. No obstante se destacan las cualidades conceptuales de los certificados verdes, como mecanismo que utiliza una estructura de mercado para enfrentar el problema. En general, la opinión más consensual está centrada en el hecho que cualquiera sea el método genérico empleado, lo que finalmente determina su eficacia, tanto de la perspectiva de fomento como de eficiencia en la asignación de recursos, es la forma específica que asume el procedimiento en un sentido empírico. Como se verá más adelante en este trabajo, son justamente los aspectos detallados en la Resolución Exenta de la Comisión Nacional de Energía de Chile (que cumple el rol de reglamento de la ley), los que establecen limitaciones al mercado de certificados verdes, las cuales pueden traducirse en la ineficacia del mecanismo implementado.

Una breve reseña de la literatura respecto a la experiencia de la Unión Europea nos muestra lo siguiente. Menanteau, Philippe; Dominique Finon & Marie-Laure Lamy (2003), concluyen, entre otras cosas, que las potenciales ventajas de la estructura de cuotas, basada en certificados verdes, están llevando a distintos países a migrar hacia este tipo de política. No obstante lo señalado, la poca experiencia acumulada en el desarrollo de los mercados de certificados verdes, que conlleva incertidumbres sobre la estabilidad de los mecanismos empleados para estructurar esos mercados, hacen que la eficiencia de dicho mecanismo esté aún por determinarse.

Ringel, Marc (2006) describe el uso en los países de la Unión Europea de los modelos de *feed in tariffs* respecto de los certificados verdes, siendo éste último más reciente y, por tanto, con menos experiencia acumulada. Este autor señala que los resultados no son unívocos cuando se comparan los dos métodos genéricos, ya que el logro de los objetivos de fomento depende sensiblemente de la forma específica de las regulaciones que se utilicen, más allá del modelo general que se haya implementado. Es decir, no existe una conclusión definitiva respecto a cuál de los dos métodos es más eficaz para

lograr los objetivos, ya que sus reales resultados dependen crucialmente de las regulaciones específicas que sustenten cada política. En la misma dirección, un trabajo anterior de Reiche, Danyel & Mischa Bechberger (2004), indicaba que no existe una ventaja “natural” de un instrumento de fomento a las energías renovables sobre otro, ya que el verdadero éxito depende esencialmente de las condiciones de aplicación de cada modelo elegido, sea este el de *feed in tariffs*, cuotas obligatorias u otro, como exenciones de impuestos o subsidios directos.

Desde un óptica diferente, basada en teorías de la innovación y sus etapas, Midttun, Atle & Kristian Gautesen (2007) indican que *feed in tariffs* y certificados verdes no deben ser vistas como opciones alternativas, sino complementarias pensando en las diferentes etapas de la implementación de una política de fomento para las energías renovables. En otras palabras, cada uno de estos procedimientos puede ser útil para distintos niveles de desarrollo de la industria. Por su parte, Harmelink, Mirjam; Monique Voogt, & Clemens Cremer (2006) desarrollan un protocolo de monitoreo para analizar la eficacia de las políticas de fomento de las energías renovables usados en la unión europea. Si bien no concluyen una prescripción específica respecto a las distintas políticas, señalan que a pesar de los importantes logros en términos del objetivo general propuesto, no es esperable que para fines del 2010 se hayan logrado las metas numéricas pre-establecidas (un 22% global).

Lesser, Jonathan A. & Xuejuan Su (2008) analizan la experiencia de Estados Unidos y algunos países europeos, para plantear una alternativa de promoción de energías renovables a través de un mecanismo específico de *feed in tariffs*, que incluye dos partes: una referida a la capacidad y otra asociada al desempeño de mercado. Más allá del método propuesto, que sería materia de una investigación diferente, para efectos del análisis comparativo de los mecanismos en uso, los autores afirman que *feed in tariffs* ha tenido resultados más robustos en términos de cantidad, aunque los certificados verdes han sido eficaces para la introducción al mercado de los generadores más eficientes. Lo anterior, sin perjuicio de la incertidumbre que puede implicar para los inversionistas la predictibilidad del precio de los certificados. Por último, Couture, Toby & Yves Gagnon (2010) establecen que el mecanismo *feed in tariffs* sería el modelo más eficaz para lograr un desarrollo veloz y sostenible de las energías renovables, analizando diferentes procedimientos posibles de ser aplicados en función de si la remuneración de las empresas es dependiente o independiente de los precios de la electricidad en cada momento del tiempo. Concluyen que si bien la determinación de remuneraciones independientes de los precios de mercado es más eficaz para garantizar inversiones, al minimizar el riesgo del negocio, la otra opción crearía incentivos para usar energías renovables en los momentos en que los sistemas eléctricos más lo requieren.

En definitiva, la experiencia internacional muestra que la discusión sobre la forma más efectiva y eficiente para promover la utilización de energías renovables en el desarrollo eléctrico no está terminada. Tanto los certificados verdes como el mecanismo *feed in tariffs* han tenido un amplio uso, y los resultados aún no son determinantes para establecer la ventaja de uno u otro procedimiento. Más importante para efectos del presente trabajo es la afirmación, compartida por algunos de los textos de referencia, respecto a la relevancia crucial de las regulaciones específicas que delimitan la operación de los mecanismos.

### **III. El Caso Chileno**

En el presente capítulo se describirán en primer lugar los aspectos centrales de la ley N° 20.257, de abril de 2008, y su mecanismo de operación expresado en la Resolución Exenta N° 1.278 de la Comisión Nacional de Energía, de noviembre de 2009, que en la práctica constituye un reglamento de ejecución. Para estos efectos, la primera parte constará de tres secciones, una dedicada a la ley, otra centrada en la presentación de la resolución exenta, y por último, una tercera en la cual se explicará los efectos centrales del procedimiento establecido. En la segunda parte, se discutirá en torno a la eficacia del mecanismo empleado, analizando conceptualmente dicho mecanismo en la primera sección, incluyendo una segunda en que se presentan y discuten los resultados del primer año de operación de la ley.

#### **1. La Ley y su Mecanismo de Operación**

##### **a. Aspectos Centrales de la Ley**

Los elementos básicos de la ley son los siguientes:

- La ley es aplicable para los sistemas eléctricos de una capacidad instalada superior a 200 megawatts.
- Toda empresa eléctrica que efectúe retiros, sea a clientes libres o regulados, deberá acreditar una inyección al sistema por medios de generación renovables no convencionales, equivalente al 10% de dichos retiros. Esta obligación regirá por 25 años, a contar del 2010. Transitoriamente, entre los años 2010 y 2014 la obligación corresponderá a un 5%, el cual se incrementará en un 0,5% anual a partir del año 2015, para concluir con un 10% en el año 2024. Por último se indica que el 50% del incremento del 0,5% anual, debe cumplirse con inyecciones elegidas mediante un proceso competitivo, transparente y que no implique discriminación arbitraria.
- Con el objeto que el mecanismo diseñado tenga impacto en las futuras inversiones, la ley indica que los medios de generación que podrán contratarse (o establecerse) para acreditar el cumplimiento de la norma, serán aquellos que se interconecten al sistema con posterioridad al 31 de diciembre de 2007.
- La empresa podrá acreditar el cumplimiento de la obligación mediante inyecciones realizadas en el año calendario inmediatamente anterior, siempre que éstas no hayan sido utilizadas para cumplir la obligación en dicho año. Cualquier empresa deficitaria podrá traspasar dicho déficit al año siguiente (sin incurrir en multa), siempre que lo informe debidamente y éste no supere el 50% de la obligación contraída.
- Cualquier empresa eléctrica, aunque no hubiese efectuado retiros en el año correspondiente, podrá convenir traspasos de sus excedentes, respecto del cumplimiento de la norma, los cuales serán válidos incluso entre unidades de distintos sistemas eléctricos.
- La empresa que no cumpla con la obligación, deberá pagar un cargo de 0,4 UTM por cada megawatt/hora de déficit respecto a las inyecciones que debiese haber acreditado. Dicho cargo subirá a 0,6 UTM si se repite un incumplimiento antes de tres años.

- Los CDEC llevarán un registro público respecto del cumplimiento de la norma.
- Los cargos recaudados por concepto de multas serán distribuidos, a prorrata de los consumos, entre los clientes finales o de las distribuidoras, cuyos suministros hubiesen cumplido con la obligación que estipula la ley.
- Se define un régimen especial para las centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima esté entre 20.000 y 40.000 kilowatts (ver detalle en el siguiente punto).

Se puede constatar a partir de los elementos centrales de la ley expuestos que ésta se asemeja al procedimiento conocido internacionalmente como certificados verdes, ya que la obligación de inyecciones con energías renovables no convencionales puede acreditarse con inyecciones propias, contratadas a terceros o a través de la compra de excedentes a empresas que estuviesen superavitarias respecto a la obligación que les mandata la ley. Este último elemento constituye un certificado transable, en la forma que fuera descrito en el capítulo II. No obstante lo señalado, la norma chilena posee particularidades que es interesante destacar. Por un lado, la cantidad no está estrictamente predeterminada, ya que es una función del crecimiento de la demanda. Sin embargo, es razonable afirmar que su rango de predictibilidad es bastante estable. Asimismo, en vez de instaurar una obligatoriedad de compra de una cantidad definida ex – ante, se establece una multa por el no cumplimiento de las inyecciones que debe certificar cada empresa en función de su tamaño. Con ello se está asumiendo que la magnitud de la multa es suficiente para solventar la diferencia de costo entre la generación con medios tradicionales y aquella que provienen de energías renovables no convencionales. Lo anterior, sin perjuicio de los costos no pecuniarios en imagen corporativa que una empresa puede enfrentar por no cumplir sistemáticamente la obligación.

### **b. Resolución Exenta y Operación**

En noviembre del año 2009, la Comisión Nacional de Energía dictó la Resolución Exenta N°1.278, en la cual se especifica la forma de operación de la ley N° 20.257, referida al fomento de las energías renovables no convencionales. Los contenidos básicos de dicha resolución se presentan a continuación.

- Se asume que la obligación de inyección con energías renovables, recae sobre el propietario de medios de generación que efectúe retiros en el período considerado, en todo sistema eléctrico con una capacidad instalada superior a 200 megawatts. Es decir, la unidad de análisis no es cada central específica, sino el propietario.
- La inyecciones reconocidas (IR) para efectos de cumplir la obligación, quedan determinadas por la siguiente expresión:

$$IR = IF * \frac{(PMF - PMI)}{PMF}$$

Donde:

*IF* = Inyecciones de energías renovables efectuadas al sistema en el año considerado.

*PMF* = Potencia máxima del medio de generación renovable, luego de cualquier ampliación que se hubiese realizado con posterioridad al 1° de enero del año 2007.

*PMI* = Potencia que tenía el medio de generación con anterioridad al 1° de enero del año 2007.

Es decir, la ley sólo considera válido para el cumplimiento de la obligación, la energía producida por medios de generación cuya entrada al sistema respectivo hubiese sido posterior al primero de enero del año 2007.

- Se entenderá que una central hidroeléctrica es renovable para los efectos del cumplimiento de la obligación que establece la ley, si ésta tiene una potencia máxima inferior a 40.000 kilowatts. Asimismo, el tratamiento de este tipo de centrales variará de acuerdo a la potencia máxima (PM) que posea. Lo señalado se ve expresado en el siguiente procedimiento:
  - Las inyecciones reconocidas serán las efectuadas por las centrales, corregidas por un factor proporcional (FP) que asumirá los valores que a continuación se detallan:
  - $FP = 1$ , si la central tiene una potencia máxima inferior a 20.000 kilowatts.
  - $FP = 0$ , si la central tiene una potencia máxima superior a 40.000 kilowatts.
  - Si la potencia es igual o superior a 20.000 kilowatts, o igual o inferior a 40.000 kilowatts, el factor proporcional tendrá el siguiente valor:

$$FP = 1 - \frac{(PM - 20.000 \text{ kilowatts})}{20.000 \text{ kilowatts}}$$

- Los CDEC, a través de su Dirección de Peajes (DP) deberán llevar un registro público de las obligaciones, inyecciones y traspasos de energía renovable no convencional de cada empresa eléctrica. Este registro estará constituido por un catastro de medios de generación, balances mensuales, un balance preliminar anual y un balance definitivo anual.
- El balance preliminar anual indicará la condición de cumplimiento de la obligación para cada una de las empresas que hayan retirado energía en el año correspondiente, antes de que se efectúen las transacciones de certificados entre las empresas, en función de haber quedado deficitarias o superavitarias respecto a la obligación. En dicho balance, a publicar a fines de enero del año siguiente, se especificará la información que se detalla a continuación:
  - Monto de los retiros y la magnitud de la obligación que debe cumplirse.
  - Magnitud de las inyecciones realizadas durante el año correspondiente, ya sean con medios propios o contratados.
  - Magnitud de las inyecciones reconocidas para cumplir con la obligación de la ley realizadas durante el año correspondiente, y de aquellas del año anterior, que no hayan sido acreditadas dicho año para el cumplimiento de una obligación pasada.
  - Magnitud de la postergación de la obligación realizada el año anterior al del balance.
  - Magnitud de la diferencia entre las obligaciones reconocidas para acreditar inyecciones en el año del balance y la obligación que se requiere acreditar, en virtud de los retiros realizados. Dicha diferencia se estima como:
    - $DIF = (IER_{\text{año}} + IER_{\text{previo}}) - (O_{\text{año}} + O_{\text{previo}})$
 Donde:  
 $IER_{\text{año}}$  = Inyecciones con medios propios o contratados  
 $IER_{\text{previo}}$  = Inyecciones del año anterior posibles de ser aplicadas a la obligación del año incluido en el balance  
 $O_{\text{año}}$  = Obligación correspondiente al año del balance  
 $O_{\text{previo}}$  = Obligación postergada del año anterior, que debe ser cubierta en el año del balance.

- Los excedentes (EX) posibles de ser traspasados a otra empresa se estiman según los siguientes criterios:
  - Ex será igual a cero, si DIF es menor o igual a cero
  - Si  $(IER_{\text{año}} - O_{\text{año}})$  es menor o igual que cero, EX será igual a cero
  - Si DIF es mayor que cero y  $(IER_{\text{año}} - O_{\text{año}})$  también es mayor que cero, entonces EX será igual al menor valor entre las dos magnitudes anteriores, es decir:  

$$EX = \text{Min}\{DIF, (IER_{\text{año}} - O_{\text{año}})\}$$
- El balance definitivo, además de incluir los antecedentes de balance preliminar, especificará lo siguiente:
  - Los traspasos de excedentes (EXtrasp) entre las distintas empresas para efectos del cumplimiento de la obligación indicada en la ley.
  - Magnitud del déficit de acreditación de la obligación (DEF) definido como:
    - $DEF = (O_{\text{año}} + O_{\text{previo}}) - (IER_{\text{año}} + IER_{\text{previo}} + EX_{\text{trasp}})$   
 Si  $DEF < 0 \Rightarrow$  se definirá  $DEF = 0$
  - Magnitud de la postergación interanual de la acreditación (Opost), que no podrá ser superior al menor valor entre DEF y el 50% de la obligación total de acreditación en el año correspondiente:
    - $O_{\text{post}} = \text{Min}[DEF; 0.5 * O_{\text{año}}]$
  - Magnitud del cumplimiento de la obligación (RC):
    - $RC = IER_{\text{año}} + IER_{\text{previo}} + EX_{\text{trasp}} + O_{\text{post}} - (O_{\text{año}} + O_{\text{previo}})$
  - Cargo anual por concepto de multa (Canual), expresado en UTM:
    - $Canual = (-1) * CUnit * RC$ ; donde CUnit será 0,4 UTM o 0,6 UTM en función de lo que establece la ley a este respecto
  - La magnitud de inyecciones acreditables en el año inmediatamente siguiente será (IERSig):
    - $IERSig = \text{Min}\{RC, IER_{\text{año}}\}$   
 Si  $IERSig < 0 \Rightarrow IERSig = 0$

Una característica significativa del procedimiento establecido mediante la resolución de la Comisión Nacional de Energía, es que los certificados verdes sólo son transables una vez que el año calendario correspondiente se encuentra cerrado, lo que define una estructura temporal en este mercado que podría ser importante analizar. Por otro lado, el método descrito establece un conjunto de restricciones a las transacciones de certificados verdes y al traspaso de excedentes entre un año y otro, que pueden implicar limitaciones a la operación del mercado. Para aclarar estos puntos en la sección siguiente se efectúa un análisis más detallado de las instrucciones que emanan de la norma en comento.

### c. Explicación del Procedimiento

Antes de analizar la eficacia del mecanismo, es relevante explicar un poco más en detalle su operatoria. Se verifica en su formulación que los excedentes posibles de ser transferidos a otro generador para efectos del cumplimiento de la ley (que actúan como green certificates), quedan determinados por el valor que se observe en la variable DIF, que de facto es la diferencia positiva o negativa que se tenga respecto a la obligación de la ley, considerando la generación de año corriente y anterior imputable, y la obligación del año corriente más la postergación de dicha obligación que se hubiese efectuado el año anterior. Es decir:

$$DIF = (IER_{\text{año}} + IER_{\text{previo}}) - (O_{\text{año}} + O_{\text{previo}}) = (IER_{\text{año}} - O_{\text{año}}) + (IER_{\text{previo}} - O_{\text{previo}})$$

Si esta diferencia (DIF) es menor que cero, se asumirá que los excedentes (EX) serán nulos, lo cual es razonable en la medida en que la empresa en cuestión no tiene suficiente energía ni siquiera para cumplir su propia obligación del año (incluyendo los traspasos de generación y obligación realizados en el año inmediatamente anterior, y la compra de energía renovable a terceros – incluidas en  $IER_{\text{año}}$ ).

La norma también indica que los excedentes serán nulos aunque DIF sea mayor que cero, si es que la diferencia entre las inyecciones del año con energías renovables y la obligación del año fuese negativa, es decir:

$$\text{Si } DIF > 0 \text{ y } (IER_{\text{año}} - O_{\text{año}}) < 0 \Rightarrow EX = 0.$$

Esta doble condición lo que está implicando es que la diferencia entre las inyecciones del año anterior posibles de ser aplicadas a la obligación del año ( $IER_{\text{previo}}$ ) menos la obligación postergada del año anterior que debe ser cubierta en el año ( $O_{\text{previo}}$ ), es mayor que cero y sobre-compensa el valor negativo de la diferencia entre las inyecciones y las obligaciones del año. El efecto que tiene esta condición es que, en la práctica, las inyecciones del año anterior traspasadas al año corriente para efectos de cumplir la obligación, no podrán ser transadas como excedentes para el cumplimiento de la obligación por parte de terceros (cuando las inyecciones del año corriente son menores que la correspondiente obligación), es decir, no serán válidas como certificados verdes.

Posteriormente, para la determinación de los excedentes transables (EX), la norma indica que si DIF es mayor que cero y  $(IER_{\text{año}} - O_{\text{año}})$  también es mayor que cero, entonces EX será igual al menor valor entre las dos magnitudes anteriores, es decir:

$$EX = \text{Min}\{DIF, (IER_{\text{año}} - O_{\text{año}})\}$$

Como se mostrará a continuación, esta ecuación establece dos condiciones: por un lado que las inyecciones del año anterior traspasadas al año corriente para el cumplimiento de la obligación de la ley, no puede constituirse en excedentes transables a terceros (lo cual es consistente con lo expresado previamente en el procedimiento); y por otro, que el traspaso de excedentes a terceros sólo pueda realizarse una vez que se haya cumplido con las obligaciones postergadas del año anterior al año corriente.

Asumiendo que se cumple copulativamente que  $DIF > 0$  y que  $(IER_{\text{año}} - O_{\text{año}}) > 0$ , la definición de los excedentes como el mínimo entre los dos valores tiene dos efectos diferenciables, dependiendo de cuál de las dos condiciones se dé. Primero, si el valor mínimo positivo lo tiene el término  $(IER_{\text{año}} - O_{\text{año}})$ , el efecto de la función “Min” es impedir que las inyecciones del año anterior traspasadas al año corriente puedan formar parte de los excedentes transables en el año corriente (nótese que si  $DIF > (IER_{\text{año}} - O_{\text{año}})$ , entonces ello implica que  $(IER_{\text{previo}} - O_{\text{previo}}) > 0$ , lo cual significa que existe un traspaso de “excedentes de obligación” del año anterior). Por su parte, si el valor mínimo positivo lo tiene el término DEF, el efecto de la función “Min” es que sólo se puede considerar excedente transable la magnitud que quede una vez que se ha

“cancelado” la obligación neta postergada desde el año anterior ( ya que en este último caso, se cumplirá que  $(IER_{previo} - O_{previo}) < 0$ ).

Es importante destacar que la resolución exenta establece que sólo podrán ser transferidos excedentes a empresas en que la variable DIF es mayor que cero, es decir, una empresa superavitaria de inyecciones válidas para la acreditación que indica la ley, no estará facultada para comprar excedentes.

En el balance definitivo señala que el déficit de acreditación, que posteriormente será usado para determinar la obligación postergada para el año siguiente, será calculado como:

$$DEF = (O_{año} + O_{previo}) - (IER_{año} + IER_{previo} + EX_{trasp})$$

Si DEF es menor que cero, se asumirá que  $DEF = 0$ , lo cual tiene sentido en la medida en que no se considera la existencia de un déficit cuando la obligación este “sobre cumplida”. Por su parte, también en el balance definitivo, una vez que las transferencias de excedentes entre generadores ya se han realizado, la postergación de la obligación será determinada por la siguiente expresión:

$$O_{post} = \text{Min} [DEF; 0.5 * O_{año}]$$

Lo anterior implica que el máximo de la obligación del año posible de ser postergada tiene como límite el 50% de dicha obligación, aspecto que estaba definido en la ley.

Para efectos de la determinación de la multa a pagar por incumplimiento de la norma, la resolución exenta define la magnitud del cumplimiento de la obligación (RC) como:

$$RC = IER_{año} + IER_{previo} + EX_{trasp} + O_{post} - (O_{año} + O_{previo})$$

Se puede observar que RC será negativo cuando, en términos netos, la obligación del año corriente no se ha cumplido. En este escenario la multa queda determinada por:

$$C_{anual} = (-1) * C_{Unit} * RC$$

Donde CUnit será 0,4 UTM o 0,6 UTM en función del grado de reiteración del incumplimiento, según lo establece la ley.

Por último, la magnitud de inyecciones acreditables en el año inmediatamente siguiente ( $IER_{sig}$ ) quedará determinada por la expresión:

$$IER_{sig} = \text{Min}\{RC, IER_{año}\}$$

La expresión anterior podría ser negativa cuando  $RC < 0$ , es decir, cuando en el año corriente se pague multa por incumplimiento de la norma legal. Obviamente, en dicho caso no se pueden traspasar inyecciones acreditables al año siguiente, por lo cual la función anterior asume un valor igual a cero. Cuando  $RC > 0$ , el resultado de la función “Min” se puede explicar del siguiente modo. Si  $RC < IER_{año}$  implicará que  $[IER_{previo} + EX_{trasp} + O_{post}] - (O_{año} + O_{previo}) < 0$ , lo que indica que aunque que existe un superávit de inyecciones totales válidas para efectos de cumplir la norma, se ha utilizado

parte de las inyecciones del año corriente para cubrir la obligación. En esta circunstancia, es natural que sólo sean transferibles al año siguiente las inyecciones no comprometidas en el año corriente. Si, alternativamente,  $0 < RC > IER_{\text{año}}$ , esto indicará que  $[IER_{\text{previo}} + EX_{\text{trasp}} + O_{\text{post}}] - (O_{\text{año}} + O_{\text{previo}}) > 0$ , lo que significa que excedentes de inyecciones que provengan, en términos netos, de excedentes transferidos del año anterior, traspasos de excedentes comprados a terceros o de la postergación para el año siguiente de obligaciones del año corriente, no podrán ser traspasados al año siguiente en su totalidad (ver sección siguiente).

## 2. Eficacia del Mecanismo Utilizado

### a. Análisis Conceptual

Parece claro que el mecanismo utilizado en Chile se puede asimilar a un esquema de certificados, por cuanto no existe un precio predeterminado para la energía producida por medios renovables (feed in tariffs), y tampoco se lleva a cabo un proceso de licitación ex – ante de las obligaciones de producción con medios renovables. De hecho, como fuera indicado con antelación, el procedimiento establecido en la ley y la resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía coincide con la estructura genérica de los certificados verdes, en el sentido que las empresas respecto de las cuales recae la obligación de demostrar inyecciones al sistema con medios renovables pueden hacerlo a través de tres formas básicas: producción propia; producción comprada a terceros a través de contratos (normalmente de mediano y largo plazo); o comprando certificados por los montos de energía requeridos.

Una particularidad del mecanismo usado en Chile, a la que ya se hizo mención, está asociada a la estructura temporal en que opera el mercado de los certificados, la cual podría redundar en ineficiencias respecto a un procedimiento distinto. En la práctica, el dueño de instalaciones de energías renovables o bien vende su energía a un consumidor final (con lo cual pierde la posibilidad de venderla a otro generador que la requiera para el cumplimiento del mandato de la ley), la vende a otro generador que la puede imputar como inyecciones para efectos de lograr su propia obligación, o habiendo vendido al mercado spot, puede vender su “certificado” u otro generador, después de haberse cerrado el balance anual preliminar (al inicio del año siguiente). Cabe notar que los certificados en Chile operan como venta de los excedentes determinados en el balance preliminar. Del mismo modo, se impide el traspaso de excedentes a terceros y el traspaso de inyecciones para usarse en la acreditación de la obligación del año siguiente, cuando las inyecciones superavitarias del generador provienen de traspasos del año inmediatamente anterior.

El hecho que sólo se puedan transar los excedentes al inicio del año siguiente, una vez que se haya publicado el balance preliminar, establece una limitación a la operación del mercado de excedentes, que no parece tener justificación y afecta negativamente la operación del mercado, cuando el objetivo es incentivar las inversiones en plantas que usen energías renovables no convencionales. Asumiendo, que la justificación de la ley es correcta en el sentido que apoyar a las energías renovables no convencionales es necesario para su introducción en el mercado, dado que sus los costos de producir son mayores que aquellos de quienes usan tecnologías tradicionales, la limitación en la operación del mercado de excedentes representa una traba que limita la entrada al mercado a quienes se pretende impulsar. ¿Por qué una empresa que está planificando

entrar al mercado puede vender de antemano su producción (en contratos de largo plazo) y no puede vender del mismo modo sus excedentes para el cumplimiento de la ley?

No se visualiza una razón económica para no darle una estructura más inter-temporal al mercado de excedentes, incluso pudiendo transferir inyecciones de años anteriores a los años venideros, aunque esto último podría estar en contravención con la literalidad de la ley cuando en el inciso segundo del artículo 150° bis indica que: “*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*”. No obstante lo dicho, la literalidad de la ley está referida a que inyecciones del año anterior pueden usarse sólo como inyecciones válidas del año siguiente, sin referirse en forma expresa a los excedentes y su venta en la forma de certificados verdes.

A continuación se presentará un ejemplo de funcionamiento para los dos primeros años del mecanismo establecido en la ley, de forma de mostrar que las limitaciones formales impuestas por la vía reglamentaria (Resolución Exenta de la CNE) en el comportamiento inter-temporal de los excedentes pueden llevar a situaciones indeseables desde la perspectiva de la eficiencia del mercado. Para los efectos del desarrollo del ejemplo la nomenclatura empleada será la que define la citada resolución exenta, donde los superíndices 1,2 representan el primero y segundo año respectivamente.

### Primer Año

En el primer año, los números provenientes del año anterior son todos iguales a cero, por lo cual se cumplirá que  $IER_{previo}^1 = O_{previo}^1 = 0$ , con lo cual:  $DIF^1 = IER_{año}^1 - O_{año}^1$ .

En esta circunstancia, si  $DIF^1 > 0$  se cumplirá que junto con ello los dos términos que definen el valor de los excedentes transables serán equivalentes, es decir:  $EX^1 = \text{Min}\{DIF^1; (IER_{año}^1 - O_{año}^1)\}$ , donde  $DIF^1 = (IER_{año}^1 - O_{año}^1)$ . Como  $DIF^1 > 0$ , lo esperable es que la empresa no compre excedentes, no obstante puede vender, con lo cual aparecerá un término ( $EX_{trasp}^1$ ) en su balance.<sup>4</sup>

En función de lo anterior, se cumplirá que  $DEF^1 = EX_{trasp}^1 - DIF^1 < 0$ , con lo cual  $DEF^1 = 0$  y  $O_{post}^1 = 0$  (ya que  $O_{post}^1 = \text{Min}\{DEF^1; 0,5 * O_{año}^1\}$ ). En este contexto, la magnitud de cumplimiento de la obligación ascenderá a  $RC^1 = (IER_{año}^1 - O_{año}^1) + EX_{trasp}^1$  (donde  $EX_{trasp}^1$  es un número negativo – de acuerdo a su definición --). Luego, según estos resultados se transferirán excedentes para el año siguiente por un monto equivalente a  $IER_{sig}^1 = RC^1$ , puesto que  $IER_{sig}^1 = \text{Min}\{RC^1; IER_{año}^1\}$  y el primer término es necesariamente menor que el segundo, dada la definición de RC.

<sup>4</sup> Cabe recordar que de acuerdo a la definición, los trasposos son positivos cuando se compre excedentes ( $EX_{trasp} > 0$ ), y negativos cuando se venden excedentes ( $EX_{trasp} < 0$ ).

Dada el resultado descrito, suponiendo una empresa excedentaria que no alcanza a vender todos sus excedentes (certificados verdes) en el año corriente, a continuación analizaremos que ocurre en el año siguiente.

## Segundo Año

Se asumirá, con fines metodológicos para efectos de presentar el problema, que las condiciones del mercado se mantienen estables, de forma tal que en el año 2 tanto las inyecciones efectivas con energías renovables como las requeridas para el cumplimiento de la obligación son iguales a las del año anterior<sup>5</sup>.

En año 2 se cumplirá que:  $IER_{previo}^2 = IER_{sig}^1 = RC^1$ . Por otro lado,  $DIF^2 = IER_{año}^2 + IER_{previo}^2 - O_{año}^2 = IER_{año}^2 + IER_{sig}^1 - O_{año}^2$ . Por tanto, dado que  $EX^2 = \text{Min} \{ DIF^2 ; (IER_{año}^2 - O_{año}^2) \}$ , entonces:  $EX^2 = (IER_{año}^2 - O_{año}^2)$  en la medida en que se cumple la siguiente condición:  $DIF^2 > (IER_{año}^2 - O_{año}^2)$ , lo que es cierto por la presencia de excedentes provenientes del año anterior. Lo descrito tiene un implicancia no menor en la empresa, desde la perspectiva inter-temporal, ya que en la práctica no puede transar los excedentes (certificados verdes) provenientes de año anterior.

Aunque, como fuera establecido, la empresa no puede transar como certificados verdes los excedentes del año anterior, sí puede vender los excedentes del año corriente. De esta forma, el máximo traspaso de excedentes ascenderá a:  $EX_{trasp}^2 = -(EX^2) = -(IER_{año}^2 - O_{año}^2)$ . Luego, la magnitud de cumplimiento de la obligación ascenderá a:

$$RC^2 = IER_{año}^2 + IER_{previo}^2 + EX_{trasp}^2 - O_{año}^2 = IER_{año}^2 + IER_{sig}^1 + EX_{trasp}^2 - O_{año}^2$$

Además, los excedentes posibles de ser traspasados al año siguiente serán:

$$IER_{sig}^2 = \text{Min} \{ RC^2 ; IER_{año}^2 \}$$

Si los excedentes traspasados desde el año 1 fueran iguales a cero ( $IER_{sig}^1 = 0$ ), entonces se cumplirá que  $RC^2 = (IER_{año}^2 - O_{año}^2) + EX_{trasp}^2$ , con lo cual la empresa sólo podrá traspasar al tercer año las inyecciones válidas no utilizadas en el año corriente (año 2), ya sea en el cumplimiento de la obligación del año ( $O_{año}^2$ ) o en la venta de excedentes ( $EX_{trasp}^2$ ).

---

<sup>5</sup> En estricto rigor, la demanda por inyecciones para el cumplimiento de la norma podría aumentar por dos razones: primero, por un incremento en la demanda global del sistema (que debiera oscilar en torno a un 5%); y segundo, porque los contratos afectos a la norma aumenten, ya que podrían expirar algunos contratos firmados con anterioridad al 31 de agosto de 2007 (esta condición de los contratos afectos está en la ley). En todo caso, este hecho no invalida en ningún sentido conceptual el análisis que se llevará a cabo, sólo puede alterar la magnitud del problema en un sentido empírico.

La pregunta relevante para efectos del análisis del mecanismo determinado por la Resolución Exenta de la CNE, es qué ocurre cuando  $IER_{sig}^1 = IER_{previo}^2 > 0$ . En esta circunstancia:

$$\text{Si } RC^2 < IER_{año}^2 \Rightarrow IER_{sig}^1 < O_{año}^2 - EX_{trasp}^2$$

Por lo tanto,  $IER_{sig}^2 = RC^2$ , lo que implica que los excedentes del año anterior ( $IER_{sig}^1$ ) podrán ser traspasados al año siguiente, sin que se presente una limitación para estos efectos. No obstante lo indicado, no ocurre lo mismo si la desigualdad inicial se revierte, es decir:

$$\text{Si } RC^2 > IER_{año}^2 \Rightarrow IER_{sig}^1 > O_{año}^2 - EX_{trasp}^2$$

Esto significa que los excedentes del año anterior que sobrepasen la obligación del año corriente más el traspaso de excedentes, no podrán ser nuevamente traspasados al año siguiente. Esta conclusión representa una limitación a la acumulación de excedentes por parte de las empresas, que podría redundar en una caída “artificial” del precio de equilibrio de los certificados verdes. En el análisis de los resultados empíricos del primer año, se volverá sobre este punto.

#### **b. Resultados Empíricos: Primer año de Operación**

El primer año de operación del mecanismo estipulado en la ley para fomentar le generación con energías renovables no convencionales, corresponde al período 2010, por lo cual en enero de 2011 se publicó el balance preliminar (ver anexo N° 1). Asimismo, a fines de marzo de 2011 se publicó el balance definitivo, incluyendo los traspasos de excedentes que las empresas realizaron con el objeto de acreditar el cumplimiento de la norma (ver anexo N° 2). Cabe destacar que en el contexto de la publicación de este último balance, se incluyó la información respecto a la magnitud de las transacciones realizadas, identificando a cada empresa, y el precio promedio que alcanzaron los certificados<sup>6</sup> (ver anexo N° 3).

De los antecedentes publicados se obtienen los siguientes resultados:

- La obligación total del año (Oaño), incluyendo a todas las empresas, asciende a 647.417 Mwh.
- Las inyecciones válidas del año (IERaño), incluyendo a todas las empresas, asciende a 1.031.836 Mwh.
- En términos netos, considerando todas la empresas (algunas con valores positivos y otras negativos), la obligación se sobre cumplió en 384.418 Mwh (Oaño – IERaño).
- Los excedentes transables (EX), que equivalen a balances iniciales netos positivos, ascienden a 625.850 Mwh.
- Los excedentes traspasados a terceros (EXtras), que equivalen a los saldos iniciales netos negativos, ya que todas la empresas compraron lo necesario para no pagar multa, ascienden a 241.489 Mwh.

---

<sup>6</sup> No se incluye en la información publicada el precio transacción de cada uno de los certificados.

- El precio promedio de las transacciones de excedentes (certificados verdes) fue de 6.426 \$/Mwh.
- Las inyecciones traspasadas como válidas para el año siguiente (IERsig) ascendieron a 384359 Mwh (este valor proviene de la diferencia entre los excedentes transables (EX) y los efectivamente transados (EXtras)).

Antes de analizar el resultado expuesto, debe tenerse en mente que la estructura dinámica del problema de incentivos a partir de las reglas del juego establecidas, no es posible de ser inferida de esta primera experiencia. No obstante ello, un juicio que se puede establecer desde un origen es que el precio de los certificados es un 43% del precio máximo posible, representado por la multa:  $0.4 * UTM = 15.117.60$ . En principio, desde una mirada general, esto podría ser razonable, en la medida en que existió, de facto, una sobreoferta de certificados, respecto a los estrictamente requeridos para que todas las empresas cumplieran la obligación legal. Naturalmente, se podrá relativizar esta percepción en la medida en que se analice los niveles de concentración de los mencionados certificados, ya que ello puede inducir a precios no coincidentes con condiciones teóricas de competencia.

El problema dinámico al que se hacía referencia, respecto del cual se realizó un análisis en la sección anterior del presente texto, está asociado a los incentivos de las empresas a continuar desarrollando inversiones, cuando los excedentes provenientes del año anterior sólo pueden ser utilizados para el cumplimiento de la obligación del año corriente, no pudiendo ser traspasados a terceros en la forma de certificados, ni traspasados nuevamente al año siguiente como inyecciones válidas (esto último, a partir de cierto monto).

Para mostrar el efecto dinámico de la norma establecida, asumamos que en el año siguiente (el 2011) la demanda eléctrica se incrementa un 5%, cifra por cierto razonable para los estándares chilenos. Si esto es así, los retiros también aumentarán en un 5%, con lo cual la obligación del año tendrá la misma tendencia. De esta forma, es predecible que en el 2011 la obligación ascienda a 679.788 Mwh ( $1,05 * 647.417$  Mwh). Asumiendo, sin pérdida de generalidad, que las inyecciones de energías renovables no varían en el año 2011 respecto al 2010 (si aumentarían el problema que se describirá sería aún más grave), es decir, continúan siendo iguales a 1.031.836 Mwh, entonces, el año siguiente se tendrá nuevamente un superávit neto de 352.048 Mwh ( $1.031.836$  Mwh -  $679.788$  Mwh). Si por otro lado, no se produjeran cambios en las estructuras de propiedad de las centrales y no entraran nuevas firmas a producir con energías renovables no convencionales, ocurrirá que todas las empresas que en el año 2010 traspasaron inyecciones para ser válidas en el año 2011 (IERsig del 2010) podrían perder dicha producción para efectos del cumplimiento de la ley, ya que al ser nuevamente superavitarios no podrán usar los traspasos del año anterior para ser vendidos como excedentes o para ser nuevamente transferidos al año siguiente (a partir de cierto monto).

El efecto de la circunstancia descrita es que, asumiendo que los agentes son racionales y que todos entienden el problema expuesto, los precios de las transferencias de excedentes en los años próximos debieran bajar significativamente (en teoría, con competencia perfecta, podrían hasta llegar a cero), ya que todos aquellos que no vendieron sus excedentes en el año 2010, sabiendo que los podrían perder en el futuro (ya que serán nuevamente superavitarios, habiendo crecido apenas un 5% su obligación

propia), tratarán de vender sus excedentes válidos a cualquier precio distinto de cero. Nótese que el conjunto de empresas que no vendieron parte importante de sus excedentes el año 2010 no son pocas, lo cual se muestra en la tabla N° 2.

**Tabla N° 3: Transferencias de Excedentes Año 2010**

Empresa	Sistema	EX [MWh]	EXtrasp [MWh]	RC [MWh]	IERsig [MWh]
AES GENER	SIC - SING	1.312	-786	526	526
COLBUN	SIC	3.270	0	3.270	3.270
GUACOLDA	SIC	33.347	0	33.347	33.347
MONTE REDONDO	SIC	70.716	-6.800	63.916	63.916
PACIFIC HYDRO	SIC	66.068	-24.556	41.512	41.512
ENDESA	SIC	81.881	-3.346	78.535	78.535
EL MANZANO	SIC	27.511	0	27.511	27.511
HIDROMAULE	SIC	120.844	-83.922	36.922	36.922
NORVIND	SIC	61.754	-36.690	25.064	25.064
HIDROELEC	SIC	2.076	-1.912	164	164
ARAUCO	SIC	57.752	-8.926	48.826	48.826
CRISTORO	SIC	6.888	0	6.888	6.888
KDM	SIC	7.061	0	7.061	7.061
HIDROPALOMA	SIC	4.955	-95	4.860	4.860
ON GROUP	SIC	177	0	177	177
CARRAN	SIC	227	0	227	227
MASISA	SIC	1.440	0	1.440	1.440
DONGO	SIC	633	0	633	633
HIDROLIRCAY	SIC	593	0	593	593
ENERNUEVAS	SING	2.888	0	2.888	2.888
<b>TOTAL</b>		<b>625.850</b>	<b>0</b>	<b>384.418</b>	<b>384.359</b>

Fuente: elaboración propia con datos del CDEC - SING

El efecto de transacciones de excedentes a precios cercanos a cero representa un problema en la medida en que se asuma que los costos de desarrollo de las centrales de energías renovables no convencionales sean superiores a los correspondientes a las tecnologías tradicionales, ya que la ganancia adicional que compensa los costos más altos se produce por la venta de energía o certificados para el cumplimiento de la norma. La diferencia de costos debiera ser real, puesto que en caso contrario no se habría requerido una ley para apoyar este tipo de tecnologías.

Es importante tener presente que los retiros afectos a la norma no son todos, en el corto plazo, según lo indicado en el artículo primero transitorio de la ley: “*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 de año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidores 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*”. Por este motivo, el porcentaje de retiros afectos a norma del año 2010 asciende a 23,6%, lo cual implica que en el futuro, aunque de manera no necesariamente uniforme en el tiempo, se incrementarán las obligaciones en un porcentaje superior al crecimiento de la demanda,

hasta que se considere el 100% de los retiros afectos a las disposiciones de la ley<sup>7</sup>. Este hecho podría aminorar el efecto pernicioso antes descrito respecto a la imposibilidad de vender excedentes correspondientes a inyecciones de año anterior, no obstante el argumento conceptual sigue siendo plenamente válido.

Siguiendo con el desarrollo analítico llevado a cabo en la sección anterior, a través de un ejemplo numérico, basado en los resultados del año 2010, es posible visualizar el efecto que tienen las dos limitaciones inter-temporales del procedimiento vigente: aquella referida a la imposibilidad de venta de excedentes del año anterior, en la forma de certificados verdes; y la que impide, después de un cierto rango, traspasar a futuro excedentes provenientes de años anteriores (que no fueron utilizados en los respectivos años).

Con fines de simplificar la presentación del problema, el ejemplo numérico asumirá las siguientes condiciones:

$$IER_{año}^{i+1} = IER_{año}^i \quad \forall \text{ año } i$$

$$O_{año}^{i+1} = O_{año}^i \quad \forall \text{ año } i$$

$$EX_{trasp}^{i+1} = EX_{trasp}^i \quad \forall \text{ año } i$$

Es decir, se asume que las obligaciones del año, las inyecciones válidas para el cumplimiento de la norma y los traspasos efectivos de excedentes (en la forma de certificados verdes), se mantienen constantes a través del tiempo. Como se verá en el desarrollo del ejemplo, estos supuestos no dañan en absoluto la conclusión analítica encontrada, solamente facilitan su comprensión<sup>8</sup>.

El ejemplo será presentado para cinco empresas que traspasaron excedentes desde el año 2010 (cuyos datos son conocidos) hacia el año 2011. Los antecedentes del año 2010 son los siguientes:

**Tabla N°4:  
Resumen Año 2010**

Empresa	Oaño [MWh]	IERaño [MWh]	IERprevio [MWh]	EX [MWh]	EXtrasp [MWh]	RC [MWh]	IERsig [MWh]
GUACOLDA	9.715	43.062		33.347	0	33.347	33.347
MONTE REDONDO	12.168	82.884		70.716	-6.800	63.916	63.916
PACIFIC HYDRO	15.822	81.890		66.068	-24.556	41.512	41.512
ENDESA	211.636	293.517		81.881	-3.346	78.535	78.535
ARAUCO	0	57.752		57.752	-8.926	48.826	48.826
KDM	0	7.061		7.061	0	7.061	7.061

Fuente: CDEC -SIC

Donde:

<sup>7</sup> Según el balance definitivo, el total de retiros afectos totalizan 12.948.344 MWh durante el 2010. De acuerdo a la página de la Comisión Nacional de Energía, las ventas de energía de ambos sistemas totalizan 54.853 GWh para el mismo año.

<sup>8</sup> Otra cosa distinta es evaluar la probabilidad de que el problema encontrado ocurra empíricamente en un año determinado.

<b>Oaño</b>	magnitud de la obligación generada durante el año correspondiente al balance
<b>IERaño</b>	magnitud de las inyecciones de energía reconocida realizadas durante el año correspondiente al balance
<b>IERprevio</b>	magnitud de las inyecciones de energía reconocida realizadas durante el año inmediatamente anterior al del balance
<b>EX</b>	magnitud de los excedentes posibles de traspasar a otras empresas eléctricas
<b>Extrasp</b>	magnitud de los excedentes traspasados o recibidos
<b>RC</b>	magnitud del recuento de cumplimiento de la obligación correspondiente al año del balance
<b>IERsig</b>	magnitud de las inyecciones de energía reconocidas para acreditar el cumplimiento

Bajo los supuestos establecidos y utilizando las fórmulas reglamentarias, se llega a los siguientes resultados para los tres años venideros.

**Tabla N°5: Estimaciones 2011 - 2013**  
**Resumen Año 2011: Estimado**

Empresa	Oaño [MWh]	IERaño [MWh]	IERprevio [MWh]	EX [MWh]	EXtrasp [MWh]	RC [MWh]	IERsig [MWh]
GUACOLDA	9.715	43.062	33.347	33.347	0	66.694	43.062
MONTE REDONDO	12.168	82.884	63.916	70.716	-6.800	127.832	82.884
PACIFIC HYDRO	15.822	81.890	41.512	66.068	-24.556	83.024	81.890
ENDESA	211.636	293.517	78.535	81.881	-3.346	157.070	157.070
ARAUCO	0	57.752	48.826	57.752	-8.926	97.652	57.752
KDM	0	7.061	7.061	7.061	0	14.121	7.061

Fuente: Estimación propia

**Resumen Año 2012: Estimado**

Empresa	Oaño [MWh]	IERaño [MWh]	IERprevio [MWh]	EX [MWh]	EXtrasp [MWh]	RC [MWh]	IERsig [MWh]
GUACOLDA	9.715	43.062	43.062	33.347	0	76.409	43.062
MONTE REDONDO	12.168	82.884	82.884	70.716	-6.800	146.800	82.884
PACIFIC HYDRO	15.822	81.890	81.890	66.068	-24.556	123.402	81.890
ENDESA	211.636	293.517	157.070	81.881	-3.346	235.606	235.606
ARAUCO	0	57.752	57.752	57.752	-8.926	106.578	57.752
KDM	0	7.061	7.061	7.061	0	14.121	7.061

Fuente: Estimación propia

**Resumen Año 2013: Estimado**

Empresa	Oaño [MWh]	IERaño [MWh]	IERprevio [MWh]	EX [MWh]	EXtrasp [MWh]	RC [MWh]	IERsig [MWh]
GUACOLDA	9.715	43.062	43.062	33.347	0	76.409	43.062
MONTE REDONDO	12.168	82.884	82.884	70.716	-6.800	146.800	82.884
PACIFIC HYDRO	15.822	81.890	81.890	66.068	-24.556	123.402	81.890
ENDESA	211.636	293.517	235.606	81.881	-3.346	314.141	293.517
ARAUCO	0	57.752	57.752	57.752	-8.926	106.578	57.752
KDM	0	7.061	7.061	7.061	0	14.121	7.061

Fuente: Estimación propia

Se puede constatar que no vendiendo ningún excedente ( $EX_{trasp}^{2011} = 0$ ) en el año 2011 los generadores excedentarios tendrán una pérdida económica equivalente a aquella porción de sus excedentes que proviniendo de años anteriores (el 2010 específicamente), no pueden volver a ser traspasados al año siguiente (el 2012). Esta pérdida se calcula, primero en MWh, como la diferencia entre los excedentes efectivamente disponibles ( $RC$ ) y los que pueden ser traspasados al año siguiente ( $IER_{sig}$ ). Lo anterior, teniendo presente la definición de dicha variable, que establece:  $IER_{sig} = \text{Min} \{RC; IER_{año}\}$ . Segundo, se multiplican lo MWh ya sea por el precio de la multa - \$15.117,6 - (pérdida máxima posible dado el precio máximo utilizado), o por el precio efectivo de transacción de excedentes del año 2010 - \$6.426,8 -. El cuadro siguiente muestra el resultado de la operación descrita.

**Tabla N°: Pérdidas  
Estimadas Año 2011**

Empresa	RC [MWh]	IERsig [MWh]	Pérdida [MWh]	Pérdida [\$] precio multa	Pérdida [\$] precio 2010
GUACOLDA	66.694	43.062	23.632	357.257.204	151.877.322
MONTE REDONDO	127.832	82.884	44.948	679.507.311	288.872.413
PACIFIC HYDRO	83.024	81.890	1.134	17.138.260	7.285.824
ENDESA	157.070	157.070	0	0	0
ARAUCO	97.652	57.752	39.900	603.192.240	256.429.320
KDM	14.121	7.061	7.061	106.738.810	45.376.844

Fuente: Estimación propia

Considerando sólo el año 2011, las pérdidas, medidas conservadoramente al precio promedio de transacción del año 2010, pueden hasta alcanzar magnitudes cercanas a los 300 millones de pesos (ver los casos de Monte Redondo y Arauco).

Manteniendo aún los supuestos de que los nuevos excedentes no son vendidos<sup>9</sup> y que las inyecciones válidas y la obligación se mantienen constantes, se puede observar que en los años siguientes (2012 y 2013) en general la pérdida potencial se acrecienta hasta el punto en que la variable  $RC$  alcanza su valor máximo posible, cuando es equivalente a los excedentes anuales ( $EX$ ) más un monto de excedentes traspasados desde el año anterior ( $IER_{previo}$ ) que también ha logrado su valor máximo, dada las inyecciones válidas del año ( $IER_{año}$ ). El único caso diferente es el de Endesa, empresa en que la restricción de traspasos de excedentes al año siguiente sólo se vuelve activa en el año 2013 (dada la significativa magnitud de las inyecciones propias válidas:  $IER_{año}$ ). Es decir, hasta el año 2012, inclusive, puede transferir al año siguiente el total de sus excedentes no utilizados ( $RC$ ).

<sup>9</sup> Nótese que este supuesto sólo extrema la condición que se desea explicar, por lo cual su eliminación no cambiará en nada lo sustantivo de las conclusiones, en cuanto a que las limitaciones establecidas en el mercado de certificados y excedentes en nada favorecen los objetivos esenciales de la ley.

Hasta ahora se ha descrito la pérdida por los excedentes que no son posibles de ser transferidos de un año a otro. Como complemento esencial de este análisis, debe tenerse presente que la otra restricción expuesta anteriormente en el texto juega un rol crucial, aquella referida a la imposibilidad de vender excedentes, en la forma de certificados verdes, que provengan del año anterior. Deber recordarse que la magnitud máxima de excedentes transables ( $EX$ ) va estar dada por la magnitud ( $IER_{año} - O_{año}$ ), la cual se ha supuesto constante en el tiempo. Lo anterior implica que cuando se transfieren excedentes de un año a otro, la única utilidad que puede tener dicha transferencia es que en el futuro la empresa se encuentre deficitaria, ya que no podrán ser transados como certificados verdes. A esta limitación, ya estructural, se le sumo la restricción respecto a los excedentes que pueden ser transferidos. En pocas palabras, la Resolución Exenta de la CNE impide el desarrollo de un mercado de excedentes, en un contexto en el cual la probabilidad que un empresa que es excedentaria el año “i”, lo sea nuevamente el año “i + 1” es muy alta, por lo cual, dada la normativa vigente, su única acción racional es vender sus excedentes en el año corriente a cualquier precio distinto de cero.

Tomando los datos base del 2010 las inyecciones válidas representan un 160% de las obligaciones derivadas de la normativa, con lo cual más de un tercio de las inyecciones utilizables para efectos del cumplimiento de la ley son transferidas al año 2011. En la medida en que las condiciones se mantengan relativamente estables, se producirá un grave problema en el mercado de certificados, ya que si los agentes son racionales deberán tratar de vender sus excedentes a cualquier precio distinto de cero, y además perderán los excedentes transferidos desde el año 2010 (salvo que alguna empresa superavitaria se transforme en deficitaria, lo cual es improbable).

Por último, es importante aclarar que el supuesto respecto a la mantención de las condiciones en los años siguiente, incluyendo la venta de excedentes en el año ( $EX_{trasp}$ ), no afecta en nada la estructura fundamental de las conclusiones extraídas. El levantamiento de alguno de estos supuestos sólo puede tener implicancias prácticas respecto a la magnitud efectiva del problema en cada año, no en su contenido esencial. Lo indicado también es válido en relación a la posibilidad de que las inyecciones requeridas para cumplir la ley pudiesen aumentar bruscamente por la expiración de contratos antiguos, lo cual puede aminorar las implicancias de corto plazo de la normativa establecida, no obstante sus fallas estructurales seguirán presentes.

## IV. Conclusiones

Las conclusiones centrales del trabajo presentado son las siguientes:

- Dada la decisión de apoyar el desarrollo de las energías renovables no convencionales en Chile, y a un año de la implementación de la política diseñada, es fundamental analizar su eficiencia como mecanismo de fomento.
- El procedimiento utilizado en el país es asimilable a la estructura de certificados verdes que emplean otros países del mundo, la cual puede ser una forma eficiente de lograr el objetivo propuesto, en la medida en que las empresas usen sus ventajas comparativas de producción y transen sus excedentes. Sin perjuicio de lo señalado, la operatoria definida en Chile presenta significativas limitaciones al desarrollo de un mercado eficiente para dichos certificados.
- La experiencia europea muestra que no existe una posición consensuada sobre las ventajas y desventajas de los dos métodos estándar de fomento a las energías renovables: *feed in tariffs* y certificados verdes. Sin perjuicio de lo señalado, los antecedentes empíricos muestran la importancia esencial que tienen los procedimientos concretos de aplicación, más allá del método genérico que se emplee. Como se establecerá posteriormente, esto es particularmente relevante en el caso de Chile, respecto a la forma en que se reguló a puesta en marcha de la ley.
- Dos son los problemas básicos del mecanismo implementado en Chile:
  - Los excedentes traspasados de un año a otro no pueden ser transados en el año siguiente en la forma de certificados verdes.
  - Los excedentes posibles de ser traspasados de un año a otro poseen un “techo” artificial que tiene como resultado que parte de los excedentes traspasados interanualmente sean finalmente perdidos, en el sentido que no pueden ser utilizados para transarlos como certificados verdes ni para transferirlos nuevamente a un año posterior.
- En la práctica, los dos problemas descritos tienen como efecto que las transferencias de excedentes de un año a otro que lleven a cabo las empresas superavitarias, sólo serán útiles cuando la empresa se vuelva deficitaria, lo cual es improbable dado el desarrollo de ventajas comparativas de producción, elemento que está en la esencia del mecanismo de certificados verdes. Lo anterior, agravado por el hecho que a través del tiempo los excedentes transferidos interanualmente se van perdiendo, por las limitaciones a efectuar nuevas transferencias que define el procedimiento diseñado.
- En la medida que las condiciones del año 2010 se mantengan en el año 2011, en el sentido de que las inyecciones válidas para efectos del cumplimiento de la norma superen a las obligaciones, es esperable que el mercado castigue significativamente el precio de los excedentes transables. La razón de ello es que los agentes rápidamente comprenderán que los excedentes no transados en el año corriente tenderán a perderse en el futuro, debido a la estructura reglamentaria vigente.

- La tendencia a la baja en el precio de mercado de los certificados verdes tiene por efecto que la ley pierda su poder para incentivar la producción con energías renovables, y peor aún, puede llevar a dos resultados ineficientes desde la perspectiva de la asignación de recursos:
  - Que los tamaños de planta no sean los óptimos, ya que la sobre-producción respecto a los requerimientos de la ley pudieran perderse con facilidad, desde la óptica de una empresa particular; y
  - Que se establezcan generadoras con energías renovables que no son las más eficientes del mercado, donde el resultado contrario es una de las cualidades de la creación de un mercado de certificados verdes.
  
- Para un desarrollo eficiente del mercado se requiere la modificación del mecanismo actualmente empleado, levantado las dos restricciones descritas, es decir: eliminando las restricciones para vender en la forma de certificados verdes los excedentes transferidos de un año anterior; y posibilitando que la transferencia interanual de excedentes no esté restringida, con independencia de la magnitud que provenga de años anteriores.
  
- Adicionalmente a lo señalado, sería conveniente estudiar la posibilidad de regular el mercado de certificados verdes, por ejemplo en la forma de un mecanismo licitatorio con reglas preestablecidas, de forma de garantizar una verdadera competencia entre los distintos actores, con independencia de la cantidad que ofrezca cada uno de ellos. Un ejemplo similar en el mercado eléctrico se puede encontrar en el mecanismo de adjudicación conjunta empleado para las licitaciones de suministro por parte de las empresas distribuidoras.

## Bibliografía de Referencia

Berry, David (2002). “The market for tradable renewable energy credits”, *Ecological Economics* 42 (2002): 369-379.

Bradley, Robert L. Jr (1997). “Renewable Energy: Not Cheap, Not "Green", *Cato Policy Analysis* No. 280.

Connor, Peter M. (2003). “UK renewable energy policy: a review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 7 (2003) 65–82.

Couture, Toby & Yves Gagnon (2010). “An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment”, *Energy Policy* 38 (2010); 955–965.

Finon, Dominique & Yannick Perez (2006). “The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies: A transaction-cost perspective”, *Ecological Economics*.

Frondel, Manuel; Nolan Ritter, Christoph M.Schmidt & ColinVance (2010). “Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience”, *Energy Policy* 38 (2010); 4048–4056.

Harmelink, Mirjam; Monique Voogt, & Clemens Cremer (2006). “Analysing the effectiveness of renewable energy supporting policies in the European Union”, *Energy Policy* 34 (2006); 343–351.

Hass, Reinhard – editor- (2000). “Promotion strategies for electricity from renewable energy sources in UE countries”, *Programme of the European commission*.

Lesser, Jonathan A. & Xuejuan Su (2008). “Design of an economically efficient feed-in tariff structure for renewable energy development”, *Energy Policy* 36 (2008); 981–990.

Lund, Henrik (2007). “Renewable energy strategies for sustainable development”, *Energy*.

Menanteau, Philippe; Dominique Finon & Marie-Laure Lamy (2003). “Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy”, *Energy Policy* 31 (2003); 799–812.

Midttun, Atle & Kristian Gautesen (2007). “Feed in or certificates, competition or complementarity? Combining a static efficiency and a dynamic innovation perspective on the greening of the energy industry”, *Energy Policy* 35 (2007); 1419–1422.

Mitchell, C.; D. Bauknecht & P.M. Connor (2006). “Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany”, *Energy Policy* 34 (2006); 297–305.

Reiche, Danyel & Mischa Bechberger (2004). “Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states”, *Energy Policy* 32 (2004); 843–849.

Ringel, Marc (2006). “Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates”, *Renewable Energy* 31 (2006); 1–17.

Sijm, JPM (2002). “The performance of feed-in tariffs to promote renewable electricity in European countries”, *The Energy Centre of the Netherlands*.

Trainer, Ted (2010). “Can renewables etc. solve the greenhouse problem? The negative case”, *Energy Policy* 38 (2010); 4107–4114.

Van Dijk, AL; LWM Beurskens, MG Boots, MBT Kaal y otros (2003). “Renewable energy policies and market developments”, *The REMAC 2000 project*.

## Anexo N° 1

BALANCE ANUAL PRELIMINAR  
2010

Empresa	Sistema	Raño [MWh]	Oaño [MWh]	IERaño [MWh]	IERaño - Oaño [MWh]	IERprevio [MWh]	Oprevio [MWh]	DIF [MWh]	EX [MWh]
NUEVA ENERGIA	SIC	136.152	6.808	81.263	74.456			74.456	74.456
AES GENER	SIC	855.984	42.799	44.525	1.726			1.726	1.726
CAMPANARIO	SIC	1.206.125	60.306	0	-60.306			-60.306	0
TIERRA AMARILLA	SIC	141.779	7.089	0	-7.089			-7.089	0
COLBUN	SIC	2.078.978	103.949	107.219	3.270			3.270	3.270
POTENCIA CHILE	SIC	14.384	719	0	-719			-719	0
PEHUENCHE	SIC	223.215	11.161	0	-11.161			-11.161	0
PETROPOWER	SIC	28.529	1.426	0	-1.426			-1.426	0
EPSA	SIC	71.679	3.584	0	-3.584			-3.584	0
GUACOLDA	SIC	194.303	9.715	43.062	33.347			33.347	33.347
LA HIGUERA	SIC	0	0	0	0			0	0
IBENER	SIC	160.577	8.029	0	-8.029			-8.029	0
MONTE REDONDO	SIC	243.358	12.168	82.884	70.716			70.716	70.716
PACIFIC HYDRO	SIC	316.447	15.822	81.890	66.068			66.068	66.068
ENDESA	SIC	4.232.712	211.636	293.517	81.881			81.881	81.881
SGA	SIC	31.789	1.589	408	-1.182			-1.182	0
SC DEL MAIPO	SIC	107.957	5.398	2.267	-3.131			-3.131	0
EL MANZANO	SIC	0	0	27.511	27.511			27.511	27.511
HIDROMAULE	SIC	0	0	120.844	120.844			120.844	120.844
NORVIND	SIC	0	0	61.754	61.754			61.754	61.754
HIDROELEC	SIC	0	0	2.076	2.076			2.076	2.076
ARAUCO	SIC	0	0	57.752	57.752			57.752	57.752
CRISTORO	SIC	0	0	6.888	6.888			6.888	6.888
KDM	SIC	0	0	7.061	7.061			7.061	7.061
HIDROPALOMA	SIC	0	0	4.955	4.955			4.955	4.955
ORAFI	SIC	0	0	0	0			0	0
PUYEHUE	SIC	1.903	95	0	-95			-95	0
ELECTRICA CENIZAS	SIC	26.196	1.310	0	-1.310			-1.310	0
TECNORED	SIC	13.227	661	0	-661			-661	0
EMELDA	SIC	191.143	9.557	0	-9.557			-9.557	0
ON GROUP	SIC	0	0	177	177			177	177
CARRAN	SIC	0	0	227	227			227	227
MASISA	SIC	0	0	1.440	1.440			1.440	1.440
DONGO	SIC	0	0	633	633			633	633
HIDROLIRCA	SIC	0	0	593	593			593	593
AES GENER SING	SING	8.287	414	0	-414			-414	0
NORGENER	SING	15.720	786	0	-786			-786	0
GASATACAMA	SING	38.233	1.912	0	-1.912			-1.912	0
ELECTROANDINA	SING	2.495.543	124.777	0	-124.777			-124.777	0
ECL	SING	93.534	4.677	0	-4.677			-4.677	0
ENORCHILE	SING	20.590	1.029	0	-1.029			-1.029	0
ENERNUEVAS	SING	0	0	2.888	2.888			2.888	2.888
<b>TOTAL</b>		<b>12.948.344</b>	<b>647.417</b>	<b>1.031.836</b>	<b>384.418</b>			<b>384.418</b>	<b>626.264</b>

Fuente: CDEC - SIC

Donde:

Raño	= magnitud total de retiros afectos a la obligación realizados durante el año del balance
Oaño	= magnitud de la obligación generada durante el año correspondiente al balance
IERaño	= magnitud de las inyecciones de energía reconocida realizadas durante el año correspondiente al balance
IERprevio	= magnitud de las inyecciones de energía reconocida realizadas durante el año inmediatamente anterior al del balance
Oprevio	= magnitud de la postergación de la acreditación de la obligación del año inmediato anterior al balance
DIF	= diferencia entre la magnitud de las inyecciones de energía reconocida y la magnitud de la obligación correspondiente al año del balance
EX	= magnitud de los excedentes posibles de traspasar a otras empresas eléctricas

## Anexo N° 2

Fuente: CDEC - SIC

Empresa	Sistem	Raño [MWh]	Oaño [MWh]	IERaño [MWh]	IERaño - Oaño [MWh]	IER pre vio [MWh]	Opre vio [MWh]	DIF [MWh]	EX [MWh]	EXtrasp [MWh]	D E F M W h	O p o s t M W h	RC [MWh]	Ca nua I U T M	IERsig [MWh]
AES GENER NUEVA ENERGIA	SIC - SING	864.271	43.214	44.525	1.312			1.312	1.312	-786	0	0	526	0	526
CAMPANARIO TIERRA AMARILLA	SIC	1.206.125	60.306	0	-60.306			-60.306	0	60.328	0	0	22	0	0
COLBUN POTENCIA CHILE	SIC	141.779	7.089	0	-7.089			-7.089	0	7.089	0	0	0	0	0
PEHUENCHE	SIC	2.078.978	103.949	107.219	3.270			3.270	3.270	0	0	0	3.270	0	3.270
PETROPOWER	SIC	14.384	719	0	-719			-719	0	719	0	0	0	0	0
EPISA	SIC	223.215	11.161	0	-11.161			-11.161	0	11.161	0	0	0	0	0
GUACOLDA	SIC	28.529	1.426	0	-1.426			-1.426	0	1.426	0	0	0	0	0
LA HIGUERA	SIC	71.679	3.584	0	-3.584			-3.584	0	3.584	0	0	0	0	0
IBENER MONTE REDONDO	SIC	194.303	9.715	43.062	33.347			33.347	33.347	0	0	0	33.347	0	33.347
PACIFIC HYDRO	SIC	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0
ENDESA	SIC	160.577	8.029	0	-8.029			-8.029	0	8.029	0	0	0	0	0
SGA	SIC	243.358	12.168	82.884	70.716			70.716	70.716	-6.800	0	0	63.916	0	63.916
SC DEL MAIPO	SIC	316.447	15.822	81.890	66.068			66.068	66.068	-24.556	0	0	41.512	0	41.512
EL MANZANO	SIC	4.232.712	211.636	293.517	81.881			81.881	81.881	-3.346	0	0	78.535	0	78.535
HIDROMAULE	SIC	31.789	1.589	408	-1.182			-1.182	0	1.182	0	0	0	0	0
NORVIND	SIC	107.957	5.398	2.267	-3.131			-3.131	0	3.131	0	0	0	0	0
HIDROELEC	SIC	0	0	27.511	27.511			27.511	27.511	0	0	0	27.511	0	27.511
ARAUCO	SIC	0	0	120.844	120.844			120.844	120.844	-83.922	0	0	36.922	0	36.922
CRISTORO	SIC	0	0	61.754	61.754			61.754	61.754	-36.690	0	0	25.064	0	25.064
KDM	SIC	0	0	2.076	2.076			2.076	2.076	-1.912	0	0	164	0	164
HIDROPALOMA	SIC	0	0	57.752	57.752			57.752	57.752	-8.926	0	0	48.826	0	48.826
ORAFTI	SIC	0	0	6.888	6.888			6.888	6.888	0	0	0	6.888	0	6.888
PUYEHUE ELECTRICA CENIZAS	SIC	0	0	7.061	7.061			7.061	7.061	0	0	0	7.061	0	7.061
TECNORED	SIC	0	0	4.955	4.955			4.955	4.955	-95	0	0	4.860	0	4.860
EMELDA	SIC	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0
ON GROUP	SIC	1.903	95	0	-95			-95	0	95	0	0	0	0	0
CARRAN	SIC	26.196	1.310	0	-1.310			-1.310	0	1.310	0	0	0	0	0
MASISA	SIC	13.227	661	0	-661			-661	0	661	0	0	0	0	0
DONGO	SIC	191.143	9.557	0	-9.557			-9.557	0	9.557	0	0	0	0	0
HIDROLIRCAI	SIC	0	0	177	177			177	177	0	0	0	177	0	177
NORGENER	SING	0	0	227	227			227	227	0	0	0	227	0	227
GASATACAMA ELECTROANDINA	SING	0	0	1.440	1.440			1.440	1.440	0	0	0	1.440	0	1.440
ECL	SING	0	0	633	633			633	633	0	0	0	633	0	633
ENORCHILE	SING	0	0	593	593			593	593	0	0	0	593	0	593
ENERNUEVAS	SING	15.720	786	0	-786			-786	0	786	0	0	0	0	0
		38.233	1.912	0	-1.912			-1.912	0	1.912	0	0	0	0	0
		2.495.543	124.777	0	124.777			-124.777	0	124.790	0	0	13	0	0
		93.534	4.677	0	-4.677			-4.677	0	4.700	0	0	23	0	0
		20.590	1.029	0	-1.029			-1.029	0	1.029	0	0	0	0	0
		0	0	2.888	2.888			2.888	2.888	0	0	0	2.888	0	2.888
<b>TOTAL</b>		<b>12.948.344</b>	<b>647.417</b>	<b>1.031.836</b>	<b>384.418</b>			<b>384.418</b>	<b>625.850</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>384.418</b>	<b>0</b>	<b>384.359</b>

Donde:	
Raño	= magnitud total de retiros afectos a la obligación realizados durante el año del balance
Oaño	= magnitud de la obligación generada durante el año correspondiente al balance
IERaño	= magnitud de las inyecciones de energía reconocida realizadas durante el año correspondiente al balance
IERprevio	= magnitud de las inyecciones de energía reconocida realizadas durante el año inmediatamente anterior al del balance
Oprevio	= magnitud de la postergación de la acreditación de la obligación del año inmediato anterior al balance
DIF	= diferencia entre la magnitud de las inyecciones de energía reconocida y la magnitud de la obligación correspondiente al año del balance
EX	= magnitud de los excedentes posibles de traspasar a otras empresas eléctricas
EXtrasp	= magnitud de los excedentes traspasados o recibidos
DEF	= magnitud del déficit de acreditación de la obligación correspondiente al año del balance
Opost	= magnitud de la postergación de la acreditación de la obligación correspondiente al año del balance
RC	= magnitud del recuento de cumplimiento de la obligación correspondiente al año del balance
Canual	= cuantía del cargo por déficit
IERsig	= magnitud de las inyecciones de energía reconocidas para acreditar el cumplimiento de la obligación en el año calendario siguiente

### Anexo N° 3

#### TRASPASOS DE EXCEDENTES AÑO 2010

Valor promedio (\$/MWh)

6.426,80

Excedentario	Deficitario	Energía [MWh]
AES GENER	NORGENER	786
ARAUCO	ENORCHILE	1.029
ARAUCO	EPSA	3.584
ARAUCO	SC DEL MAIPO	3.131
ARAUCO	SGA	1.182
ENDESA	PEHUENCHE	3.346
HIDROELEC	GASATACAMA	1.912
HIDROMAULE	CAMPANARIO	60.328
HIDROMAULE	IBENER	8.029
HIDROMAULE	PEHUENCHE	7.815
HIDROMAULE	TECNORED	661
HIDROMAULE	TIERRA AMARILLA	7.089
HIDROPALOMA	PUYEHUE	95
MONTE REDONDO	ECL	2.350
MONTE REDONDO	ELECTROANDINA	4.450
NORVIND	ECL	2.350
NORVIND	ELECTROANDINA	4.450
NORVIND	ELECTROANDINA	29.890
NUEVA ENERGIA	ELECTROANDINA	74.456
PACIFIC HYDRO	ELECTRICA CENIZAS	1.310
PACIFIC HYDRO	ELECTROANDINA	11.544
PACIFIC HYDRO	EMELDA	9.557
PACIFIC HYDRO	PETROPOWER	1.426
PACIFIC HYDRO	POTENCIA CHILE	719
Fuente: CDEC - SIC	<b>Total</b>	<b>241.489</b>